

116
2eji



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE QUIMICA

Utilización del Biogás Proveniente de la
Digestión Anaerobia de Lodos
Vía Cogeneración.
Planta de Tratamiento de Aguas Residuales
Texcoco Norte.



EXAMENES PROFESIONALES
FAC. DE QUIMICA

T E S I S

Que para obtener el título de
INGENIERO QUIMICO

Presenta
AXEL MORALES VICTORIO

México, D. F.

1998

260060

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Jurado asignado:

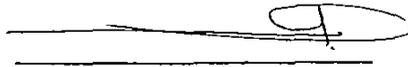
Presidente	Prof.	Jorge Martinez Montes.
Vocal	Prof.	Rodolfo Torres Barrera.
Secretario	Prof.	José Sámano Castillo.
1er. Suplente	Prof.	Manuel Luna Pabello.
2o Suplente	Prof.	José Luis López Martinez.

Sitio donde se desarrolló el tema:

Instituto de Ingeniería, U.N.A.M.

Nombre completo y firma del asesor del tema:

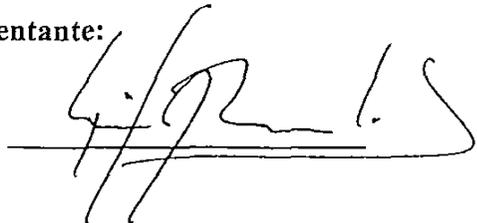
M.I. José Sámano Castillo.



A handwritten signature in black ink, appearing to be 'J. Sámano', written over a horizontal line.

Nombre completo y firma del sustentante:

Axel Morales Victorio.



A handwritten signature in black ink, appearing to be 'Axel Morales Victorio', written over a horizontal line.

Dedico este trabajo con respeto y cariño

a mi universidad y a mi facultad.

**UTILIZACIÓN DEL BIOGÁS PROVENIENTE DE LA
DIGESTIÓN ANAEROBIA DE LODOS
VÍA COGENERACIÓN.**

**PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS
RESIDUALES
TEXCOCO NORTE**

Contenido

	Página
Lista de Tablas	5
Lista de figuras	7
Resumen	8
Objetivos	10
Objetivo General	10
Objetivos Particulares	10
1	11
Proyecto de Saneamiento del Valle de México	
1.1 Antecedentes	11
1.2 Entorno del P.S.V.M.	12
1.3 Sitios de Disposición de Lodos Previstos	14
2	18
Sistema de Tratamiento de Aguas Residuales y Generación de Subproductos	
2.1 Introducción	18
2.2 Sistema de Tratamiento de Aguas Residuales Propuesto por P.S.V.M. para la Planta Texcoco Norte	18
2.3 Generación de Subproductos	19
2.3.1 Producción Relativa de Lodos. Planta Texcoco Norte	23
2.3.2 Residuos	23
2.3.3 Olores	23
2.3.4 Lugares de Disposición de Residuos	23

3	Alternativas de Tratamiento de Subproductos. Digestión Anaerobia	25
3.1	Introducción	25
3.2	Tipos de Lodos	26
3.3	Tratamiento Anaerobio	29
3.4	Calentamiento del Lodo	31
3.5	Disposición de los Lodos	32
3.5.1	Disposición en Suelos. Mejoradores para Cultivo	32
3.5.2	Aprovechamiento en Minas	33
3.5.3	Aprovechamiento Forestal	33
3.5.4	Composteo	33
3.5.5	Producción de Cemento	34
3.5.6	Recirculación a la Planta de Tratamiento	34
3.6	Criterios para la Aplicación de Lodos en Suelos	34
3.7	Balace energético de la digestión Anaerobia	36
4	Sistema de Cogeneración. Utilización del Biogás	38
4.1	Introducción	38
4.2	Ventajas de los Esquemas de Cogeneración	39
4.3	<i>Situación de la cogeneración en México</i>	41
4.4	Clasificación de plantas de Cogeneración	41
4.5	Desarrollo estimado de la Cogeneración en México	42
4.6	Potencial Nacional de Cogeneración	43
4.7	Ahorro en combustibles	44
4.8	Alternativas Tecnológicas para la Cogeneración	45
4.8.1	Turbina de Vapor	46
4.8.2	Turbina de Gas	47
4.8.3	Motor Reciprocante	49
4.8.4	Recuperadores de Calor	51
4.9	Arreglos de Sistemas de Cogeneración	53
4.10	Sistemas tarifarios.	57
4.11	Índices de Comparación de Esquemas de Cogeneración	60
4.11.1	Índice de Calor Neto	60
4.11.2	Índice de Combustible Ahorrado	61
4.11.3	Índice de Energía: Calor/Electricidad	61
4.12	Factibilidad de Proyectos de Cogeneración	62
4.12.1	<i>Tipo de Combustible</i>	62
4.12.2	Relación Calor / Electricidad	62
4.12.3	Variación en el Consumo de Vapor	63
4.12.4	Agua de Enfriamiento	63
4.12.5	Disponibilidad	63
4.12.6	Costo de Inversión	63
4.12.7	Protección Ambiental	64
4.12.8	Situación Geográfica	64

5	Evaluación Técnica-Económica del Sistema de Cogeneración Propuesto	65
5.1	Evaluación del Proceso de Cogeneración Propuesto.	65
5.2	Evaluación Técnica	66
5.2.1	Descripción del Proceso	66
5.2.2	Balance de Materia Preliminar Planta Texcoco Norte	67
5.2.2.1	Tratamiento Primario avanzado	67
5.2.2.2	Digestor Anaerobio	69
5.2.4	Eficiencias Globales de los esquemas propuestos	72
5.2.5	Generación convencional de energía eléctrica	73
5.2.6	Sistema de Cogeneración con turbina de gas y turbina de vapor con vapor de media presión a T= 423 K	74
5.2.7	Sistema de Cogeneración con turbina de gas y turbina de vapor con vapor de media presión a T= 480 K	77
5.2.8	Producción Energética Global	80
5.2.9	Análisis de las Alternativas presentadas	81
5.2.9.1	Necesidades energéticas del proceso.	82
5.3	Evaluación Económica.	83
5.3.1	Inversión requerida	83
5.3.2	Costos Fijos	85
5.3.3	Costos Variables	86
5.3.4	Costos Totales	86
5.3.5	Relaciones Financieras	88
5.3.6	Recuperación de la Inversión (ROI)	89
5.3.7	Tasa Interna de Retorno (TIR)	89
5.3.8	Valor Presente Neto (VPN)	90
5.3.9	Evaluación de todos los parámetros anteriores.	90
6	Conclusiones	92
7	Bibliografía	95
Anexo1		99
Anexo2		107
Anexo3		115

Lista de Tablas

Página

Tabla 1.	Características principales de las Plantas de Tratamiento de agua residual del Valle de México	14
Tabla 2.	Alternativas de Tratamiento Integral Planta Texcoco Norte	20
Tabla 3.	Producción relativa de lodos Planta Texcoco Norte	23
Tabla 4.	Procesos que reducen significativamente los patógenos	26
Tabla 5.	Procesos que reducen patógenos por debajo de los niveles de detección	27
Tabla 6.	Requerimientos para lodos tipo "A"	27
Tabla 7.	Requerimientos de organismos patógenos para lodos tipos "B y "C"	28
Tabla 8.	Alternativas de Tratamiento de lodos Planta Texcoco Norte	29
Tabla 9.	Concentraciones máximas permisibles de metales en lodos de disposición	35
Tabla 10.	Consumos de energía	37
Tabla 11.	energía específica para estabilización de lodos	37
Tabla 12.	Ventajas de los esquemas de Cogeneración	40
Tabla 13.	Clasificación de Plantas de Cogeneración por capacidad	41
Tabla 14.	Distribución del Desarrollo de la Cogeneración	42
Tabla 15.	Potencial Nacional de Cogeneración	43
Tabla 16.	Plantas y capacidad	44
Tabla 17.	Ahorro anual de combustible	44
Tabla 18.	Beneficios de la recuperación de calor de desperdicio	53
Tabla 19.	Análisis de pérdidas energéticas en la generación de energía	53
Tabla 20.	Disponibilidad por componente	63
Tabla 21.	Composición del Biogás	71
Tabla 22.	Eficiencias globales de los equipos involucrados en la generación de energía	72
Tabla 23.	Eficiencias globales por alternativa	73
Tabla 24.	Composición gases de salida	77
Tabla 25.	Balance caldera de recuperación de calor	78
Tabla 26.	Vapor disponible alternativa 2	78
Tabla 27.	Producción energética total por opción considerada	81
Tabla 28.	Costo de equipos para generación de energía	84
Tabla 29.	Inversión requerida por alternativa	85
Tabla 30.	Costos fijos	85
Tabla 31.	Inversión y Costos de producción	86
Tabla 32.	Costo total por alternativa (en pesos)	86
Tabla 33.	Incremento en costos por cogeneración	86

Tabla 34. Generación de Capital	87
Tabla 35. Incremento en generación de capital por cogeneración	87
Tabla 36. Relaciones financieras	88
Tabla 37. Recuperación de la inversión	89
Tabla 38. Tasa Interna de Retorno	89
Tabla 39. Evaluación económica	90

Lista de Figuras

	Página
Figura 1	Ubicación local de las obras del P.S.V.M. 13
Figura 2	Ubicación de ductos y Plantas de Tratamiento 15
Figura 3	Planta de Tratamiento Texcoco Norte. Gran Canal de Desagüe 16
Figura 4	Alternativas de Tratamiento Primario Avanzado para la Planta Texcoco Norte 21
Figura 5	Alternativas de Tratamiento Primario Avanzado para la Planta Texcoco Norte 22
Figura 6	Diagrama de Distribución de Unidades Planta Texcoco Norte 24
Figura 7	Esquema de Digestión anaerobia 30
Figura 8	Alternativa 2 76
Figura 9	Alternativa 3 79
Figura 10	Balance Planta Texcoco Norte 68

Resumen

El presente estudio consiste en evaluar la factibilidad de un sistema de cogeneración para la biodigestión anaerobia de los lodos producidos por la planta de Tratamiento Texcoco Norte.

La planta Texcoco Norte contempla manejar 44 m³/s de aguas residuales a tratar a través de un tratamiento primario avanzado. Los lodos generados por el proceso anterior, hasta el momento contemplan ser estabilizados con cal y puestos el evaporador solar 'El Caracol'.

La propuesta generada en respuesta a la protección ambiental y el máximo aprovechamiento de energéticos es la de implementar un sistema de biodigestión anaerobia para producir lodos inocuos y generar biogás. Éste último, procesado mediante un sistema de cogeneración para obtener tanto energía térmica como eléctrica buscando la autosustentación de todo el conjunto, esto es satisfacer las necesidades energéticas de la biodigestión.

El estudio tiene su origen en dos motivos principales:

- Disposición segura de los lodos producidos por la planta Texcoco Norte, produciendo beneficio como mejoradores de suelo.
- Producción de energía útil de manera económica a partir del biogás desprendido de la biodigestión de los lodos.

Se propuso la alternativa de tratar los lodos mediante digestores anaerobios, obteniendo lodos secos, libres de contaminación para el ecosistema y mejoradores de suelo. Esta digestión tiene como subproductos biogás, que está constituido en su mayor parte por metano.

Se analizaron las ventajas que proponen los esquemas de cogeneración en cuanto a ahorro de combustibles, aumento en la eficiencia y mayor producción de energía.

Se investigó todo lo relacionado a digestores anaerobios, ciclos de cogeneración, turbinas, calderas, calor de desperdicio, termodinámica, etc. Lo anterior con objeto de realizar un estudio sólido, bien documentado con oportunidad de ser tomado en cuenta en la etapa de construcción de la P.T.A.R. Texcoco Norte.

La base del estudio fue satisfacer las necesidades del proceso de biodigestión anaerobia planteado, generando la mayor cantidad de energía. De esta forma se analizaron dos diferentes esquemas de cogeneración comparándolos contra la generación convencional de energía eléctrica, estos esquemas fueron:

- **Cogeneración con turbina de gas y turbina de vapor, generando vapor de media presión a 423 K**
- **Cogeneración con turbina de gas y turbina de vapor, generando vapor de media presión a 480 K**

En relación al estudio previo de factibilidad económica se tomaron en cuenta factores de producción, costos por servicios, seguros, impuestos, etc. con el objeto de brindar un análisis lo más apegado a la realidad posible, con la información de que se dispone.

Objetivos

Objetivo General

Realizar un estudio de factibilidad técnico-económico de la implementación de un sistema de cogeneración en el tratamiento anaerobio de los lodos producidos por la Planta de Tratamiento de aguas residuales Texcoco Norte.

Objetivos Particulares.

Establecer la factibilidad del uso de los lodos para la Planta de Tratamiento Texcoco Norte prevista para el Valle de México.

Obtención del potencial de producción de energía, tanto térmica como eléctrica, a partir del sistema de cogeneración propuesto y su posible disposición.

Reducción de emisiones contaminantes a la atmósfera por medio del sistema propuesto, con la utilización de recuperadores de calor para el mejor aprovechamiento del combustible empleado.

Estudio sobre el posible alargamiento del período de Vida Útil de las Plantas de Tratamiento.

Estudio del impacto generado por la implementación del sistema de cogeneración propuesto en la disposición de los lodos:

- Ambiental
- Económico

El alcance del presente estudio es un análisis previo de factibilidad, que de encontrarse viable, precederá a un análisis final, con información que por el momento no se posee.

1. Proyecto de Saneamiento del Valle de México

1.1 Antecedentes

El Instituto de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México en apoyo a la Comisión Nacional del Agua (CNA) para el proyecto integral de "SANEAMIENTO DE LAS AGUAS NEGRAS QUE SE PRODUCEN EN EL VALLE DE MÉXICO", en el que se pretende lograr a mediano plazo, y sin riesgos operativos y sanitarios, la rehabilitación de los sistemas de drenaje del área metropolitana, el tratamiento de las aguas negras que en ella se generan y su reutilización para riego agrícola, sin consecuencias para la salud de la población

Para tal efecto se prevé la construcción y operación de cuatro plantas de tratamiento de las descargas de aguas negras del Valle de México:

- **Planta de Tratamiento Texcoco Norte.** La planta Texcoco Norte está programada para el tratamiento de las aguas del Gran Canal del Desagüe, está proyectada para construirse en la zona del antiguo Lago de Texcoco, en terrenos de propiedad federal ubicados dentro del municipio de Ecatepec, en parte del terreno que ocupaba antiguamente la empresa de Sosa Texcoco.

- **Planta de Tratamiento Coyotepec.** La planta de tratamiento para las aguas del Emisor Poniente, se denomina Coyotepec, y será ubicada en una zona colindante con los municipios de Coyotepec, Huehuetoca y Teoloyucan, en el Estado de México.
- **Planta de Tratamiento El Salto.** Prevé el tratamiento de las aguas provenientes del Emisor Central, dentro del municipio de Tepeji del Río de Ocampo, en el Estado de Hidalgo.
- **Planta de tratamiento Nextlalpan.** Está proyectada para tratar los escurrimientos de la zona de Zumpango. El sitio de su construcción no está definido por el momento, no obstante se considera un área dentro de los municipios de Nextlalpan y Jaltenco, en el Estado de México.

La justificación del proyecto se basa en el aprovechamiento de recursos para la producción de energía, a través de un sistema de cogeneración aplicado al tratamiento anaerobio de los lodos de descarga de la planta de tratamiento antes propuesta (Texcoco Norte), debido al impacto generado por la operación de las obras antes citadas.

Es de gran interés buscar medidas efectivas para el debido cuidado y protección del entorno ecológico del Valle de México. Acorde con este punto, una disposición segura de los lodos generados, unida a la producción de energía de forma gratuita para la planta, contribuye a un funcionamiento óptimo.

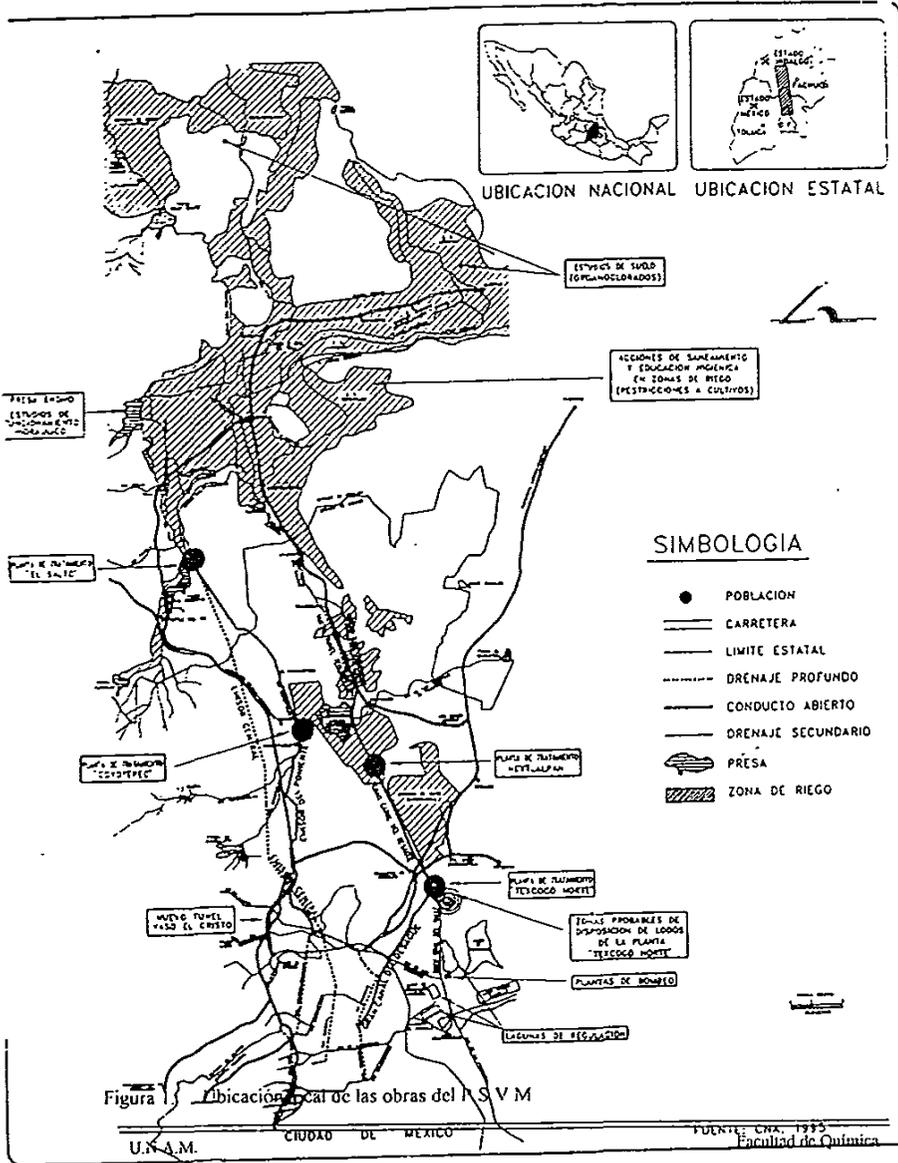
1.2 Entorno del P.S.V.M.

El proyecto de Saneamiento de las aguas negras que se producen en el Valle de México se encuentra actualmente en la etapa de definición de los sitios específicos. Se cuenta con un anteproyecto y ubicación tentativa de las obras, aunque se espera la gestión de estudios y trámites financieros y legales para la realización de las obras.

Por tanto, la información que se presenta es en base a los estudios realizados hasta el momento, y que se consideran idóneos para el trazo y ubicación de las obras.

El proyecto de Saneamiento del Valle de México contempla tres actividades principales:

- **Obras de Rehabilitación del Sistema de Drenaje**, que incluyen la construcción del Túnel Vaso Regulador El Cristo, y de las obras de entubamiento y bombeo en el nororiente de la Ciudad de México
- **Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales**, que incluye la construcción de las plantas de Texcoco Norte, Coyotepec, El Salto, y Nextlalpan(figura 1).
- **Acciones de Saneamiento en las Zonas de Riego**



Los rasgos principales de las plantas de tratamiento anteriormente citadas se presentan en la tabla 1, destacando la ubicación, el gasto y el vertido de cada una de las plantas de tratamiento. La ubicación de los principales ductos y las plantas se observa en la figura 2.

Tabla 1. Características principales de las Plantas de Tratamiento del agua residual del Valle de México

OBRA	UBICACIÓN	GASTO	VOLUMEN	VERTIDO
Texcoco Norte	Para el Gran Canal, al norte del Lago de Texcoco en Zona Federal, aguas arriba del primer uso agrícola en Chiconautla.	44m ³ /s	1,200 millones de m ³	Al Gran Canal, aguas arriba del distrito de riego.
Coyotepec	Para el emisor poniente, en el municipio de Coyotepec, estado de México, antes de derivar a las aguas por el canal de Santo Tomás a la Laguna de Zumpango y ser utilizadas en riego.	15 m ³ /s (74 % del volumen total escurrido).	257 millones de m ³ en años lluviosos	El gasto base de 4 m ³ /s, después de tratado se descargará al Canal de Santo Tomás y el resto al propio Emisor Poniente para descargar en el río El Salto que fluye a la presa Endhó.
El Salto	En las vegas del río El Salto a la salida del túnel del Emisor Central	15 m ³ /s (74 % del volumen total escurrido).	163 millones de m ³ en años lluviosos	Se descargaría por el canal El Salto-Tlamaco que conecta al río Tula, donde se escurre a la presa Endhó
Nextlalpan	En el Municipio de Nextlalpan	0.5m ³ /s		Se descargaría al propio Gran Canal después del tratamiento

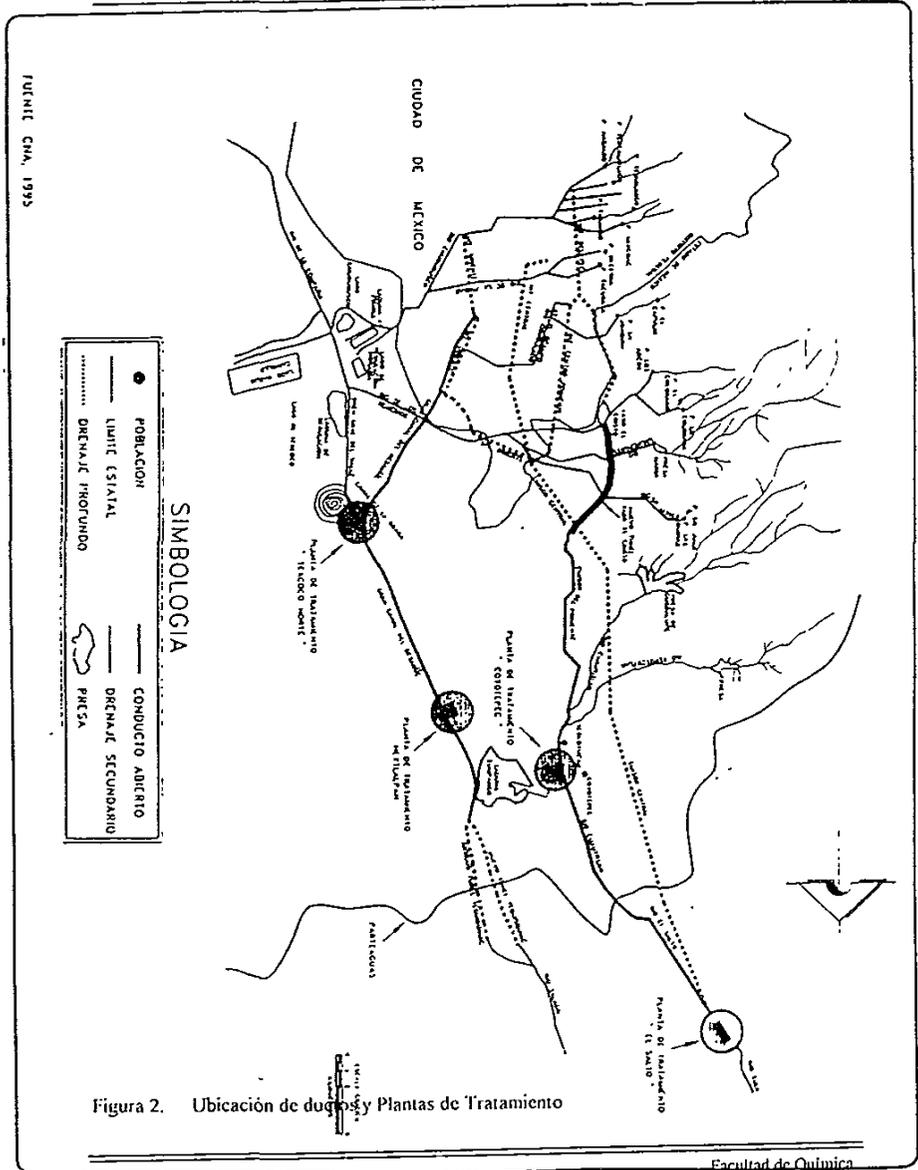
Fuente: (CNA, 1995)

La planta Texcoco Norte está programada para el tratamiento de las aguas del Gran Canal del Desagüe, está proyectada para construirse en la zona del antiguo Lago de Texcoco (figura 3), en terrenos de propiedad federal ubicados dentro del municipio de Ecatepec, en parte del terreno que ocupaba antiguamente la empresa de Sosa Texcoco.

Como ya se ha mencionado el sitio planeado para la disposición de los lodos incluye parte de la zona del ex-Lago de Texcoco, de régimen federal, así como el evaporador solar conocido como "El Caracol", propiedad de la antigua empresa Sosa Texcoco. Para esta planta se contempla como una alternativa de tratamiento el Sistema de Tratamiento Primario Avanzado.

1.3 Sitios de disposición de lodos previstos.

Los sitios para la disposición de lodos de las plantas Coyotepec, El Salto y Nextlalpan, generarán modificaciones radicalmente significativas, puesto que los lodos se depositarán sobre el terreno natural existente. Estos terrenos presentan superficies con vegetación secundaria principalmente agrícola. Es de esperar que las características fisicoquímicas del



Luján, C.A., 1983

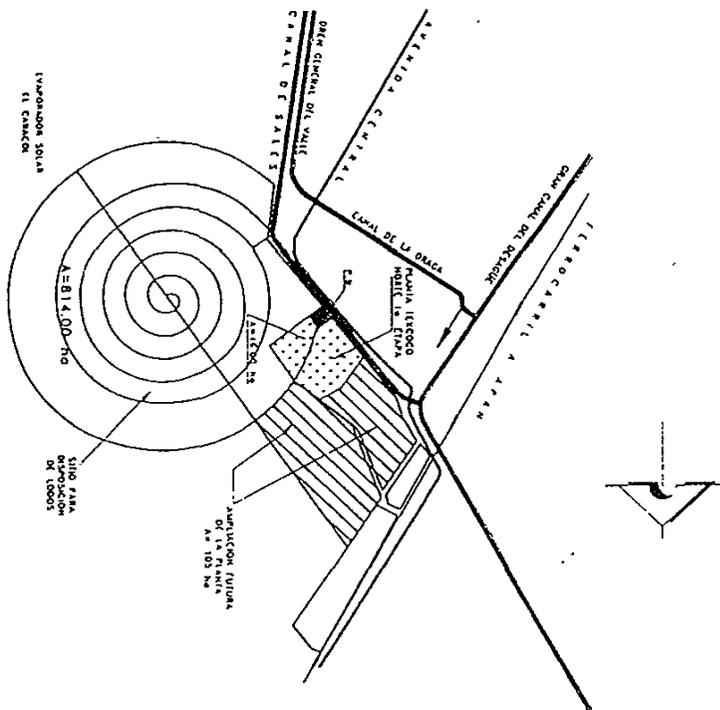


Figura 3. Planta de Tratamiento Texcoco Norte. Gran Canal de Desagüe

suelo originales en estos sitios se vean afectadas significativamente con la disposición de los lodos.

En el caso de la planta Texcoco Norte, el sitio planeado para la disposición de los lodos presenta características especiales, que incluyen parte de la zona del ex-Lago de Texcoco, de régimen federal, así como el evaporador solar conocido como " El Caracol", propiedad de la antigua empresa Sosa Texcoco. Los cambios más relevantes se presentarán en el área del ex-Lago de Texcoco, que actualmente está supeditado al Plan de Rescate Hidroecológico del Lago de Texcoco, a cargo de la Comisión Nacional del Agua, ya que los lodos previamente desaguados y tratados, se utilizarán como mejoradores de los suelos en los Distritos de Riego aledaños al ex-Lago de Texcoco.

La disposición de un sistema de tratamiento para los lodos generados, así como la utilización del biogás desprendido en la producción de energía útil que opere de forma viable tanto técnica como económicamente, protegiendo el entorno ecológico es el principal objetivo del estudio realizado.

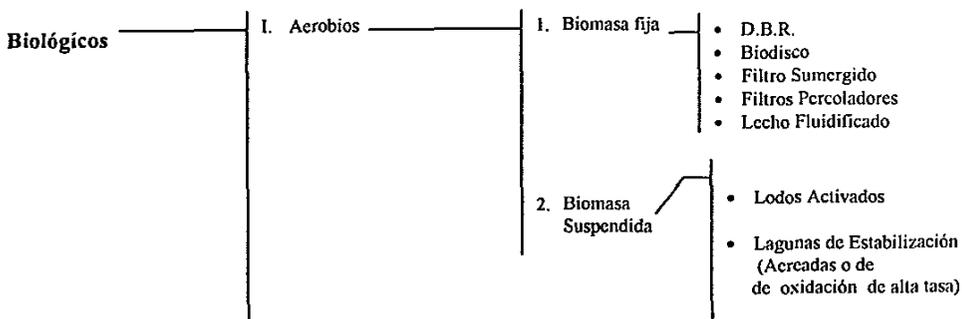
De forma que el proyecto tiene su origen en dos motivos principales:

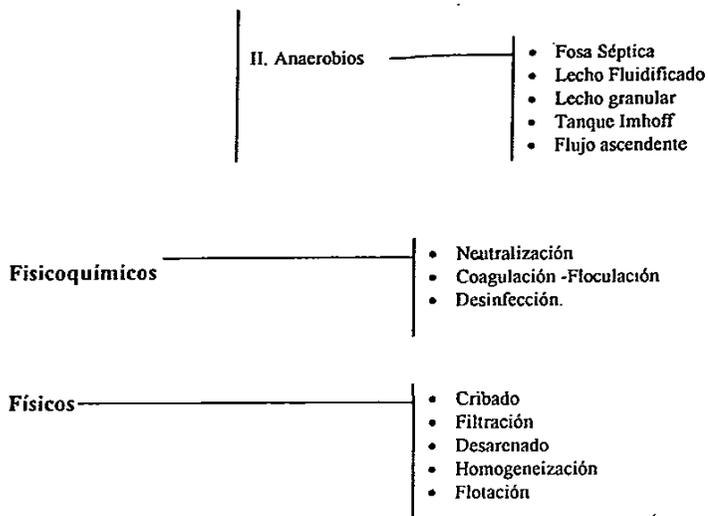
- Disposición segura de los lodos producidos por la planta Texcoco Norte, produciendo beneficio como mejoradores de suelo.
- Producción de energía útil de manera económica a partir del biogás desprendido de la biodigestión de los lodos.

2. Sistema de Tratamiento de Aguas Residuales y Generación de Subproductos

2.1 Introducción

El Tratamiento de las Aguas Residuales se clasifica en : biológico, fisicoquímico y fisico, esto de acuerdo a la naturaleza del proceso aplicado al agua. De tal forma que podemos decir que en general el esquema de los procesos de tratamiento de agua es el siguiente:





2.2 Alternativas del Sistema de Tratamiento de Aguas Residuales Propuesto por P.S.V.M. para la Planta Texcoco Norte.

Para la planta Texcoco Norte se manejaron 10 esquemas distintos de tratamiento por cuestiones técnico-prácticas y económicas, se probaron y se compararon para obtener la mejor opción. Estos esquemas se basan en tres procesos diferentes:

- Tratamiento fisicoquímico o primario avanzado para el agua, que comprende las primeras cuatro opciones, y su diferencia radica en el tratamiento de los lodos.
- Tratamiento biológico a base de lodos activados para el agua, que son las siguientes cuatro opciones, que de igual forma, solo difieren en el proceso de tratamiento de los lodos.
- Tratamiento biológico anaerobio, que son las últimas dos opciones y contempla un procesamiento diferente para los lodos.

Tabla 2. Alternativas de Tratamiento Integral. Texcoco Norte

		Alternativa									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Tratamiento de agua	PT	PT	PT	PT	PT	PT	PT	PT	PT	PT	PT
	TPA	TPA	TPA	TPA	TP	TP	TP	TP	TP	TA	TA
	F	F	F	F	LA	LA	LA	LA	F	F	
	D	D	D	D	F	F	F	F	D	D	
Tratamiento de lodos	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E
	EC (E)	FPB	DA	DA	EC (E)	FPB	DA	DA	EC (E)	FPB	
	LS	EC (FPB)	FPB	FPB	LS	EC (FPB)	FPB	FPB	LS	EC (FPB)	
				EC (FPB)				EC (FPB)			
Retrolavado	CF	CF	CF	CF	CF	CF	CF	CF	CF	CF	
Tipo de lodo	A	A	B	A	A	A	B	A	A	A	

fuente: (CNA, 1997)

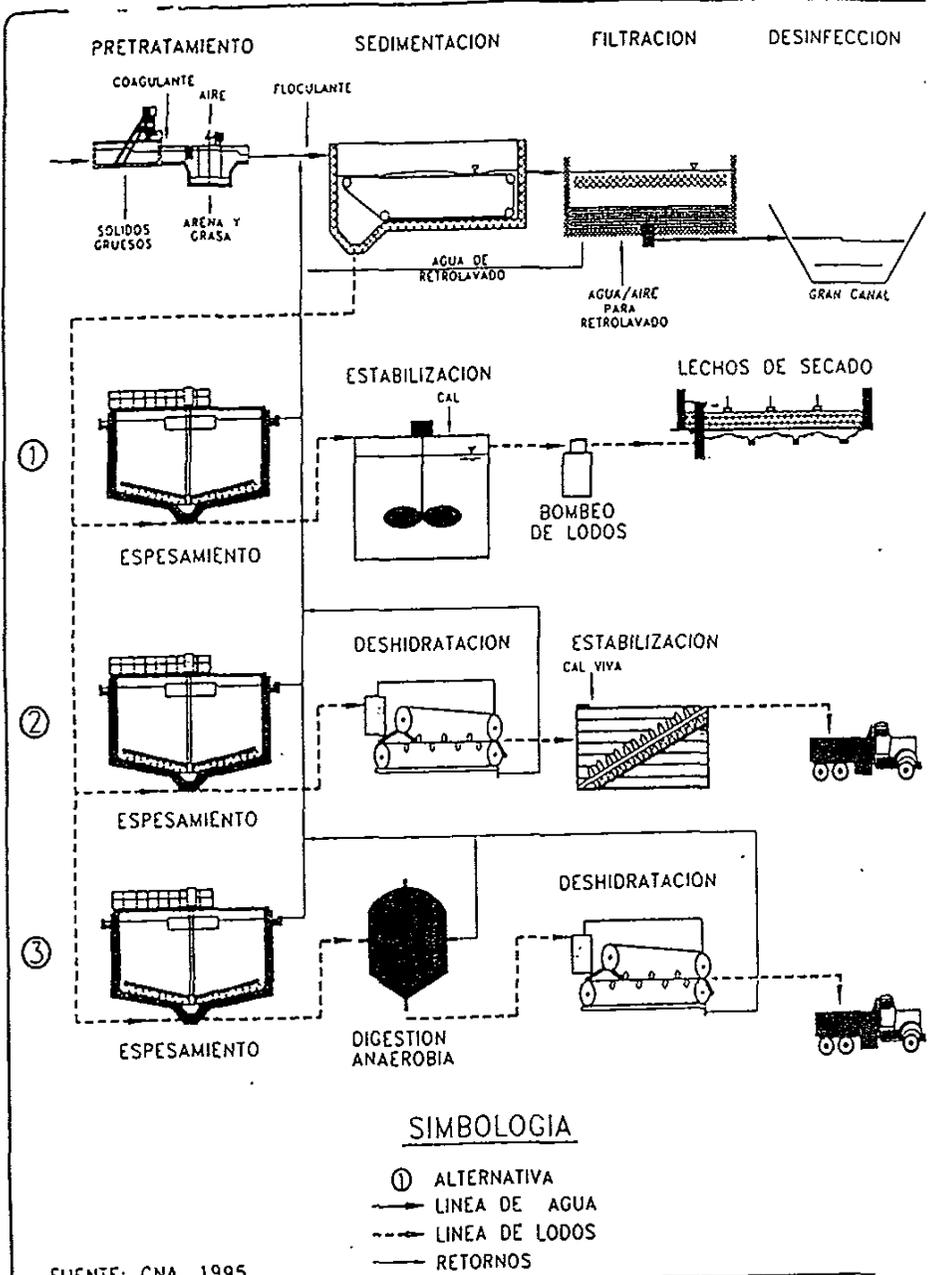
PT	Pretratamiento	TPA	Tratamiento primario Avanzado
TP	Tratamiento Primario conv.	LA	Lodos Activados
TA	Tratamiento anaerobio agua	F	Filtración en arena
D	Desinfección	E	Espesamiento de lodos
EC(E)	Estabilización con cal lodo esp.	DA	Digestión Anaerobia (lodos)
FPB	Filtros Prensa Banda	EC(FPB)	Estabilización con cal lodo fpb
LS	Lechos de Secado	CF	Clarificación agua retrolavado

fuente: (CNA, 1997)

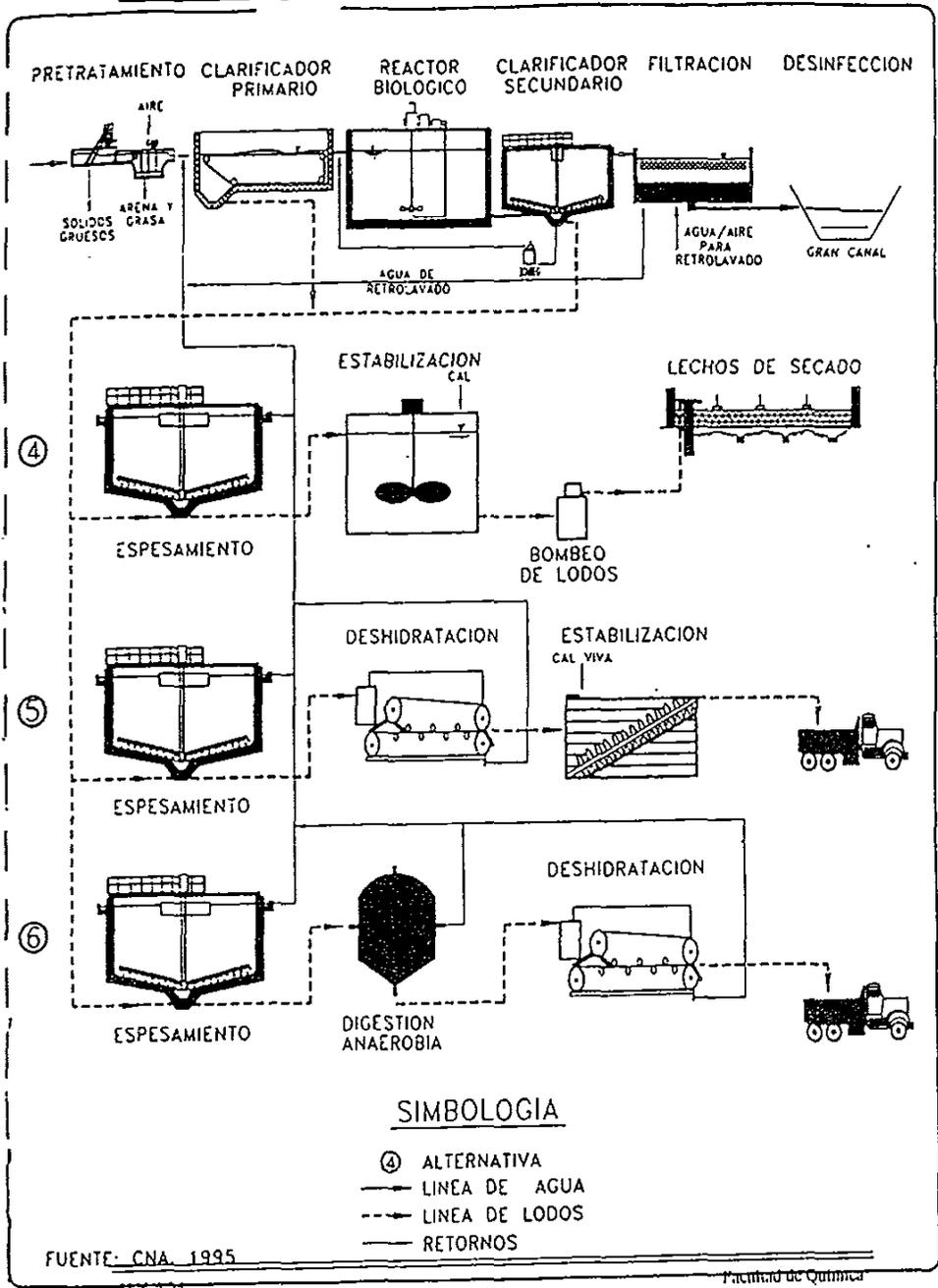
Como se mencionó anteriormente, la Planta de Tratamiento Texcoco Norte tiene como fin el tratamiento de las aguas negras del Gran Canal. Esta planta, situada al norte del ex-Lago de Texcoco considera, después de los estudios previos, dos trenes de tratamiento propuestos por el P.S.V.M. presentados en las figuras 4 y 5 (CNA,1997).

La distribución de la Planta de forma tentativa, es presentada por el P.S.V.M. de acuerdo a la figura 6.

El sitio dispuesto presenta la singular característica de la existencia de terrenos suficientes para la construcción de la planta, su futura ampliación para tratamiento secundario, de la misma forma que para el desaguado, estabilización con cal y disposición de lodos en el terreno, mediante la utilización de el evaporador solar 'El Caracol'. De la misma manera y



FUENTE: CNA, 1995



de forma también ventajosa, el sitio se encuentra aguas arriba del primer reuso de aguas residuales, en el Distrito de Riego No. 88 en Chiconautla.

2.3 Generación de Subproductos.

2.3.1 Producción Relativa de Lodos. Planta Texcoco Norte.

En base al análisis de los anteriores esquemas de tratamiento, se realizaron estudios para obtener la producción de lodos de las diferentes alternativas. Los datos obtenidos se presentan a continuación:

Tabla 3: Producción Relativa de Lodos

Alternativa	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Masa, ton/d	855.5	795.61	480.03	624.04	849.36	789.9	417.32	542.51	701.19	652.10
Volumen, m ³ /d	1710.9	2781.9	2181.9	2181.9	1698.7	2762.	2086.6	2086.6	1402.4	2280.1

Fuente: (CNA,1997)

2.3.2 Residuos

"La generación de lodos en la Planta Texcoco Norte se considera como de residuos peligrosos, por lo que estos mismos deberán de recibir un tratamiento de desaguado y estabilización con cal a fin de volverlos inocuos y poder ser dispuestos tentativamente en la estructura conocida como 'El Caracol' (Sosa Texcoco), y posteriormente ser utilizados como mejoradores de suelo, principalmente en la zona del ex-Lago de Texcoco, que cuenta con programas de reforestación y recuperación ecológica."(CNA,1997)

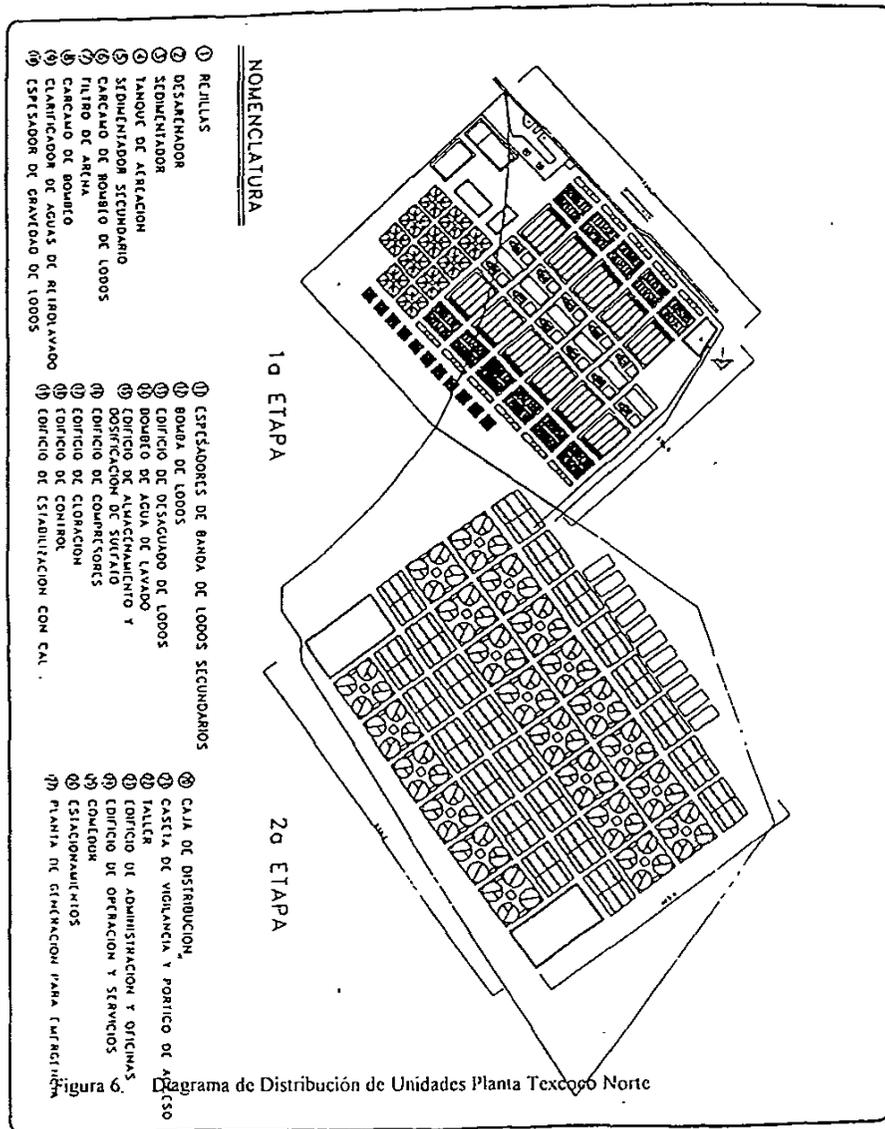
2.3.3 Olores

La disposición en el terreno de los lodos producidos en la Planta de Tratamiento Texcoco Norte provocará la generación de olores desagradables en el perímetro cercano al sitio, para lo cual el P.S.V.M. tiene contemplada la estabilización con cal a los lodos.

2.3.4 Lugares de Disposición de Residuos.

El P.S.V.M. tiene contemplada la recolección de los residuos sólidos considerados como no peligrosos, almacenarlos y ponerlos a disposición del servicio de limpieza municipal

Para los residuos considerados como peligrosos, tales como lodos y algunos residuos producto de la cloración, contempla disponer de ellos como lo señala la Ley General del Equilibrio ecológico y Protección al Ambiente, de acuerdo con su Reglamento en materia de Residuos Peligrosos y a las Normas Oficiales Mexicanas relacionadas con la disposición de residuos peligrosos.



3. Alternativas de Tratamiento de Subproductos.

Biodigestión Anaerobia

3.1 Introducción

Para el tratamiento y disposición de lodos de las plantas de tratamiento que se construirán para manejar las aguas residuales de la Ciudad de México, se realizan pruebas para espesar, prensar y secar los lodos a fin de identificar la mejor forma del manejo y disposición de lodos.

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 su toxicidad.

Este tratamiento se puede observar como dos grandes procesos: uno para reducir su contenido de agua y materia orgánica y otro para dejarlos listos para su disposición y reuso (estabilización).

3.2 Tipos de Lodos

Existen distintos procesos para tratar los lodos y puedan ser reutilizados en agricultura. Según la EPA¹ los lodos tratados se pueden 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 "C" (Tabla 4).
- **PRFP**(Procesos que los reducen por debajo de los niveles de detección). Estos procesos nos dan lodos tipo "A" (Tabla 5).

Tabla 4. Procesos que reducen significativamente los patógenos.

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 esparce el lodo en una superficie con profundidad máxima de cinco pulgadas por un mínimo de tres meses. Dos de ellos con $T > 0$ °C
Digestión anaerobia	Ausencia de aire por sesenta días a 20 °C o cincuenta de 33 °C a 55 °C con retención mínima de 38 % de sólidos volátiles
Composteo	Con una pila estática o métodos de composteo con un mínimo de cinco días a 40 °C y por cuatro horas a $T > 55$ °C
Estabilización con cal	Cal suficiente para aumentar y mantener el pH a 12 por dos horas

Fuente: I.(I. U.N.A.M., 1995)

Los lodos que resultan de la simple separación de la fase sólida de la líquida (sedimentación y flotación) reciben el nombre de lodos primarios; y los que se forman a partir de los procesos biológicos el de lodos secundarios.

- **Lodos primarios.** color amarillo-grisáceo, naturaleza orgánica principalmente, olor acre, alto contenido de agua (94-97 %)
- **Lodos químicos.** Se generan cuando durante el tratamiento de aguas residuales se aplican productos químicos.
- **Lodos secundarios.** Constituidos por un exceso de biomasa producido en los procesos biológicos. Pueden ser de tipo húmico, procedentes del proceso de lodos activados, procedentes de residuos industriales, etc.

¹ Octubre de 1979 título 40 apartado 257

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

Proceso	Acción
Composteo	Pilas estáticas aireadas a condiciones de 55 °C por lo menos tres días
Secado en caliente	Pasta secada drenada de forma directa o indirecta con gases calientes, la humedad debe reducirse 10 % mínimo. Temperatura mínima de 80 °C en el lodo.
Tratamiento con calor	Calentamiento del lodo líquido a 180 °C por 30 min.
Digestión aerobia termofílica	Agitación del lodo líquido con aire y oxígeno por diez días de 55 °C a 60 °C con una reducción mínima de 38 % de sólidos volátiles.
Estabilización con cal	Cal suficiente para mantener un pH de 12 por setenta y dos horas, doce de las cuales con temperatura mayor o igual a 52 °C

Fuente: (I. U.N.A.M., 1995)

Existe la posibilidad de que un proceso PRSP pase a ser PFRP mediante la adición de otra etapa de tratamiento para reducción de virus y bacterias. Estas pueden ser:

- **Irradiación Beta.** Irradiación beta a los lodos con dosis de un megarad a 20 °C en temperatura de cuarto.
- **Irradiación gama.** Se irradia a los lodos con isótopos de cobalto 60 y cesio 139 con dosis de un megarad a 20 °C de temperatura de cuarto.
- **Pasteurización.** Se mantiene el lodo por lo menos 30 minutos a 70 °C mínimo.

Los lodos de tipo "A" no tienen restricciones en su aplicación en agricultura. Para poder ser clasificar como tal, debe de cumplir los requerimientos patógenos mostrados en la tabla 6.

Tabla 6. Requerimientos para lodos tipo "A"

Bacterias patógenas, virus, protozoarios y huevos de helminto por abajo de límites detectables:
• Menos de 3 de salmonella sp (NMP) / 1g de sólidos totales (base seca)
• Menos de una unidad formadora de virus (PFU) / 1g de sólidos totales (base seca).
• Menos de un huevo viable de helminto / 4g de sólidos totales (base seca).
equivalente a :
• Lodos calentados a 52 °C por cinco días
• Lodos calentados a 70 °C por 30 minutos
• Menos de 100 NMP de coliformes fecales y estreptococos / 1g de sólidos suspendidos volátiles.

Fuente: (I. U.N.A.M., 1995)

Para reducir los roedores, moscas, mosquitos, etc. se recomienda :

- tener menos del 38 % de sólidos suspendidos volátiles,
- pH mayor a 12 por 2 horas y mayor de 11.5 por 22 horas; manteniendo una relación de sólidos:mezcla alcalina de 50 % o menor
- secarlos a concentración mayor de 75 % de sólidos cuando no contengan lodos inestables y del 90 % cuando los contengan.

Los lodos tipo "B" y "C" tienen restricciones para su aplicación en la agricultura, tales como que no pueden ser utilizados en cultivos que sean consumidos por humanos, o animales que sean consumidos por ellos. Sus requerimientos son mostrados en la tabla 7.

Tabla 7. Requerimientos de organismos patógenos para lodos tipos "B" y "C".

Lodo tipo "B"	Lodo tipo "C"
Reducir 100 veces la densidad de las bacterias patógenas y virus en el lodo en comparación con el influente / 1g de sólidos suspendidos volátiles	Reducir 31.6 veces la densidad de las bacterias patógenas y virus en el lodo en comparación con el influente / 1g de sólidos suspendidos volátiles
equivalente a :	equivalente a:
Menor o igual a 10^6 coliformes fecales y <i>Streptococos</i> / 1g de sólidos suspendidos volátiles	Menor o igual a $10^{6.57}$ coliformes fecales y <i>Streptococos</i> / 1g de sólidos suspendidos volátiles

Fuente: (CNA,1997)

Para seleccionar el método de tratamiento, 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 tenido².

Si los lodos tratados se van a emplear como abonos, debe de considerarse el contenido de metales pesados, pesticidas e hidrocarburos [Metcalf y Eddy], y cuantificarse el contenido de nutrientes, incluyendo el nitrógeno, los fosfatos, humus, potasio, hidróxido de calcio y magnesio totales y solubles, y microorganismos patógenos [Imhoff et al., 1971].

El tratamiento y manejo de los lodos debe de considerarse como una parte integral del sistema de tratamiento de las aguas residuales, debido a que a largo plazo se puede minimizar su producción y acondicionarlos para su tratamiento y disposición

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

² (Tabla 12-4 Metcalf y Eddy 1991, y Imhoff et al 1971).

Alternativas de Tratamiento de Lodos. Planta Texcoco Norte.

Para la planta Texcoco Norte se manejaron 10 esquemas distintos de tratamiento para los lodos. Estos esquemas se muestran a continuación en la tabla 8:

Tabla 8: Alternativas de Tratamiento de Lodos. Planta Texcoco Norte.

		Alternativa									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Tratamiento de lodos	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E
	EC (E)	FPB	DA	DA	EC (E)	FPB	DA	DA	EC (E)	FPB	
	LS	EC (FPB)	FPB	FPB	LS	EC (FPB)	FPB	FPB	LS	EC (FPB)	
				EC (FPB)				EC (FPB)			
Retrolavado	CF	CF	CF	CF	CF	CF	CF	CF	CF	CF	
Tipo de lodo	A	A	B	A	A	A	B	A	A	A	

fuelle: (CNA,1997)

		E	Espesamiento de lodos
EC(E)	Estabilización con cal lodo esp.	DA	Digestión Anaerobia (lodos)
FPB	Filtros Prensa Banda	EC(FPB)	Estabilización con cal lodo fpb
LS	Lechos de Secado	CF	Clarificación agua retrolavado

fuelle: (CNA,1997)

3.3 Tratamiento anaerobio

La digestión anaerobia es la degradación biológica de sustancias orgánicas 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, alcalinidad 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 aire. El oxígeno necesario para su desarrollo lo obtienen de su propio alimento. En este proceso de 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 fases.

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

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

Podemos observar la digestión anaerobia en forma esquemática en la figura 7 (Hdez. Muñoz, 1985)

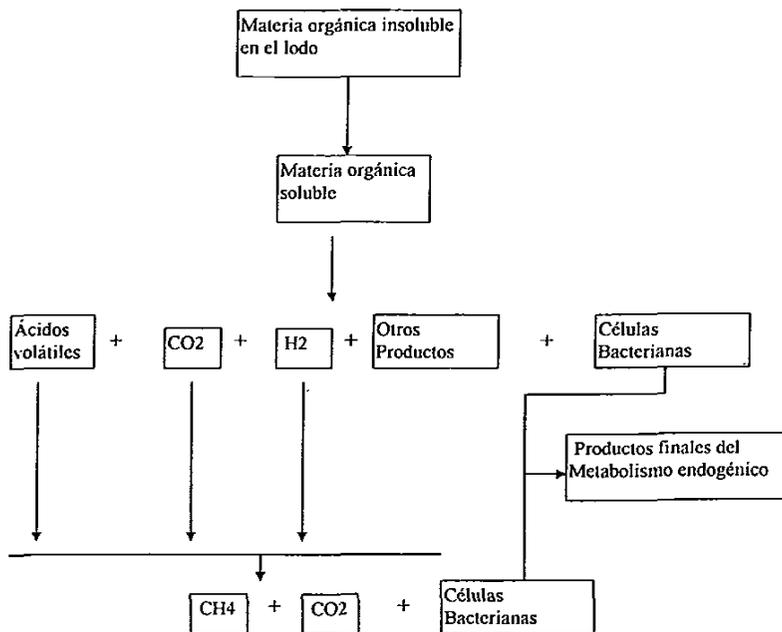


Figura 7. Esquema de Digestión Anaerobia

Para este estudio en particular nos enfocamos a la fermentación metánica. Los organismos metánicos solo fermentan unos pocos compuestos, siendo la mayor parte de ellos productos 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, de la reducción del dióxido de carbono y de la fermentación del ácido acético. Las reacciones involucradas son:

- Fermentación del ácido acético:



- Reducción del Dióxido de carbono:



Las metanobacterias son estrictamente anaerobias y muy sensibles a las condiciones ambientales, por lo que la etapa de la fermentación metánica es la fase limitante del proceso de digestión.

El tiempo necesario para la estabilización de los lodos es función de la temperatura de digestión. En la gama de temperaturas de 14°C a 65°C, las bacterias ordinarias o mesófilas mantienen su actividad hasta los 35 °C. Por encima de esta temperatura desaparecen las condiciones adecuadas para su existencia.

3.54 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.

También 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.

La digestión anaerobia se puede llevar a cabo en dos tipos de digestores:

- **Alta Tasa.** La carga de sólidos es mayor que para la digestión convencional. El contenido se mezcla por la recirculación del gas o por medio de mezcladores mecánicos y se calienta hasta 35-38 °C para conseguir un rendimiento más alto.
- **Convencional.** Se efectúa en un solo tanque sin mezclado. En él se llevan a cabo de forma simultánea la digestión, espesamiento del lodo y separación de sobrenadante. Puede tener la modificación de dos etapas, en la que se emplean dos tanques, en el primero se lleva a cabo la digestión y en el segundo el almacenamiento y concentración del lodo y la separación del sobrenadante.

3.5 Disposición de los lodos

La disposición de los lodos debe de realizarse considerando los siguientes aspectos:

- Bajo costo
- Impacto mínimo al ambiente
- Eficiencia en la remoción de contaminantes
- Capacidad de adaptación a desarrollos a futuro
- Aprovechamiento de la energía que contienen los desechos

Los lodos producidos por las plantas de tratamiento de aguas residuales se disponen en tres lugares: el mar, el suelo y el aire.

La disposición en el aire es una forma temporal de almacenar residuos sólidos, ya que eventualmente sedimentan a la tierra. por lo que la combustión solo disminuye el volumen de los lodos

La disposición marítima de los lodos está reservado para las ciudades costeras. El sitio debe de contar con fuertes corrientes para diluir y absorber rápidamente los lodos en el ambiente marino.

La disposición en el suelo puede presentar grandes ventajas, los lodos digeridos pueden aprovecharse como: mejoradores de suelos, aditivos, fertilizantes para suelos con bajo contenido de materia orgánica y mezclándolos con otros materiales orgánicos o inorgánicos para producir composta.

3.5.1 Disposición en suelos. Mejoradores para Cultivo

Los lodos blandos (precipitación química del calcio y magnesio mediante cal, hidróxido de sodio o mediante el uso de resinas de intercambio iónico) son más fáciles de deshidratar que

los que contienen alumbre o hierro, además de que su pH elevado los hace más atractivos para su aplicación en suelos.

Los lodos deben de ser espesados para aplicarlos en forma líquida (8 a 10 % de sólidos) o como un sólidos después de deshidratarlos (40 % de sólidos). (Nieuwenhuyze et al, 1990)

En regiones agrícolas la aplicación de fertilizantes nitrogenados disminuye el pH del suelo. Si no hay condiciones óptimas de pH la producción agrícola puede disminuir. Por lo que los agricultores tienen la necesidad de aplicar carbonato de calcio para contrarrestar el efecto del fertilizante nitrogenado. La aplicación de lodos tratados con cal puede ser un suplemento para contrarrestar el cambio del pH provocado por los fertilizantes nitrogenados, además de que éstos incrementan la porosidad del suelo, haciéndolos más ventajosos para propósitos agrícolas (Russel, 1980).

3.5.2 Aprovechamiento en Minas

Los lodos blandos pueden ayudar en el saneamiento de suelos acidificados por las descargas de desechos mineros. Aplicando los lodos de forma directa en las bandas transportadoras de desechos, se disminuiría la descarga de compuestos ácidos.

Todavía debe de probarse que la mezcla no dañe la calidad del acuífero, el flujo de agua, la vegetación o que represente un riesgo para la salud pública o ambiental.

3.5.3 Aprovechamiento Forestal

La aplicación de lodos con alumbre de forma líquida a suelos forestales resulta una forma de disposición de bajo costo. Los lodos con alumbre no reportan producción de lixiviados indeseables, ni toxicidad por aluminio y exceso de fósforo en los árboles (I I. U.N.A.M.,1995). Los investigadores concluyeron que la aplicación de lodos no produce efectos adversos en los árboles.

3.5.4 Composteo

'Como se sabe el composteo es la descomposición termofílica de la materia orgánica en condiciones anaerobias controladas. La descomposición termofílica la realizan microorganismos termofílicos que elevan la temperatura a 60 °C, lo que provoca la destrucción de patógenos (Ramírez et al., 1995). El composteo puede ser una alternativa para el aprovechamiento de los lodos en la agricultura por su inocuidad, como una vía segura para la población, el ambiente, el aprovechamiento energético y manejo.' (CNA.1997).

Mediante la mezcla con materiales orgánicos, los lodos sirven como composta. (Ramírez et al. 1995) presentan los criterios de diseño para un sistema de composteo de lodos residuales, utilizando como acondicionador del lodo materiales orgánicos e inorgánicos, especialmente bagazo de caña.

3.5.5 Producción de Cemento

Los materiales básicos para producir cemento son la piedra caliza y arcilla, o una mezcla natural de naturaleza marga caliza; ésta se seca, muele y calienta a 1450 °C para llevar a cabo las reacciones químicas que dan por producto la escoria cementante. Después de ser enfriada y mezclada con yeso, la escoria se mezcla con yeso para formar el cemento comercial.

Los principales componentes del cemento son CaO , SiO_2 , AlO_3 y Fe_2O_3 . La materia prima contiene esos óxidos en forma de carbonatos y minerales de arcillas.

Consecuentemente, la aplicación de lodos que contengan hierro y caliza no crean problemas en la producción de cemento, porque las materias primas también contienen metales pesados (calizas y arcillas). El inconveniente se presenta en materia de costos, debido a que tienden a incrementarse por el requerimiento de un mezclado en seco y homogeneización de la materia prima para la producción de cemento (CNA, 1997).

3.5.6 Recirculación a la Planta de Tratamiento

Aunque es una práctica común en los E.U., la decisión de recircular los lodos a la planta debe de tomarse con base en los costos y al tipo de tratamiento que se realiza en la planta. Es importante conocer la cantidad y calidad del lodo, contenido de sólidos, pH, nutrientes, metales pesados, etc.

3.6 Criterios para la Aplicación de Lodos en Suelos.

La cantidad de aplicación de lodos se expresa en términos de toneladas de sólido seco por hectárea. La cantidad límite de aplicación en suelos en un lugar de disposición determinado depende de varios factores:

- Tipo de suelo
- Tipo de cultivo
- Topografía
- Potencial de contaminación al agua
- Meteorología
- Potencial de producción de olor
- Método de aplicación

Las características de los lodos incluyen la concentración de:

- Organismos patógenos
- Metales pesados
- Nutrientes (nitrógeno principalmente)
- Toxinas

La mayor preocupación se presenta con respecto a la infiltración de metales pesados y nitratos al suelo o al acuífero. De forma que la aplicación se calcula en base a su contenido de metales pesados y nitrógeno.

Para los metales pesados (Chumbly, 1971) recomienda que no se apliquen lodos al suelo cuando tengan más de 250ppm de zinc equivalente (Zn eq) y pH > 6.5, definiendo al Zn eq como:

$$Zn\ eq. (Ppm) = [Zn] + 2[Cu] + 8[Ni]$$

que deben de tener pH mayor a 6.5, de lo contrario serían disueltos y asimilados por los cultivos. En la tabla 9 se muestran las concentraciones máximas de metales en lodos recomendadas para su aplicación en suelos.

Tabla 9. Concentraciones máximas permisibles de metales en lodos de disposición

Metal	Concentración
Zinc	2 000
Cobre	1 000
Niquel	200
Cadmio	15
Plomo	1 000
Mercurio	10
Cromo	1 000
Boro	100

Fuente: (Chaney 1974)

El nitrógeno es considerado como un contaminante potencial debido a la posible infiltración de nitratos a los acuíferos. La solución a este problema es hacer que los lodos tengan el nitrógeno que pueda ser removido por los cultivos, volatilizado a la atmósfera por desnitrificación o considerar concentraciones permisibles en los acuíferos (CNA, 1997).

En la referencia arriba citada se estima la aplicación máxima permisible de lodos con el siguiente balance:

$$\text{Nitrógeno aplicado (lodo)} = (\text{amonio volátil}) + (\text{nitrógeno al acuífero}) + (\text{acumulación de nitrógeno a los cultivos}) + (\text{desnitrificación})$$

En función de la permeabilidad del suelo, Bell (1971) sugiere una mínima de 10^{-5} cm/s (0.015 in/hr), así como pendientes mayores de 3 % si la permeabilidad es menor que 10^{-4} cm/s (0.15 in/hr).

Algunos compuestos clasificados en el rubro de toxinas son destinados comúnmente en el agua. Tal es el caso de varios pesticidas de hidrocarburo clorado, y compuestos químicos como los bifenilpoliclorados (PCB's). La EPA sugiere una norma de 0.000001 ppm de PCB's en el agua. De forma que se elimina la disposición de lodos que lo contengan en los cuerpos de agua u océanos.

El problema de la transmisión de enfermedades es un factor muy importante para retener la aplicación de lodos en el suelo. Por muchos años se tuvo la falsa creencia de que la digestión anaerobia destruía todos los organismos patógenos. Veslind (1980).

Los virus y bacterias se adhieren a los sólidos y se concentran en los procesos de remoción principalmente cuando se remueve fósforo por adición de alumbre (Lund 1970, Lecre et al., 1970). Los flóculos formados arrastran casi todos los virus en el agua (Scott y Horlings, 1974).

A pesar de que algunas bacterias y coliformes son destruidos durante a digestión, la *salmonella typosa*, por ejemplo, puede sobrevivir ya que 20 días de digestión sólo destruyen el 92 % de *s. Typosa* (Lecre et al., 1970). Huevos de helmintos requieren mínimo 30 días de tiempo de retención en digestor anaerobio para ser destruidos (Chang, 1965).

Aunque no existen evidencias epidemiológicas que confirmen que el uso de lodos digeridos en suelos de cultivo puede causar enfermedades en humanos o animales, existe la controversia. Una vez en el suelo, los patógenos pueden contaminar cultivos comestibles o agua de escurrimiento y de los acuíferos. Po lo tanto, la aplicación de lodos en suelos de cultivo es todavía cuestionable desde el punto de vista de salud pública (CNA, 1995).

3.7 Balance energético de la digestión anaerobia

Aunque el consumo energético de las plantas de tratamiento es variable, para realizar un estimado previo se pueden contemplar las siguientes aproximaciones (tabla 10):

Tabla 10. Consumos de energía

Proceso	Consumo de energía aprox.
Tratamiento Primario	0.008 kW/hab
Tratamiento primario y secundario	0.012 kW/hab
cloración	56.97 Wh/m ³
Digestión Anaerobia	45.47 Wh/m ³

Fuente: (Hdez. Muñoz, 1985)

Tabla 11. Energía específica para estabilización de lodos.

Proceso	Energía eléctrica (kWH/t de M.S.)	Combustible (kWH/t de M.S.)	Energía Total (kWH/t de M.S.)
Digestión Anaerobia sin uso del gas	230	630	860
con uso del gas	90	70	160
Digestión Aerobia	1950	----	1950

Fuente: (Hdez. Muñoz, 1985)

4. Sistema de Cogeneración.

Utilización del Biogás

4.1 Introducción

Aunque la palabra '*cogeneración*' es de uso relativamente nuevo, es utilizada para definir un concepto que ya tiene alrededor de 90 años de aplicación. Con ella designamos a los sistemas que combinan los procesos térmicos asociados a la producción de energía eléctrica o mecánica, con otros procesos térmicos como la generación y/o demanda de vapor o calor, utilizando para esto el calor de desperdicio del primero como la entrada de energía para el segundo (CONAE, 1995).

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

El concepto de la cogeneración no es nuevo, pues de hecho las primeras industrias a finales del siglo pasado cogeneraban sus insumos de electricidad y de energía térmica, al no contarse con una fuente de suministro externo de corriente eléctrica. Sin embargo, la economía de escala en la generación de electricidad en grandes plantas termoeléctricas, aunada al bajo costo de la energía primaria más la elevada inversión requerida para el autoabastecimiento eléctrico, al tener que contar con instalaciones que aseguren la generación en condiciones de demanda pico, dejando en consecuencia una baja capacidad de ocupación promedio, condujeron a la sustitución de la energía eléctrica cogenerada por programas de electrificación a nivel nacional, no sólo para abastecer la demanda urbana, sino también la industrial

Pero, el considerable aumento en el costo de la energía en la década pasada ha revertido la tendencia, ya que la alta eficiencia energética asociada a los sistemas de cogeneración, en general, justifica las inversiones requeridas. En la industria petrolera mexicana, otras consideraciones relacionadas con el aseguramiento de la disponibilidad de energía eléctrica, para evitar costosos paros por fallas en el abastecimiento, contribuyeron a la incorporación de sistemas de generación interna que se introdujeron tomando en cuenta el concepto de la cogeneración, aunque, hay que reconocer, sin una completa optimización de los sistemas, que condujo a una situación en la que se presentaban degradaciones de vapor y hasta condensación del mismo con agua de enfriamiento.

La cogeneración fue muy difundida a principios de siglo principalmente en Europa y fue utilizada en América por las industrias textiles de los Estados Unidos de Norteamérica desde 1905 (CONAE, 1995), pero su importancia bajó a medida que las redes de distribución de energía eléctrica se extendían por todo el país, lo que provocó que bajara el precio de los hidrocarburos y la eficiencia energética pasara a un término secundario por un tiempo considerable.

Por muchos años los sistemas de cogeneración fueron de poca relevancia y su aplicación fue casi nula, pero a raíz de 1973 con las llamadas crisis de energía provocadas por las revaluaciones del precio internacional del crudo, los países desarrollados, principales consumidores de este producto implantaron una serie de medidas encaminadas a reducir su dependencia del petróleo importado, entre ellas figuraba revisar e intensificar procesos de cogeneración¹. Hoy en día estos procesos están viendo un resurgimiento a nivel mundial debido al encarecimiento de la energía producida por las centrales generadoras en relación con la demanda de los usuarios, tanto en el sector eléctrico como en las térmicas convencionales.

4.2 Ventajas de los Esquemas de Cogeneración

La energía térmica la encontramos en forma de gases o líquidos calientes que permiten su utilización; la cogeneración nos permite mejorar la eficiencia de conversión de los combustibles a otras formas de energía como calor y electricidad.

El esquema cogenerativo nos brinda considerables ventajas comparativamente con esquemas de generación de energía convencionales, y aunque no propone un ahorro en el consumo de energía de la industria, su beneficio radica en el ámbito económico, porque al producir nuestra propia energía eléctrica no tenemos que pagar por ella y aseguramos el abastecimiento continuo, que en algunos lugares es difícil e incluso conlleva a la instalación de plantas de generación auxiliares para garantizar el abastecimiento necesario, y además producimos energía térmica útil para servicios, o incluso para proceso.

Los esquemas de cogeneración también implican un mejor aprovechamiento de los energéticos primarios, porque la eficiencia global de los sistemas de cogeneración es por mucho, mas alta que en los sistemas de generación tradicionales. Al utilizar de una forma más efectiva los recursos naturales en la producción de energéticos, también se contribuye al bienestar ambiental, porque no se generan desperdicios innecesarios a partir de combustibles mal aprovechados.

Se ha demostrado que con su aplicación, se puede aprovechar la energía térmica desperdiciada en la producción de energía eléctrica. Esto de forma independiente a la demanda de calor o producción del mismo en diversos procesos, ya que se utiliza alrededor del 10 al 30 por ciento menos de combustible, según sea el proceso y aplicaciones involucradas. Su principal campo de desarrollo es en el área de proceso donde encontramos típicamente ramas como: textil, siderúrgica, azucarera, fabricación del papel, química, y la refinación del petróleo.

Las ventajas que se pueden obtener a través del uso de la cogeneración, no solo son desde el punto de vista industrial, también tienen una gran importancia a nivel nacional. Lo anterior se expone en la Tabla 12.

Tabla 12: Ventajas de los Esquemas de Cogeneración

Ventajas para la nación	Ventajas para el industrial
<ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Ahorro energético.</i> <ul style="list-style-type: none"> • Se consume menor cantidad de energía primaria en un sistema de cogeneración que produciendo de forma independiente energía térmica y eléctrica 2. <i>Ahorro económico.</i> <ul style="list-style-type: none"> • Derivado del ahorro energético. 3. <i>Beneficio ambiental.</i> <ul style="list-style-type: none"> • Menor cantidad de energía primaria para producir la misma cantidad de energía. • El impacto ambiental causado por el transporte, refinado y extracción de energía baja. 4. <i>Industrialización de zonas fuera de la red de alta tensión.</i> <ul style="list-style-type: none"> • Para el caso de centros de desarrollo industrial, se pueden proporcionar sistemas que generen energía térmica y eléctrica a varias industrias. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Ahorro económico</i> <ul style="list-style-type: none"> • La cogeneración no plantea ahorros energéticos, la energía primaria que se debe de adquirir será superior en un 5 a 10 % Los ahorros son exclusivamente económicos y provienen de la diferencia de costos entre la energía comprada a la red y el combustible empleado para cogenerar. 2. <i>Independencia del suministro de energía eléctrica exterior</i> <ul style="list-style-type: none"> • En muchos proceso es un problema el corte en el suministro de energía eléctrica. La existencia de un grupo de cogeneración garantiza esta continuidad en el suministro, pudiendo tener interconexión en paralelo con el suministro de la red. 3. <i>Optimización de la calidad del servicio.</i> <ul style="list-style-type: none"> • Para las industria que requieren de alta calidad en el suministro de energía eléctrica,

<p>5. <i>Reducción de capitales de inversión</i></p> <ul style="list-style-type: none"> El gobierno invertiría menos para abastecer la creciente demanda de electricidad si los industriales cogeneraran. <p>6. <i>Mejora en el servicio</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Si los industriales producen su propia energía eléctrica, las centrales generadoras podrán proporcionar más y mejor servicio a un mayor número de usuarios. 	<p>un sistema de cogeneración puede eliminar las variaciones de tensión y frecuencia que ocurren en la red comercial.</p>
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

(Fuente : CONAE 1995)

4.3 Situación de la Cogeneración en México

En México, la Secretaría de Energía apoya, a través de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE) y a través de su Dirección de Cogeneración y Fuentes no Convencionales de Energía, la promoción de proyectos de cogeneración. Esta tarea esta derivada del Plan Nacional de Desarrollo, que sienta las bases para estrategias de uso eficiente de los recursos y una política ambiental para el crecimiento económico del país.

Se han establecido diversos proyectos derivados del anterior plan, como la elaboración de ediciones especiales de literatura informativa, estudios de el consumo de energía en el país, por regiones, por sectores, etc., el potencial de desarrollo cogenerativo de los distintos sectores del país, clasificación de las industrias, equipos recomendables, etc.

A continuación se muestra una análisis de la situación actual de la cogeneración en México con datos obtenidos por la CONAE y la SEMIP (Secretaría de Minas e Industria Paraestatal). Estos datos se acomodaron a manera de tablas para facilitar su apreciación y favorecer su comparación.

4.4 Clasificación de Plantas de Cogeneración

Primero se establece la clasificación de las plantas de cogeneración de acuerdo a su capacidad (tabla 13).

Tabla 13. Clasificación por capacidad

Denominación	Capacidad
Microcogeneración	Menores a 500 kW
Mimicogeneración	De 500 a menos de 1,000 kW
Planta chica	De 1,000 a menos de 5,000 kW
Planta mediana	De 5,000 a menos de 20,000 kW
Plantas grandes	Desde 20, 000 kW

(Fuente : CONAE 1995)

4.5 Desarrollo estimado de la Cogeneración en México

Como se ha visto, en el país existen distintas ramas industriales, y es ampliamente conocido que varias de estas plantas utilizan de estas industrias procesos que cuentan con sistemas de generación de energía eléctrica con fines de autoabastecimiento. Sin embargo, la información relativa a estos esquemas y su operación no es muy difundida.

El desarrollo del potencial nacional de cogeneración depende de varios factores, entre ellos, el Marco Regulatorio, la disponibilidad de capital, los costos de inversión, los precios de la electricidad y los del combustible, entre otros.

Se debe tener presente que este potencial nacional de cogeneración sea considerado entre las estrategias para satisfacer las necesidades energéticas del país.

Partiendo de estos factores la Secretaría de Energía estimó que de 1996 a 2006 se podrá desarrollar una capacidad de cogeneración en México de 3,507 MWe como mínimo y 6,578 MWe como máximo aproximadamente. Esto requiere de una inversión del orden de 2,805 a 7,894 millones de dólares americanos aproximadamente (CONAE, 1995).

A continuación se muestra un análisis de la situación actual de la cogeneración en nuestro país, y se presentan estimaciones realizadas por la CONAE para predecir el potencial que tienen las distintas ramas de desarrollar procesos de cogeneración.

Tabla 14. Distribución del desarrollo de la cogeneración

Desarrollo estimado de la cogeneración en México al año 2006				
Sector	Capacidad instalada de cogeneración MWe		Ahorro de combustible Millones de bep/año	
	mínimo	máximo	mínimo	máximo
Industrial	2,404	4,507	19.2	36.1
Pemex Petroquímica	746	1,399	5.9	11.2
Comercial	357	672	2.9	5.4
Total	3,507	6,578	28.0	52.7

(Fuente: CONAE, 1995)

Las tendencias mundiales en materia de energía y medio ambiente están convergiendo en la utilización de combustibles, equipos y tecnologías que permitan preservar los recursos naturales y el medio ambiente.

En materia de combustibles, el gas natural está tomando un papel muy importante como energético, debido a que las emisiones derivadas de su combustión son las menos perjudiciales al medio ambiente entre los combustibles fósiles: nulas emisiones de SO_x y partículas, bajas emisiones de NO_x y las menores emisiones de CO₂ (25% menos que el combustóleo y 40% menos que el carbón).

La cogeneración, estancada por varias décadas debido a la instalación de grandes centrales eléctricas y por falta de facilidades legislativas, está también tomando un renovado auge, como un medio de alcanzar eficiencias totales en la generación combinada de calor y potencia cercanas al 90%. Esto tiene como fundamento la liberalización de las economías de los países y la globalización de economías regionales, antes fuertemente reguladas por los gobiernos. El libre comercio, la necesidad de aumentar la competitividad de las empresas como único medio para subsistir en un mercado libre y agresivo, conduce a la búsqueda y aplicación de las mejores tecnologías.

De frente a un nuevo siglo, los gobiernos y las industrias se fijan metas para una reducción de emisiones de CO₂ del 15% en el año 2000, respecto a aquéllas en 1990, para reducir el calentamiento de la tierra. Para cumplir ésta y mayores metas que aseguren el desarrollo sustentable de la humanidad y la preservación del medio ambiente, es necesario hacer uso de las mejores herramientas para optimización de los procesos.

Un ejemplo de esto se da en la industria de refinación en México, que sufre un fuerte proceso de transformación para la producción de combustibles "limpios", gasolina reformulada, diesel y combustóleo de bajo azufre, a la vez que se procesa una mezcla de crudo que contiene un mayor proporción de crudo Maya, pesado y de alta concentración de azufre. También, la demanda de los productos es hacia productos destilados y menos hacia residuales.

4.6 Potencial Nacional de Cogeneración

La Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, realizó un recuento del potencial nacional de cogeneración. Este potencial lo reportó por sectores, considerando como los más importantes: industria, Pemex petroquímica y comercial. A continuación se presenta el resultado de esta investigación tomando en cuenta dos aspectos fundamentales: primero la capacidad de cogenerar sin la utilización de combustible adicional en los equipos ya existentes; y segundo considerando la utilización de combustibles adicionales (tabla 15).

Tabla 15. Potencial Nacional de Cogeneración

Sector	Con Combustible adicional (MWe)	Sin combustible adicional (MWe)
Industria	5,200	9,750
Pemex Petroquímica	1,613	3,026
Comercial	773	1,453
Total	7,586	14,229

(Fuente: CONAE, 1995)

De forma similar se elaboró una recopilación por la capacidad de plantas generadoras de energía. El resultado se presenta en la tabla 16.

Tabla 16. Plantas y capacidad

Clasificación de la planta	Rangos kW	Número de empresas	Porcentaje (total de empresas)	Capacidad (MW)	Porcentaje (capacidad total)
Microcogeneración	Menores a 500	636	37	161	2.2
Minicogeneración	De 500 a menos de 1,000	319	19	228	3.1
Planta chica	De 1,000 a menos de 5,000	472	29	1,107	14.8
Planta mediana	De 5,000 a menos de 20,000	171	10	1,629	21.8
Plantas grandes	Desde 20, 000	83	5	4,350	58.1
Totales		1,701	100	7,475	100

(Fuente: CONAE, 1995)

4.7 Ahorros en Combustibles

El ahorro de combustibles en el sector energético proviene de la diferencia entre el consumo considerando los esquemas tradicionales, es decir sin sistemas de cogeneración, menos el consumo que representa la utilización de dichos sistemas, en ambos casos para generación y sector eléctrico.

Esta estimación se hizo determinando el ahorro de energía primaria expresada en barriles equivalentes de petróleo, tomando en cuenta lo siguiente:

- 90% de factor de disponibilidad del sistema de cogeneración.
- 33 % de eficiencia eléctrica de la Comisión Federal de Electricidad
- 4 % de pérdidas de energía eléctrica de generación por concepto de transmisión para CFE.

Tabla 17. Ahorro anual de Combustible (en millones de (bep))

Sector	Máximo con Combustible adicional	Máximo sin combustible adicional
Industria	41.6	78.2
Pemex Petroquímica	12.9	24.3
Comercial	6.2	11.6
Total	60.7	114.1

(Fuente: CONAE, 1995)

Debido a la eficiencia de los sistemas de cogeneración la energía térmica generada en la mayoría de los casos es inferior a la requerida por la empresas en los procesos considerados, por lo que se necesita administrar combustible para generación adicional, en el que se puede incorporar un sistema de recuperación de calor. La energía eléctrica que sobre o que falte se podrá adquirir o vender a la Comisión Federal de Electricidad según sea el caso.

Con los estudios que se realizaron en base a el consumo de gas y combustóleo se estima que el potencial de cogeneración para la industria es de 5,200 MWe, mientras que para Pemex es de 1,613 MWè y el sector comercial de 773 MWe. Por lo que el potencial de cogeneración para México es de 7,586 MWe aproximadamente.

Proponiendo una estimación del potencial de cogeneración a partir de que el sistema de cogeneración cubriera el totalidad de la demanda de energía eléctrica de los procesos, sin sistemas de poscombustión la industria tiene un potencial de 9,750 MWe, Pemex de 3,026 MWe y el sector comercial de 1,453 MWe, con lo que en este caso el potencial de cogeneración total asciende a 14,229 MWe.

Con estos resultados, el aprovechamiento total significaría un ahorro de energía primaria de entre 60.7 y 114.1 millones de barriles equivalentes de petróleo al año.

Una vez instituido este potencial de cogeneración, es posible obtener ahorros anuales de 28.0 millones de barriles equivalentes de petróleo para el ahorro de combustible como mínimo y hasta 52.7 millones de barriles equivalentes de petróleo como máximo.

Con los resultados mostrados podemos observar que el consumo de energéticos del sector industrial está disminuyendo lentamente, posiblemente debido a la creciente necesidad de economizar y optimizar la utilización de combustibles.

Observamos que la cogeneración es una forma muy útil y sin duda factible económicamente como alternativa de desarrollo energético para nuestro país si se le explota como es debido

4.8 Alternativas Tecnológicas para la Cogeneración

En nuestro país, las alternativas disponibles para los sistemas de cogeneración, están directamente ligadas con el tipo de industria con la que se esta trabajando. Las diferentes necesidades de energía tanto térmica como calorífica, junto con el equipo del que se disponga, dictarán el tipo de sistema que se debe considerar para implementar la cogeneración.

Se pueden distinguir tres arreglos de sistemas distintos de acuerdo al primotor empleado para la obtención de energía.

- *Turbinas de Vapor*
- *Turbinas de Gas*
- *Motor Reciprocante*

4.8.1 Turbina de vapor

Los sistemas que funcionan con *turbinas de vapor* ha acaparado el mercado de las grandes inversiones (gran escala). Un claro ejemplo son las centrales de generación eléctrica. Sin embargo, el sector industrial también ha tenido éxito en su utilización.

Su utilización se rentable aproximadamente a partir de los diez megawatts en adelante, aunque también se usa en cantidades menores.

Las turbinas de vapor se pueden clasificar como :

- *Turbinas condensantes.* Son aquellas donde el escape esta conectado a un condensador y el vapor es expandido en la turbina hasta la presión del condensador, siempre inferior a la presión atmosférica.
- *Turbinas a contrapresión.* El vapor es expandido parcialmente en la turbina y la salida de vapor se realiza a presión igual o superior a la atmosférica.
- *Turbinas con extracciones.* Parte del vapor que está siendo expandido en la turbina se extrae en puntos específicos (pasos de la turbina), lo que permite tener el vapor a la presión que se desee. Cuando la turbina es de extracción controlada, la presión de extracción se mantiene constante al variar el caudal de vapor extraído por medio de un regulador de presión que actúa sobre el vapor de la entrada de la turbina. Si la extracción no es controlada, la presión del vapor extraído estará sometida a variaciones importantes en función del caudal de vapor de salida de la turbina. Este tipo de turbinas son de aplicación en los procesos industriales en que se requiera de dos o más niveles de presión.
- *Turbinas de presión mixta.* La turbina es alimentada con vapor de diferente presión.

Es posible tener combinaciones de los diferentes tipos de turbinas, lo que permite que su empleo sea de mayor flexibilidad para su aplicación en sistemas de cogeneración.

Las turbinas de Vapor operan de acuerdo al *Ciclo Rankine* que se utiliza en las centrales de generación eléctrica. El rendimiento de este ciclo está en función a la temperatura promedio a la que se añade el calor y de la temperatura promedio a la que el calor es cedido

Para seleccionar un sistema de cogeneración con turbinas de vapor se deben de tener en consideración los siguientes puntos.

- No es posible el empleo de turbinas de vapor en procesos de secado que requieran gases calientes en directo.
- No es conveniente su utilización en procesos que requieran de vapor de alta o muy alta presión.
- En el caso de las turbinas a presión, la producción de energía eléctrica y su rendimiento se verán sensiblemente alterados por las variaciones de carga de la caldera, consecuencia de las variaciones en la demanda de vapor del proceso.
- Las turbinas de vapor pueden aprovechar en ocasiones la(s) caldera(s) existente(s), elevando la presión a la que se genera el vapor, resultando en un ahorro en la inversión inicial.
- La disponibilidad del combustible adecuado o la modulación de los consumos en la industria, son elementos que deben observarse porque pueden determinar la viabilidad de instalar o no turbinas de vapor en un sistema de cogeneración.

4.8.2 Turbina de gas

Los esquemas con *turbinas de gas* son utilizados en lugares donde se garantice abastecimiento de gas natural y resulte rentable su operación.

La turbina de gas consta de tres elementos principales:

- *Compresor*. Incrementa la presión del fluido de trabajo, entre cuatro y treinta veces la presión atmosférica.
- *Cámara de combustión*. Se adiciona el combustible, y es incendiado provocando el calentamiento del fluido de trabajo, usualmente aire, a temperaturas que van de 800 a 1200°C.
- *Turbina*. Recibe los gases calientes y a alta presión de la cámara de combustión, para ser expandidos, produciendo la potencia para mover el compresor y normalmente a un generador eléctrico o cualquier otro tipo mecánico.

Las turbinas de gas funcionan bajo el *Ciclo de Brayton* del que cabe resaltar el gran aumento del trabajo de compresión (llamado trabajo de retroceso), comparado con el trabajo de la turbina; de tal forma que el compresor necesita de 40 a 80 % de la salida de la turbina. Esto tiene particular importancia cuando se trata de ciclos reales, porque al requerir un pequeño aumento en el trabajo del compresor principalmente por pérdidas, disminuirá el rendimiento total. Podemos observarlo en la salida de una turbina de gas típica:

Potencia de salida de la turbina	1,796 kW	100 %
Potencia requerida por el compresor	1,226 kW	68.2 %

Otras Pérdidas	21 kW	1.2 %
Potencia neta de salida	549 kW	30.6 %

(Fuente: CONAE 1995)

Al inyectar el combustible a la cámara es necesario un incremento en la presión del combustible, hasta que sea mayor a la del aire suministrado al combustor, ya que la presión del fluido de trabajo que entra a la cámara es alta. Usualmente se utiliza un compresor de gas con una potencia que asciende a un 5% de la entregada por la turbina.

Las turbinas de gas pueden trabajar de dos formas:

- *Ciclo abierto.* La descarga de la turbina es directa a la atmósfera. La mayoría de las aplicaciones utilizan este sistema.
- *Ciclo cerrado.* El fluido de trabajo de la descarga de turbina pasa por un intercambiador de calor y se recicla. Este sistema tiene mayor costo inicial, pero en ventaja, reduce la corrosión de los alabes de las turbinas y los costos del mantenimiento.

El funcionamiento de la turbina se relaciona de forma proporcional a los cambios de flujo másico de aire que entra a ella; debido a que un incremento de altitud sobre el nivel de mar provoca una disminución en la densidad del aire, el flujo másico de aire se reduce repercutiendo en la potencia de salida de la turbina. La reducción es de 1.2 % por cada 100 metros de incremento en altura, para la Ciudad de México sería de 26.8 % aprox.

El aumento de la temperatura del aire que entra al compresor disminuye la eficiencia de la turbina en un 9 % por cada 10 °C de incremento. Esta pérdida se puede evitar instalando un sistema de enfriamiento del aire entrante, como un sistema de absorción que utiliza el vapor generado en un recuperador por medio de los gases de escape de la propia turbina.

La potencia de salida se ve reducida en un 0.2 % por cada pérdida de presión de 1 cm de columna de agua debido al uso de filtros de aire de sistemas de enfriamiento a la entrada del compresor o de ambos. También se pierde potencia hasta de 0.15 % debida al incremento de presión de descarga de la turbina por el uso de silenciadores, recuperadores de calor y/o ductos.

Un incremento en la eficiencia de la turbina se logra con el aumento de la temperatura de los gases que entran a ella, debido al uso de un regenerador, es decir, un intercambiador de calor. Utilizando un regenerador con una gran área de transmisión de calor se puede alcanzar una alta efectividad, sin embargo, la caída de presión también se incrementa representando una pérdida. Para determinar que regenerador dará el máximo rendimiento térmico del ciclo deben considerarse tanto el descenso de presión como la efectividad del regenerador.

La eficiencia puede incrementarse con el uso de un interenfriador en el compresor, el que enfriará el aire que maneja el compresor entre pasos del mismo requiriendo este equipo menos potencia para alcanzar la presión requerida. Otra forma de incrementar la eficiencia es utilizando un recalentador, es decir, otra cámara de combustión que recalienta los gases que ya han trabajado en los primeros pasos de la turbina o en una primera turbina, para que sigan trabajando en pasos posteriores.

No toda la energía del combustible es convertida a potencia, gran parte se desecha en los gases de descarga de la turbina, los cuales pueden alcanzar temperaturas de 550 a 600 °C. Esta descarga es relativamente limpia y puede ser usada por medio de una caldera de recuperación para generar vapor de alta presión, baja presión o agua caliente. Este puede tener utilidad según sea el caso como vapor de alta para proceso, o vapor de baja para servicios en general de la planta. Dado que la combustión de las turbinas de gas se realiza con un gran exceso de aire, los gases de descarga tienen gran contenido de oxígeno, aproximadamente de 16 a 18 %. Esta descarga puede mantener una combustión llamada poscombustión que se puede realizar en la caldera de recuperación o en un ducto con quemadores.

Otra forma que se utiliza para incrementar la potencia a la salida de la turbina es mediante la inyección de vapor de alta presión a la salida del compresor, a este arreglo se le denomina *Ciclo Cheng*, que nos presenta substanciales mejoras de 21 a 32 % en la eficiencia termoelectrica, reducciones significativas en NOx a la atmósfera y capacidad de absorción de las fluctuaciones de cargas térmicas y eléctricas sin desperdicio de energía.

4.8.3 Motor reciprocante

Los *motores reciprocantes* también conocidos como motores de combustión interna son utilizados comúnmente para impulsar bombas, ventiladores, compresores, bombas de calor y generadores eléctricos, estos últimos son los más usados.

Los motores reciprocantes por lo general los encontramos disponibles en tamaños desde 10 HP hasta 60,000 HP, es debido a este amplio rango de operación que se les considera muy versátiles. Además de que pueden utilizar una gran variedad de combustibles como gas metano, gas LP, diesel, gasolina y mezclas de combustibles gaseosos y líquidos. En muchos casos se les considera más eficientes que las turbinas del mismo tamaño.

Poseen una buena recuperación de calor, por lo que son muy adecuados para aplicaciones de cogeneración. Por lo general se les considera como los primotores más eficientes comerciales en tamaños que manejen pocos caballos de fuerza.

Los motores reciprocantes se pueden clasificar según varios criterios:

1. Por su ciclo termodinámico:

- *Diesel* . El calor generado por la compresión de la mezcla en el cilindro por el pistón es utilizado para inflamarla. Se comprime el aire hasta que está muy cerca de la temperatura de inflamación del combustible, y en ese momento se inyecta en el interior del cilindro donde se lleva a cabo la explosión.
- *Otto*. La mezcla de aire y combustible es introducida al cilindro para ser comprimida por el pistón. Una bujía se encarga de proporcionar una chispa para incendiar la mezcla que produce un súbito incremento en la presión en el interior del cilindro, esto provoca que el pistón se desplace produciendo energía mecánica.

Los motores Diesel pueden tener relaciones de compresión mayores que los Otto, y por lo tanto, mayores eficiencias.

2. Por la velocidad del motor:

- *Alta velocidad* . Entre 900 y 1800 r.p.m. Presenta eficiencias de 33 % aproximadamente.
- *Media velocidad*
- *Baja velocidad* . Presenta eficiencias de hasta el 40 %, por eso resultan atractivos a tamaños pequeños.

3. Por el tipo de aspiración:

- *Natural*. Por lo general son más caros por kilowatt generado que los supercargados o turbocargados.
- *Supercargado*. Se incrementa la energía a la salida y la eficiencia, debido a que en el cilindro existe mayor cantidad de aire, y por tanto más oxígeno para permitir una mayor y mejor combustión.
- *Turbocargado*. Suministran aire a los cilindros muy por arriba de la presión atmosférica, por lo que es necesario suministrar el combustible a presiones mayores a la atmosférica.

4. Por el número de tiempos del ciclo.

- *Dos tiempos*
- *Cuatro tiempos*

4.8.4 Recuperadores de Calor

El mercado de los recuperadores de calor surge conjuntamente a la necesidad de aprovechar la energía térmica desperdiciada en la generación de energía eléctrica. A esta energía se le denomina *calor de desperdicio*.

Desde un punto de vista económico, la energía que se entrega a la atmósfera es energía por la que ya se ha pagado y debería de aprovecharse al máximo. Además de que la ineficiente utilización de los combustibles, en gran parte derivada de una combustión incompleta por la eficiencia intrínseca de los equipos contribuye de forma decisiva en la generación de contaminantes, que son un grave problema actualmente.

Los recuperadores de calor son comúnmente usados para recobrar el calor que sale de las turbinas de gas, este calor es utilizado para producir vapor que se utiliza para abastecer las demandas necesarias en proceso o servicios según sea el caso.

En general se les puede clasificar como:

- *circulación forzada*. Requieren menor espacio para su instalación, ya que son dispuestos en forma vertical, tienen un menor tiempo de arranque, requieren de un 'Pitch Point' (diferencia de temperatura de los gases de salida del evaporador y la temperatura de saturación correspondiente a la presión del vapor generado en esa sección).
- *circulación natural*. No poseen bombas de circulación, lo que evita fallas y mantenimiento.

Existen tres tipos principales de recuperadores de calor de acuerdo a su funcionamiento.

- Recuperadores de calor sin poscombustión
- Recuperadores de calor con poscombustión
- Recuperadores de calor con máxima poscombustión

a) Recuperadores de Calor sin Poscombustión

Representan los equipos más simples de los recuperadores, y se puede decir que son prácticamente intercambiadores de calor convectivos, en los que se genera vapor mediante el empleo exclusivo de los gases de descarga de las turbinas de gas.

Estos equipos, normalmente funcionan entre condiciones de presión y temperatura de 10 bar y vapor saturado a 110 bar y 512 °C.

Su operación está restringida por la turbina de gas que lo abastece de combustible, que a su vez siguen la demanda de energía eléctrica.

b) Recuperadores de Calor con Poscombustión

Lo que permite que se pueda llevar a cabo una poscombustión que genere una mayor cantidad de vapor con respecto a los recuperadores de calor sin poscombustión es el oxígeno contenido en la descarga de la turbina de gas.

Estos equipos normalmente funcionan a temperaturas no mayores de 950 °C. Esto nos permite llevar a cabo la combustión en ductos con quemadores, porque no requieren de paredes refrigeradas.

Una forma de optimizar la generación de vapor del recuperador es con la utilización de un precalentador de aire al ingreso del recuperador, porque necesitará menor cantidad de combustible para generar la misma cantidad de vapor que un equipo convencional, reduciendo hasta un 20 % el consumo de combustible.

c) Recuperadores de Calor con Máxima Poscombustión

Estos equipos son esencialmente generadores de vapor convencionales con suministro de aire por la descarga de la turbina. Este aire permite que la combustión se lleve a cabo con mayor eficiencia, y que con un exceso del 10 % de aire se produzca hasta 6 o 7 veces el vapor que se obtiene de un recuperador sin poscombustión.

Si parte del aire usado para la combustión se precalienta con la turbina, el combustible requerido puede ser de 7 a 8 % menor al requerido por equipos convencionales

Debido a que la generación de vapor de este tipo de arreglos es muy grande, tienen pocas aplicaciones en la industria, porque superan fácilmente la demanda calor/electricidad de los procesos. Comúnmente son usados con pequeñas turbinas de gas.

d) Optimización

Para obtener los mejores beneficios del uso de los recuperadores de calor se deben de tener en cuenta las siguientes condiciones:

- Obtener la mayor eficiencia en la utilización del calor en los gases

- Minimizar la pérdida de presión en los haces de tubos para no afectar la potencia de salida y la eficiencia de la turbina de gas.
- Evitar disminuir la temperatura de salida de los gases del recuperador por debajo de la temperatura mínima de corrosión (entre 120 y 150 °C), que es cuando se alcanza el punto de rocío del ácido sulfúrico.

Los beneficios que se pueden obtener mediante la utilización de equipos de recuperación de calor son de gran importancia. Desde el punto de vista económico ahorrar combustible reedita en abatimiento de costos de operación; y desde el punto de vista ecológico desperdiciar la menor cantidad posible de combustible y obtener mejores eficiencias de combustión son también una gran motivación. A continuación se proporcionan algunos de estos beneficios derivados de la recuperación de calor:

Tabla 18. Beneficios de la recuperación de calor de desperdicio

(Fuente: Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial, 1977)

4.9 Arreglos de Sistemas de Cogeneración

Para poder establecer sistemas de cogeneración es necesario tener en cuenta varios factores. Los arreglos tienen características diferentes, porque presentan ventajas o desventajas, ya sea en la parte económica, de eficiencia, de generación de energía térmica o eléctrica, de espacio, de servicios disponibles, etc. A continuación presentamos algunos de los arreglos más comúnmente utilizados, enumerando las principales ventajas y desventajas que presentan comparativamente.

A) Turbina de Vapor a Contrapresión

- Alto costo de inversión.
- No consume agua de enfriamiento.
- En comparación con el consumo de vapor de proceso genera poca energía eléctrica.
- La capacidad generada queda definida por el consumo de vapor.
- Alta disponibilidad.
- Equipo de limpieza de gases de muy alto costo si no se quema gas.
- No permite variación grande y brusca de vapor a proceso.

B) Turbina de Vapor Extracción/Condensación

- Muy alto costo de inversión.
- Alto consumo de agua de enfriamiento, excepto si se usa un aerocondensador.
- Operación muy flexible. Permite control de potencia y vapor de proceso al mismo tiempo y de forma independiente.
- Buena eficiencia térmica.
- Mayor generación de electricidad al compararse con una turbina de contrapresión con el mismo consumo de vapor de proceso.
- Alta disponibilidad.
- Equipo de limpieza de gases de muy alto costo debido a que la combustión no es completa.
- Permite variaciones bruscas de vapor a proceso.

C) Turbina de Gas con caldera de Recuperación

- Bajo costo de inversión.
- No consume agua de enfriamiento.
- Baja eficiencia a cargas parciales.
- Cantidad fija de calor a proceso.
- Baja inversión en equipo de limpieza debido al uso de gas.
- No permite variaciones grandes de vapor a proceso.
- Poco requerimiento de espacio.
- Fácil de instalar o desmontar.
- Tiempo de arranque muy corto.

D) Planta de Ciclo Combinado

- Mediano costo de inversión.
- Consumo medio de agua de enfriamiento.
- Alta eficiencia térmica.
- Operación flexible con turbina de vapor de extracción y condensación.
- Alta producción de electricidad en relación al vapor de proceso.
- Muy baja emisión de contaminantes.
- Permite grandes y bruscas variaciones de vapor.
- Tiempo de arranque muy corto en la turbina de gas.

E) Motor Alternativo Diesel

- Bajo costo de inversión.
- Consumo medio de agua de enfriamiento.
- Alta eficiencia térmica.
- Generación térmica principalmente de agua caliente.
- Alta dependencia de la carga térmica con relación a la generación eléctrica.
- Alta producción de electricidad en relación a la carga térmica.
- Mediana a alta emisión de contaminantes.
- Tiempo de arranque muy corto.
- Poco espacio de instalación.
- Tiempo corto de montaje.
- Capacidades pequeñas.

Como se puede observar, las características son muy variadas y los arreglos son eficientes de acuerdo a las necesidades planteadas por cada proceso.

Otro parámetro que podemos tomar en cuenta para comparar nuestros arreglos es de acuerdo a un balance de energía, para estimar las pérdidas que tenemos en cada arreglo, y observar que destino tiene la energía que podría ser de utilidad. Lo anterior se expone en la tabla 19.

Tabla 19. Análisis de pérdidas energéticas (en la generación de energía)

Fuente de generación de energía	Pérdidas en humos (%)	Energía eléctrica (%)	Energía calorífica o vapor (%)	Otras pérdidas tipo (%)
Generación convencional de electricidad	13	30	0	condensación 50 consumo propio, transportación y otros 7
Cogeneración con turbina de vapor	13	3	70 (vapor de baja)	purgas, radiación, alternador 4
Cogeneración con turbina de gas	13	30	55	reductor, alternador, purgas, radiación 2
Cogeneración con motor recíprocante	18	36	34 (vapor)	refrigeración y usos propios 12

Fuente: (CONAE, 1995)

A continuación se presentan tres situaciones en las que se presentan oportunidades de análisis, estudios y aplicación de sistemas de cogeneración.

- Optimización de los sistemas existentes desde el punto de vista de su operación
Fundamentalmente están constituidos por turbogeneradores de vapor, en los que se ha

sustituido el diseño con condensación total a vacío por extracciones laterales de vapor a media y/o baja presión.

- Ampliación de los sistemas existentes para cubrir el abastecimiento de vapor y energía eléctrica que demanden las nuevas plantas de proceso que se incorporan a las refinerías. Entre las opciones de cogeneración a considerar, pueden mencionarse las siguientes:

Turbogeneradores de gas, enviando los gases de escape de las turbinas a calderas para generación de vapor, con o sin combustible complementario.

Sistemas de ciclo combinado, donde el vapor generado aprovechando el calor de los gases de escape de la turbina, acciona un segundo turbogenerador con extracciones laterales en la turbina de vapor.

Utilización de los gases de escape de turbogeneradores de gas para suministro de aire de combustión en calentadores a fuego directo.

Sistemas de ciclo "Topping", en los que se tienen calderas de generación de vapor a dos niveles de alta presión (por ejemplo, 550 y 1,150 psig); el vapor de escape de las turbinas de 1,150 se une al vapor generado de 550, que se alimenta a turbinas a condensación total con o sin extracciones a contrapresión.

Accionadores de bombas o compresores con turbina de gas, aprovechando los gases de escape para generación de vapor, con o sin combustible complementario, parte del cual puede alimentarse a turbogeneradores de vapor con extracciones laterales.

Generadores de vapor que aprovechan los gases calientes en la sección de convección de calentadores a fuego directo, usando el vapor generado, total o parcialmente, en turbogeneradores con extracciones laterales.

Generadores de vapor que aprovechan corrientes calientes de proceso, usando el vapor generado, que normalmente se sobrecalienta en la sección de convección de calentadores a fuego directo, en turbogeneradores con extracciones laterales.

- Gasificación de residuos pesados, provenientes de procesos de conversión o extracción con producción de gas de síntesis para: la industria petroquímica (producción de hidrógeno, amoníaco, metanol), generación de vapor y cogeneración con turbogeneradores. Este tipo de sistemas se están considerando para la planeación de las próximas refinerías de PEMEX.

4.10 Sistemas Tarifarios.

La motivación principal que existe actualmente para instalar sistemas de cogeneración e invertir en recuperación de calor de desperdicio, es la esperanza de que los beneficios obtenidos sean mayores a los costos de inversión.

Estos factores se han hecho presentes recientemente con el alza de los costos del combustible y la reducción de las fuentes primarias para su obtención, a tal grado que ya se piensa en fuentes alternas de energía

Aunado a esto, la reglamentación en contra de la creciente contaminación y el incremento en el precio de la mano de obra, obligan de cierto modo a aprovechar al máximo los recursos y controlar los costos.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público y la Secretaría de Energía, tomando en cuenta la importancia que para el país representa la prestación del servicio público de energía eléctrica justificaron la reestructuración, ajuste y modificación tarifaria, tomando en cuenta las condiciones socioeconómicas actuales. Con varios objetivos:

- La propuesta tarifaria tienda a una equitativa distribución social,
- Desatender el objetivo de obtener los recursos propios necesarios de la inversión que requiere el desarrollo del servicio público de energía eléctrica,
- Que los precios y tarifas de los bienes y servicios públicos correspondan a su costo real,
- Que los subsidios que se otorguen se dirijan a los sectores de la población con menores consumos e ingresos.

Las tarifas que se encuentran en el Diario Oficial de la Federación (junio 18, 1997) son las siguientes:

1. Servicio Doméstico*

con temperatura media mínima en verano de 25°C

cargo por energía consumida

consumo básico: N\$0.223 (los primeros 75 kW-hora)

consumo intermedio: N\$0.254 (por los siguientes 125 kW-hora)

consumo excedente: N\$0.743 (por cada kW-hora adicional).

a) tarifa para la temporada de verano:

consumo básico: N\$0.187 (los primeros 75 kW-hora)

consumo intermedio: N\$0.223 (por los siguientes 125 kW-hora)

consumo excedente: N\$0.743 (por cada kW-hora adicional).

consumo mínimo mensual el equivalente a 25 kW-hora.

* Cuota aplicable mensualmente

- b) con temperatura media mínima en verano de 28°C^{*}
carga por energía consumida
consumo básico: N\$0.187 (los primeros 125 kW-hora)
consumo intermedio: N\$0.223 (por los siguientes 175 kW-hora)
consumo excedente: N\$0.743 (por cada kW-hora adicional).
- c) con temperatura media mínima en verano de 30°C^{*}
carga por energía consumida
consumo básico: N\$0.187 (los primeros 150 kW-hora)
consumo intermedio: N\$0.223 (por los siguientes 600 kW-hora)
consumo excedente: N\$0.743 (por cada kW-hora adicional).
- d) con temperatura media mínima en verano de 31°C^{*}
carga por energía consumida
consumo básico: N\$0.187 (los primeros 175 kW-hora)
consumo intermedio: N\$0.223 (por los siguientes 825 kW-hora)
consumo excedente: N\$0.743 (por cada kW-hora adicional).
- d) con temperatura media mínima en verano de 32°C^{*}
carga por energía consumida
consumo básico: N\$0.163 (los primeros 300 kW-hora)
consumo intermedio bajo: N\$.200 (los siguientes 900 kW-hora)
consumo intermedio alto: N\$0.470 (por los siguientes 1300 kW-hora)
consumo excedente: N\$0.743 (por cada kW-hora adicional).
- 2. Servicio general hasta 25 kW de demanda^{*}**
carga fijo N\$13.96
Cargos adicionales:
N\$0.45878 (los primeros 50 kW-hora)
N\$ 57377 (los siguientes 50 kW-hora)
N\$0.64142 (por los siguientes kW-hora)
- 3. Servicio general para más de 25kW de demanda^{*}**
Carga por demanda máxima N\$63.45761 por cada kW de demanda máxima medida.
Carga adicional por energía consumida N\$0.31555 por cada kW-hora.
- 4. Servicio para alumbrado público^{*}**
Media tensión N\$0.61686 por cada kW-hora
Baja tensión N\$0.73483 por cada kW-hora
- 5. Servicio par bombeo de aguas potables o negra^{*}**
carga fijo N\$63.30764
carga adicional N\$0.35047 por cada kW-hora

6. Servicio Temporal*

cargo fijo N\$39.85097

cargo adicional N\$0.99642 por cada kW-hora

7. Tarifa horaria para servicio general en media tensión con demanda menor a 1000 kW*

cargo por demanda máxima medida N\$26.156

cargo por kW-hora N\$0.15369

8. Tarifa horaria para servicio general en media tensión con demanda de 1000 kW ó más*

cargo por kW-hora de demanda facturable N\$26.549

cargo por kW-hora de energía de punta N\$0.22132

cargo por kW-hora de energía de base N\$0.13833

9. Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión*

cargo por kW-hora de demanda facturable N\$26.752

cargo por kW-hora de energía de punta N\$0.17445

cargo por kW-hora de energía de base N\$0.09710

10. Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión*

cargo por kW-hora de demanda facturable N\$24.746

cargo por kW-hora de energía de punta N\$0.16387

cargo por kW-hora de energía de base N\$0.09093

11. Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión, para larga utilización*

todas facturables

cargo por kW-hora de demanda N\$26.752

cargo por kW-hora de energía de punta mínima N\$0.28214

excedente N\$0.12872

cargo por kW-hora de energía de base N\$0.07578

12. Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión, para larga utilización*

todas facturables

cargo por kW-hora de demanda N\$26.746

cargo por kW-hora de energía de punta mínima N\$0.20999

excedente N\$0.11864

cargo por kW-hora de energía de base N\$0.07367

13. Tarifa para servicio interrumpible

Bonificación mensual

N\$5.4868 para H-T y H-TL

N\$5.7607 para H-S y H-SL

N\$ 10.9736 para H-T y H-TL

N\$11.5214 para H-S y H-SL

por cada kW de Demanda Interrumpible Bonificable.

14. Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en media tensión

cargo por demanda reservada N\$9.878/kw-hora

cargo por demanda medida N\$2.090/kw-hora

cargo por energía de punta N\$0.15052/kw-hora

cargo por energía de base N\$0.08862/kw-hora

15. Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en alta tensión

cargo por demanda reservada N\$7.065/kw-hora

cargo por demanda medida N\$1.495/kw-hora

cargo por energía de punta N\$0.12872/kw-hora

cargo por energía de base N\$0.07578/kw-hora

4.11 Índices de Comparación de Esquemas de Cogeneración

4.11.1 Índice de calor neto (Net Heat Rate)

Este índice es utilizado para expresar la relación que existe entre el combustible que se usa, atribuible a la energía eléctrica producida, y la producción de electricidad de las instalaciones. Este combustible se estima restando del combustible total utilizado el que hubiese sido necesario para producir el vapor generado en una caldera de vapor convencional.

Si el valor de este índice es bajo la eficiencia en el uso del combustible para la generación de energía eléctrica es más alta, y a su vez cuando el índice es alto, la eficiencia es baja. Este término está íntimamente ligado con el denominado *consumo térmico unitario* de una planta de potencia convencional, el cual es el inverso del rendimiento de la planta.

4.11.2 Índice de energía: calor/electricidad. (Power to Heat Rate)

Este índice energético se utiliza indistintamente como relación calor /electricidad o bien electricidad/calor según sea necesario sin que el concepto energético cambie.

Es una relación entre la energía eléctrica y el calor producido. Tiene una gran utilidad debido a que en base a este índice se puede seleccionar el tipo de tecnología necesaria en base a las curvas de demanda de energía térmica y eléctrica en cada caso. Típicamente para los tres tipos básicos de instalaciones de cogeneración los valores son:

- Motor diesel 0.6-1.2 MWtérmicos/MWeléctrico
- Turbina de gas 2.3-4.8 MWtérmicos/MWeléctrico.
- Turbina de vapor-a contrapresión 4.4-mayores MWtérmicos/MWeléctrico.

4.11.3 Índice de combustible ahorrado. (Fuel Saving Rate)

Se utiliza para representar el combustible que es utilizado por las centrales de producción eléctrica por unidad de vapor de proceso producida. Podemos estimar el combustible ahorrado por cada KWH eléctrico como la diferencia entre el consumo térmico unitario (Heat Rate) de la planta de potencia estándar y el índice de calor neto de la planta de cogeneración dividido entre el índice de energía eléctrica/calor. Lo anterior se expresa como.

$$ICA = (HR_s - ICN) / IEC$$

donde

ICA = Índice de combustible ahorrado.

HR_s = Heat Rate de la planta de potencia estándar.

ICN = Índice de calor neto.

IEC = índice de energía eléctrica/calor.

Este índice (ICA) nos sirve para determinar los ahorros brutos de combustible, mientras que el ICN indica en que forma se utiliza el combustible para la generación de electricidad. Para tomar en cuenta un sistema de cogeneración ambos deben ser tomados en cuenta, ya que en algunos casos puede presentarse atractivo bajo el punto de vista de uno de los índices y desfavorable para el otro.

A partir de la comparación de los valores antes mencionados para las distintas tecnologías se puede decir que si bien las turbinas de vapor producen energía eléctrica de forma muy eficiente su ICN es bajo, aunque no producen una gran cantidad adicional debido a que su IEC es bajo. Uno de los principales inconvenientes para el motor diesel es que su IEC es muy alto.

4.12 Factibilidad de proyectos de cogeneración

Para poder discriminar económicamente los proyectos que se planteen para un sistema de cogeneración. Es necesario encontrar la propuesta más económica que se apegue a las necesidades del proceso establecido, tomando en consideración varios aspectos, entre ellos los que a continuación se presentan:

4.12.1 Tipo de Combustible

El carbón es considerado por muchos como la opción más económica, pero hay que recordar que está cayendo en desuso debido a que no se justifica en muchos casos los altos costos de inversión que representa su transporte, manejo, ceniza y limpieza. Por lo tanto no es factible para sistemas de cogeneración.

El combustóleo es muy usado en las calderas convencionales, pero su alto contenido de azufre y vanadio, especialmente el mexicano, lo vuelve altamente corrosivo y contaminante, Esto conduce a altos costos de mantenimiento y limpieza para poder cumplir con la legislación de protección ambiental.

La desventaja que presenta el diesel, aunque es menos contaminante que el combustóleo, es que es sumamente caro, por lo que es económicamente rentable como combustible de respaldo.

El gas natural tiene la gran ventaja de ser un combustible muy limpio y no requerir de limpieza especial con un sistema de combustión adecuado. Resulta el combustible ideal para turbinas de gas aunque se usa indistintamente en calderas convencionales

En México cuesta 10 % más por MMBtu que el combustóleo, pero puede resultar excesivo si no se cuenta con una zona de alta demanda del combustible o un gasoducto cercano de suficiente capacidad.

4.12.2 Relación Calor / Electricidad

Cada industria tiene requerimientos especiales y distintos de vapor y energía eléctrica, sin embargo, por lo general la disponibilidad continua de vapor, es en la mayoría de los casos, el factor apremiante.

Con la apertura del sector eléctrico, la autogeneración se torna más flexible, porque se puede tanto vender excedentes como comprar faltantes a la CFE para satisfacer la energía necesaria.

4.12.3 Variación en el Consumo de Vapor

En los procesos que están implicadas las variaciones rápidas de consumo de vapor, es recomendado el uso de turbinas de vapor con extracción y condensación en forma directa. Este sistema requiere que se genere una mayor cantidad de vapor por parte de las calderas que la demanda de proceso. El vapor excedente va a condensación. Y la electricidad generada se puede vender a la red pública

4.12.4 Agua de Enfriamiento

La turbina de gas tiene claras ventajas frente a la de vapor en zonas donde el agua es escasa. La principal ventaja radica en la condensación, debido a que las turbinas se ven afectadas por la presión de descarga que depende de la temperatura a la que se rechaza el calor.

4.12.5 Disponibilidad

En los procesos industriales es requerida una disponibilidad ininterrumpida de vapor de proceso y electricidad, por lo que con la utilización de plantas de cogeneración, este requisito es cubierto.

Para lograr un correcto funcionamiento se debe de considerar la disponibilidad de cada uno de los componentes que a continuación se esquematizan.

Tabla 27. Disponibilidad por componente.

Componente	Disponibilidad
Turbogrupos de gas	90 %
Turbo grupo de vapor incluyendo caldera	91.2 %
Calderas de recuperación	98 %
Turbogrupos de vapor (sin caldera)	94 %

Fuente: (CONAE, 1995)

4.12.6 Costo de inversión

De acuerdo a la tecnología seleccionada, las condiciones demandadas por el proceso serán las que definan el costo de la inversión, por lo que es recomendable la adquisición de la que tenga un costo más bajo de inversión.

4.12.7 Protección ambiental

Para que los costos de inversión y operación de las plantas de cogeneración no se vean muy afectados por los límites para emisiones de contaminantes establecidos para la protección ambiental por las instancias legales, estos deben de ser tomados en cuenta en el proceso de selección de los componentes y tecnología, o en su caso de diseño.

4.12.8 Situación geográfica

La altura sobre el nivel del mar, así como la temperatura ambiente, son los factores más importantes a considerar en la instalación de una planta de cogeneración, en el marco ambiental. Además debe de acercarse lo más posible al consumidor de vapor de proceso.

5. Evaluación Técnico-Económica del Sistema de Cogeneración Propuesto

5.1 Evaluación del Proceso de Cogeneración Propuesto.

De acuerdo con la selección realizada en el capítulo anterior se presenta a continuación el análisis de factibilidad de implementación técnico-económico del sistema de cogeneración propuesto.

En el análisis técnico se presentan las necesidades energéticas de la digestión anaerobia, así como el equipo y arreglo propuestos como alternativas para utilizar el biogás. Se analizan las ventajas del esquema en términos de **producción energética global** y de eficiencia, comparándolo contra la opción de generación convencional.

Respecto al análisis económico, se presenta el costo del proyecto y la capacidad de generación económica (a partir de la energía utilizable) del mismo. Con la información obtenida se plantean relaciones e instrumentos de medición para evaluar la factibilidad económica de la implementación del sistema de cogeneración propuesto.

5.2 Evaluación Técnica

Como se analizó previamente, es conveniente la implementación de un sistema de biodigestión anaerobia para poder producir el biogás necesario para la implementación de un sistema de cogeneración; cualquier otra alternativa de tratamiento de los lodos no generaría este biogás, con lo que no podría hablarse de su aprovechamiento.

Por tanto es necesario establecer la importancia que tiene el tratamiento anaerobio para nuestro estudio. En este tratamiento de los lodos recae la posibilidad de la implementación de alguno de los sistemas expuestos.

Además, el tratamiento biológico anaerobio, produce lodos inocuos que lejos de dañar los suelos en los que se exponen, pueden ser utilizados como agentes mejoradores de suelos.

5.2.1 Descripción del Proceso

Los lodos generados por el tratamiento primario avanzado de la P.T.A.R. son calentados previo a su ingreso al sistema de digestores anaerobios.

En los digestores se lleva a cabo la degradación de la materia orgánica contenida en los lodos por acción de bacterias. Las bacterias metanogénicas generan metano en la degradación.

Para que se pueda llevar a cabo de forma eficiente la biodigestión anaerobia es necesario mantener los biodigestores a una temperatura de 37°C (310 K), como se expuso en su momento. Para cubrir esta necesidad, se realizará el análisis del requerimiento energético del biodigestor, y posteriormente, como parte del sistema de cogeneración se evalúa la factibilidad energética de todo el proyecto.

El biogás puede ser quemado en una turbina de combustión sin que afecte el funcionamiento de la misma y sin dañar el equipo. La potencia generada por la turbina estará en relación directa con la cantidad de CH₄ presente en la mezcla del biogás, asimismo, este equipo, tiene capacidad de tolerar márgenes relativamente amplios de fluctuación en la composición del biogás, llegando al tope en 50 % de CH₄ en la mezcla. (ABB,1997)

El biogás producido durante la digestión anaerobia es conducido a un compresor (como parte integral de la turbina) para aumentar su presión e ingresar a una turbina de gas de combustión, en la que se quema parte del metano contenido en el gas en el combustor y se genera energía eléctrica.

Los gases de salida de la turbina de gas (o de poscombustión) son introducidos a una caldera de recuperación (de calor sensible) en la que por contacto con agua, se genera vapor de alta presión de acuerdo a cada una de las opciones que presentaremos a continuación.

Los gases exhaustos tienen la opción de ser depurados o de ser liberados en la atmósfera sin que esto represente mayor riesgo, la composición de salida de los gases se presenta en su momento.

El vapor generado en la caldera se utiliza para impulsar una turbina de vapor y generar nuevamente energía eléctrica. A la descarga de la turbina el vapor de media presión es utilizado para mantener a la temperatura de 37 °C los digestores y calentar los lodos que ingresan a ellos.

5.2.2 Balance de Materia Preliminar Planta Texcoco Norte

Con base en los estudios realizados por la CNA (CNA,1997) se proporciona la siguiente información sobre la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales Texcoco Norte en su fase final previa a la construcción³: (figura 10)

1) Bases: (ingreso)

$$Q = 44 \text{ m}^3/\text{s} \quad (3.8 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d})$$

$$DQO_t = 576 \text{ mg/l}$$

$$DQO_s = 356 \text{ mg/l}$$

$$DBO_t = 219 \text{ mg/l}$$

$$DBO_s = 152 \text{ mg/l}$$

$$SST = 252 \text{ mg/l}$$

$$NTK = 35 \text{ mg/l}$$

$$N\text{-NH}_4^+ = 22 \text{ mg/l}$$

$$PO_4^{3-} = 28 \text{ mg/l}$$

5.2.2.1 Tratamiento Primario Avanzado

Dosis :

50 mg/l Sulfato de Aluminio

0.4 mg/l Polímero aniónico

17 mg/l Cloro

300 mg/l Cal viva por gramo de lodos (peso seco)

Producción de Lodos:

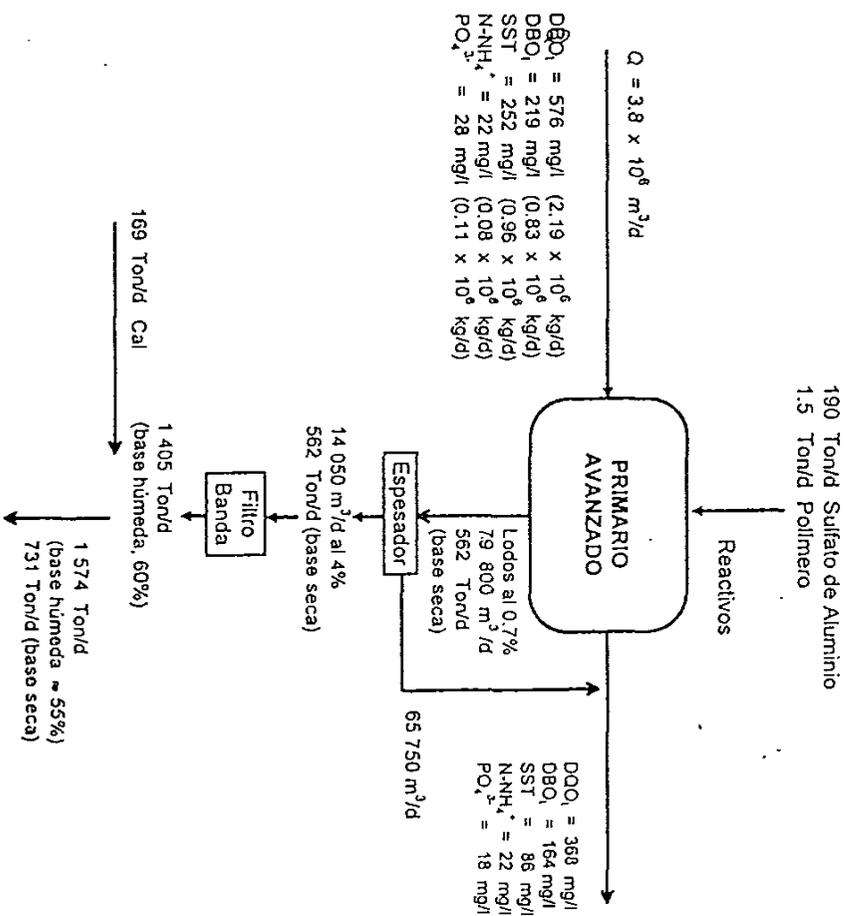
21 l de lodo/m³ de agua residual

0.148 kg/m³ (al 0.7 %)

³ P.S.V.M

PLANTA TEXCOCO NORTE

BALANCE DE MATERIA: TRATAMIENTO PRIMARIO AVANZADO



Similar en las
 dos opciones
 (Filtración y Cloración)

Figura 10. Balance Planta Texcoco Norte

Estos últimos, son pasados por un espesador, obteniendo lodos al 4 %, que son los que se ingresarán al biodigestor anaerobio.

Eficiencias de remoción:

DQO = 36 %
 DBO = 25 %
 SST = 66 % (supuesto)
 N-NH₄⁺ = 0.0 %
 PO₄³⁻ = 35.4 %

5.2.2.2 Digestor Anaerobio⁴

Los digestores anaerobios reciben una carga de 14050 m³/día al 4 % de agua, que representa 562 Ton/día en base seca. Con este dato se procede a realizar el dimensionamiento de los digestores.

Para el caso del proceso de biodigestión anaerobia, se realizaron cálculos de dimensionamiento y costo para diseño del equipo, con base en un trabajo previo realizado para la P.T.A.R. Texcoco Norte. Los resultados se presentan a continuación:

a) Número de Reactores

Flujo, Q	600 m ³ /h
Tiempo de Retención Hidráulico	6 h
Volumen total	3600 m ³ total
Módulos de 1200 m ³	3 módulos

b) Dimensiones

Altura útil	5.5 m
Borde libre	0.5 m
Altura total	6.0 m
Área por módulo	220 m ²
Dimensiones módulo	10 x 22 m
Espesor de muros estimado entre módulos	0.40 m
Área de la unidad (3 módulos)	712.8 m ² (32.4 x 22)

⁴ Cálculo realizado con base en estudio hecho por el Dr. Adalberto Noyola, I.I. U.N.A.M.

c) Costos por Obra Civil

Costo Concreto

Excavación	3 m
Volumen de excavación (3 x 712.8)	2138.4
costo excavación en terreno tipo II (C _{II})	\$ 50 / m ³
Costo total Excavación	\$ 106920.00
Concreto en muros	350 m ²
Precio m ³ concreto armado (Fc=250kg/cm ²)	\$ 730 / m ³
Costo concreto en muros	\$ 255500.00
Concreto en losa (espesor 0.6 m)	712.8 m ² x 0.6 m = 428 m ³
Concreto en losa	\$ 630 / m ³
Costo total concreto en losa	\$ 269640.00
Total Concreto	\$ 632,060.00

Costo acero

Acero de refuerzo	f'y = 4,500
Acero requerido	20 % acero (0.2 ton/m ³ concreto)
Acero total	156 ton
Precio de acero	\$ 5900/ton
Costo acero refuerzo	\$ 920,400.00

Costo cimbra

Área total cimbrada	1735 m ²
Costo cimbra acabado	\$ 50 / m ²
Costo cimbra	\$ 86,766.00

Costo Total obra civil

Total materiales	\$ 632,060.00	Concreto
	\$ 920,400.00	Acero
	\$ 86,766.00	Cimbra
	\$ 1'639,226.00	Subtotal
Costo excavación	\$ 106,920.00	
Otros (10 %)	\$ 1'746,146.00	
Total obra civil	\$ 1'920,760.00	

d) **Costo de instalación y accesorios (35% de obra civil)**
(Tuberías, válvulas, purgas, colectores de gas, etc.)

Costo instalación y accesorios \$ 672,266.00

COSTO TOTAL DE LA UNIDAD \$ 2'593,027.00
USD 324,128.35

El monto anterior de inversión es tomado en consideración para realizar los estudios de factibilidad económica.

e) **Biogás Producido**

El volumen total de biogás producido para ser aprovechado en generación de energía es de 500,000 m³/d.

La composición del biogás desprendido del tratamiento biológico anaerobio es la siguiente:

Tabla 21. Composición del Biogás

Compuesto	Por ciento en volumen
Metano (CH ₄)	70
Nitrógeno (N ₂)	22
Dióxido de Carbono (CO ₂)	8

El resultado obtenido para el volumen total de metano de 350000 m³/día que es aproximadamente el 70 % del biogás total desprendido durante el tratamiento es el dato que nos permitirá realizar nuestro estudio energético.

5.2.3 Esquemas de cogeneración propuestos

De acuerdo a la información proporcionada anteriormente relativa a las alternativas tecnológicas para la cogeneración, el volumen de gas que vamos manejar deja fuera de consideración inmediatamente la opción de utilizar motores reciprocantes. De esta forma concentraremos nuestro estudio en tres alternativas principales que se presentan a continuación:

1. Esquema de generación convencional de energía eléctrica con turbina de gas
2. Esquema de Cogeneración con turbina de gas y turbina de vapor, con generación de vapor de media presión (Temp. 453 K)
3. Esquema de Cogeneración con turbina de gas y turbina de vapor, con generación de vapor de media presión (Temp. 525 K)

Para la elaboración de el presente estudio de factibilidad técnica previo se tomaron las siguientes consideraciones:

Las eficiencias de los equipos involucrados en los procesos se presentan a continuación en la Tabla 22:

Tabla 22. Eficiencias globales de los equipos involucrados en la generación energética.

Equipo	Eficiencia
Turbina de gas	80 %
Turbina de vapor	77 %
Caldera de recuperación (calor sensible)	80 % (politrópica)

Fuente: (Perry,1992)

Eficiencias Globales de los esquemas propuestos

La eficiencia global de los arreglos se obtiene por las siguientes relaciones:

Generación convencional (ALTERNATIVA 1)

$$\eta_{energética} = \frac{\eta e_{TG}}{Q_s}$$

Cogeneración con turbina de gas y turbina de vapor con generación de vapor de media presión de baja calidad (T=453 K). (ALTERNATIVA 2)

$$\eta_{energética} = \frac{\eta e_{TG} + \eta e_{CR}}{Q_s}$$

Cogeneración con turbina de gas y turbina de vapor con generación de vapor de media presión de alta calidad (T=525 K). (ALTERNATIVA 3)

$$\eta_{energética} = \frac{\eta e_{TG} + \eta e_{TV} + \eta e_{CR}}{Q_s}$$

donde:

Q_s = calor suministrado por el combustible

ηe_{TG} = eficiencia energética de la turbina de gas

ηe_{TV} = eficiencia energética de la turbina de vapor

ηe_{CR} = eficiencia energética de la caldera de recuperación

A continuación se presenta el resultado obtenido para el cálculo de las eficiencias globales de las tres alternativas arriba mencionadas:

Tabla 23. Eficiencias globales

	Eficiencias globales	%	incremento %
Alternativa1	0,1833	18,33	0
Alternativa2	0,4145853	41,458533	23,128533
Alternativa3	0,3970576	39,705758	21,375758

A continuación se presentan las tres alternativas antes mencionadas, así como su producción energética y su eficiencia global.

5.2.5 Generación convencional de energía eléctrica:

La reacción que se lleva a cabo en los tres sistemas, y que aporta la mayor parte de la energía en la turbina de gas de combustión es:



Considerando el gasto de gas obtenido de 500,000 m³/d totales y la composición del gas anterior se obtiene el siguiente flujo de metano:

Componente	Fracción volumen	Gasto por componente (m ³ /d)
Metano	0.70	350,000
Nitrógeno	0.22	110,000
Dióxido de carbono	0.08	40,000
TOTAL	1.00	500,000

Tomando la densidad del metano de 0.7167 g/l, se obtiene 250,845 kg/d. Por lo que la capacidad de aportación energética del gas total será:

$$Q = 3.33 \times 10^9 \text{ kCal/d} = 3.78 \times 10^6 \text{ KWH}$$

Utilizando una equivalencia de conversión a energía eléctrica de 18.33 % obtenemos.

693,000 KWH eléctricos

28 800 KWH de potencia

Por lo que la capacidad de generación del esquema de generación convencional es de **29 MW aprox.** Es de notar que en esta alternativa, no se considera tratamiento posterior o aprovechamiento de los gases salientes de la turbina.

5.2.6 Esquema de cogeneración con turbina de gas y turbina de vapor con generación de vapor de media presión de baja calidad ($T= 423$ K).

Para este esquema se considera como valor inicial el resultado obtenido por la turbina de gas de generación convencional de 29 MW, debido a que se utiliza la misma turbina de gas.

Tomando la eficiencia de la turbina de 80 %, a la salida de los gases se tiene lo siguiente⁵:

Entalpía		-212.798	kCal/mol
Q		-3.34E+09	kcal/d
KWH		3787045.948	KWH
KWH eléctricos		694165.5222	
<u>KWH</u> Potencia		<u>28848.437</u>	<u>KWH</u>

La composición del gas proveniente de la turbina y su gasto se presenta a continuación:

Salida Turbina	°C	K		
Temp	800	1073		
Tmin caldera	180	453		
		<i>gasto mol/d</i>	<i>Fracción mol</i>	<i>PM</i>
	CH4	3135562.5	0.06604957	16
	N2	3439425	0.072450331	28
	CO2	14339340.91	0.302053396	44
	H2O	25084500	0.52839656	18
	NOX	1474039.286	0.031050142	44
Total		47472867.69	1	

Este gas nos proporciona la siguiente energía:

Energía térmica disponible ideal	-6.37E+11	Kcal
	-6.37E+08	kCal
Energía térmica disponible real	-4.9E+08	kCal

⁵ base seca

Los gases de combustión salen a una temperatura de 1073 K, y se ingresan a una caldera de recuperación de calor sensible hasta agotarlos y dejarlos a una temperatura de 453 K que es el mínimo permisible para evitar corrosión en este equipo.

La aportación energética de los gases se realizó de la siguiente forma:

$$Q = m \int C_p \Delta T$$

Se utilizó un C_p prom. de los gases con la relación:

$$C_p = a + bT$$

Utilizando la eficiencia de la caldera y aplicando un balance energético obtenemos la masa de vapor generado:

			Q = m λ			
	<i>h</i> BTU/lb	<i>h</i> kcal/g		Masa vapor	909712763	gramos/d
liq. sat	180.7	0.100384905			909.71276	Ton/d
evaporación	970.3	0.539034164			37.904698	Ton/h
vapor sat	1150.4	0.63908575			75809.397	lb/h

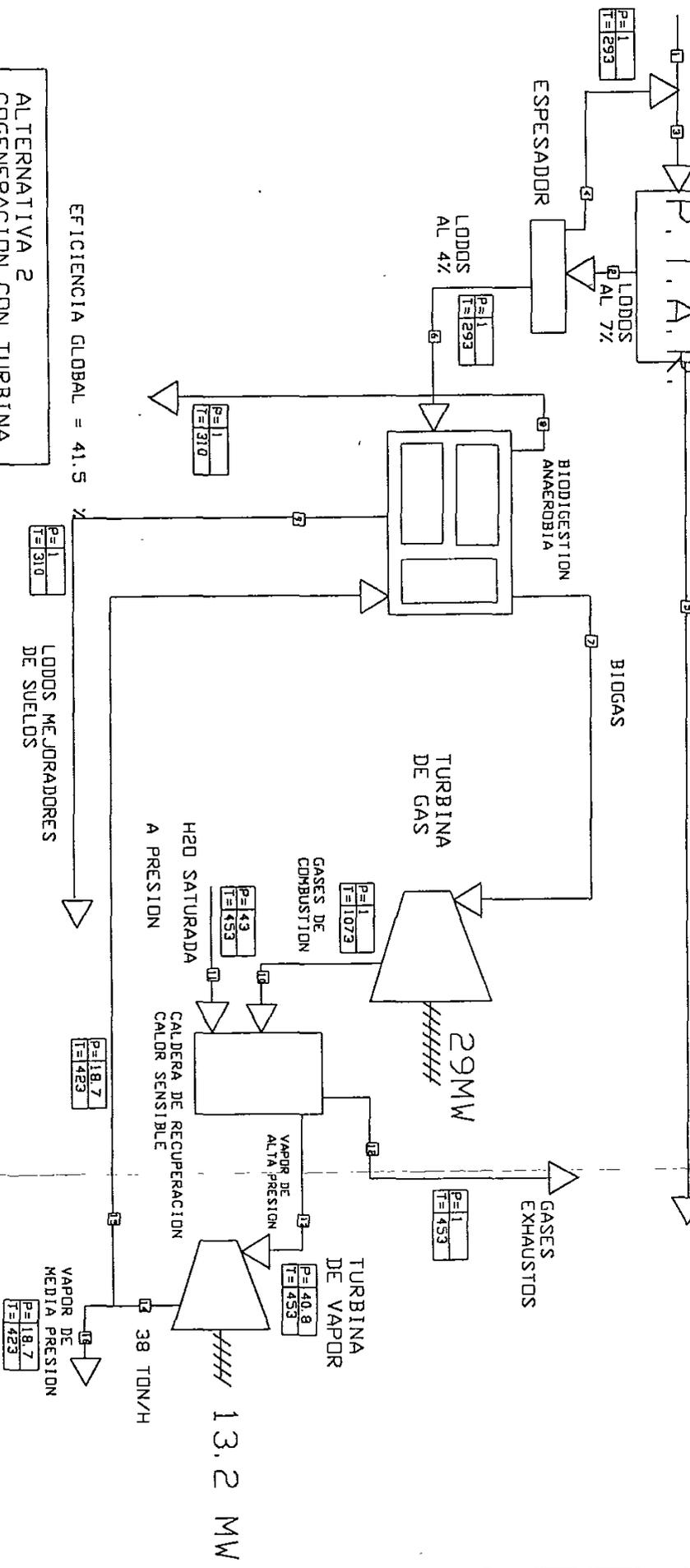
El vapor obtenido de la caldera (37.9 Ton/d) se introduce a una turbina de vapor para generar energía eléctrica. Cabe mencionar que para considerar el vapor de alimentación a la turbina, no se restó el vapor necesario para satisfacer las necesidades térmicas de los biodigestores, este cálculo se presenta más adelante. A continuación se presentan los resultados obtenidos:

	Condiciones					
	Entrada	Salida				
Presión atm	40,8	18,7				
Temp. °C	180	150				
Temp. K	453	423				
Entalpía	1158	412				
bHP = (mvapor)/(lb/hr*HP)				lb/hr*HP =	4,2627346	
lb/hr*HP = (2544)/(H2-H1)*Ep			Potencia	bHP=	17784,217	HP
			Potencia		13267,791	KWH
			Aprox.		13,2	MW

AGUAS NEGRAS

ALTERNATIVA 2

AGUAS TRATADAS PARA RIEGO AGRICOLA



EFICIENCIA GLOBAL = 41.5

ALTERNATIVA 2
 COGENERACION CON TURBINA DE GAS Y TURBINA DE VAPOR
 GENERACION DE VAPOR DE MEDIA PRESION A $T=423$ K
 FIGURA 9.

Este resultado se suma al de la turbina de gas para obtener el monto total de energía eléctrica del esquema. Los resultados compilados se presentan adelante.

5.2.7 Esquema de cogeneración con turbina de gas y turbina de vapor con generación de vapor de media presión de alta calidad ($T=480$ K).

Para este esquema, se propone generar vapor a una temperatura más alta, en caso de que se requiera transportarlo a algún otro sitio para su utilización, o se tenga alguna otra necesidad. De tal forma, que en la caldera de recuperación no se agota el gas hasta 453 K que es el mínimo permitido para el equipo, sino que se le brinda un margen de operación a una temperatura más alta, obteniendo por ende, una cantidad relativamente menor de vapor a más alta temperatura.

Se propone utilizar la misma turbina de gas para analizar los tres casos, por lo que adelantamos el resultado de la turbina de este sistema:

KWH Potencia **28848.437**

Una vez que el biogás ha desprendido la energía eléctrica en la turbina, con una eficiencia de aproximadamente 80 %, los gases pasan a una caldera de recuperación de calor sensible para obtener energía térmica de ellos.

Los gases exhaustos pueden tener dos destinos:

1. Ser arrojados a la atmósfera con una composición aproximada de:

Tabla 24. Composición gases de Salida

Componente	Fracción mol
CH ₄	0.06604957
N ₂	0.072450331
CO ₂	0.302053396
H ₂ O	0.52839656
NO _x	0.031050142

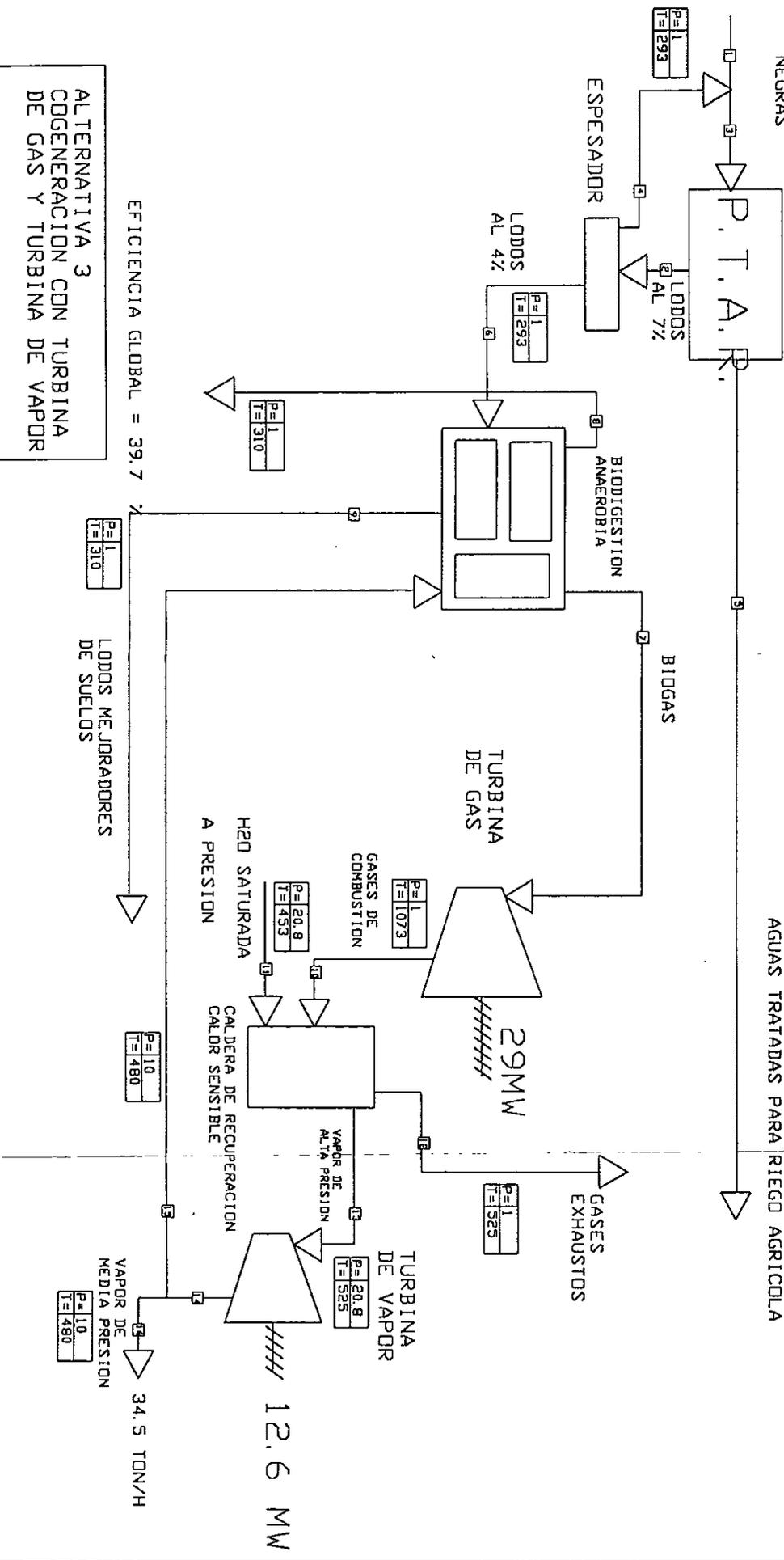
lo que resultaría en un daño potencial a la atmósfera, que en el Valle de México resulta una práctica no permisible.

2. Pueden ser depurados (lavados) con alguna de las técnicas expuestas o alguna otra, lo que en su caso representaría un gasto tanto de inversión como de mantenimiento. Esta alternativa será tratada en el Anexo 1.

Teniendo a la salida de la turbina las mismas condiciones que en la consideración anterior, e ingresando los gases a una caldera de recuperación de calor sensible obtenemos lo siguiente:

ALTERNATIVA 3

AGUAS TRATADAS PARA RIEGO AGRICOLA



EFICIENCIA GLOBAL = 39.7 %

ALTERNATIVA 3
 COGENERACION CON TURBINA
 DE GAS Y TURBINA DE VAPOR
 GENERACION DE VAPOR DE MEDIA
 PRESION A T=480 K

FIGURA 9.

Es importante destacar que en la obtención del vapor para ser utilizado en la turbina, ya no realizó el descuento del vapor requerido por efecto del calentamiento de los biodigestores para cubrir la demanda térmica para mantenerlos a 310 K. Este cálculo se presenta en el Anexo 2.

Con el resultado de 34.5 Ton/h de vapor de alta presión, se alimenta la turbina de vapor para generar nuevamente energía eléctrica. Los resultados del cálculo se presentan a continuación:

	Condiciones					
	Entrada	Salida				
Presión atm	40.8	18.7				
Temp. °C	252	207				
Temp. K	525	480				
Entalpía	1250	470				
bHP = (mvapor)/(lb/hr*HP)				lb/hr*HP =	4.077	
lb/hr*HP = (2544)/(H2-H1)*Ep			Potencia	bHP=	16904.7	HP
			Potencia		12611.6	KWH
			Aprox.		12.6	MW

De forma similar al caso anterior, el resultado del total de energía eléctrica del sistema se obtiene por la suma de las aportaciones de ambas turbinas, mientras que la eficiencia global, como ya se mencionó, se obtiene sumando las aportaciones energéticas de las turbinas y la caldera de recuperación, dividido entre el calor suministrado al sistema.

5.2.8 Producción energética Global

Se tomó la siguiente notación para facilitar la localización referente a cada opción estudiada (alternativas en orden):

1. Esquema de generación convencional de energía eléctrica con turbina de gas
2. Esquema de Cogeneración con turbina de gas y turbina de vapor, con generación de vapor de media presión (Temp 423 K)
3. Esquema de Cogeneración con turbina de gas y turbina de vapor, con generación de vapor de media presión (Temp. 480 K)

La producción total energética para cada caso se presenta resumida en la tabla 27:

Tabla 27. Producción energética total por opción considerada

Producción	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
KWH	29000	42200	41600
Vapor (Ton/h)			
a 423 K		38	
a 480 K			34.5

A continuación se plantea la siguiente equivalencia energética para observar más claramente las alternativas anteriores:

	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Focos de 60 W prendidos 12 h/d	966,667	1,400,000	1,386,667
Bombas de 100 kW trabajando 12 h/d	580	840	832

Como se puede apreciar en el análisis anterior, con la energía generada en las alternativas anteriores, se podría iluminar un poblado relativamente pequeño, o abastecer de energía a una enorme Planta de Tratamiento de Aguas Residuales.

5.2.9 Análisis de las Alternativas Presentadas.

Utilizando los parámetros anteriores de eficiencia y producción energética como base, se establece que la mejor opción en base a ambos parámetros está dictada de acuerdo a las necesidades implantadas en el lugar de operación, pero sin duda, recae en alguna de las alternativas 2 o 3. La eficiencia de ambas es muy superior a la de la generación convencional de energía eléctrica (23.1% y 21.4 % de incremento respectivamente) En tanto que por la generación de energía, también ambas son muy superiores a la generación convencional (42.2 MW y 41.6 MW de capacidad respectivamente).

Corresponde a estos procesos, satisfacer por completo, o en parte, las necesidades energéticas del proceso de biodigestión anaerobia propuesto, por lo que a continuación se presentan tales necesidades

5.2.9.1 Necesidades energéticas del proceso.

Las necesidades intrínsecas a cubrir del proceso son:

Necesidades Energéticas de los biodigestores			
Número de digestores	3		
Volumen Total	3600	m3	
Gasto lodo	600	m3/h	
Temperatura entrada lodo	20	°C	
Temperatura digestores	37	°C	
Densidad lodo	1416	kg/m3	
Masa de lodo digestor	5097600	kg	
Cp lodo	731	cal/ kg °C	
Calor requerido por digestores			
Calor neto	6.33E10	cal/d	

Por lo que para cubrir esta demanda energética se propone utilizar parte del vapor descargado en las turbinas de vapor en cada caso. El vapor en cada una de las dos alternativas de cogeneración es distinto, debido a la temperatura a la que se encuentra y a la masa del mismo. El resultado de la evaluación se presenta a continuación:

	Necesidad kcal/d	T vapor (K)	T salida	Cp vapor
Alternativa 1	63*347,875.2	0		
Alternativa 2	63*347,875.2	423	310	0.46
Alternativa 3	63*347,875.2	480	310	0.46
	Vap. Ton/día	Requerimiento Vapor Ton/d	Faltante Ton/d	Excedente Ton/d
Alternativa 1	0			
Alternativa 2	909.71	1,218.69	308.98	
Alternativa 3	827.03	810.07		16.95

Como se puede apreciar en la tabla anterior, la alternativa 2, aunque produce una mayor cantidad de vapor, no alcanza a suplir las necesidades de la biodigestión por completo; para su caso, es necesario suministrar aprox. 310 Ton de vapor por día para mantener los biodigestores a la temperatura de 37 °C. En el caso de la alternativa 3, la cantidad de vapor producida, aunque es menor en volumen a la alternativa 2, por tener una temperatura más alta, alcanza a satisfacer las necesidades energéticas de la biodigestión.

Este resultado tiene gran importancia desde el punto de vista técnico, porque aún cuando parece que la alternativa 2 es superior en algunos de los aspectos considerados anteriormente, la necesidad de traer vapor, o calentar de alguna otra forma los biodigestores, es una deficiencia importante, desde el punto de vista energético, para esta alternativa.

5.3 Evaluación Económica.

El presente estudio económico, no consideró alguna opción de depuramiento del gas entre sus costos. Las opciones de depuración se mencionan en el Anexo 3 de forma informativa.

La evaluación económica, presentará únicamente sus resultados más relevantes, el resto de la información se encuentra disponible en la memoria de cálculo para facilitar su manejo. La evaluación se realizó de acuerdo a los siguientes parámetros:

1. Inversión requerida
2. Costos Fijos
3. Costos Variables
4. Costos Totales
5. Relaciones Financieras
6. Recuperación de la Inversión (ROI)
7. Tasa Interna de Retorno (TIR)
8. Valor Presente Neto (VPN)
9. Evaluación de todos los parámetros anteriores.

5.3.1 Inversión requerida⁶

Para considerar la inversión en cada una de las alternativas, se utilizaron parámetros de aproximación de costos para plantas químicas (Peters, 1980). La base de los costos de inversión en todos los casos está referida al costo de los equipos involucrados en la operación. Estos costos se presentan a continuación⁷, así como los parámetros utilizados en la estimación del monto de la inversión.

⁶ Horizonte de planeación 20 años

⁷ Enero de 1998

Tabla 28. Costos de Equipos involucrados en la generación de energía

EQUIPO (adquisición comercial)			
Costo Turbina con periféricos de 33 MW	USD	20,000,000	
	\$	160,000,000	
Costo turbina de vapor con periféricos de 15 MW	USD	1,850,000	
	\$	14,800,000	
Costo caldera de recuperación calor sensible (impulsar turbina)	USD	1,300,000	
	\$	10,400,000	
Costo caldera de recuperación calor sensible (generación de vapor)	USD	1,850,000	
	\$	14,800,000	

La estimación de los costos para el proyecto, se realizó en base a parámetros obtenidos de Timmerhaus, debido a que por el carácter de análisis previo, no se posee más información.

De la misma forma, este estudio servirá de guía para futuros estudios con mayor profundidad.

Estimación

Costos Directos	Factor	Relación
Equipo		
Instalación	0.25	Equipo
Instrumentación y control	0.06	Equipo
Tubería instalada	0.1	Equipo
Servicio eléctrico instalado	0.1	Equipo
Edificios	0.1	Equipo
Servicios	0.4	Equipo
Tierra	0	Predio ya adquirido
Total		
Costos indirectos		
Ingeniería y supervisión	0.07	Total costos directos
Construcción	0.08	Total costos directos
Contratista	0.02	Total costos directos
Contingencia	0.05	Total costos directos
Total		
Capital Inversión		CD + CI
Capital de trabajo		$0.1(CD+CI)/0.9$
TOTAL INVERSION REQUERIDA	Suma	CapT+CapIN

Utilizando las relaciones anteriores, los resultados obtenidos para cada una de las opciones consideradas, tomando en cuenta el costo del digestor, de presentan a continuación:

Tabla 29. Inversión requerida por alternativa

	Alternativa 1	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 3
	Pesos	USD	Pesos	USD	Pesos	USD
Inversión	435946666.7	54493333.33	476271733.3	59533966.67	504608266.7	63076033.33
Digestor	2593026.81	324128.3513	2593026.81	324128.3513	2593026.81	324128.3513

5.3.2 Costos Fijos

Consideramos para nuestro análisis los siguientes factores de aproximación para estimar los costos fijos totales del proyecto (Peters and Timmerhaus, 1980):

Tabla 30. Costos fijos

Estimación				
TOTAL INVERSION REQUERIDA				CapT+CapIN
COSTO TOTAL DE PRODUCCIÓN				
Costo de Manufactura				
Costos directos				
	Materia prima		0.3	Mano de Obra
	Mano de obra		$5ing.(10000)+20t(2500)$	
	Supervisión		0.1	Mano de obra
	Utilidades			
	Mantenimiento		0.05	Capital Inversión
	Material mantenimiento		0.1	Mantenimiento
	Laboratorio		0.1	Mano de Obra
Impuesto y cargos				
	Depreciación		0.05	Equipo
	Impuestos		0.02	Capital Inversión
	Seguros		0.006	Capital Inversión
	Generales		0.5	Mano de Obra
Total manufactura				
Gastos generales				
	Administrativos		0.15	Mano de Obra
Total gastos generales				

Los costos totales anuales de producción se presentan a continuación con la inversión total requerida.

Tabla 31. Inversión y Costos de producción

	Alternativa 1	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 3
	Pesos	USD	Pesos	USD	Pesos	USD
Inversión	435946666.7	54493333.33	476271733.3	59533966.67	504608266.7	63076033.33
Digestor	2593026.81	324128.3513	2593026.81	324128.3513	2593026.81	324128.3513
C.Producción	46912516	5864064.5	51305413.76	6413176.72	54675667.48	6834458.435

5.3.3 Costos Variables

Se obtuvieron para cada una de las opciones en función de los costos directos e indirectos de producción. El detalle se encuentra en la memoria de cálculo.

5.3.4 Costos Totales

El costo total del proyecto se obtienen mediante la suma de los factores anteriores (inversión en sistema de cogeneración y biodigestores), se presenta a continuación para cada alternativa:

Tabla 32. Costo total por alternativa (en pesos)

	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Año			
1	438,539,693.5	519,189,826.8	507,201,293.5

Para analizar mejor los costos totales se plantea el incremento del costo en función de cada alternativa de cogeneración contra la generación convencional:

Tabla 33. Incremento en costos por cogeneración

Incremento en costos por cogeneración			
Alternativa	Costo total	Incremento	% incremento
1	438539693.5		
2	519189826.8	80650133	15.5338
3	507201293.5	68661600	13.5373

De acuerdo a este resultado, se aprecia que el incremento en el costo del proyecto por utilizar opciones de cogeneración es relativamente bajo (15.5 % y 13.5 % respectivamente para las alternativas 2 y 3), respecto al costo de la alternativa de generación convencional representada por la alternativa 1

La capacidad de generación de capital de los sistemas propuestos, radica en la potencia generada o la masa de vapor en cada caso, acorde con el precio de venta de cada uno de estos servicios. A continuación se presenta el resultado obtenido en cada uno de estos rubros, en pesos y en dólares:

Tabla 34. Generación de Capital

Generación de Capital						
	Alternativa1	Alternativa1	Alternativa2	Alternativa2	Alternativa 3	Alternativa 3
	Pesos	USD	Pesos	USD	Pesos	USD
Potencia	16530	2066.25	24054	3006.75	23712	2964
Vapor	0		437	54.625	396.75	49.59375
Total c/h	16530	2066.25	24491	3061.375	24108.75	3013.59375
Total Mes	11901600	1487700	17633520	2204190	17358300	2169787.5
ANUAL	144802,800	18,100,350	214541,160	26,817,645	211192,650	26,399,081

Para analizar mejor este parámetro, observemos el incremento en la generación de capital por utilizar cogeneración:

Tabla 35. Incremento en generación de capital por Cogeneración

Incremento en generación de capital			
Alternativa	Generación	Incremento	% incremento
1	144802800		
2	214541160	69738360	32.5058
3	211192650	66389850	31.4356

Como se puede observar, el incremento en la generación de capital es sustancial para las opciones de cogeneración con respecto a la generación convencional de energía (32.5 % y 31.4 % respectivamente). Podemos también decir que este incremento es mayor al incremento en los costos por la utilización de la cogeneración que se presentó anteriormente.

5.3.5 Relaciones Financieras⁸

Se plantean las siguientes relaciones financieras para obtener la cantidad de dinero que en realidad se obtendrá con los esquemas propuestos para realizar un análisis apegado a la realidad:

- Ventas netas = Generación de Capital
- Utilidad Marginal = Ventas netas - Costos Variables
- Utilidad Bruta (nivel planta) = Utilidad Marginal - Costos Fijos
- Utilidad de Operación = Utilidad Bruta - (Gastos operativos + Gastos operación)
- Utilidad antes de impuestos = Utilidad de Operación - Gastos Financieros
- Utilidad Neta = Utilidad antes de Impuestos -(ISR + Nómina + Inactivo fijo+ ...)
- Flujo de Efectivo = Utilidad Neta + Depreciación
- Depreciación = Inversión / vida útil

Tabla 36. Relaciones financieras

RELACIONES FINANCIERAS	Alternativa1	Alternativa2	Alternativa3
	Pesos	Pesos	Pesos
VENTAS NETAS	144802800	214541160	211192650
UTILIDAD MARGINAL	117726289	183031652.3	179682778.1
UTILIDAD BRUTA	106822177	170157029.6	167032393.5
UTILIDAD OPERACIÓN	104685733.5	166753889	163691745.6
UTILIDAD ANTES IMPUESTOS	104520733.5	166572389	163492095.6
UTILIDAD NETA	67938476.75	108272052.8	106269862.1
FLUJO DE EFECTIVO ANUAL	75,938,477	117,752,053	115,529,862

Apreciablemente el flujo de efectivo de las opciones de cogeneración es mayor a la generación convencional.

⁸ Considerando que se aprovecha toda la energía producida

5.3.6 Recuperación de la Inversión (ROI)

A continuación se presenta el resultado obtenido para la ROI, así como el porcentaje anual de recuperación de la inversión para cada alternativa:

Tabla 37. Recuperación de la inversión

Alternativa	1	2	3
ROI	5.77493	4.40918	4.39022
% anual de recuperación	17.3162	22.68	22.7779

De la tabla anterior obtenemos que para las alternativa 2 y 3, la inversión se recupera en el primer trimestre del cuarto año; mientras que para la alternativa 1, la inversión se recupera en el segundo trimestre del quinto año.

5.3.7 Determinación de la Tasa Interna de Retorno(TIR)⁹

Tabla 38. Tasa Interna de Retorno

i anual		18.2 %				
Flujo efectivo		10 años				
	Alternativa1	75938476.75	Alternativa2	117752052.8	Alternativa3	115529862.1
Año	Inversión	F efectivo	Inversión	F efectivo	Inversión	F efectivo
1	438539693.5	-362601217	519189826.8	-401437774	507201293.5	-391671431
2		-286662740		-283685721		-276141569
3		-210724263		-165933668		-160611707
4		-134785786		-48181615		-45081845
5		-58847310		69570437		70448017
6		17091167		187322490.2		115529862.1
7		93029643.77		305074543.1		115529862.1
8		75938476.75		117752052.8		115529862.1
9		75938476.75		117752052.8		115529862.1
10		75938476.75		117752052.8		115529862.1
TIR %	20 años	16.12		29.6		29.3
VPN		464085753		719622679		706042119

⁹ Tomando flujos de efectivo anuales por 10 años

Como se observa en el cuadro anterior, la alternativa 1 no es un proyecto rentable considerando que la T.I.R. es inferior a la tasa de descuento utilizada para el análisis (16.12 % y 18.2 % respectivamente).

Sucede todo lo contrario en las opciones de cogeneración, en las que la T.I.R. es alrededor de 10 puntos porcentuales mayor que la tasa de descuento utilizada). Se puede decir que desde el punto de vista económico, ambas alternativas de cogeneración resultarían rentables, considerando que son proyectos con un factor de riesgo muy bajo, que brindan mucha seguridad al inversionista

Claramente se aprecia de este análisis, que la cogeneración puede representar la diferencia entre la factibilidad de un proyecto de generación de energía y su descartación.

5.3.8 Determinación de el VPN

Como se puede apreciar en la gráfica anterior, y de acuerdo al parámetro del valor presente neto, de que se debe de escoger la opción en la que éste sea mayor, las opciones viables son las alternativas de cogeneración, como se ha venido observando a lo largo del presente estudio.

5.3.9 Evaluación de todos los parámetros anteriores.

A continuación se presenta el resumen del estudio económico para las tres alternativas estudiadas:

Tabla 39. Evaluación económica

Alternativa	1	2	3
FLUJO DE EFECTIVO ANUAL	75938477	<u>117752053</u>	<u>115529862</u>
ROI	5.77493	<u>4.40918</u>	<u>4.39022</u>
% anual de recuperación	17.3162	<u>22.68</u>	<u>22.7779</u>
TIR %	20 años	<u>29.6</u>	<u>29.3</u>
VPN	464085753	<u>719622679</u>	<u>706042119</u>

Como se puede apreciar en la tabla anterior, la mejor opción en parámetros económicos, sin lugar a duda, es la utilización de cualquiera de los dos esquemas de cogeneración. Se puede escoger cualquiera de ellos según las necesidades propias de la P.T.A.R. Texcoco Norte.

Evaluando el criterio de la recuperación de la inversión, las alternativas 2 y 3 nos ofrecen recobrar la inversión en el primer trimestre del cuarto año de operación, con una recuperación anual aproximada del 22.7% y 22.77 % respectivamente, muy alta si consideramos un horizonte de planeación de 20 años, como se consideran la gran mayoría de las inversiones relacionadas con la generación energética.

De acuerdo a la tasa interna de retorno, las alternativas 2 y 3 ofrecen una tasa de 29.6% y 29.3 % respectivamente, que son aproximadamente 10 a 11 puntos porcentuales mayores que la tasa de descuento de los CETES (18 %), considerando que son alternativas de inversión en las que prácticamente no se acarrearán riesgos, es decir que la producción energética está garantizada mientras que los ciudadanos del Distrito Federal continuemos haciendo uso de nuestros servicios. Altamente segura.

El valor presente neto de las alternativas 2 y 3, es por mucho mayor al de la generación convencional de energía, reafirmando lo que los otros parámetros indican, que la mejor opción, es la cogeneración.

6. CONCLUSIONES

El presente estudio consistió en analizar la factibilidad de implantar un sistema de cogeneración para el aprovechamiento del biogás desprendido por la biodigestión anaerobia de los lodos producidos por la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales Texcoco Norte

Se planteó la posibilidad de aprovechar el biogás desprendido mediante un sistema de cogeneración, que nos permitiera obtener energía térmica y eléctrica buscando la autosustentación del tratamiento biológico anaerobio de los lodos.

Se realizaron los estudios de factibilidad técnica de implementación de los sistemas en función de los siguientes parámetros:

- Eficiencia global,
- Producción energética global,

De acuerdo a la evaluación realizada, en términos de eficiencia global de los esquemas propuestos, ambas alternativas de cogeneración brindan ventajas considerables con respecto a la generación convencional de energía. **La alternativa 2 con un incremento de 23.1 % aprox. en la eficiencia; mientras que la alternativa 3 ofrece un 21.3 % aprox. de incremento.**

En relación a la producción energética de cada arreglo también se encontró que la cogeneración ofrece una ventaja clara y considerable con respecto a la generación de energía convencional. **La alternativa 2 genera 42.2 MW y la alternativa 3 genera 41.6 MW, contra los 29 MW que brinda la generación convencional de energía.**

Se concluye que desde el marco técnico, cualquiera de las dos opciones presentadas de cogeneración, es viable. La alternativa 2 produce un poco más de vapor que la 3, pero esta última lo produce de mayor calidad.

Con referencia a la sustentación energética de la biodigestión, se observó que la alternativa 2 no alcanza a sustentar las necesidades del proceso, presentando un déficit energético de 310 Ton de vapor de media presión a 423 K, para cubrir las 1.6 E 10 cal/d que no cubre la alternativa. En el caso de la alternativa 3, se presentó un superávit energético de 1.32 E 9 cal/d, alrededor de 16 Ton del vapor generado. Este resultado inclina sin lugar a dudas la balanza en favor de la alternativa 3, debido a que su implementación no generaría costos adicionales por concepto de calentamiento de los digestores.

En relación a los parámetros económicos, los resultados fueron favorables para ambas opciones de cogeneración, con una ligera ventaja para la opción 2, debido a la generación de una mayor cantidad de vapor.

Ambas opciones de cogeneración presentan recuperaciones de su inversión durante la primera parte del cuarto año de operación, con un 22.7 % aprox. de recuperación anual de la inversión, que considerando un proyecto a 20 años como el que se presenta es un recuperación formidable.

Observamos de la misma forma que la TIR de las alternativas de cogeneración es de casi el doble de la tasa de descuento representada por los CETES (17 % aprox), presentando ambas casi 30 % en este parámetro (29.6 % y 29.3 % respectivamente). De la misma forma, el VPN de las alternativas de cogeneración es mucho mayor al de la generación convencional, poco menos del doble, estableciendo que, bajo este criterio, son ampliamente mejores opciones de inversión que la generación convencional.

Como conclusión general del análisis realizado se establece que las alternativas de cogeneración para el caso estudiado, demostraron ser viables desde el punto de vista técnico y factibles económicamente, brindando beneficios notoriamente mejores a los que produciría la generación convencional energética.

La cogeneración es una alternativa muy viable de ahorro energético, aprovechando al máximo la energía producida, permitiendo así generar de igual manera mayor cantidad de energía.

Observando que el incremento en los costos por la implementación de los sistemas de cogeneración propuestos es baja en relación a la capacidad de generación tanto de energía como de capital que poseen.

Es de gran interés buscar medidas efectivas para el debido cuidado y protección del entorno ecológico del Valle de México. Acorde con este punto, una disposición segura de los lodos generados, unida a la producción de energía de forma gratuita para la planta, contribuye a un funcionamiento óptimo.

El estudio realizado concluye de forma exitosa, encontrando que de acuerdo a los parámetros establecidos para evaluar la factibilidad de la implementación de un sistema de cogeneración para aprovechar el biogás producido de la digestión anaerobia de los lodos es altamente factible implementarlo, produciendo energía útil de manera económica a partir del biogás desprendido de la biodigestión de los lodos.

Si no se aprovecha el gas producido se estaría perdiendo una gran cantidad de energía gratuita, así como la posibilidad de obtener excelentes ganancias del gas.

Es importante continuar desarrollando medios de ahorro de energía, o maneras alternas de producirla y aprovecharla, contribuyendo al desarrollo de nuestro país de forma sustentada.

Es importante que se apliquemos nuestro conocimiento al cuidado del medio ambiente de forma ética y responsable.

Como universitarios adquirimos el compromiso y el derecho de aportar nuestros conocimientos y lo mejor de nosotros mismos para nuestra comunidad. No renunciemos a este precioso derecho

Bibliografía

- ABB Turbinas, 1997 Estudio sobre la Factibilidad del Uso de Biogás en Turbinas de Gas. México
- Bell, R.M. 1971 SEWAGE SLUDGE DISPOSAL. REPORT BY ONTARIO MINISTRY OF THE ENVIROMENT, OTTAWA.
- CONAE, 1995 DIAGNÓSTICOS ENERGÉTICOS, México.
- CONAE, 1995 ESQUEMAS DE COGENERACIÓN, México.
- CONAE, 1995 POTENCIAL NACIONAL DE COGENERACIÓN, México.
- CONAE, 1995 TERMODINÁMICA Y SUS APLICACIONES, México.
- Chaney, R.L 1974 RECOMMENDATIONS FOR MANAGEMENT POTENTIALLY TOXIC ELEMENTS.
- Chumbley, C G 1971 PERMISSIBLE LEVELS OF TOXIC METAL IN SEWAGE USED ON AGRICULTURAL LAND.
- Donald E. Garrett. Van Nostrand Reinhold, 1989. CHEMISTRY ENGINEERING ECONOMICS. NY, USA.
- F.C. Jelen, MacGraw Hill, 1970 COST AND OPTIMIZATION ENGINEERING,. USA.

- González, M.S. y González, B.O. 1992. APUNTES DE LAS PLANTAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES (parte 1). CARACTERIZACIÓN Y MEDICIÓN DE AGUAS RESIDUALES . PROCESOS FÍSICOS Y TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES Y LODOS. División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería. U.N.A.M.
- Hernández, Aurelio M., 1984. DEPURACIÓN DE AGUAS RESIDUALES. España.
- Imhoff, K., Müeller, W.J. y Tisthewayte. 1971 DISPOSAL OF SEWEGE AND OTHER WATER BORNE WASTES. England.
- Instituto Catalán de Energía. EL PAPEL DE LA ENERGÍA EN LA INDUSTRIA. Programa de asesoramiento energético
- Instituto Catalán de Energía. FOMENTO DE LA COGENERACIÓN. Programa de asesoramiento energético
- Instituto Catalán de Energía.PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.Programa de asesoramiento energético
- CNA, 1997. ESTUDIO DE CONTAMINACIÓN DEL SUBSUELO Y DEL ACUÍFERO EN LA ZONA DEL EX-LAGO DE TEXCOCO POR LA DISPOSICIÓN DE LODOS PROVENIENTES DE LAS AGUAS TRATADAS DEL GRAN CANAL
- CNA. 1997. ESTUDIO DEL IMPACTO AMBIENTAL ASOCIADO AL PROYECTO DE SANEAMIENTO DE LAS AGUAS NEGRAS QUE SE PRODUCEN EN EL VALLE DE MÉXICO.
- Instituto de Ingeniería UNAM. 1995 PRODUCCIÓN DE RESIDUOS SÓLIDOS EN LAS PLANTAS DE TRATAMIENTO DEL D.F.Textcoco Norte.
- Instituto de Ingeniería UNAM. 1995. ESTUDIO DE TRATABILIDAD DEL AGUA RESIDUAL DEL VALLE DE MÉXICO. Tratabilidad del agua residual mediante el proceso Primario Avanzado.
- Instituto de Ingeniería UNAM. 1995. ESTUDIOS DE DESINFECCIÓN DEL AGUA RESIDUAL PROVENIENTE DEL VALLE DE MÉXICO.

- Instituto de Ingeniería UNAM. 1995. FORMACIÓN Y MIGRACIÓN DE COMPUESTOS ORGANOCOLORADOS ATRAVÉS DE COLUMNAS EMPACADAS CON SUELO DE LA ZONA DE TULA-MEZQUITAL-ACTOPAN.
- Leclercq, H., Perchet, a., Savage, G., Andrieu, S. Y Nggumatcha, R. 1970 MICROBIOLOGICAL ASPECTS OS SEWEGW TREATMENT PROCEEDINGS, 5th International Conference on Water Pollution Research, Sn. Fco. Cal.
- LEY GENERAL DEL EQUILIBRIO ECOLÓGICO Y PROTECCIÓN AMBIENTAL
- M. David Burghardt. 1984.INGENIERÍA TERMODINÁMICA, 2da edición Editorial Harla, México.
- Metcalf & Eddy, 1991. Wastewater Engineering: Treatment, Disposal and Reuse - Third Edition, revised by George Tchobanoglous and Frank Burton, McGraw-Hill,
- METHODS & DATA. Compiled by Chemical Engineering. 1979 MODERN COST ENGINEERING. McGraw Hill, USA.
- Michel J. Moran, Howard N. Shapiro. 1988. FUNDAMENTALS OF ENGINEERING THERMODYNAMICS. John Wiley & sons, USA.
- Nieuwenhuyze, R.,McTigue, N. & Lee. 1990 BENEFICIAL APPLICATIONS AN INNOVATIVASLUDGE DISPOSAL METHODS. Chap 5 AWWA Denver CO.
- Peters & Timmerhaus. 1980. PLANT DESIGN AND ECONOMICS FOR CHEMICAL ENGINEERING, 3rd edition. MacGraw Hill, USA.
- Perry, R.H., Green, D.W., Maloney, J.O. 1992. MANUAL DEL INGENIERO QUÍMICO. McGraw-Hill. México.
- Plastoquímica, 1997 DEPURACIÓN DE GASES, LAVADO Y ABSORCIÓN, Barcelona.
- Plastoquímica, 1997 NEUTRALIZANTE DE OLORES, Barcelona.
- Plastoquímica, 1997 UN NUEVO PROCESO PARA LA ELIMINACIÓN DE OLORES, Barcelona.

- PODER EJECUTIVO FEDERAL, PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 1995-2000
- PODER EJECUTIVO FEDERAL, PROGRAMA HIDRÁULICO 1995-2000
- PROGRAMA PARA EL DESARROLLO DEL DISTRITO FEDERAL 1995-2000
- Ramírez, C.E., Cardoso, V.L., Mjajlova, N.P., López, A.S. y Sandoval, L. 1994 CRITERIOS DE DISEÑO PARA UN SISTEMA DE COMPOSTEO DE LODOS RESIDUALES. SMISAAS. No. 25.
- Russel, G.A. 1980. AGRICULTURAL APPLICATION OF LIME SOFTENING RESIDUE. Illinois. AWWA Section Meeting (mar. 1980) and the Missouri AWWA Section Meeting (apr. 1980)
- Scott, D.S. y Horlings, H. 1974. REMOVAL OF PHOSPHATES AND METALS FROM SEWAGE SLUDGES, PROCEEDINGS, SLUDGES HANDLING AND DISPOSAL SEMINAR (Ottawa. Environmental Protection Service)
- Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial, 1977. GUÍA PARA EL APROVECHAMIENTO DEL CALOR DE DESPERDICIO (NBS HANDBOOK 121) Administración Federal de Energía.
- Sociedad Mexicana de Ingeniería Sanitaria y Ambiental, 1997 PROPUESTA PARA EL MANEJO DEL AGUA EN EL VALLE DE MÉXICO
- TMB, 1997 GASÓMETRO, ALMACENAMIENTO DEL BIOGÁS BAJO DOBLE MEMBRANA, METSA. Francia,
- Vesilind, P.A. 1980 TREATMENT AND DISPOSAL OF WASTEWATER SLUDGES. Second printing. Ann Arbor Science Publishers, inc. Ann Arbor, Mich.
- Water Environment Federation, 1993 SOUTHERN CALIFORNIA SECONDARY EQUIVALENCY TREATMENT RESEARCH AND OPERATIONAL PROJECTS,

Anexo 1

Generación Convencional

Turbina de gas	Total	500000 m ³ /d	fracción vol	gastos m ³ /d	PM	Densidad g/l	gastos g/d	gastos mol/	fracción mol
CH ₄		0.7		350000		0.7167	250945000	15677812.5	0.70026599
N ₂		0.22		110000		1.2507	137577000	4913464.29	0.21946505
CO ₂		0.08		40000		1.9768	79072000	1797090.91	0.08026896
Total		1		500000			467494000	22388367.7	1

Entalpia	212.788	kCal/mol
Q	3336207144	kcal/d
KWH	3787045.95	KWh
KWH eléctricos	694165.522	
KWH Potencia	28848.4373	
	-0.00113514	
	0.1833	
	18.33	%
		Eficiencia global proceso

Evaluación Técnica

Alternativa 2

Turbina de gas	fracción vol	500000 m ³ /d	gastos m ³ /d	PM	Densidad g/l	gastos g/d	gastos mol	fracción mol
Total	0.7	350000	16		0.7167	250845000	15677812.5	0.70026599
CH4	0.22	110000	28		1.2507	137577000	4913464.29	0.21946505
N2	0.08	40000	44		1.9768	79072000	1797090.91	0.08026896
CO2	1	500000				457494000	22388367.7	1

Entalpia	-212.798 kcal/mol	Eficiencia global
Q	-3336207144 kcal/d	0.414588533
KWH	3787045.95 KWh	
KWH eléctricos	694165.522	
KWH Potencia	28848.4373	

Caldera recuperació calor sensible	Salida Turbin °C	K	gasto mol/d	Fracción mo PM'	Cp = a+bT	cal/molK	Q = mCpΔT
Temp	800	1073	3135562.5	0.06604957	a	b	Q
Tmin caldera	180	453	3439425	0.07245033	16	5.34	0.115 -3.5154E+11
			14339340.9	0.3020534	28	6.5	0.001 -1.7115E+10
			25084500	0.52839656	44	10.34	0.00274 -1.291E+11
			1474039.29	0.03105014	18	8.22	0.00015 -1.314E+11
			47472867.7		44	8.05	0.000233 -7681876080
Total						26.61	-6.3684E+11

Eficiencia	0.77	Energía térmica disponible ideal
		-6.3684E+11 cal
		-636839298 kCal
		-490366259 kCal
		Energía térmica disponible real

Evaluación Técnica

Generación vapor alta		Q = m z	
liq. sal	h BTU/lb	h kcal/g	Masa vapor
evaporación	180.7	0.10038491	909712763 gramos
vapor sal	970.3	0.53903416	909.712763 Toneladas/día
	1150.4	0.63908575	
Eficiencia politrónica		0.8	37.9046985 Ton/h
Turbina de vapor			75809.3969 lb/h
	Condiciones		
	Entrada	Salida	
Presión atm	40.8	18.7	
Temp. °C	180	150	
Temp. K	453	423	
Entalpia	1158	412	
bHP = (mvapor)/(lb/hr*HP)			lb/hr*HP = 4.26273458
lb/hr*HP = (2544)/(H2-H1)*Ep			bHP = 17784.217 HP
			13267.7906 KWH
			Aprox. 13.2 MW

Alternativa 3

Turbina de gas	fracción vol	500000 m3/d gastos m3/d	PM	Densidad g/l	gastos g/d	gastos mol/	fracción mol
CH4	0.7	350000		0.7167	250845000	15677812.5	0.70026599
N2	0.22	110000		1.2507	137577000	4913464.29	0.21946805
CO2	0.08	40000		1.9768	79072000	1797090.91	0.08026896
Total	1	500000			467494000	22388367.7	1

Entalpia 212.798 kcal/mol

Q ---
 3336207144 kcal/d
 KWH eléctricos 3787045.95 KWh
 KWH Potencia 694165.522
 28848.4373

Eficiencia global
 0.39705758

Caldera recuperació calor sensible	Temp	Trmin caldera	Salida Turbin °C	K	gasto mol/d	Fracción mo PM	Cp = a+bT	cal/molK	Q=mcPΔT
	800	1073			3135562.5	0.06604957	16	5.34	0.115 -3.2495E+11
	252	525			3439425	0.07245033	28	6.5	0.001 -1.5263E+10
					14339340.9	0.3020534	44	10.34	0.00274 -1.1566E+11
					25084500	0.52839656	18	8.22	0.00015 -1.1629E+11
					1474039.29	0.03105014	44	8.05	0.000233 -6803338454
Total					47472867.7	1			-5.7896E+11

	Fracción mo	H a 1073	H a 525
CH4	0.06604957	2150	1708
N2	0.07245033	873	602
CO2	0.3020534	1657	1003
H2O	0.52839656	3987	3002
NOX	0.03105014		

Evaluación Técnica

Energía térmica disponible ideal	-5.7896E+11 cal		
Eficiencia	0.77		
Energía térmica disponible real	-445798529 kCal		
Q = m λ			
Generación vapor alta	h BTU/lb	h kcal/g	Masa vapor
liq sat	180.7	0.10038491	827032048 gramos
evaporación	970.3	0.53903416	827.032048 Toneladas/día
vapor sat	1150.4	0.63908575	
Turbina de vapor	Eficiencia politrópica	0.8	34.4596687 Ton/h 68919.3373 lb/h
Condiciones			
	Entrada	Salida	
Presión atm	40.8	18.7	
Temp. °C	252	207	
Temp. K	525	480	
Entalpia	1250	470	
bHP = (mvapor)/(lb/hrHP)			lb/hrHP = 4.07692308
lb/hrHP = (2544)/(H2-H1)*Ep			Potencia bHP= 16904.7431 HP Potencia 12611.6653 KWH
Sale vapor de media			Aprox. 12.6 MW
Con este vapor alimentamos al digestor	entrada	salida	
Presión atm	18.7	18.7	
Temp. °C	207	38	
Temp. K	480	311	
Entalpia	470	250	

Necesidades Energéticas de los biodigestores

Número de digestores	3
Volumen Total	3600 m ³
Gasto lodo	600 m ³ /h
Temperatura entrada lodo	20 °C
Temperatura digestores	37 °C
Densidad lodo	1416 kg/m ³
Masa de lodo digestor	5097600 kg
Cp lodo	731 cal/ kg °C

Calor requerido por digestores

Calor neto 6.3348E+10 cal/d

	Necesidad	T vapor (K)	T salida	Cp vapor
Alternativa 1	6.3348E+10	0		
Alternativa 2	6.3348E+10	423	310	0.46
Alternativa 3	6.3348E+10	480	310	0.46

	Vap. Ton/día	Requerimient Vapor Ton/d	Faltante Ton/d	Excedente Ton/d	energía cal/d
Alternativa 1	0				
Alternativa 2	909.712763	1218.6971	308.984336		1.6061E+10
Alternativa 3	827.032048	610.07513		16.9569173	1326030936

Tenemos vapor de media presión que puede tener otro uso.			
	Vapor disponible	Temperatura	
Alternativa 2	-308.984336 Ton / día	423 K	
	-12.8743473 Ton/h		
Alternativa 3	16.9569173 Ton / día	480 K	
	0.70653822 Ton/h		

	Eficiencias globales	%	incremento %
Alternativa 1	0.1833		18.33
Alternativa 2	0.41458533		41.4585333
Alternativa 3	0.39705758		39.7057578
			21.3757578

Anexo 2

EVALUACIÓN ECONÓMICA

Digestor Anaerobio

Total materiales	\$	632060 concreto
	\$	920400 acero
	\$	86766 cimbra
	\$	1639226 subtotal
Costo excavación	\$	106920
	\$	1746146
Otros (10 %)	\$	174614.6
Total obra civil	\$	1920760.6
Accesorios	\$	672266.21
TOTAL DIGESTOR	\$	2593026.81
	USD	305061.978
1 USD =	8.5 pesos	

EQUIPO (adquisición comercial)

Costo Turbina con periféricos de 33 MW	USD	20000000
	\$	170000000
Costo turbina de vapor con periféricos de 15 MW	USD	1850000
	\$	15725000
Costo caldera de recuperación calor sensible (impulsar turbina)	USD	1300000
	\$	11050000
Costo caldera de recuperación calor sensible (generación de vapor)	USD	1850000
	\$	15725000
Precio del KWH generado	\$	0.57 KWH
Precio vapor	USD	11.5 Ton

Estimación

Costos Directos	Factor	Relación
Equipo		
Instalación	0.25	Equipo
Instrumentación y control	0.06	Equipo
Tubería instalada	0.1	Equipo
Servicio eléctrico instalado	0.1	Equipo
Edificios	0.1	Equipo
Servicios	0.4	Equipo
Tierra	0	Predio ya adquirido
Total		

Costos indirectos		
Ingeniería y supervisión	0.07	Total costos directos
Construcción	0.08	Total costos directos
Contratista	0.02	Total costos directos
Contingencia	0.05	Total costos directos
Total		

Capital Inversión CD + CI

Capital de trabajo $0.1(CD+CI)/0.9$

TOTAL INVERSION REQUERIDA CapT+CapIn

COSTO TOTAL DE PRODUCCIÓN

Costo de Manufactura

Costos directos		
Materia prima	0.3	Mano de Obra
Mano de obra	Sing.(10000)+20(2500)	
Supervisión	0.1	Mano de obra
Utilidades		
Mantenimiento	0.05	Capital Inversión
Material mantenimiento	0.1	Mantenimiento
Laboratorio	0.1	Mano de Obra

Impuesto y cargos

Depreciación	0.05	Equipo
Impuestos	0.02	Capital Inversión
Seguros	0.006	Capital Inversión
Generales	0.5	Mano de Obra

Total manufactura

Gastos generales

Administrativos	0.15	Mano de Obra
Ventas		

Total gastos generales

U.N.A.M.
TOTAL COSTOS DE PRODUCCIÓN

(ALTERNATIVA 1)

GENERACIÓN CONVENCIONAL

INVERSIÓN

Costos Directos	Factor	Pesos	USD
Equipo		170000000	20000000
Instalación	0.25	42500000	5000000
Instrumentación y control	0.06	10200000	1200000
Tubería instalada	0.1	17000000	2000000
Servicio eléctrico instalado	0.1	17000000	2000000
Edificios	0.1	17000000	2000000
Servicios	0.4	68000000	8000000
Tierra	0	0	0
Total		341700000	40200000

Costos indirectos

Ingeniería y supervisión	0.07	23919000	2814000
Construcción	0.08	27336000	3216000
Contratista	0.02	6834000	804000
Contingencia	0.05	17085000	2010000
Total		75174000	8844000

Capital inversión 416874000 49044000

Capital de trabajo 46319333.3 5449333.33

TOTAL INVERSION REQUERIDA 463193333 54493333.3

COSTO TOTAL DE PRODUCCIÓN

Costo de Manufactura

Costos directos

Materia prima	0.1	110000	12941.1765
Mano de obra		1100000	129411.765
Supervisión	0.1	110000	12941.1765
Utilidades		4166151	490135.412
Mantenimiento	0.05	20843700	2452200
Material mantenimiento	0.1	2084370	245220
Laboratorio	0.1	11000	1294.11765

Impuesto y cargos

Depreciación	0.05	8500000	1000000
Impuestos	0.02	8337480	980880
Seguros	0.006	2501244	294264
Generales	0.5	550000	64705.8824

Total manufactura 48313945 5683993.53

Gastos generales

Administrativos	0.15	165000	19411.7647
Ventas		919853	108218
Investigación			
Financiamiento			

Total gastos generales 1064853 127629.765

TOTAL COSTO DE PRODUCCIÓN 49398798 5811623.29

RESULTADOS

	Alternativa1 Pesos	Alternativa1 USD	Alternativa2 Pesos	Alternativa2 USD	Alternativa 3 Pesos	Alternativa 3 USD
Inversión	463193333	54493333.3	548884100	64574600	536146283	63076033.3
Digestor	2593026.81	305061.978	2593026.81	305061.978	2593026.81	305061.978
C.Producción	49398798	5811623.29	57822455.3	6802641.8	57433748.9	6756911.63
Producción KWH		29000		42200		41600
Vapor(Ton/h) a 423 K a 480 K				38		34.5

Generación de Capital

	Alternativa1 Pesos	Alternativa1 USD	Alternativa2 Pesos	Alternativa2 USD	Alternativa 3 Pesos	Alternativa 3 USD
Potencia	16530	1944.70588	24054	2829.88235	23712	2789.64706
Vapor	0		437	51.4117647	396.75	46.6764706
Total c/h	16530	1944.70588	24491	2881.29412	24108.75	2836.32353
Total Mes	11901600	1400188.24	17633520	2074531.76	17358300	2042152.94
ANUAL	144802800	17035623.5	<u>214541160</u>	<u>25240136.5</u>	<u>211192650</u>	<u>24846194.1</u>

RELACIONES FINANCIERAS

	Alternativa1 Pesos	Alternativa2 Pesos	Alternativa3 Pesos
VENTAS NETAS	144802800	214541160	211192650
UTILIDAD MARGINAL	116377579	181433431	178121646
UTILIDAD BRUTA	104826335	167791957	164722206
UTILIDAD OPERACIÓN	102729808	164436118	161427762
UTILIDAD ANTES IMPUESTOS	102564808	164254618	161228112
UTILIDAD NETA	66667125.4	106765501	104798273
FLUJO DE EFECTIVO ANUAL	75167125.4	<u>116838001</u>	<u>114637023</u>
R O I	6.196677	<u>4.720015</u>	<u>4.699523</u>
% anual de recuperación		<u>4.720015</u>	<u>21.27876</u>

(ALTERNATIVA 2)

COGENERACIÓN CON TURBINA DE GAS Y GENERACIÓN DE VAPOR

INVERSIÓN

Costos Directos		Pesos	USD
Equipo		201450000	21850000
Instalación	0.25	50362500	5925000
Instrumentación y control	0.06	12087000	1422000
Tubería instalada	0.1	20145000	2370000
Servicio eléctrico instalado	0.1	20145000	2370000
Edificios	0.1	20145000	2370000
Servicios	0.4	80580000	9480000
Tierra	0		0
Total		404914500	47637000
Costos indirectos			
Ingeniería y supervisión	0.07	28344015	3334590
Construcción	0.08	32393160	3810960
Contratista	0.02	8098290	952740
Contingencia	0.05	20245725	2381850
Total		89081190	10480140
Capital inversión		493995690	58117140
Capital de trabajo		54888410	6457460
TOTAL INVERSIÓN REQUERIDA		548884100	64574600

COSTO TOTAL DE PRODUCCIÓN

Costo de Manufactura

Costos directos

Materia prima	0.01	12100	1423.52941
Mano de obra		1210000	142352.941
Supervisión	0.1	121000	14235.2941
Utilidades		4582766.1	539148.953
Mantenimiento	0.05	24699784.5	2905857
Material mantenimiento	0.1	2469978.45	290585.7
Laboratono	0.1	12100	1423.52941

Impuesto y cargos

Depreciación	0.05	10072500	1185000
Impuestos	0.02	9879913.8	1162342.8
Seguros	0.006	2963974.14	348702.84
Generales	0.5	605000	71176.4706

Total manufactura 56629117 6662249.06

Gastos generales

Administrativos	0.15	181500	21352.9412
Ventas		1011838.3	119039.8
Investigación			
Financiamiento			

Total gastos generales

1193338.3 140392.741

Facultad de Química

TOTAL COSTO DE PRODUCCIÓN

57822455.3 6802641.8

(ALTERNATIVA 3)

COGENERACIÓN CON TURBINA DE GAS Y TURBINA DE VAPOR

INVERSIÓN

Costos Directos	Factor	Pesos	USD
Equipo		196775000	23150000
Instalación	0.25	49193750	5787500
Instrumentación y control	0.06	11806500	1389000
Tubería instalada	0.1	19677500	2315000
Servicio eléctrico instalado	0.1	19677500	2315000
Edificios	0.1	19677500	2315000
Servicios	0.4	78710000	9260000
Tierra	0	0	0
Total		395517750	46531500
Costos indirectos			
Ingeniería y supervisión	0.07	27686242.5	3257205
Construcción	0.08	31641420	3722520
Contratista	0.02	7910355	930630
Contingencia	0.05	19775887.5	2326575
Total		87013905	10236930
Capital inversión		482531655	56768430
Capital de trabajo		53614628.3	6307603.33
TOTAL INVERSION REQUERIDA		536146283	63076033.3
COSTO TOTAL DE PRODUCCIÓN			
Costo de Manufactura			
Costos directos			
Materia prima	0.01	13310	1565.88235
Mano de obra		1331000	156588.235
Supervisión	0.1	133100	15658.8235
Utilidades		5041042.71	593063.848
Mantenimiento	0.05	24126582.8	2838421.5
Material mantenimiento	0.1	2412658.28	283842.15
Laboratorio	0.1	13310	1565.88235
Impuesto y cargos			
Depreciación	0.05	9838750	1157500
Impuestos	0.02	9650633.1	1135368.6
Seguros	0.006	2895189.93	340610.58
Generales	0.5	665500	78294.1176
Total manufactura		56121076.8	6602479.62
Gastos generales			
Administrativos	0.15	199650	23488.2353
Ventas		1113022.13	130943.78
Investigación			
Financiamiento			
Total gastos generales		1312672.13	154432.015
TOTAL COSTO DE PRODUCCIÓN		57433748.9	6756911.63

i anual		18.2 %				
Flujo efectivo		10 años				
Año	Alternativa1 Inversión	75167125.4 F efectivo	Alternativa2 Inversión	##### F efectivo	Alternativa3 Inversión	114637023 F efectivo
1	465786360	-390619235	551477127	-434639125	538739310	-424102287
2		-315452109		-317801124		-309465264
3		-240284984		-200963122		-194828241
4		-165117859		-84125120.9		-80191218.4
5		-89950733.2		32712880.6		34445804.5
6		-14783607.8		149550882		114637023
7		60383517.6		266388884		114637023
8		75167125.4		116838001		114637023
9		75167125.4		116838001		114637023
10		75167125.4		116838001		114637023
T I R %	20 años	16.12		29.6		29.3
V P N		464085753		719622679		706042119

Incremento en costos por cogeneración

Alternativa	Costo total	Incremento	% incremento
1	465786360		
2	551477127	85690767	15.5384081
3	538739310	72952950	13.5414195

Incremento en generación de capital

Alternativa	Generación	Incremento	% incremento
1	144802800		
2	214541160	69738360	32.5058185
3	211192650	66389850	31.4356821

Resumen

Alternativa	1	2	3
FLUJO DE EFECTIVO ANUAL	75167125.4	<u>116838001</u>	<u>114637023</u>
R O I	6.196677	<u>4.720015</u>	<u>4.699523</u>
% anual de recuperación	4.720015	<u>21.18637</u>	<u>21.27876</u>
T I R % 20 años	16.12	29.6	29.3
V P N	464085753	719622679	706042119

Anexo 3

a. **DEPURACIÓN DE GASES**

Se presentan a continuación algunas de las más novedosas técnicas y equipos comerciales de depuración de gases para analizar en un futuro la posibilidad de implementarlas

a.1. **Sistema ODORGARD™ (eliminación de olores)¹⁰**

El Sistema ODORGARD™ difiere de los sistemas convencionales de eliminación de olores por oxidación química que utilizan generalmente tres fases:

1. Solución de ácido sulfúrico para la eliminación de aminas, amoniaco, etc.
2. Solución de hipoclorito de sodio para la oxidación principal.
3. Solución de hidróxido sódico para la eliminación de cloro.

Estos sistemas presentan los siguientes inconvenientes:

- Reacción lenta para algunos compuestos.
- Concentraciones de cloro relativamente altas, que pueden provocar cloración de algunos componentes.

a.1.1 **Descripción del proceso**

Los gases que contienen compuestos orgánicos volátiles y partículas odoríferas pasan por un equipo de lavado-absorción con un relleno de contacto de alto rendimiento en flujo horizontal o vertical en contracorriente con una solución de hipoclorito alcalino, absorbiendo olores en la fase acuosa.

El líquido de recirculación se hace pasar a través de un reactor con un catalizador de lecho fijo. Los compuestos orgánicos absorbidos son oxidados catalíticamente por el hipoclorito, controlando a la salida los niveles de pH y Redox respectivamente con dosificación automática de sosa e hipoclorito a través de un mezclador.

La solución en óptimas condiciones es pulverizada a través de un equipo de lavado-absorción. La instalación trabaja en circuito cerrado con una purga en continuo del 0.2-0.5 % del caudal de recirculación.

¹⁰ Odorgard™ licencia de Monsanto Enviro-Chem. Plastoquímica, España

a.1.2 Ventajas del proceso

- Diseño con una torre de lavado
- Baja concentración de hipoclorito para trabajo (0.2-0.5 %), reduce su consumo en más del 40 %.
- Mejor rendimiento en la eliminación de malos olores.
- Elimina descomposición y formación de cloro.
- Imposibilita la formación de reacciones secundarias.
- Reduce costos de inversión y mantenimiento.

a.2 Sistema PIIAN™ (neutralizante de olores)¹¹

PIIAN™ Es un agente natural biodegradable desarrollado para la eliminación de olores. Está constituido por una mezcla de aceites naturales con un agente nutriente de acción superficial para conseguir una emulsión estable. Tiene la ventaja de ser completamente natural, no tóxico y biodegradable, cumpliendo la normatividad de la EPA

a.2.1 Descripción del Proceso

La disolución neutralizante es micropulverizada en el ambiente en forma de pequeñas partículas. Debido a la débil fuerza de enlace intermolecular (Van Der Waals) las partículas del neutralizante son atraídas por las moléculas odoríferas estableciéndose a su alrededor y produciendo la absorción física.

Cuando la molécula odorífera es absorbida o encapsulada por el agente neutralizante se inicia el proceso natural de degradación bacteriológica que produce la eliminación.

a.2.2 Depuración del Biogás.

En el proceso de absorción del gas en un líquido se deben de considerar dos aspectos importantes: La absorción física y la absorción química.

La absorción física es la que se produce por la disolución del gas en el líquido de lavado. La absorción química es la producida por la reacción química del componente gaseoso con el componente líquido.

El líquido de lavado y el elemento de contacto gas-líquido más adecuado se debe de determinar en función de las características del biogás.

¹¹ Environmental Odour Management(Australia). Plastoquímica.

b Lavado y Absorción.**b.1 Empaque de Dispersión Molecular.**

Es un sistema de contacto ordenado en varias fases o etapas. Tiene un diseño de estructura alveolar que provoca una dispersión molecular del líquido en el seno de cada fase en combinación con una gran superficie de contacto, consiguiendo un alto coeficiente de transferencia de masa.

b.1.1 Características Fundamentales:

- Alta velocidad de transferencia de masa
- Muy baja pérdida de carga
- Nivel e absorción homogéneo en cada fase
- No tiene límite de inundación
- Puede trabajar en flujo horizontal o vertical

b.2 Contacto Turbulento T.C.A. ®

Consiste en varios lechos o etapas de elementos de plástico hueco de forma elipsoidal que a través de la velocidad ascendente del gas se mantiene en movimiento turbulento en contracorriente del líquido de lavado.

La turbulencia creada en el seno de cada fase reduce drásticamente la resistencia tanto del gas como del líquido para la transferencia de masa, garantizando una absorción física y química sorprendentemente elevada a velocidades entre 2 y 5 m/s (lo que reduce considerablemente el tamaño de la torre).

b.2.1 Características fundamentales:

- Gran flexibilidad operativa
- Posibilidad de trabajar con gran caudal específico L/G
- Alto coeficiente de inundación
- Gran efectividad en separación de partículas

b.3 Separadores de Aerosoles B-Gon™

Existen algunos gases que al enfriarse forman un aerosol de condensación, que son neblinas formadas por pequeñísimas gotitas submicrónicas cuya separación no es posible con los métodos convencionales.

El separador consiste en conjuntos de combinaciones de mallas de estructura de monofilamentos con un entrelazado especial en distintos pasos y espesores de malla. La separación se produce por el efecto de coalescencia y de difusión Browniana.

b.3.1 Características Fundamentales:

- Eficacia de separación de 99.9 % > 0.5 micrones
- Baja pérdida de carga
- Alto coeficiente de inundación
- Fabricación en PP-PVDF-Teflón

b.4 Anillos de Relleno Eco-Ring®

Su ventaja es el avanzado diseño de estructura reticular que posee gran estabilidad mecánica, en la que se consigue una gran superficie de intercambio con un volumen libre muy elevado y baja pérdida de carga

b.4.1 Características Principales:

- Gran superficie de contacto
- Volumen libre muy elevado
- Baja pérdida de carga
- Fabricación en PP-PVDF-INOX

Se pueden observar los diagramas de las cuatro tecnologías en la figura 18

c. Almacenamiento del Biogás.**c.1 Tecnología de Gasómetros Flexibles. TMB¹²**

Los gasómetros flexibles bajo doble membrana presurizados están formados por dos envolturas:

- La primera impermeable al gas, constituye el reservorio
- La segunda sometida a presión, para la protección de las inclemencias climáticas

c.1.1 Características

- Independencia de la función de almacenamiento, asegurada por una membrana impermeable de una sola pieza, que no tiene contacto con la membrana exterior de protección.
- Control de la variación de nivel por medio de un lastre regulador de deformaciones y medición por sonda de ultrasonido.
- Regulación de la circulación de aire entre el reservorio y la membrana de protección, para la renovación de la atmósfera entre las dos membranas

Fácil acceso al interior de la membrana de protección para inspecciones de mantenimiento

¹² TMB. Techniques Michel Brochier, Francia.