

00568



---

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
POSGRADO UNAM  
**FACULTAD DE QUÍMICA**

**RECUPERACIÓN ENERGÉTICA DE RESIDUOS SÓLIDOS  
QUE DESARROLLAN REACCIONES DE  
BIODEGRADACIÓN EN RELLENOS SANITARIOS**

PARA OBTENER EL GRADO DE:

**MAESTRA EN INGENIERÍA**

CAMPO DISCIPLINARIO:

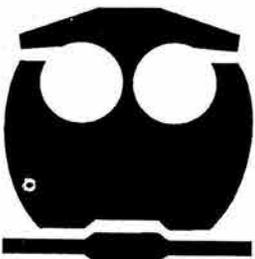
**INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS**

PRESENTA:

**I.B.I MARIA DE LOS ANGELES HERNÁNDEZ ATZIN**

TUTOR:

**M.I ALEJANDRO ANAYA DURAND**



**MÉXICO, D.F.**

**2004**



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.

ESTA TESIS NO SALE  
DE LA BIBLIOTECA

### ***Dedicatorias***

*A mi mamá y Jesús, por toda su motivación y apoyo incondicional.*

*A mi hermana, por estar siempre en el momento más oportuno.*

*A Luis, por el cariño, dedicación, tiempo y ayuda que siempre me ha brindado.*

### ***Agradecimientos***

*A todos mis profesores, por darme las herramientas que ayudan a integrar de forma más sólida mi formación académica y por ampliar mi perspectiva del entorno.*

*A todas las personas que muy amablemente intervinieron de forma directa e indirecta en que pudiera culminar este trabajo.*

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: Hernández Stz, n

M<sup>e</sup> de los Angeles.

FECHA: 18/02/04

FIRMA: Stz

### Abreviaturas Generales

<b>BANOBRAS</b>	Secretaria de Obras y Servicios
<b>CFE</b>	Comisión Federal de Electricidad
<b>CNA</b>	Comisión Nacional del Agua
<b>CONAPO</b>	Consejo Nacional de Población
<b>CRE</b>	Comisión Reguladora de Energía
<b>DGSU</b>	Dirección General de Servicios Urbanos
<b>GDF</b>	Gobierno del Distrito Federal
<b>IIE</b>	Instituto de Investigaciones Eléctricas
<b>IMP</b>	Instituto Mexicano del Petróleo
<b>INEGI</b>	Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática
<b>JICA</b>	Agencia de Cooperación México - Japón
<b>LyFC</b>	Luz y Fuerza del Centro
<b>OPF</b>	Obra Pública Financiada
<b>OPS</b>	Organización Panamericana de la Salud
<b>PEMEX</b>	Petróleos Mexicanos
<b>PEP</b>	Pemex Exploración y Producción
<b>PGPB</b>	Pemex Gas y Petroquímica Básica
<b>PIE</b>	Productores Independientes de Energía
<b>P/S</b>	Planta de selección
<b>SE</b>	Secretaria de Energía

### Unidades

<b>mm<sup>3</sup> d</b>	Miles de metros cúbicos al día
-------------------------	--------------------------------

<b>1. GENERALIDADES .....</b>	<b>7</b>
1.1 OBJETIVO GENERAL .....	7
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	7
1.3 HIPÓTESIS GENERAL .....	7
1.4 JUSTIFICACIÓN .....	7
1.5 BIBLIOGRAFÍA.....	8
<b>2. ENTORNOS.....</b>	<b>9</b>
2.1 MERCADO DE GAS NATURAL EN MÉXICO, 1993 - 2009 .....	9
2.1.1 Análisis del consumo de gas natural.....	9
2.1.1.1 Sector eléctrico .....	9
2.1.1.2 Oferta.....	10
2.1.1.3 Balance oferta – demanda.....	11
2.1.2 Evolución de la demanda y oferta nacional del mercado de gas natural 2000-2009 .....	11
2.1.2.1 Demanda de gas natural .....	11
2.1.2.2 Demanda en el Sector eléctrico .....	12
2.1.2.3 Suministro de gas para generación pública de electricidad.....	13
2.1.2.4 Consumo de gas natural para la generación privada de electricidad.....	14
2.1.2.5 Industria .....	14
2.1.2.6 Oferta de gas natural .....	15
2.1.3 Análisis de oferta y demanda de gas natural de 1993 -2009 .....	15
2.2 SECTOR ELÉCTRICO Y REFORMA ELÉCTRICA.....	16
2.2.1 Características de la reforma eléctrica.....	16
2.2.2 Objetivos de la reforma .....	16
2.2.3 Alcances .....	17
2.2.4 Propuesta del marco regulatorio .....	19
2.2.5 Potencial de fuentes renovables .....	20
2.2.6 Licitaciones .....	20
2.2.7 Inversión .....	20
2.3 SECTOR SOCIO – ECONÓMICO.....	21
2.3.1 Población del Gobierno del Distrito Federal.....	21
2.3.2 Densidad de Población .....	21
2.3.3 Educación .....	22
2.3.4 Salud.....	22
2.3.5 Entorno económico y político del manejo de residuos.....	22
2.4 CONCLUSIÓN .....	23
2.5 BIBLIOGRAFÍA.....	24
<b>3. FUNCIÓN Y ESTRUCTURA DEL RELLENO SANITARIO.....</b>	<b>25</b>
3.1 MANEJO DE RESIDUOS SÓLIDOS .....	25
3.2 FUNCIÓN Y ESTRUCTURA DEL RELLENO SANITARIO .....	25
3.2.1 Definición de relleno sanitario .....	25
3.2.2 Estructura del relleno sanitario.....	26
3.2.3 Manejo de Lixiviados.....	26
3.2.3.1 Control de la Migración de Lixiviados.....	27
3.2.3.2 Tratamiento de Lixiviados .....	28
3.2.4 Manejo de biogas.....	28
3.2.4.1 Factores que influyen en el desplazamiento y monitoreo de biogas .....	28
3.2.4.2 Emisiones de biogas a la Atmósfera .....	29
3.2.4.3 Control de biogas .....	29

3.3	FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PRODUCCIÓN DE BIOGAS .....	30
3.3.1	Etapas de Biodegradación para la generación de biogas.....	30
3.3.1.1	Anaeróbica.....	30
3.3.1.2	Anaeróbica metanogénica .....	31
3.3.1.3	Anaeróbica metanogénica inestable.....	31
3.3.1.4	Metanogénica Anaeróbica en Estado Estable.....	32
3.3.2	Características de biogas.....	32
3.3.3	Normas y/o requerimientos .....	34
3.3.4	Recuperación y Uso de biogas .....	34
3.3.5	Procesamiento de biogas para su Aprovechamiento.....	34
3.4	CONCLUSIÓN .....	35
3.5	BIBLIOGRAFÍA.....	36
<b>4.</b>	<b>PROPUESTA TÉCNICO – ECONÓMICA.....</b>	<b>37</b>
4.1	INTRODUCCIÓN.....	37
4.1.1	Identificación de la necesidad .....	37
4.1.2	Alcance .....	37
4.1.3	Diagrama de bloques.....	38
4.2	SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA .....	38
4.2.1	Centrales termoeléctricas convencionales.....	39
4.2.2	Centrales de turbogas.....	39
4.2.3	Centrales Núcleo eléctricas .....	39
4.2.4	Sistemas de cogeneración.....	39
4.2.5	Centrales de ciclo combinado .....	39
4.3	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO SELECCIONADO .....	40
4.3.1	Generalidades.....	40
4.3.2	Descripción de un Ciclo Combinado.....	40
4.3.2.1	Compresor.....	40
4.3.2.2	Cámara de combustión.....	41
4.3.2.3	Turbina (de gas).....	41
4.3.2.4	Turbina de vapor.....	41
4.3.2.5	Condensador.....	42
4.3.2.6	Caldera.....	42
4.4	CAPACIDAD DE LA PLANTA .....	42
4.4.1	Generación de residuos sólidos.....	43
4.4.2	Composición del Bordo Poniente Etapa IV.....	43
4.4.3	Balance energético .....	44
4.5	LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA .....	44
4.5.1	Macrolocalización.....	44
4.5.2	Microlocalización.....	45
4.5.2.1	Servicios del sitio .....	46
<b>5.</b>	<b>BASES DE DISEÑO.....</b>	<b>47</b>
5.1	GENERALIDADES.....	47
5.1.1	Función de la Planta .....	47
5.1.2	Tipo de Proceso.....	47
5.1.3	Idioma.....	48
5.1.4	Unidades.....	48
5.2	CAPACIDAD, RENDIMIENTO Y FLEXIBILIDAD.....	49
5.2.1	Rendimiento de la Planta.....	49
5.2.2	Perfil típico de operación.....	49

5.2.3	Capacidad de la planta .....	49
5.2.4	Flexibilidad bajo condiciones anormales.....	49
5.2.4.1	Falla de electricidad .....	49
5.2.4.2	Falla de aire de proceso.....	49
5.2.4.3	Falla de agua de enfriamiento.....	50
5.2.4.5	Flexibilidad de operación a diferentes cargas.....	50
5.2.4.6	Previsiones para ampliaciones futuras .....	50
5.2.4.7	Flexibilidad de operación a diferentes condiciones.....	50
5.3	FILOSOFÍA DE OPERACIÓN.....	50
5.3.1	Arranque y paro Normal.....	50
5.3.2	Paros.....	50
5.4	FILOSOFÍA DE CONTROL .....	51
5.5	ESPECIFICACIONES DE ALIMENTACIONES .....	51
5.5.1	Biogas a la entrada del Ciclo Combinado .....	51
5.5.2	Aire de proceso.....	52
5.5.3	Aire de instrumentos .....	52
5.6	EFLUENTES .....	52
5.6.1	Efluentes líquidos.....	52
5.6.2	Efluentes Gaseosos.....	52
5.6.3	Efluentes Sólidos .....	52
5.7	NORMATIVIDAD .....	53
5.8	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO .....	53
5.9	SERVICIOS AUXILIARES .....	53
5.9.1	Calidad del agua requerida para el HRSG.....	53
5.9.2	Calidad del agua requerida para el Enfriador Evaporativo.....	54
5.9.3	Agua Potable.....	54
5.9.4	Agua Contra Incendio .....	54
5.9.5	Agua de Servicios y Usos Sanitarios .....	54
5.9.6	Enfriamiento de corrientes .....	54
5.9.7	Especificación Adicional de los Servicios.....	54
5.9.8	Energía Eléctrica.....	55
5.9.9	Drenajes.....	55
5.9.10	Teléfonos .....	55
5.10	NORMATIVIDAD DE SEGURIDAD .....	55
5.11	CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS .....	55
5.12	LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA .....	56
5.12.1	Ubicación geográfica.....	56
5.12.2	Información del Terreno.....	56
5.13	BASES DE DISEÑO ELÉCTRICO.....	56
5.13.1	Código para Clasificación de Áreas.....	56
5.13.2	Resistividad Eléctrica del Terreno.....	56
5.13.3	Características de la Alimentación a Motores.....	56
5.13.4	Corriente para alumbrado .....	56
5.13.5	Corriente para Instrumentos de Control.....	56
5.13.6	Distribución de corriente dentro de L.B.....	56
5.14	BASES DE DISEÑO PARA TUBERÍAS .....	57
5.15	BASES DE DISEÑO CIVIL .....	57
5.15.1	Solicitaciones por Viento y Sismo .....	57
5.15.2	Nivel de Piso Terminado .....	57
5.15.3	Nivel freático .....	57
5.15.4	Tipo de Edificios o Construcciones que se desean dentro de L.B.....	57

5.16 BASES DE DISEÑO PARA INSTRUMENTOS .....	57
5.16.1 Tablero de control .....	57
5.16.2 Instrumentación.....	57
5.16.3 Sistema métrico empleado por los Instrumentos .....	57
5.17 NORMAS, CÓDIGOS Y ESPECIFICACIONES .....	58
<b>6. CRITERIOS DE DISEÑO.....</b>	<b>59</b>
6.1 GENERALIDADES .....	59
6.2 CRITERIOS BÁSICOS DE DISEÑO DEL PROCESO.....	59
6.2.1 Cargas o Alimentaciones.....	59
6.2.2 Operación de la Planta con diversas alternativas .....	59
6.2.3 Criterios de Sobrediseño.....	59
6.2.4 Previsión para ampliaciones futuras .....	59
6.2.5 Criterios para diversas condiciones de operación.....	59
6.2.6 Criterios para prever interconexión con otras Plantas.....	59
6.2.7 Criterios económicos especiales.....	60
6.2.8 Requerimientos de integración y/o interconexión con otras unidades existentes .....	60
6.2.9 Criterios de selección del tipo de proceso.....	60
6.3 CRITERIOS DE DISEÑO DE EQUIPOS .....	61
6.3.1 General.....	61
6.3.2 Tuberías.....	61
6.3.3 Aislamiento.....	61
6.3.4 Sopladores.....	62
6.3.4.1 General.....	62
6.3.4.2 Sopladores centrífugos.....	62
6.3.4.3 Criterios.....	62
6.3.5 Compresores.....	62
6.3.6 Bombas.....	63
6.3.7 Tanques .....	63
6.3.8 Separador líquido – vapor .....	64
6.3.9 Separador de sólidos ciclón.....	64
6.3.10 Intercambiadores de Calor.....	65
6.3.11 Criterios generales para el diseño de una central de ciclo combinado .....	66
6.3.12 Turbina de Gas .....	66
6.3.13 Turbina de Vapor .....	66
6.3.14 Sistema de Condensado y Enfriamiento.....	66
6.3.15 Agua de alimentación a HRSG.....	66
6.3.16 Sistema de suministro de agua.....	66
6.3.17 Sistema de aire comprimido.....	66
6.3.18 Gases de servicio (CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> ).....	67
6.4 CÓDIGOS Y ESTÁNDARES APLICABLES AL DISEÑO DE EQUIPOS.....	67
6.5 CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO.....	68
6.6 BIBLIOGRAFÍA.....	68
<b>7. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.....</b>	<b>69</b>
7.1 EXTRACCIÓN DE BIOGAS.....	69
7.2 PRETRATAMIENTO DE BIOGAS.....	69
7.3 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	69
7.4 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	69
7.4.1 Área 1. Economizador.....	70
7.4.2 Área 2. Ciclo de evaporación.....	70

7.4.3 Área 3. Recalentador .....	70
<b>8. EVALUACIÓN ECONÓMICA.....</b>	<b>71</b>
8.1 TIPO DE SERVICIO.....	71
8.2 MERCADO POTENCIAL .....	71
8.3 PRODUCTOS PARECIDOS Y COMPETENCIA .....	71
8.4 PRECIO DEL SERVICIO .....	71
8.5 COMERCIALIZACIÓN DEL SERVICIO .....	72
8.6 ESTIMADO DE INVERSIÓN .....	72
8.7 GENERACIÓN DE ENERGÍA EN EL TIEMPO.....	74
8.8 COSTO DE MATERIA PRIMA .....	74
8.9 PROYECCIÓN DE INGRESOS .....	76
8.10 CAPACIDAD DE PERSONAL .....	76
8.11 COSTOS DE VENTAS .....	77
8.12 GASTOS OPERATIVOS .....	77
8.13 AMORTIZACIÓN .....	77
8.14 GASTOS ADMINISTRATIVOS .....	79
8.15 ESTADO DE RESULTADOS .....	79
8.16 ÍNDICES FINANCIEROS .....	80
8.16.1 Tasa Mínima de Ganancia Sobre la Inversión Propuesta (TMAR) .....	80
8.16.2 Valor Presente Neto (VPN) y Tasa Interna de Retorno (TIR) .....	80
8.17 CONCLUSIONES.....	81
8.18 BIBLIOGRAFÍA.....	81
<b>9. CONCLUSIONES.....</b>	<b>82</b>
<b>10. RECOMENDACIONES.....</b>	<b>85</b>
ANEXO 1. Diagrama de Flujo de Proceso (DFP)	
ANEXO 2. Simbología y Leyendas.	
ANEXO 3. Diagrama de Tubería e Instrumentación (DTI)	
ANEXO 4. Diagrama de Localización General de la Planta (DGP)	
ANEXO 5. Estructura General.	
ANEXO 6. Hojas de Datos de Equipos	
ANEXO 7. Memorias de Cálculo.	

## 1. GENERALIDADES

### 1.1 Objetivo general

Emplear el metano que se genera en los rellenos sanitarios, con el fin de utilizarlo como combustible en la generación de electricidad.

### 1.2 Objetivos específicos

- Análisis del entorno conceptual de la necesidad
- Análisis de factibilidad técnica y económica
- Principios técnicos de captación y extracción de biogas hasta su transformación en energía eléctrica.
- Selección del relleno sanitario basándose en: ubicación, tamaño, composición de residuos, cantidades diarias y vida útil, entre otros.

### 1.3 Hipótesis general

El empleo de biogas captado de rellenos sanitarios en la generación de electricidad tiene factibilidad técnica y económica.

### 1.4 Justificación

El elevado crecimiento demográfico e industrial del país y las costumbres de la población, orientadas al consumo de artículos desechables, ha originado el aumento de la generación de residuos sólidos municipales en las últimas cuatro décadas a 9 veces, es decir, de 9,000 a 84,200 ton/ día. Donde la zona centro produce el 62 % de los residuos totales generados en el país. [Jaramillo, 1999]

Aproximadamente el 65% de los sólidos dispuestos en rellenos sanitarios son orgánicos<sup>[Banobras, 1985]</sup> su conversión biológica por medio de reacciones de biodegradación, tiene como resultado la producción de una mezcla de gases, biogas en el que el metano es el de mayor concentración.

En México el crecimiento de la capacidad de generación de energía eléctrica, durante 1995 y 1999 fue menor al 15% anual, sumado a que el monto de los subsidios eléctricos se duplicó en comparación con el periodo de 1990-1994 y se espera que entre el 2000 y 2009 tenga un crecimiento anual del 15.6%, sin embargo, aun así no podrá satisfacer la demanda debido a la baja producción de gas natural. [Carreón, 2001] Por lo anterior se asume que la Comisión Federal de Electricidad (CFE) junto con Luz y Fuerza del Centro (LyFC) parecen no tener la capacidad financiera y técnica para satisfacer el alto incremento de la demanda. Por lo que en estas condiciones se pronostica que el sector eléctrico mexicano necesita más de 20 millones de dólares para cubrir la demanda.

Actualmente PEMEX posee el monopolio en todo tipo de contratos de gas natural y, por tanto, único proveedor de plantas generadoras de electricidad que lo utilizan como combustible, las cuales ocupan el 18% de generación de electricidad en el país, se estima que esta participación aumente del 18% al 58.1% en el periodo de 1998-2007, es decir, que la demanda de gas natural por generadores eléctricos se incrementara anualmente el 14.84% entre el 2000-2007, empleando como tecnología plantas de ciclo combinado.

De acuerdo con las características energéticas del país, es posible considerar como combustible el metano generado de los rellenos sanitarios, aunque su capacidad no sea significativa como la producida por PEMEX.

Es importante reducir y dar utilidad a la producción de residuos sólidos en los sitios de disposición, utilizando diferentes medios como el reciclaje, y la recuperación energética, lo cual tendría como resultado mejoras representativas en el medio ambiente local, el suministro de valor agregado al vender energía y la recuperación de los espacios de disposición de residuos sólidos.

El biogas captado de los rellenos sanitarios puede tener diferentes usos como son: combustible para la generación de energía eléctrica, materia prima para la fabricación de gas refinado, nafta liviana o después de ser tratado adecuadamente conducirlo a las líneas de gas natural.

Hasta ahora sólo existen estudios a nivel planta piloto para el aprovechamiento de biogas en rellenos sanitarios como en SIMEPRODE (N.L) y en el Instituto de Investigaciones Eléctricas en Morelos (IIE), dichos proyectos tienen una capacidad de 6 – 8 MW.

Esta propuesta establece la recuperación energética en forma de biogas de residuos sólidos que presentan reacciones de biodegradación dentro de rellenos sanitarios. En este proyecto se incluye la caracterización general del relleno sanitario, la cual incluye: ubicación, tamaño, composición de residuos, así como el estudio de factibilidad técnica y económica para emplear el biogas como combustible en la generación de energía primaria.

## 1.5 Bibliografía

1. Brito&Rosellón "Pricing Natural Gas in Mexico", revise and resubmit (third), The Energy Journal, 1999 .
2. Carreón&Rosellón. Gestión y Política Pública,. "The Reform of the Mexican Electricity Sector: Policy Recommendations",2001,
3. Carreón & Rosellón ."Incentives for Expansion of Electricity Supply and Capacity Reserves in the Mexican Electricity Industry" , DT CIDE, 2001.
4. Davis & Cornwell,. Introduction to environmental engineering, 1999.
5. George Tchobanogluos/ Hilary Theinsen/ Samuel A. Vigil. Integrated Solid Waste Management, Mc Graw-Hill, USA 1999.
6. Jaramillo, J. y Zepeda, F. Residuos sólidos municipales. Guía para el diseño, construcción y operación de rellenos sanitarios manuales. Serie Técnica No. 28. OPS/ OMS. Washington, D. C., septiembre de 1991.
7. Organización Panamericana de la Salud/ Organización Mundial. Residuos Sólidos Municipales. Guía Para El Diseño, Construcción Y Operación De Rellenos Sanitarios Manuales, 1996.
8. Rosellón&Nevárez. "Incentivos para la Expansión de la Red de Transmisión Eléctrica en México Mediante la Regulación de Precios", UNAM/Porrúa, 1999.
9. Ramírez&Rosellón. "Pricing Natural Gas Distribution in México", Energy Economics, 1985.
10. Secretaría de Desarrollo Urbano y Ecología. Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos. Programa Estatal De Control De Residuos Sólidos Municipales. México, Junio 1985.
11. Secretaría de Salubridad y Asistencia, Instructivo Sanitario, Ed. Limusa. México, 1980

## 2. ENTORNOS

### 2.1 Mercado de gas natural en México, 1993 - 2009

#### 2.1.1 Análisis del consumo de gas natural

Durante este periodo, el sector eléctrico mostró el mayor dinamismo en la demanda de gas natural con un crecimiento de 10.1%, le siguen en importancia el sector petrolero con un crecimiento de 6.3% y la industria con 5.4%. El aumento medio anual del consumo interno total fue de 4.6%, mientras que la oferta interna creció 5.3% y la extracción de gas natural aumentó 5%; estas variables determinaron la evolución el comercio exterior. <sup>[SE, 2000]</sup>

**Consumo nacional de gas natural por sector 1993-1999**  
(miles de metros cúbicos diarios)

Sector	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
<b>Petrolero</b>	<b>31,888</b>	<b>34,256</b>	<b>34,122</b>	<b>39,827</b>	<b>44,278</b>	<b>48,959</b>	<b>45,942</b>
Autoconsumo	20,908	21,269	19,693	20,808	21,360	23,359	23,926
Recirculaciones internas	10,980	12,987	14,429	19,019	22,918	25,600	22,016
<b>Industrial</b>	<b>38,854</b>	<b>39,816</b>	<b>41,954</b>	<b>43,188</b>	<b>41,574</b>	<b>42,550</b>	<b>41,435</b>
Industrial	20,906	21,181	22,688	24,574	25,156	27,358	28,713
Petroquímica	17,948	18,635	19,266	18,614	16,418	15,192	12,722
<b>Eléctrico</b>	<b>13,173</b>	<b>15,458</b>	<b>16,669</b>	<b>16,883</b>	<b>18,497</b>	<b>21,394</b>	<b>23,401</b>
Público	10,902	13,167	13,988	13,933	15,225	18,104	19,968
Particulares	2,271	2,291	2,681	2,950	3,272	3,290	3,433
Residencial y de servicios	2,174	2,089	2,083	2,174	2,241	2,073	2,110
<b>Total</b>	<b>86,089</b>	<b>91,619</b>	<b>94,828</b>	<b>102,072</b>	<b>106,590</b>	<b>114,976</b>	<b>112,918</b>

Fuente: SE con base en información de la CRE y PGPB.

En el periodo 1993-1999 el consumo nacional de gas natural observó una tasa de crecimiento anual de 4.6%. El más importante en cuanto a sus requerimientos fue el sector industrial (incluye PEMEX Petroquímica), que en conjunto tuvo un consumo de 41% del periodo.

Sigue en orden de importancia el sector petrolero el cual en promedio requirió 39% del gas natural; el sector eléctrico representó 18% del consumo, y el sector residencial contribuyó con 2%.

A partir de 1997 el sector petrolero se ubicó como el principal consumidor de gas natural en el país y en 1999 sus requerimientos representaron 40% del consumo nacional.

#### 2.1.1.1 Sector eléctrico

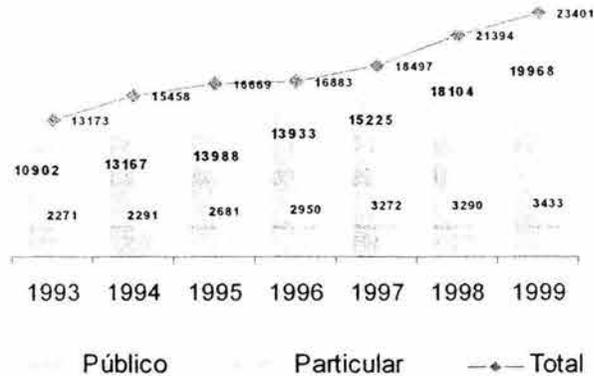
El consumo del sector eléctrico en esta perspectiva se desglosa en el gas que se utiliza en la generación pública y el que se requiere en la generación privada.

Por generación pública se considera la energía eléctrica producida en la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y en Luz y Fuerza del Centro (LyFC), mientras la privada engloba los conceptos de autoabastecimiento y cogeneración (sin incluir la generación de PEMEX) y la generación a cargo de productores independientes, que hasta 1999 no registraban consumos. Sin embargo, en el periodo de prospectiva (2000-2009) será uno de los conceptos de mayor crecimiento en la demanda de gas natural.

La demanda de gas natural para la generación de electricidad en entidades públicas fue el segmento que más aumentó en el periodo 1993-1999, con una tasa media anual de 10.6%. <sup>[PEMEX, 1999]</sup>

En particular, en los tres últimos años, se observó un dinamismo aún mayor de 14.5%, lo cual es debido a la entrada en operación de la planta de ciclo combinado de Samalayuca II y cuatro plantas turbogas en: Río Bravo, Huinalá, El Sauz y Hermosillo.

**Consumo nacional de gas natural del sector eléctrico**  
(miles de metros cúbicos diarios)



Fuente: SE con base en información de la CRE y PGPB

En la modalidad de cogeneración se incluyen 15 empresas que actualmente cuentan con permisos que empezaron a operar a partir de 1995, bajo el concepto de autoabastecimiento, en donde se agrupan nuevos permisos, los regularizados y los que fueron otorgados antes de la reforma a la *Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica* en 1992.

La demanda de gas natural en el sector industrial para autogeneración registró una tasa de crecimiento anual de 7.1% durante el periodo 1993-1999. El incremento de 1,162 mm<sup>3</sup>d (miles de m<sup>3</sup> al día) de gas en el consumo, se explica en parte por el inicio del proyecto de cogeneración de Enertek 4 .

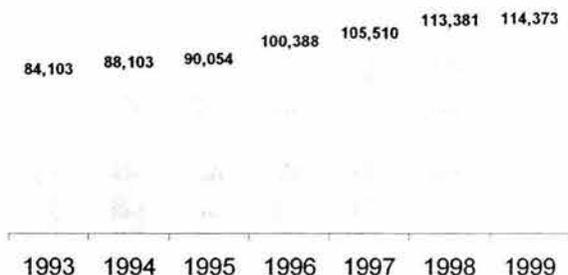
En el sector industrial el consumo de gas natural aumentó como resultado de la sustitución de diesel y combustóleo, así como por la exigencia que impone la normatividad ambiental vigente. [SE, 1999]

### 2.1.1.2 Oferta

Durante el periodo 1993-1999 la oferta nacional de gas natural se incrementó en promedio anual en 5.3%, mientras que la demanda lo hizo en 5.2%. [SE, 1999]

El volumen de gas natural producido por PGPB presentó una tasa media de crecimiento anual de 2.1% durante el periodo 1993-1999. La producción inyectada directamente de campos creció 33.2% en promedio por año y en conjunto la oferta nacional aumentó 5.3%.

### Producción nacional de gas natural 1993-1999 (miles de metros cúbicos diarios)



Fuente: SE con base en información de la CRE y PGPB

#### 2.1.1.3 Balance oferta – demanda

Durante el periodo 1993-1999 la oferta de gas natural presentó una tasa de crecimiento anual promedio de 5.4%. En lo que respecta a la demanda interna, el crecimiento medio anual fue de 4.6%, mientras que el consumo de gas natural en el sector eléctrico fue el más dinámico, con 10.1% anual.

La producción nacional de gas natural abasteció 98% de la demanda nacional en el periodo 1993-1999 y la diferencia se cubrió con importaciones.

El sector eléctrico ha sido el principal promotor, ya que los consumos de las plantas de Samalayuca, Chihuahua y Hermosillo, Sonora, representaron aproximadamente 75% de las importaciones. [SE, 1999]

#### 2.1.2 Evolución de la demanda y oferta nacional del mercado de gas natural 2000-2009

##### 2.1.2.1 Demanda de gas natural

Las expectativas de crecimiento en la demanda de gas natural en México se apoyan en la política energética de promover el uso del gas natural por ser un combustible eficiente y con ventajas ambientales que contribuirán a la competitividad económica del país. Uno de los factores estructurales determinante en el crecimiento de la demanda de este combustible en los próximos años es la incorporación de plantas de ciclo combinado para generar energía eléctrica, tanto por la expansión esperada en el sector eléctrico como para proteger las zonas ambientalmente críticas. [SE, 2000]

En los próximos 10 años se espera una actividad económica nacional dinámica, determinada en parte por el crecimiento de la industria manufacturera y por las crecientes exportaciones ante la apertura comercial que ha caracterizado a México en los últimos años. Esta situación, aunada a las ventajas económicas derivadas del uso del gas natural en los procesos productivos, implicará una mayor demanda del gas natural como combustible en las distintas ramas industriales como la del hierro y el acero, química, vidrio, papel y cartón, automotriz y cemento.

Se prevé que la estructura sectorial de la demanda varíe profundamente. De acuerdo con las proyecciones, mientras en 1999 el sector petrolero ocupaba el primer lugar del consumo nacional, con 40.7% de participación, a partir de 2005 el sector eléctrico ocupará este sitio. [SE, 2000]

En el escenario base<sup>K</sup>, la demanda del sector eléctrico en el año 2009 representará 40.9% de la demanda total de gas natural. En segundo lugar, el sector petrolero usará en sus actividades 28.2% del volumen total, el cual pasará de 45,942 mm<sup>3</sup> d en 1999 a 84,304 mm<sup>3</sup> d en 2009. El sector industrial experimentará una tasa de crecimiento promedio anual de 6.3%, para alcanzar 76,160 mm<sup>3</sup> d en el año 2009; la industria petroquímica consumirá 20.5% de este volumen. La participación en la demanda del sector industrial será de 25.5%.

El sector residencial y de servicios mostrará un importante auge en sus requerimientos al presentar un crecimiento promedio anual de 19.8% y absorberá 4.3% de la demanda total.

**DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL POR SECTOR**  
(miles de metros cúbicos diarios)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Petrolero	45,942	55,702	67,366	74,187	75,187	76,231	79,457	81,362	82,255	83,563	84,304
Autoconsumo	23,926	26,968	31,375	34,844	36,422	37,964	42,685	45,659	46,769	47,551	47,653
Recirculaciones internas	22,016	28,734	35,991	39,343	38,765	38,267	36,772	35,703	35,486	36,012	36,651
Industrial	41,435	43,430	46,236	54,937	58,217	61,228	64,308	66,957	69,375	72,281	76,160
Industrial	28,713	30,326	31,664	39,866	42,607	45,618	48,698	51,347	53,765	56,671	60,550
Petroquímica	12,722	13,104	14,572	15,071	15,610	15,610	15,610	15,610	15,610	15,610	15,610
Eléctrico	23,401	32,966	40,166	54,545	62,751	70,581	80,842	89,302	100,610	109,306	122,124
Público	19,968	27,706	30,970	33,957	31,429	30,249	31,215	32,954	30,896	30,371	33,064
Particulares	3,433	5,260	9,196	20,588	31,322	40,332	49,627	56,348	69,714	78,935	89,060
Residencial y de servicios	2,110	3,015	3,773	4,870	6,112	7,872	9,516	10,708	11,537	12,197	12,893
Transporte vehicular	30	92	156	247	378	587	893	1,299	1,795	2,347	2,909
<b>Total</b>	<b>112,918</b>	<b>135,205</b>	<b>157,697</b>	<b>188,786</b>	<b>202,645</b>	<b>216,499</b>	<b>235,016</b>	<b>249,628</b>	<b>265,572</b>	<b>279,694</b>	<b>298,390</b>

Fuente: SE con base en información de PEMEX, CFE, CRE, INEGI, Conapo

### 2.1.2.2 Demanda en el Sector eléctrico

En el pronóstico de la demanda de gas natural del sector eléctrico destaca la proliferación de plantas de ciclo combinado a gas natural y una fuerte expansión en las modalidades de productor independiente, autoabastecimiento y cogeneración. <sup>[SE, 1999]</sup>

En el periodo de proyección se espera un crecimiento medio anual en la demanda de este sector de 18%, casi el doble del promedio nacional.

Debido a que el sector eléctrico se convertirá en el principal promotor del mercado de gas natural, la Secretaría de Energía (SE) en coordinación con el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) y con el apoyo económico de CFE y PEMEX, llevan a cabo un análisis de complementariedad de los sectores de gas y electricidad, mediante el desarrollo de un modelo que permita evaluar y optimizar el sistema de gasoductos y las redes de transmisión y el desarrollo de un proyecto para utilizar un combustible derivado del petróleo que fuera competitivo con la tecnología de ciclo combinado.

A escala regional, la zona Peninsular Sureste será la de mayor crecimiento debido a la introducción de infraestructura de transporte y distribución. La demanda se diversificará en el país; las regiones Centro, Noreste y Noroeste, que en 1999 consumieron el 87% de la demanda nacional, para 2009 participarán únicamente con 65%.

<sup>K</sup> PIB 5.2%, PIB Manufacturero 6.7%, Exportaciones 12.5%, Demanda de gas natural 10.2%

### 2.1.2.3 Suministro de gas para generación pública de electricidad

Las proyecciones sobre la demanda de gas natural del sector eléctrico se basan en perspectivas económicas, en las estimaciones demográficas del Consejo Nacional de Población (CONAPO), y en las cifras más recientes del *Desarrollo del Mercado Eléctrico* elaboradas por la CFE. Además de los proyectos a realizar en el sector eléctrico, clasificados en cuatro grupos:

- Programa de conversión a gas natural de unidades generadoras existentes en zonas ambientalmente críticas.
- Programa de unidades generadoras en proceso de construcción o comprometidas que utilizarán ese combustible.
- Programa que establece los requerimientos de capacidad adicional 2000-2009, y que indica las posibles modalidades para cubrirlos.
- Generadores independientes.

El sector eléctrico alcanzó al 31 de diciembre de 1999 una capacidad de generación de 35,667 Megawatts (MW), y se prevé que para el año 2009 llegará a 59,565 MW mayor en 67%, para lograr este crecimiento, se cuenta con una capacidad en proceso de construcción o comprometida de 5,397 MW; sin embargo se necesita una capacidad adicional de 20,195 MW y se considera el retiro de 1,694 MW de plantas que se darán de baja.

De esta forma se espera que la demanda nacional de gas natural para la generación de electricidad del servicio público en el escenario base pase de 19,968 mm<sup>3</sup> d en 1999, a 107,466 mm<sup>3</sup> d en el año 2009, con una tasa de crecimiento promedio anual de 18.3%.

Durante 1999 CFE tuvo la mayor participación en la demanda de gas natural para generar electricidad (94.9%), para 2009 demandará 27.4%, lo que representará 29,443 mm<sup>3</sup> d, con lo cual cederá su lugar a los productores independientes quienes requerirán 69.2% del total de la demanda nacional, porcentaje que se traduce en 74,402 mm<sup>3</sup> d.

**Demanda nacional de gas natural para generación pública de electricidad**  
(miles de metros cúbicos diarios)

Región	1999.	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
CFE	18,949	22,836	26,993	29,605	26,733	26,127	27,545	29,322	27,519	26,851	29,443
LFC 1	1,019	4,870	3,977	4,352	4,696	4,122	3,670	3,632	3,377	3,520	3,621
Productores Independientes	—	1,147	4,783	14,561	21,923	29,476	37,946	43,976	56,748	65,273	74,402
<b>Total nacional</b>	<b>19,968</b>	<b>28,853</b>	<b>35,753</b>	<b>48,518</b>	<b>53,352</b>	<b>59,725</b>	<b>69,161</b>	<b>76,930</b>	<b>87,644</b>	<b>95,644</b>	<b>107,466</b>

Fuente: SE con base en información de CFE.

A escala regional se espera que la región Noreste, principalmente los estados de Tamaulipas y San Luis Potosí, consuma el mayor volumen de gas natural con una tasa de crecimiento promedio anual en la demanda de 17.6%. Lo anterior como respuesta a los crecientes requerimientos de este combustible, que se derivan en parte de una importante participación del combustible en los generadores independientes. En segundo lugar, la región Golfo, donde destaca Veracruz, alcanzará con una tasa de ascenso promedio anual de 29.5%, ante un notable crecimiento de la demanda de gas natural del servicio público.

### 2.1.2.4 Consumo de gas natural para la generación privada de electricidad

Para efectos de este documento el gas natural utilizado para cogeneración y autoabastecimiento es considerado como gas para la generación privada de electricidad.

El consumo de gas natural reportado por los permisionarios en la autogeneración de energía eléctrica en las modalidades de autoabastecimiento y cogeneración, se mantiene constante durante los primeros cinco años de la proyección.

Para el periodo 2000-2004, se adicionó la demanda de las empresas que están comprometidas a realizar nuevas inversiones en autogeneración. Se trata de seis empresas cuyos proyectos contemplan la utilización de gas natural para generar electricidad y otras que emplearán otro combustible.

A partir del año 2005, se aplicaron a la generación de energía las tasas de crecimiento de los escenarios del PIB manufacturero.

El autoabastecimiento participará con 66% en 2000 hasta incrementarse a 82.5% en 2009 y el resto será por cogeneración.

De un total de 213 permisos de cogeneración y autoabastecimiento otorgados por la CRE hasta 1999, 58.6%, 125 contemplan al gas natural como energético primario, aunque algunos de ellos lo utilizarán junto con combustóleo o diesel. De esos permisos 81.7% se encuentra en operación, 4.2% está por iniciar obras, 7.5% está en construcción y 6.6% se reportan inactivos. Las industrias que desarrollan estos proyectos son principalmente las ramas papelera y la de alimentos, la petroquímica, que representan una cuarta parte, y el sector petrolero, con un tercio del total, así como el sector de servicios. <sup>[SE, 2000]</sup>

**Generación de energía Eléctrica por sector**  
(TWh)

Sector	1999.	200	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Industrial	5.2	5.3	5.4	8.2	16.1	20.5	22.5	24.2	25.6	27.3	29.7
Petrolero	5.7	6.9	8.0	8.9	9.3	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4
Total nacional	10.9	12.1	13.4	17.1	25.4	29.9	31.9	33.6	35	36.7	39.1

Fuente: SE con base en información de la CRE, PEMEX y CFE.

### 2.1.2.5 Industria

El pronóstico de la demanda de gas natural de este sector se desarrolló considerando los siguientes elementos:

- Proyección econométrica con base en la tendencia histórica,
- Nuevos proyectos de infraestructura para la distribución industrial de gas natural
- Efecto de la aplicación de la norma ecológica.

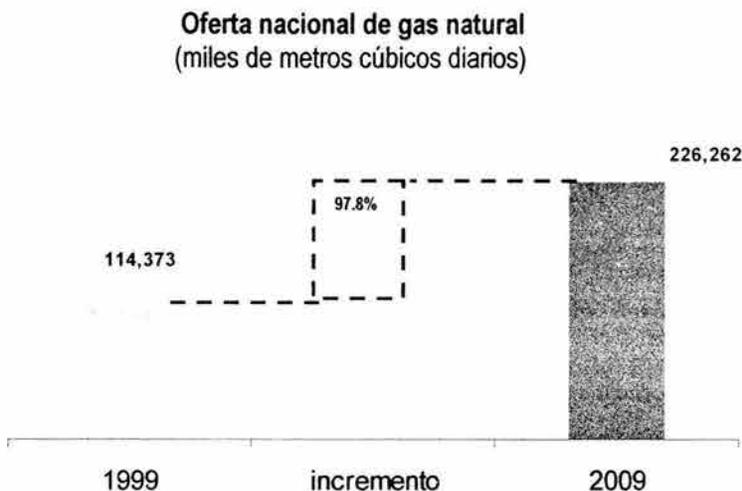
Así, su demanda industrial llegaría a 1,477 mm<sup>3</sup> d en 2009.

En 1999 este sector petrolero registró un consumo de 45,942 mm<sup>3</sup> d y se prevé que incremente su volumen a un ritmo de 6.3% en promedio anual hasta alcanzar los 84,304 mm<sup>3</sup> d en 2009.

En el sector residencial y de servicios se estima una tasa de crecimiento promedio anual de 19.8%, por lo que se espera que en el 2009 la demanda de gas natural de este sector sea de 12,893 mm<sup>3</sup> d.

### 2.1.2.6 Oferta de gas natural

La oferta nacional de gas natural se estima pasará de 114,373 mm<sup>3</sup> d en 1999 a 226,262 mm<sup>3</sup> d en 2009, lo que representa un aumento en volumen de 97.8% y una tasa decrecimiento promedio anual de 7.1%. Mientras que en 1999 la oferta nacional permitió satisfacer 98% de la demanda, en el año 2009 sólo cubrirá 76%, ya que el ritmo previsto de crecimiento de la demanda es mayor al de la oferta, lo que traerá consigo una mayor dependencia de gas importado. En consecuencia, en el año 2009 se requerirá de importaciones totales por 72,191 mm<sup>3</sup> d, de los cuales 24.4% se deberán a aspectos de logística, 3% serán efectuadas por particulares.



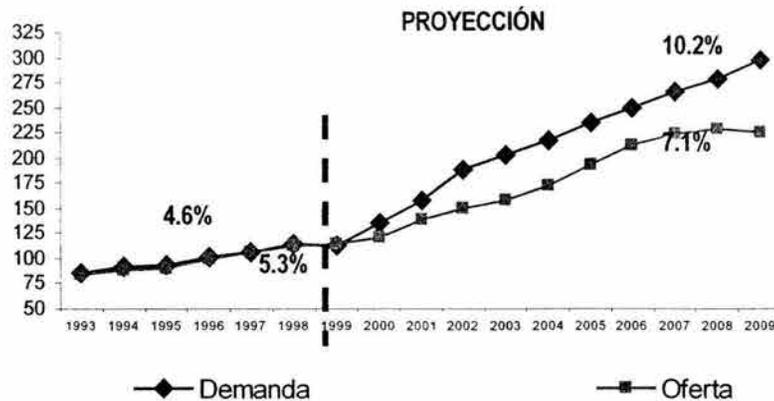
### 2.1.3 Análisis de oferta y demanda de gas natural de 1993 -2009

En resumen, se puede apreciar en la siguiente gráfica, que debido al dinamismo previsto de la demanda en los próximos años México pasará de un balance prácticamente equilibrado en materia de gas natural a otro en el que se vislumbra una dependencia creciente de las importaciones, a pesar de los esfuerzos en infraestructura e inversiones que se han realizado y en las que se espera que se lleven a cabo para aumentar la oferta, lo que traerá implicaciones para garantizar la seguridad energética del país. Por ello, desde un punto de vista estratégico, será necesario en primer lugar cuidar que se cuente con recursos para financiar los proyectos en marcha en PEP y en PGPB, así como evaluar nuevas opciones que permitan incrementar aún más la producción de gas natural. [SE, 1999]

**Oferta y demanda nacional de gas natural**

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
<b>Demanda</b>	112,918	135,205	157,697	188,786	202,645	216,499	235,016	249,628	265,572	279,694	298,390
<b>Oferta</b>	114,372	120,607	136,804	150,129	157,841	172,969	193,069	213,281	222,900	228,516	226,262

### Oferta y demanda nacional de gas natural 1993-2009 (millones de metros cúbicos diarios)



Fuente: SE con base en la información de CFE, CNA, CONAPO, CRE, GDF, Gob. Edo. Méx., IMP, INEGI y PEMEX.

## 2.2 Sector eléctrico y Reforma Eléctrica

### 2.2.1 Características de la reforma eléctrica

Entre los años 2001 y 2010, México necesita inversiones de 71 mil millones de dólares para expandir y modernizar la infraestructura del sector eléctrico. De ellos, al menos 38 mil millones de dólares serán invertidos por el sector privado a través de las modalidades de Producción Independiente de Energía (PIE) y de Obra Pública Financiada (OPF).

La participación de los particulares podría ampliarse sin modificar la Constitución, si se lleva a cabo una reforma legal que modifique el concepto de "servicio público". Además del marco legal para las futuras modalidades del campo de acción público y privado, las autoridades prevén un importante cambio tecnológico en el tipo de combustible utilizado para la generación de electricidad. Si en el 2000 el combustóleo representó 68.8% y 22.9% de gas natural será de 61% mientras que la quema de combustóleo bajara a 17%.

### 2.2.2 Objetivos de la reforma

Entre los objetivos de la reforma destacan los siguientes:

- Garantizar el abasto nacional de energía, frente a una de las mayores tasas mundiales de crecimiento en la demanda energética.
- Promover una mayor participación privada en generación.
- Promover una mayor competencia, que permita alcanzar mayores niveles de eficiencia, mejorar la calidad del servicio y reducir costos, en beneficio de los usuarios finales.
- Permitir a los usuarios calificados otras opciones de suministro.
- Fortalecer a CFE y LyFC y transformarlas en empresas competitivas con fines comerciales.
- Atender los requerimientos de inversión necesarios para expandir la infraestructura de energía eléctrica.

### 2.2.3 Alcances

La primera versión oficial de los alcances que tendría la futura reforma estructural de la industria eléctrica, consta de 10 apartados:

#### 1. Servicio público

- La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en su Artículo 27: Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga, por objeto la prestación del servicio público”.
- La constitución establece obligaciones similares al Estado en lo que se refiere a otros servicios básicos, como son el caso de los servicios públicos de educación, salud, vivienda o servicio postal, pero en ningún caso la legislación le impone a los usuarios la obligación de utilizar exclusiva el servicio público que brinda el Estado.
- La restricción actual impone a las empresas mexicanas una desventaja frente a competidores internacionales que pueden tener acceso a energía eléctrica en mejores condiciones de costo, calidad y confiabilidad del servicio.

#### 2. Participación del sector privado

La participación de los particulares podría ampliarse sin modificar la Constitución, si se lleva a cabo una reforma legal que modifique el concepto de servicio público. Con este cambio legal se podría:

- Aprovechar de mejor forma la energía eléctrica producida por los cogeneradores, auto abastecedores y productores Independientes.
- Liberar recursos del gobierno federal.
- Mejorar la eficiencia y la calidad del servicio público.
- Diversificar las opciones de los usuarios lo que redundaría en el incremento de la productividad y la competitividad.
- Las empresas privadas que ofrezcan estos servicios deben sujetarse a los términos y condiciones que la CRE establezca para asegurar la equidad del servicio y la protección de los usuarios.

#### 3. Generadores independientes y auto abastecedores

En el marco legal actual, los productores independientes pueden vender únicamente la electricidad generada a la CFE, mientras las empresas auto abastecedoras únicamente pueden vender la producción a las empresas que participen en su capital.

El esquema actual obliga al Estado a asumir el riesgo total de las inversiones de los productores independientes y genera rigideces innecesarias que frenan la inversión, promueven la simulación e impiden el óptimo aprovechamiento de la capacidad instalada.

#### 4. Generación distribuida

- El avance tecnológico ha permitido reducir sustancialmente el tamaño mínimo de las plantas generadoras, los costos de inversión y los periodos de construcción. [SE, 1999]
- Las economías de escala de las plantas de ciclo combinado de menor tamaño (20-50 MV) y menores inversiones, las hace accesibles a un gran número de empresas privadas.

- Se cuenta con nuevas tecnologías que ya son competitivas a nivel comercial o están próximas a serlo (micro turbinas de gas, celdas de combustible, sistemas fotovoltaicos) que ponen al alcance de cualquier empresa unidades generadoras de menor tamaño (1 MW- 10 MW).
- La generación distribuida permite reducir costos de transmisión y distribución, así como una mayor confiabilidad y una mejor calidad del servicio.

### 5. Cogeneración

- Los sistemas actuales de cogeneración para uso industrial y comercial permiten alcanzar tasas muy altas de eficiencia térmica y ahorros sustanciales en el uso de combustibles fósiles. Particularmente las basadas en ciclo combinado que generan importantes excedentes de electricidad.
- Para poder aprovechar el potencial de la cogeneración se requiere poder vender los excedentes en condiciones favorables
- Una reforma al marco legal debe alentar la instalación de plantas modernas de cogeneración permitiendo a las empresas cogeneradoras vender libremente sus excedentes a usuarios calificados, o bien, ponerlos a la disposición de la red nacional de servicio público, bajo condiciones similares a las de los productores independientes.

### 6. Energías renovables

México ha logrado un avance significativo en el aprovechamiento de la energía hidráulica y geotérmica.

El desarrollo de otras fuentes renovables se ha visto seriamente limitado, ya que su aprovechamiento racional requiere del desarrollo de proyectos con capacidades de entre 1 MV y 100 MV, que no compiten con la economía de los sistemas de generación que utiliza el servicio público. Sin embargo pueden ser comercialmente atractivos para generadores privados si se permite la venta de energía a terceros.

### 7. Mercado de excedentes y operación del sistema

Un mercado de excedentes permitiría al sector público contratar excedentes de capacidad que abaratarían el precio del servicio público, ya que el precio lo fija el costo de generación de la última planta pública en ser despachada.

Para establecer un mercado de excedentes, el despacho de energía debe estar a cargo de un organismo público independiente que asegure la entrada en operación de las plantas en orden ascendente de sus costos de generación y que garantice en todo momento la transparencia y equidad a todos los participantes. Para lograr un despacho con estas características bastaría con darle autonomía de gestión al Centro Nacional de Control de Energía de la CFE, y transformarlo en un organismo descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio.

### 8. Red de Transmisión

El sistema de transmisión sigue teniendo un carácter estratégico para la Nación. Tanto los esquemas de autoabastecimiento en vigor, como la venta directa de energía eléctrica entre particulares, hacen necesario un acceso abierto a la red de transmisión para todos los usuarios, y costos de porteo iguales para el servicio público y para los privados.

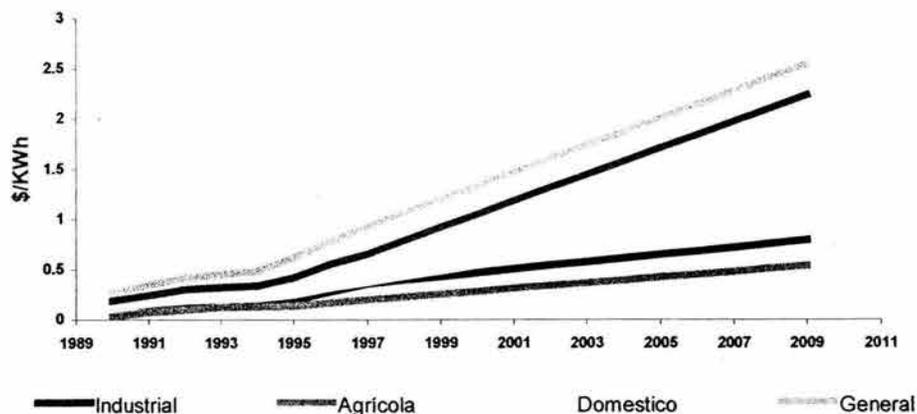
La red nacional de transmisión debe quedar bajo la administración de un organismo público descentralizado que tenga la responsabilidad de garantizar su mantenimiento y expansión.

### 9. Papel de las empresas del Estado

- CFE y LyFC seguirán garantizando la prestación del servicio público de energía eléctrica, en las mejores condiciones de eficiencia y calidad.
- Deben transformarse en empresas de Estado (Empresa Pública Productiva, sería su denominación), con autonomía de gestión. Su órgano de gobierno deberá estar facultado para tomar las decisiones más relevantes de la entidad, como en cualquier empresa privada.
- Deben estarán libres de cargas fiscales excesivas, y sujetas a un régimen tributario no menos favorable que el establecido para las empresas del sector privado.
- Sólo se deberá incluir en el Presupuesto de Egresos de la Federación, las previsiones de gasto público relacionados con el monto total de la deuda, los subsidios y las transferencias de recursos.
- Las tarifas deberán ser determinadas por la CRE, tomando en cuenta únicamente los costos reales de operación de CFE y LyFC y los costos equivalentes de empresas similares que sean competitivas a nivel internacional.
- Los montos y el alcance de los subsidios deberán ser incluidos en el presupuesto anual y aprobados por el Congreso de la Unión.

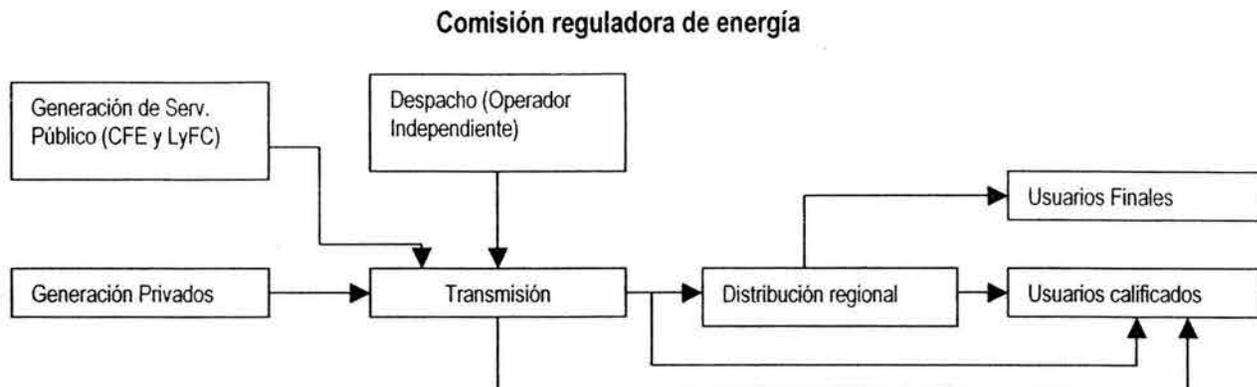
La proyección de tarifas se estima de la siguiente forma:

**Precios Medios de la Energía Eléctrica (Pesos/KW/h).**



### 2.2.4 Propuesta del marco regulatorio

Si prospera la nueva versión del gobierno federal, que sin tocar la constitución busca el marco jurídico adecuado para la reforma eléctrica, la generación sería abierta a la participación privada. Además, el despacho de energía estará a cargo de un operador independiente, a la vez que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) establecerá las reglas y dará seguridad de trato justo a todos los participantes del sector.



**2.2.5 Potencial de fuentes renovables**

La producción de energía a partir de fuentes renovables tiene un alto potencial en México. Los siguientes cuadros contienen la información de la capacidad actual y de su potencial.

Tipo de Tecnología	Capacidad de Generación (MW)
Hidroeléctrica	9,650
Geotérmica	855
Eólica	2
<b>Total</b>	<b>10,447</b>

**2.2.6 Licitaciones**

Para llegar a una capacidad de 64 mil MW en el año 2010, durante la administración del actual gobierno, serán licitados 27 nuevos proyectos con una inversión de 18 mil millones de dólares.

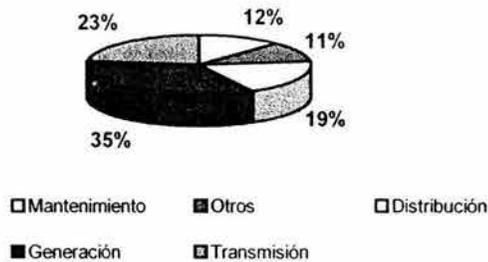
Tipo de Tecnología	Capacidad de Generación (MW)
Geotérmica	5
Diesel	48
Dual	700
Carbón	1,400
Hidroeléctrica	2,255
Ciclo combinado	3,987
Tecnología no definida	8,109
<b>Total</b>	<b>16,500</b>

**2.2.7 Inversión**

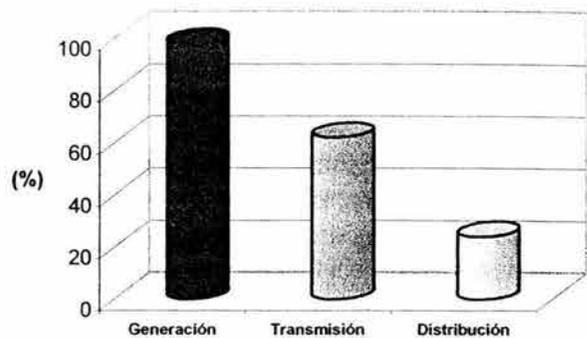
Las estimaciones oficiales del gobierno mexicano, acerca de las necesidades de inversión, en esta década, para expandir y modernizar la infraestructura del sector eléctrico asciende a 71 mil millones de dólares.

Al menos 38 mil millones de dólares serían invertidos por el sector privado, a través de las modalidades de Producción Independiente de Energía (PIE) y Obra Pública Financiada (OPF).

Inversión Total 2001-2010



Financiamiento privado 2001-2010



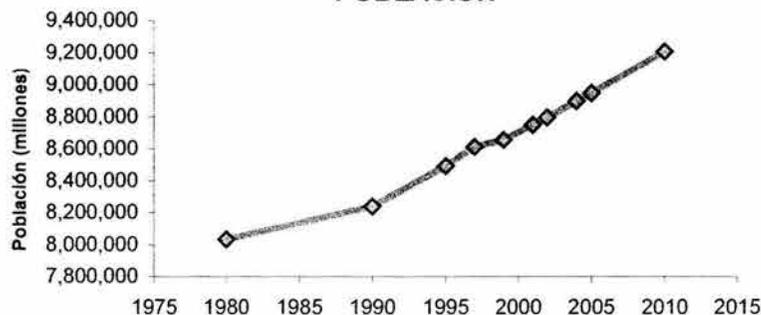
## 2.3 Sector socio – Económico

### 2.3.1 Población del Gobierno del Distrito Federal

La proyección de población para el distrito federal es realizada por varias instituciones incluyendo la Organización Panamericana de la Salud (OPS), por otra parte la Dirección General de Servicios Urbanos (DGSU) calcula la población de cada año y la tasa de crecimiento de la población predeterminada para cada delegación.

La población estimada para el año 2010 se muestra en el siguiente gráfico:

PRONOSTICO DE CRECIMIENTO DE POBLACIÓN



### 2.3.2 Densidad de Población

De acuerdo con los Censos de 1990 y a los datos estimados de población para 1997 se calcularon, la densidad de población del DF y de cada delegación.

La población del DF en 1997 se estima de 8,567,135 personas y su superficie es de 150,552 hectáreas, esto da una densidad de población de 56.90 personas / hectárea. <sup>[GDF, 1996]</sup> Esto es sumamente alto comparado con la densidad de población total del país, que se estima según la OPS en 0.46 personas /ha.

### 2.3.3 Educación

La correlación entre la educación de la población y la limpieza pública es indudable. En términos generales mientras mayor sea el nivel de educación de la población, mayor será la conciencia ambiental y ecológica y más arraigados los hábitos de higiene personal y limpieza de sus viviendas y áreas públicas. Además, estará más capacitada para participar en el manejo de sus servicios urbanos, incluyendo el de la limpieza pública.

La población analfabeta de 15 y más años de edad en el DF alcanzaba en 1995, último dato informativo, 182,000 personas, lo que significa 3% de la población de ese rango que era de 6,122,000 habitantes. Esta tasa de analfabetismo es muy inferior al nacional de 10.6%. Por otra parte, como ocurre también en el resto del país, el analfabetismo en las mujeres 2.2 % caso triplica al de los varones 0.8%.

En cuanto a la escolaridad de la población de 6 –14 años el Censo de Población y Vivienda 1996, muestra que asistían a las escuelas 97.3% de esa población de edad escolar, indicando una mejora con relación a 1990, año en el que la asistencia en el DF era de 95.1%. Este indicador muestra que el DF está mejor que los otros estados del país, y por supuesto que la asistencia nacional promedio que es de 92.2%.

En el plan de programas de estudios para la educación básica primaria en las escuelas, elaborados por la SEP (Secretaría de Educación Pública), y aplicados en el país a partir de septiembre de 1993, se determinaba como uno de sus propósitos que los niños adquirieran los conocimientos fundamentales para comprender los fenómenos naturales, en particular los que se relacionan con la preservación de la salud, la protección al ambiente y el uso racional de los recursos nacionales.

### 2.3.4 Salud

Las instituciones que en el DF atienden la salud de la población y prestan los Servicios de seguridad social, se agrupan básicamente en tres formas de servicios: Gubernamental conformado por la Secretaría de Salud y Asistencia (SSA) y los Servicios Médicos del GDF.

Las Instituciones de Seguridad Social, integradas básicamente por el Instituto Mexicano del Seguro Social (IMSS), el Instituto de Seguridad y Servicios Sociales para los Trabajadores del Estado (ISSSTE), y los servicios que prestan Petróleos Mexicanos (PEMEX), Ferrocarriles Nacionales de México (FNM), la Secretaría de la Defensa Nacional (SDN) y la Secretaría de Marina (SM).

Es difícil establecer una relación directa entre el inadecuado manejo de los residuos sólidos y la salud, reconociéndose la multi causalidad de las enfermedades, entre ellas, la pobreza, la desnutrición y también la carencia de servicios de saneamiento básico que incluye la falta o manejo deficiente de los residuos sólidos. Sin embargo, en las estadísticas de mortalidad de la población en general, se identifican algunas enfermedades infecciosas (causas seleccionadas) que se podrían evitar o reducir con un saneamiento ambiental adecuado que incluya la gestión de los residuos sólidos.

En las delegaciones del D.F que confirman nivel socio- económico bajo y con deficientes servicios de saneamiento, tales como Milpa Alta tienen las tasas más altas de mortalidad.

### 2.3.5 Entorno económico y político del manejo de residuos

Los servicios públicos brindados por el Gobierno del Distrito Federal son: suministro y distribución de agua potable, drenaje, recolección de residuos sólidos, barrido de vías públicas y conservación de parques, plazas y áreas públicas.

La instancia de dicha entidad que legal, técnica y administrativamente le corresponde brindar estos servicios son las delegaciones políticas, aunque en lo que se refiere a la limpieza de la red vial primaria y a la recolección de residuos acumulados en vía pública estas actividades las comparte con la Dirección General de Servicios Urbanos (DGSU).

La población en general paga de manera oficial por los servicios del agua potable, bimestralmente a la Comisión de Agua del Distrito Federal dependiente de la Secretaría de Obras y Servicios. Por los servicios de drenaje, rehabilitación y mantenimiento de monumentos y plazas públicas, obras de ornato, escuelas, bibliotecas y de más centros de servicio social cultural y deportivo a cargo del Distrito Federal, así como para la construcción, rehabilitación y mantenimiento de parques y mercados públicos, vialidades secundarias, guarniciones y banquetas en general y puentes y pasos peatonales de vialidades secundarias de la población del Distrito Federal paga el Gobierno del distrito federal a través de un cargo denominado "Boleta predial", la cual se cubre anualmente.

Sin embargo, este pago no incluye el servicio de recolección de residuos municipales, por lo que el servicio es gratuito, aunque sea origen de egresos como son la subcontratación de servidumbre u ocupación temporal de bienes que se requieran para la prestación del servicio representándoles un costo de \$4.20 por cada 10

Kg. <sup>[GDF, 1996]</sup>

## 2.4 Conclusión

Por razones de índole ambiental, principalmente, se ha disminuido el uso de los combustibles como el carbón y el combustóleo y se ha favorecido gradualmente el consumo de combustibles limpios, como el gas natural.

El gas natural ha comenzado a ser el combustible predilecto para generar electricidad, básicamente en las plantas de ciclo combinado; ya que éstas son menos costosas en su construcción y finalmente resultan más eficientes.

Para el periodo 1997-2010 el gas natural pasará del tercer al segundo lugar, en importancia en la estructura global de consumo de energía primaria después del petróleo. Ya que se estima que el crecimiento de la demanda de gas natural, alcanzará una tasa de crecimiento promedio anual de 3.3% comparada con 1.9% para el petróleo y 1.7% para el carbón.

La producción nacional de gas natural abasteció 98% de la demanda nacional en el periodo 1993-1999 y la diferencia se cubrió con importaciones.

En los próximos años se espera un crecimiento promedio de 10.2% anual, es decir, se espera que el aumento de la demanda sea de poco más del doble que el ritmo de crecimiento de los últimos siete años.

El sector eléctrico será el consumidor más dinámico, debido a los planes de expansión sustentados en plantas de ciclo combinado y por la reconversión de algunas centrales al uso de este combustible; con lo cual, sus requerimientos de gas natural crecerán a un ritmo de 18% anual. Hacia el año 2009 el sector eléctrico absorberá el 41% del total.

El gas natural favorecerá la eficiencia del sector industrial, gracias a la modernización y tecnificación de los procesos productivos y al cumplimiento de las nuevas normas ambientales; se prevé que en los siguientes diez años la demanda de gas natural en este sector aumentará 83.8% respecto al 2000 para ubicarse en 76,160 mm<sup>3</sup> d, en el año 2009.

En el sector residencial y de servicios, se espera un auge en la demanda de gas natural, provocado por el desarrollo de la nueva infraestructura de distribución, con un crecimiento promedio anual de 19.8% para el próximo decenio.

La producción de gas natural se estima pasará de 114,372 mm<sup>3</sup> d, en 1999, a 226,262 mm<sup>3</sup> d en 2009; lo que representa un aumento de 97.8% y una tasa de crecimiento promedio anual de 7.1%, sin embargo debido al dinamismo previsto de la demanda en los próximos años México pasará de un balance prácticamente equilibrado en materia de gas natural a otro en el que se vislumbra una dependencia creciente de las importaciones, a pesar de los esfuerzos en infraestructura e inversiones que se han realizado y en las que se espera que se lleven a cabo para aumentar la oferta, lo que traerá implicaciones para garantizar la seguridad energética del país.

## 2.5 Bibliografía

1. BP Amoco. *BP Amoco Statistical Review of World Energy*, Reino Unido, Junio, 2000.
12. CRE. *Informe Anual 1999*, CRE, México, 1999, 80 pp.
3. Energy Information Administration, *U.S. Natural Gas Imports and Exports 1998*, en *Natural Gas*, Monthly August 1999, DOE.
4. Energy Information Administration, *Natural Gas 1999: A Preliminary Summary*, en *Natural Gas Monthly* May 2000, DOE pp. VII-XVI.
5. Gobierno del Estado de México, *Informe de la Dirección de Programación, Normatividad y estudios de Transporte*, México 1999.
6. Gobierno del Distrito Federal, *Informe del Padrón Activo por Modalidad*, Dirección General de JICA, Estudio sobre el Manejo de Residuos Sólidos Para la Ciudad de México de los Estados Unidos Mexicanos. 1996
7. Hunt, Daniel, *Diccionario de Energía*, Publicaciones Marcombo, S.A. México 1984.
8. PEMEX, *Anuario Estadístico 1999*, Gerencia Corporativa de Evaluación e Información, México, 1999.
9. PEMEX, *Memoria de Labores 1999*. PEMEX, México, Marzo, 2000, 337 pp.
10. Secretaría de Energía, *Balance Nacional de Energía 1998*, Dirección General de Política y Desarrollo Energéticos, México, 1999.
11. Secretaría de Energía, *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1999-2008*, Dirección General de Política y Desarrollo Energéticos, México 2000.

### 3. FUNCIÓN Y ESTRUCTURA DEL RELLENO SANITARIO

#### 3.1 Manejo de residuos sólidos

Existen varias características del flujo de los residuos sólidos en el DF:

1. Las delegaciones recolectan los residuos y los transportan a las Plantas de Selección (P/S) o directamente a los sitios de disposición final. Los residuos que son recolectados por la iniciativa privada siguen las mismas rutas que los recolectados por las delegaciones.

3. En las P/S que maneja la DGSU, se recuperan los materiales reciclables comercializables. También se practica la pre pepena durante el proceso de recolección y tratamiento intermedio. Los materiales que más se recuperan incluyen chácharas, chatarra y las latas de aluminio, cartón, papel y plásticos. La recuperación de estos materiales la realiza por medio de:

- Recolección de residuos por parte del personal recolector;
- Barrenderos en sus tambos móviles;
- Ex - pepenadores.

4. Los residuos generados por los hospitales del DF son recolectados por la iniciativa privada. Los residuos domésticos se llevan directamente a los sitios de disposición final, mientras que los residuos biológicos - infecciosos son desinfectados y transportados a los sitios de disposición final (celdas especializadas), y los residuos altamente infecciosos son incinerados.

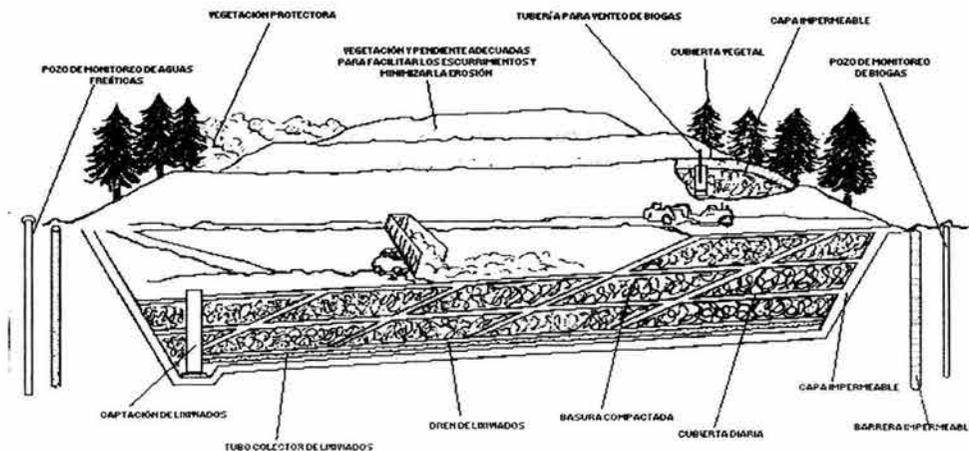
5. La DGSU recolecta los residuos de tiraderos clandestinos en el DF y los lleva a los sitios de disposición final.

#### 3.2 Función y estructura del relleno sanitario

##### 3.2.1 Definición de relleno sanitario

Un relleno sanitario, es un método de ingeniería para disposición final de residuos sólidos en el suelo, mediante el extendido de los residuos en capas delgadas, compactándolas al menor volumen posible y cubriéndolas con tierra al término del día de trabajo, de tal manera que proteja el ambiente.

Fig. 1 Estructura de un relleno sanitario



Browning-Ferris Industries, Mobius Curriculum, Understanding the Waste Cycle, 1991

### 3.2.2 Estructura del relleno sanitario

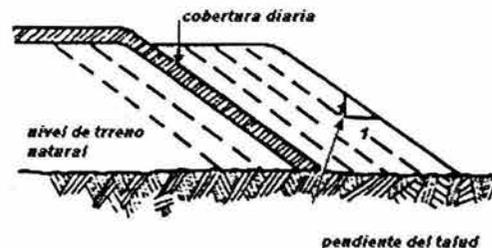
La estructura de un relleno sanitario se conforma de la siguiente forma:

#### Construcción de celda

Una celda es construida mediante la compactación de residuos sobre una pendiente en capas sucesivas del mismo espesor. Los residuos son depositados al pie del frente de trabajo y empujados sobre el talud. Los pasos adecuados para la construcción de la celda se describen a continuación:

El nivel de la superficie superior de la celda debe ser entre 2 y 5 por ciento, mientras que la altura de celda comúnmente es de 2.4 a 3.5 m

Fig.2 Compactación de capas de residuos sólidos



FUENTE: Governmental Collection and Disposal Association, *Managing Sanitary Landfill Operation*, Silver Spring, USA, 1988

#### Cubierta Intermedia y final

La superficie que envuelve la celda diaria terminada y que estará expuesta al ambiente por un período de más de una semana, hasta que se coloque una nueva celda sobre ésta, sufrirá los efectos de las condiciones climáticas y posiblemente el frecuente paso de vehículos. Normalmente estas superficies son cubiertas adicionalmente, con una capa de 0.30 m de espesor de tierra compactada. A esta capa se le conoce como cubierta intermedia y tiene la función de proteger a la cubierta diaria y prevenir la intrusión de agua al relleno por un período más largo.

Cuando el relleno ha alcanzado el nivel planeado, se coloca una cubierta final de no menos de 60 cm de espesor. Esta cubierta es necesaria para permitir el tráfico ligero y minimizar los efectos que ocasionan los asentamientos diferenciales, tal como el afloramiento de residuos por el efecto de fracturas y agrietamientos. Esta cubierta, también ayuda a evitar que la lluvia fluya hacia el interior de los residuos confinados:

El grado de compactación de los residuos depende de la presión ejercida, a menor espesor de capa de residuos, mayor compactación.

### 3.2.3 Manejo de Lixiviados.

Cuando el agua pasa (percola) a través de varios materiales, remueve algo de sólidos, a esta agua y lo que contiene se llama lixiviado.

El lixiviado es de aspecto desagradable, comúnmente tiene mal olor y puede contaminar las aguas subterráneas y superficiales. Contiene materia orgánica e inorgánica. Algunos de estos materiales son tóxicos. Esto significa que el lixiviado se debe mantener alejado de lagos y corrientes, así como del agua subterránea que puede consumir la gente.

La migración de lixiviados ocurre cuando se satura una condición conocida como Capacidad de Campo. Dicha condición se refiere a la capacidad de un material para retener humedad libre en contra de la fuerza de gravedad. Una vez que se alcanza la capacidad de campo, la migración de lixiviados puede iniciar. Capacidad de campo no es lo mismo que saturación. Saturación significa que todos los espacios libres (de otra forma ocupados por aire) están llenos con agua.

La producción de lixiviados se puede prevenir:

- Manteniendo los líquidos fuera de los residuos sólidos
- Manteniendo el agua de lluvia fuera del relleno
- Excavando zanjas alrededor del escurrimiento y rellenándola con suelo de textura fina y bien compactado para interrumpir el flujo

La legislación (en países desarrollados) requiere que los lixiviados que hayan sido generados, se colecten y traten para su disposición final. Este requerimiento dio como resultado la exigencia de dos o más capas de impermeabilización en el fondo de los rellenos. En un sistema de doble capa impermeable se requiere también un sistema de detección de fugas.

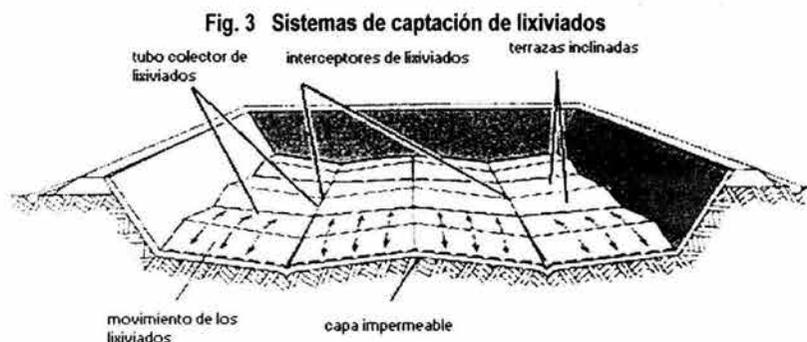
Un relleno diseñado y construido con doble capa impermeable tiene una muy baja probabilidad de que el lixiviado pueda escapar, pero existe el riesgo.

Se han probado también capas impermeables hechas con materiales naturales tales como arcilla fina, o sintéticos como plásticos. En el futuro los más utilizados serán los plásticos.

Para mayor seguridad es necesario perforar pozos de monitoreo de agua subterránea alrededor del relleno. Los requerimientos básicos son un pozo aguas arriba del área de relleno y tres aguas abajo. Las muestras colectadas de estos pozos se analizan. Esto se hace para asegurar que el lixiviado no llegue al manto freático.

### 3.2.3.1 Control de la Migración de Lixiviados

La ubicación adecuada del sitio, el diseño y la construcción pueden dar seguridad en el control de la migración de lixiviados. La infraestructura necesaria incluye sistemas de impermeabilización empleando materiales de baja permeabilidad (naturales y/o sintéticos), colocados con cierta pendiente para conducir por gravedad el lixiviado a los tubos colectores. Estos tubos colectan el lixiviado para su posterior extracción y tratamiento. La operación adecuada de dichas instalaciones, la colocación de cobertura final de acuerdo a las especificaciones del proyecto, y el mantenimiento de la cubierta vegetal reducirán la migración de lixiviado.



### Impermeabilización

No existen los sistemas totalmente impermeables. La migración normal del lixiviado a través de las capas impermeables se llama "permeación" para distinguirla de las fugas.

La mayoría de los sistemas convencionales de impermeabilización están diseñados con sistemas de colección y remoción de lixiviados que disminuyen el tirante de los líquidos sobre la superficie impermeable hasta una altura de aproximadamente 15 cm. Con estas condiciones, un sistema de impermeabilización cuidadosamente construido que contenga una capa de 30 cm de arcilla colocada y compactada, con una permeabilidad en el sitio de  $1 \times 10^{-7}$  cm./seg mantendrá una permeación aproximada de 150 m<sup>3</sup>/ha-año, de lixiviado. Sin embargo, el agrietamiento en las arcillas debido a una mala compactación o al resecamiento y el fisuramiento pueden favorecer una mayor fuga.

En contraste una capa de geomembrana sintética de 40 mil (0.0035 ft) deberá permitir no más de 1 m<sup>3</sup>/ha-año de permeación cuando el tirante máximo de lixiviado sobre la superficie impermeable sea 15 cm.

### 3.2.3.2 Tratamiento de Lixiviados.

Hay varias opciones de tratamiento de lixiviados. La selección del proceso de tratamiento depende de su caracterización final. Las opciones de disposición caen en cualquiera de estas categorías siguientes:

- Descarga directa a un cuerpo receptor de aguas de tratamiento de aguas residuales
- Recirculación al relleno: irrigación por aspersión, flujo superficial e irrigación por inyección.
- Aplicación o tratamiento sobre el suelo.

### 3.2.4 Manejo de biogas.

El biogas se puede desplazar por el subsuelo e inclusive fuera del relleno. Si el gas se acumula dentro o bajo estructuras tales como edificios, drenajes u otros sistemas de conducción, puede ocasionar explosiones; [OPM, 1999] es por ello que se construyen pozos de monitoreo en perímetro del sitio, con el fin de evaluar la cantidad de biogas que puede acumularse en dichas zonas no controladas.

La liberación sin control del gas proveniente de los rellenos sanitarios a la atmósfera, es una amenaza para la salud humana y el ambiente, por ello existe una creciente presión para que el biogas sea extraído o por lo menos venteado. [SSA, 1980]

Muchos rellenos en el mundo ya cuentan con sistemas para el control de biogas, asegurando la emigración de manera controlada. El gas colectado puede ser incinerado en un quemador o utilizado como fuente de energía alterna en diversos usos.

#### 3.2.4.1 Factores que influyen en el desplazamiento y monitoreo de biogas.

El movimiento de biogas dentro de los estratos del relleno depende de:

- Espesor de los estratos, y edad de los residuos sólidos.
- Composición física de los residuos sólidos depositados.
- Permeabilidad del terreno y del material de cobertura.
- Características y clasificación del suelo adyacente al relleno
- Porcentaje de compactación de los residuos y del material de cubierta.

General mente la emigración de biogas hacia zonas no controladas puede detectarse de la siguiente forma:

- Percibiendo su olor característico.
- Revisando fracturas o grietas de la cobertura mediante un explosímetro.
- Observando incendios o desprendimiento de vapores entre las celdas así como en zonas circundantes.
- Haciendo un muestreo sitio donde se sospeche que hay emigración de biogas.

Para monitorear la presencia de biogas se utiliza pozos de monitoreo, que son estructuras que se construyen principalmente en las zonas circundantes al sitio, con el fin de evaluar y detectar el biogas acumulado en los estratos del suelo.

Además se emplean explosímetros para detectar la presencia de metano. Estos equipos pueden utilizarse para varios propósitos como: .

- Medición del porcentaje de gas con relación al límite explosivo inferior.
- Medición de la concentración total de gas como un porcentaje referido a gases totales.

Dichos equipos presentan variantes como alarmas auditivas y visuales.

El límite explosivo inferior del metano es 5% en volumen en el aire, y es la concentración más baja de gas que puede producir una explosión si existe una fuente de ignición. Por lo que se emplea un equipo de detección del límite explosivo.

El límite explosivo superior del metano en aire es 15% en volumen, y es la máxima concentración de gas que causa una explosión. Si las concentraciones de metano rebasan el 15% pueden provocar incendios pero no explosiones.

#### 3.2.4.2 Emisiones de biogas a la Atmósfera.

La única forma para verdaderamente estimar la generación de biogas o sus tasas de emisión, de un relleno sanitario, es a través de la realización de pruebas en el mismo sitio. Estas pruebas son extremadamente caras, por lo tanto, se requiere un método económicamente más accesible para dichos estudios. [SEDESOL, 1999] Por lo que se han elaborado modelos matemáticos como el de Scholl Canyon, sin embargo, modelos como este tienen un alto grado de incertidumbre.

#### 3.2.4.3 Control de biogas.

Se pueden utilizar varios tipos de sistemas para controlar las emisiones y la migración de biogas sistemas activos y pasivos dependiendo de la cantidad que se genere

##### Sistemas de Control Activo

Son pozos construidos a diferentes profundidades, equipados con un ducto y equipo mecánico, como sopladores y bombas de extracción. Estos sistemas incluyen:

- Pozos de extracción y/o trincheras (captación).
- Pozos de inyección de aire o trincheras (barreras).

Algunos de las operaciones que incluyen los anteriores sistemas son:

**Sistemas Perimetrales de Pozos de Extracción de Biogas:** Estos sistemas pueden ser de extracción natural y consisten de una serie de pozos verticales instalados en el perímetro del sitio.

**Sistemas Perimetrales de Trincheras de Extracción:** Consiste en una línea de zanjas interceptoras equipadas con grava y tubos de P.V.C. perforados.

**Sistemas Perimetrales de Pozos de Inyección de Aire:** Es una serie de pozos verticales instalados en suelo natural, entre el límite de los residuos sólidos depositados y del área de amortiguamiento requerida.

La selección, el diseño y los costos de los sistemas son específicos para cada sitio y están determinados basándose en investigaciones de campo, requerimientos de desempeño y planes del desarrollo del sitio. [Jaramillo, 1999]

### Sistemas Pasivos de Control.

Su construcción es semejante a la de los sistemas activos, excepto su forma de extracción, ya que ésta se realiza de manera natural.

Dichos sistemas incluyen:

**Sistema de Trincheras de Venteo:** Consiste en una trinchera interceptora rellena de grava que contiene un tubo horizontal perforado. El tubo se conecta a ductos verticales que permiten la acumulación de biogas para ventearlo a la atmósfera.

**Quemadores y venteos:** Los quemadores y venteos son instalaciones sencillas de tubos colocados dentro del estrato de residuos sólidos para permitir el venteo de biogas a la atmósfera. Un sistema de quemadores pasivos es muy similar a un sistema de venteo, excepto que el gas se quema y es necesaria cierta infraestructura adicional para mantener la combustión.

## 3.3 Factores que influyen en la producción de biogas

### 3.3.1 Etapas de Biodegradación para la generación de biogas

Los factores que influyen en la generación de biogas en los rellenos sanitarios son:

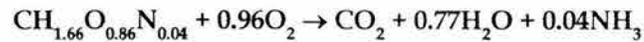
FACTOR	DESCRIPCIÓN
Materia Orgánica	El contenido de materia orgánica es directamente proporcional a la generación de biogas.
Tiempo	La velocidad de descomposición depende del tiempo en que se hayan cubierto los residuos sólidos.
Temperatura	Las bacterias requeridas para la descomposición de los residuos sólidos son sensibles a la temperatura.
Humedad	El bajo o alto contenido de humedad incide sobre la velocidad de la descomposición.
Tamaño de Partícula	Las partículas muy pequeñas tienen mayor área de contacto provocando una rápida descomposición.
Compactación	La alta compactación origina, baja descomposición de los residuos.
PH	El pH óptimo es de 7 y de 6 a 8 es el intervalo típico para la producción del metano.

Después del sellado de los residuos sólidos, la composición de biogas cambia debido a que se presenta dos procesos básicos de degradación. Primero el proceso aerobio y después el anaerobio. Estos procesos se llevan a cabo en cuatro fases: anaeróbica, anaeróbica no metanogénica, anaeróbica metanogénica inestable y anaeróbica metanogénica estable.

#### 3.3.1.1 Anaeróbica

En esta fase, los residuos sólidos están compactados y cubiertos, además de tener un medio muy poroso. Por lo tanto, los huecos existentes están llenos de aire; lo que implica que se tiene aproximadamente un 78% de nitrógeno, 21% de oxígeno y 1% de trazas de otros gases. La fase inicial de la descomposición microbiana de los residuos, toma lugar en una atmósfera rica en oxígeno, por lo que solamente existe la actividad de microorganismos aeróbicos facultativos. Con estas condiciones, los residuos sólidos son oxidados a bióxido de carbono, amoníaco y agua, con liberación de energía (calor).

Para una composición típica de residuos sólidos la reacción tendrá la siguiente estequiometría.



Formula válida solo para México

Por lo que respecta a la generación de calor, ésta se pone de manifiesto por la elevación de la temperatura en el sitio de disposición final, a alrededor de los 68°C. [Banobras, 1985]

Esta fase se caracteriza por grandes cantidades de bióxido de carbono, alcanzando concentraciones del 90% en volumen.

El oxígeno es consumido durante el proceso de descomposición aeróbica; sin embargo, dependiendo de las condiciones de la cobertura final, se tiene una mayor entrada de aire (O<sub>2</sub>) hacia los estratos superiores de residuos sólidos en el interior del relleno sanitario.

### 3.3.1.2 Anaeróbica metanogénica

La transición de esta fase a la de digestión anaeróbica metanogénica puede tomar desde unos cuantos meses hasta un año, dependiendo de las condiciones ambientales y físicas del sitio; sin embargo, es relativamente rápida comparada con las diferentes fases anaeróbicas que se presentan después.

En esta fase prevalecen las condiciones anaeróbicas y el oxígeno ha sido consumido, produciéndose bióxido de carbono e hidrógeno únicamente.

La digestión anaeróbica es llevada a cabo por diferentes clases de bacterias. Asimismo, la materia orgánica insoluble con altos pesos moleculares, es convertida en materiales muy simples y solubles en agua:

- A. Celulosa → Glucosa
- B. Proteínas → Aminoácidos
- C. Grasas → Glicerol y Ácidos Grasos

Se estima que esta fase puede durar un período de cuatro meses.

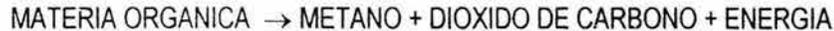
### 3.3.1.3 Anaeróbica metanogénica inestable

Se caracteriza por la presencia de metano y la disminución del bióxido de carbono, así como por el consumo de hidrógeno.

La producción de metano comienza después de que todo el oxígeno ha sido removido. Las bacterias que forman metano son necesariamente anaeróbicas. El oxígeno en cualquier cantidad inhibe su actividad, sin embargo, dichas bacterias forman esporas y cuando se restablecen las condiciones anaeróbicas iniciales, recuperan nuevamente su actividad.

En ausencia del oxígeno, las bacterias que forman metano convierten a los ácidos orgánicos en 50% dióxido de carbono y 50% metano, aproximadamente. También se presentan pequeñas cantidades de ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S) y nitrógeno (N<sub>2</sub>).

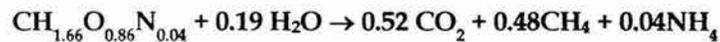
Las bacterias metanogénicas son también capaces de generar metano a partir de dióxido de carbono e hidrógeno, cuando ambos están presentes, bajo el siguiente esquema de reacciones:



Muy poca energía es perdida durante el proceso de conversión de la materia orgánica a metano, permaneciendo el 90% de la energía en éste. Por lo tanto, se genera menos calor que cuando la descomposición aeróbica se completa.

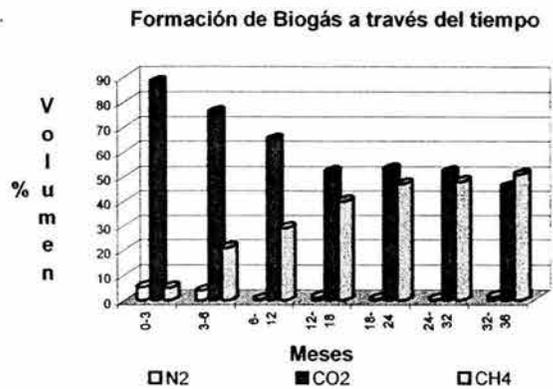
### 3.3.1.4 Metanogénica Anaeróbica en Estado Estable

Una vez que la fase Anaerobia metanogénica se ha estabilizado se genera biogas de acuerdo a la siguiente reacción:



Formula válida solo para México

Cuando las condiciones de producción y composición de biogas se acercan a un estado estable. Las concentraciones de gas metano se estabilizan en un rango de 50 a 60% en volumen y, el dióxido de carbono se encuentra entre 40 y 50% en volumen. También están presentes trazas de otros gases (por ejemplo, ácido sulfhídrico, mercaptanos, algunos compuestos orgánicos volátiles, etc.), los cuales son las principales fuentes de olor en los sitios de disposición final. En el siguiente gráfico se presenta la transformación de la composición de biogas generado en un relleno sanitario a través del tiempo.



En condiciones normales, en residuos sólidos típicos se generan 54% de metano y 46% de anhídrido carbónico, por volumen. Además, se estima que la tasa de generación más alta de metano ocurre dentro de los primeros 5 años después de saturado el relleno sanitario. El biogas se produce a tasa alta por un mínimo de 6 a 10 años; a tasas menores continuará generándose entre 30 y 100 años. [Banobras, 1985]

### 3.3.2 Características de biogas.

Como ya se menciona los principales componentes de biogas generado por los residuos sólidos son el metano y el dióxido de carbono; además, en bajas concentraciones se tiene nitrógeno y ácido sulfhídrico; existen otros componentes a nivel traza importantes por sus posibles efectos sobre la salud humana. A continuación se muestra la composición aproximada de biogas junto con sus características más importantes.

Componente	% del componente (volumen, base seca)
Metano	45 – 65%
Bióxido de carbono	30 – 60%
Nitrógeno	3.7
Oxígeno	0.8
Hidrocarburos Aromáticos y Cíclicos	0.2
Hidrógeno	0.1
Ácido Sulfhídrico	0.01
Monóxido de Carbono	0.1
Compuestos Trazas	0.5
Temperatura (En la Fuente)	41
Capacidad Calorífica	300 – 550
Gravedad Específica	1.04
Contenido de Humedad	Saturado
Hidrocarburos Parafínicos	0.1

NOTA: Esta composición varía de acuerdo al estudio de la composición de los residuos sólidos y su tasa de biodegradación.

El metano presenta las siguientes propiedades:

1. Es incoloro.
2. Es más ligero que el aire.
3. Tiene baja solubilidad en el agua.
4. Es altamente explosivo en concentraciones entre 5% -15% por volumen en el aire.
5. Una chispa puede originar una explosión.
6. En un relleno sanitario puede alcanzar una concentración entre 45% y 65 % en volumen.

El dióxido de carbono, tiene las siguientes propiedades:

1. Es incoloro.
2. Es más pesado que el aire.
3. Es altamente soluble en agua (forma soluciones de ácidos débiles corrosivos).
4. No es flameable.
5. Es potencialmente peligroso (el CO<sub>2</sub> es capaz de desplazar al aire provocando asfixia a organismos aerobios).
6. La concentración en sitios de disposición final varía de 30 - 60 %

Por lo que respecta a los compuestos a nivel traza, éstos provienen de dos posibles fuentes:

A. Los generados por el proceso de biodegradación natural que se presenta en los sitios de disposición final.

- Compuestos oxigenados.
- Compuestos de azufre.
- Hidrocarburos

B. Los generados artificialmente por el hombre y que son depositados con los residuos sólidos. De este origen se tiene a los hidrocarburos aromáticos y clorados.

En nuestro país, no se cuenta con suficiente información al respecto, sin embargo, se han realizado caracterizaciones de biogases de manera aislada detectando los siguientes compuestos traza:

- Octano.
- Nonano.
- 3-Metil Nonano.
- Decano.
- Metil Benceno.
- 1,2-Dimetil Benceno.
- 1,3-Dimetil Benceno.
- 1 Metil 4 (1-Metil etil) Benceno.
- 1,3,5-Trimetil Benceno.
- Limoneno.
- Alfa-Pireno.

### 3.3.3 Normas y/o requerimientos

Las normas y/o requerimiento en los que se basan algunos datos reportados en el presente trabajo son:

Norma Oficial Mexicana NOM-083-ECOL-1996, que establece las condiciones que deben reunir los sitios destinados a disposición final de los residuos sólidos municipales. Diario Oficial de la Federación. Lunes 25 de noviembre de 1996.

Proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-084-ECOL-1994, que establece los requisitos para el diseño de un relleno sanitario y la construcción de sus obras complementarias. Diario Oficial de la Federación. Miércoles 22 de junio de 1994.

NOM-AA-22-1985. Selección y cuantificación de subproductos.

NOM-AA-61-1985. Determinación de la generación per cápita de los residuos sólidos provenientes de casas habitación como en otro tipo de fuentes, excepto las industriales.

### 3.3.4 Recuperación y Uso de biogas

El gas producido en los rellenos sanitarios puede ser utilizado para generar electricidad para consumo del municipio donde se encuentre el relleno, mitigando al mismo tiempo las emisiones de metano a la atmósfera y su contribución al efecto invernadero del planeta, así como los riesgos de migración, intoxicación, explosión y olores desagradables.

La recuperación y usos de biogas producido en rellenos sanitarios, se han desarrollado en varias ciudades de Estados Unidos. Los grandes rellenos en California, New York y otros estados, fueron de los primeros en aprovechar el biogas a gran escala para fines comerciales. [SSA, 1980]

Entre algunos de sus usos se puede mencionar los siguientes:

- Combustible para uso industrial.
- Combustible para uso doméstico.
- Combustible para generación de electricidad
- Combustible para vehículos.
- Producción de metanol.

En todos los casos se requiere cierto grado de procesamiento antes de poder utilizar el biogas. Las compañías que instalan sistemas de recuperación de biogas indican que para un proyecto sea económicamente viable a gran escala se deben reunir las siguientes condiciones:

- El relleno debe contener como mínimo 1,000,000 de ton. Mientras mayor sea el contenido orgánico es mejor.
- El sitio debe estar en operación o tener cinco años de haber cerrado.
- El espesor de los estratos de residuos sólidos debe ser como mínimo de 12 m.
- El material de cobertura es necesario que sea impermeable para reducir el movimiento de biogas.

### 3.3.5 Procesamiento de biogas para su Aprovechamiento

Si el biogas va a ser aprovechado como energético, debe procesarse por las siguientes razones:

- Control de la corrosión en las instalaciones.
- Control de la humedad y otros compuestos no deseables.
- Mejoramiento de su valor energético.

➤ Requerimientos de la legislación ambiental.

El control de la corrosión en las instalaciones es importante debido a que los componentes como el ácido sulfhídrico, bióxido de carbono, etc., siempre están presentes en el biogas. Cada relleno sanitario es diferente y el biogas producido varía de un sitio a otro, consecuentemente, la naturaleza corrosiva de biogas también es diferente. [Jaramillo, 1999]

La necesidad de reunir las especificaciones comerciales relacionadas con el agua y algunos hidrocarburos es de particular importancia principalmente cuando el biogas tiene que ser transportado a largas distancias mediante gasoductos subterráneos. Es por ello que se eliminan los condensados que se presentan en las instalaciones.

Se requiere mejorar la calidad energética de biogas únicamente hasta el grado mínimo aceptable por el consumidor en los sistemas de distribución de gas. Alrededor de 9 Kcal/m<sup>3</sup>; es el máximo valor energético obtenible en biogas procesado. Algunos consumidores han aceptado valores energéticos de 8.5 Kcal/ m<sup>3</sup>, en sus líneas de distribución.

Otra consideración para el procesamiento de biogas son los requerimientos de la legislación ambiental. Los hidrocarburos traza y los niveles de emisión de contaminantes a la atmósfera, son asuntos que deben evaluarse antes de seleccionar el proceso de tratamiento.

### 3.4 Conclusión

La cantidad y composición de biogas depende entre otros factores, del tipo de materia orgánica contenida en los residuos sólidos, del grado de descomposición de ésta, del tiempo en que se tienen almacenados los residuos y de otros factores como la humedad, de la altitud, etc. Se considera que los residuos con una gran fracción de material orgánico de fácil degradación producirán mayor cantidad de biogas. La tasa de producción de biogas es gobernada por la velocidad a la que los residuos se descomponen, así como a factores ambientales. Cuando la descomposición cesa, la producción de gas también se termina. La producción de gas comienza casi inmediatamente después de que los residuos sólidos son confinados en el relleno.

Los factores que influyen en la migración de biogas son:

- Espesor de los estratos, y edad de los residuos sólidos.
- Composición física de los residuos sólidos depositados.
- Permeabilidad del terreno y del material de cobertura.
- Características y clasificación del suelo adyacente al relleno
- Porcentaje de compactación de los residuos y del material de cubierta.

La migración de biogas hacia zonas no controladas puede detectarse de la siguiente forma:

- Percibiendo su olor característico.
- Revisando fracturas o grietas de la cobertura mediante un medidor de explosividad.
- Observando incendios o desprendimiento de vapores entre las celdas así como en zonas circundantes.
- Haciendo un muestreo sitio donde se sospeche que hay emigración de biogas.

Por otra parte el biogas también contiene menos del 1% de compuestos orgánicos no metánicos. Así la migración de biogas propicia un mecanismo de transporte para los compuestos orgánicos no metánicos contenidos en los residuos del relleno. Algunos de estos compuestos pueden causar daño a la salud humana y al ambiente.

Se pueden utilizar varios tipos de sistemas para controlar las emisiones y la migración de biogas (sistemas activos y pasivos), dependiendo de la cantidad que se genere. Dicho control puede consistir en:

- Venteo a la atmósfera.
- Combustión en quemadores.
- Incineración.
- Recuperación como fuente alterna de energía.

El caso que nos interesa es la recuperación de biogas como uso de fuente alterna de energía, la cual se ha desarrollado en grandes rellenos sanitarios de los Estados Unidos, Europa y algunos países asiáticos.

Entre algunos de los usos que se han desarrollado se pueden mencionar combustible para uso industrial, para generación de electricidad, para uso doméstico y para vehículos.

En todos los casos se requiere cierto grado de procesamiento antes de poder utilizar el biogas. Las compañías que instalan sistemas de recuperación de biogas indican que para un proyecto sea económicamente viable a gran escala se deben reunir las siguientes condiciones:

- El relleno debe contener como mínimo 1'000,000 de ton. Mientras mayor sea el contenido orgánico es mejor.
- El sitio debe estar en operación o tener cinco años de haber cerrado.
- El espesor de los estratos de residuos sólidos debe ser como mínimo de 12 m.
- El material de cobertura es necesario que sea impermeable para reducir el movimiento de biogas.

### 3.5 Bibliografía

1. George Tchobanoglu/ Hilary Theisen/ Samuel A. Vigil,. Integrated Solid Waste Management, Mc Graw-Hill, USA, 1999
2. Jaramillo, J. y Zepeda, F. Residuos sólidos municipales. Guía para el diseño, construcción y operación de rellenos sanitarios manuales. Serie Técnica No. 28. OPS/ OMS. Washington, D. C., septiembre de 1999.
3. JICA, Estudio sobre el Manejo de Residuos Sólidos para la Ciudad de México de los Estados Unidos Mexicanos, 1997
4. SEDESOL, Manejo de rellenos sanitarios, 1999
5. Organización Panamericana de la Salud/ Organización Mundial. Residuos Sólidos Municipales. Guía Para El Diseño, Construcción Y Operación De Rellenos Sanitarios Manuales, 1996.
6. Secretaría de Desarrollo Urbano y Ecología. Programa Estatal De Control De Residuos Sólidos Municipales, Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos. México, Junio 1985.
7. Secretaría de Salubridad y Asistencia, Instructivo Sanitario Brito, Ed. Limusa. México, 1980.
8. Wilson, David C. Waste Management Planning, Evaluation, Technologies. Oxford University Press. Nueva York, E.U.A. 1981

## 4. PROPUESTA TÉCNICO – ECONÓMICA

### 4.1 Introducción

#### 4.1.1 Identificación de la necesidad

El elevado crecimiento demográfico e industrial del país y las costumbres de la población, orientadas al consumo de artículos desechables, ha originado el aumento de la generación de residuos sólidos municipales en las últimas cuatro décadas a 9 veces, es decir, de 9,000 a 84,200 ton/ día. Donde la zona centro produce el 62 % de los residuos totales generados en el país.

Esto genera un problema constante ya que los espacios para disposición de residuos sólidos se ven reducidos todos los días. La extracción de biogas en estos sitios puede llegar a originar una reducción del volumen de estos espacios en un 50%, además de que este gas se puede emplear para generar electricidad u otros servicios.

Cabe destacar que estos procesos requieren un alto costo, por lo que este proyecto trata la búsqueda de soluciones técnicas que demuestren ser económicamente sustentables.

#### 4.1.2 Alcance

En el proyecto se entregaran los siguientes documentos:

- Diagrama de bloque
- Capacidad de la planta
- Estimado de costo de la planta
- Localización de la planta
- Descripción del proceso
- Bases de diseño
- Diagrama de Flujo de Proceso
- Plot- Plan
- Diagrama de tubería e instrumentación
- Hojas de especificaciones
- Memorias de Calculo

4.1.3 Diagrama de bloques

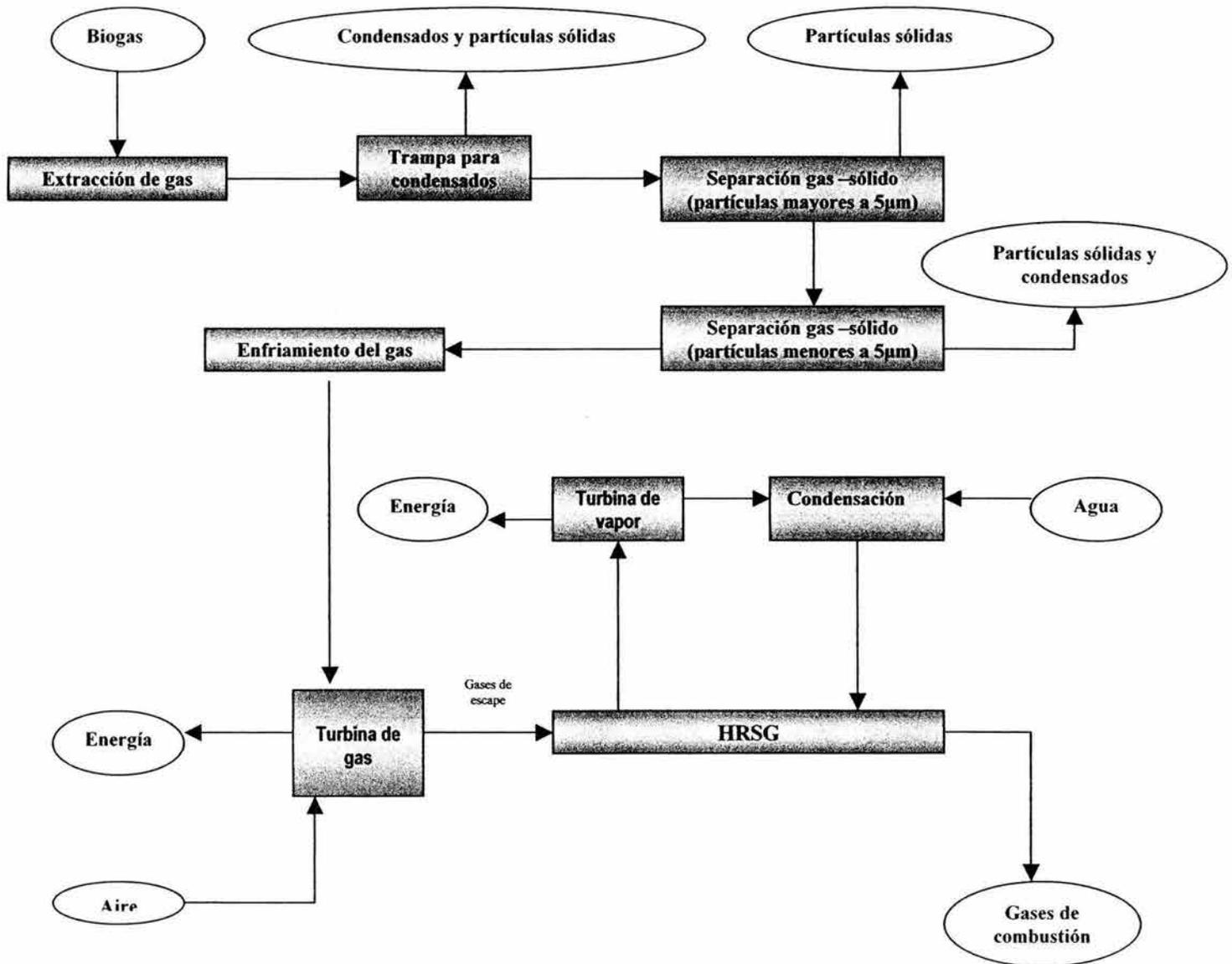


Fig. 4. Diagrama de Bloques del Proceso.

4.2 Selección de tecnología

Existen diversos procesos para la obtención de energía eléctrica a partir de gas como son centrales termoeléctricas convencionales, centrales de turbo gas, centrales núcleo eléctricas y las centrales de ciclo combinado.

#### 4.2.1 Centrales termoeléctricas convencionales

Utiliza como fuente de energía primario combustóleo o gas natural, en este proceso la caldera de vapor transforma el poder calorífico del combustible en energía térmica, la cual es aprovechada para llevar agua a fase de vapor, ya sobrecalentado, se conduce a la turbina, donde su energía cinética se convierte en mecánica, que se transmite al generador para producir energía eléctrica.

#### 4.2.2 Centrales de turbogas

La generación de energía eléctrica en estas unidades se logra aprovechando directamente la energía cinética generada por la turbina, que resulta de la expansión de aire y gases de combustión, comprimidos a altas temperaturas. La turbina esta acoplada al rotor del generador dando lugar a la producción de energía eléctrica.

Desde punto de vista de operación, el breve tiempo de arranque y versatilidad para seguir las variaciones de demanda, hacen a las turbinas de gas tener grandes ventajas para satisfacer cargas de horas pico y proporcionar capacidad de respaldo al sistema eléctrico.

#### 4.2.3 Centrales Núcleo eléctricas

En una central nuclear, la energía calorífica liberada por el combustible se transforma en energía mecánica y después eléctrica. El calor producido hace que el agua se evapore y el vapor formado es enviado a la turbina que hace funcionar un generador para obtener finalmente la energía eléctrica. El calor proviene de la fisión de los núcleos de uranio dentro de un reactor nuclear. El calor producido dentro del reactor es recogido por un fluido que pasa alrededor del combustible y que se llama "refrigerante" o fluido "portador de calor".

#### 4.2.4 Sistemas de cogeneración

La cogeneración es la producción y aprovechamiento integral de energía eléctrica y calorífica mediante sistemas que permiten el uso óptimo del combustible. Hay dos tipos básicos de sistemas de cogeneración y su diferencia radica en el tipo de energía que se obtiene primero. En el sistema de "ciclo superior" primero se obtiene la energía eléctrica y la energía térmica sobrante se utiliza como calor de proceso en aplicaciones industriales o sistemas de calefacción. En el sistema de "ciclo inferior" mediante el quemado de combustible se produce energía térmica de alta temperatura para ser utilizada en procesos industriales, y el calor residual de tales procesos se aprovecha en la generación de electricidad.

En términos generales, el equipo de cogeneración se opera tratando de satisfacer los requerimientos de calor del proceso y considerando la generación de electricidad como objetivo secundario.

#### 4.2.5 Centrales de ciclo combinado

Las centrales de ciclo combinado están integradas por dos tipos diferentes de unidades generadoras: turbogás y vapor. Una vez terminado el ciclo de generación en las unidades turbogás, los gases desechados poseen un importante contenido energético, el cual se manifiesta en su alta temperatura. En las centrales de ciclo combinado, esta energía se utiliza para calentar agua llevándola a la fase de vapor, que se aprovecha para generar energía eléctrica adicional, siguiendo un proceso semejante al descrito para las plantas térmicas convencionales.

Una ventaja de este tipo de plantas es la posibilidad de construirlas en dos etapas. La primera, turbogás, se puede terminar en un plazo breve e inmediatamente iniciar su operación; posteriormente, se puede terminar la construcción de la unidad de vapor, y completarse así el ciclo combinado.

### 4.3 Descripción del proceso seleccionado

#### 4.3.1 Generalidades.

De las diferentes formas de generar energía eléctrica se ha seleccionado utilizar el Ciclo Combinado debido a que presenta una gran ventaja sobre las Centrales de Generación de Energía Eléctrica existentes en nuestro país. Dicha ventaja es la alta eficiencia térmica que presentan los ciclos combinados (mayor del 70%) comparada con la eficiencia promedio reportada por la Comisión Federal de Electricidad para la generación de energía de eléctrica en el país (33%). Esta ventaja se refleja principalmente al considerar los aspectos económicos de la ejecución de un proyecto de este tipo: una mayor eficiencia representa un ahorro sustancial en términos de la cantidad de potencia generada por unidad de energía suministrada como combustible.

#### 4.3.2 Descripción de un Ciclo Combinado.

En un esquema de generación de ciclo combinado se utilizan como su nombre lo indica dos ciclos termodinámicos distintos, uno es el Ciclo Brayton y el otro es el ciclo Rankine.

El ciclo Brayton de manera general utiliza un fluido que es presurizado en estado gaseoso, utilizando cierta cantidad de energía, posteriormente a este fluido presurizado se le eleva su temperatura mediante la absorción de calor y finalmente es expandido produciendo de esta manera energía mecánica. La expansión de este gas caliente produce más energía que la que se utilizó para comprimirlo, por lo que se produce cierta cantidad de energía neta. El ciclo Brayton se lleva a cabo con un turbogenerador de combustión o turbina de gas que en realidad está constituida por más de un componente entre los cuales está lo que es propiamente la turbina. Los principales componentes son:

##### 4.3.2.1 Compresor.

Cuya función es elevar la presión del gas (aire) requerido, tanto para la combustión como para regular la temperatura de los gases producto de la combustión que entrarán a la turbina. La potencia que se requiere suministrar al compresor para que cumpla su función la proporciona la turbina, y es del orden del 67% de la potencia que se obtiene de ella. El proceso teórico de compresión se lleva a cabo a entropía constante, con el consiguiente aumento de temperatura, de acuerdo a la expresión:

$$PV^k = cte$$

donde:

P	-	Presión
T	-	Volumen
k	-	Índice isentrópico de compresión. (Cp/Cv)

La fricción del aire con las partes del compresor provoca, junto con otras causas, irreversibilidades en el proceso y un aumento mayor de la temperatura. El proceso real que sigue el aire a su paso por el compresor cumple con una ley similar a la seguida por el proceso teórico cambiando el valor del exponente por el índice politrópico, de manera que:

$$\frac{T_2}{T_1} = \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}}$$

#### 4.3.2.2 Cámara de combustión.

La función de la cámara de combustión es presentar las condiciones propicias para que la energía intrínseca del combustible se transforme en energía térmica. La eficiencia de un ciclo Brayton aumenta al aumentar la temperatura a la salida de la cámara de combustión. La máxima temperatura se presenta cuando la relación aire-combustible es la estequiométrica, es decir aquella que cuenta con la cantidad de aire estrictamente necesaria para llevar a cabo una combustión completa. Sin embargo, esta temperatura está limitada por la tolerancia de los materiales usados en la turbina. La temperatura permisible se lograría con cantidades de combustible que oscilan entre el 40 y el 50 % del combustible estequiométrico, sin embargo, en la práctica esta mezcla pobre provoca en los combustores una flama inestable y una combustión ineficiente, por lo que solamente una parte del exceso de aire se introduce en la cámara de combustión, mientras que el remanente se mezcla con los gases producto de la combustión con objeto de atemperarlos.

Actualmente el sistema de combustión ha cobrado mucha importancia dado que los límites en las emisiones contaminantes son cada vez más estrictos, siendo uno de los equipos en los que se han observado grandes desarrollos tecnológicos.

El principal problema relacionado con la contaminación presentado por las turbinas de combustión se centra en la producción de los óxidos de nitrógeno (NOx). Los NOx se producen a altas temperaturas de manera que una de las formas para controlar su producción consiste en controlar la temperatura. Los más recientes desarrollos se basan en llevar a cabo una combustión por etapas, éstos son los llamados sistemas de combustión secos de bajo NOx (DLN por sus siglas en inglés). Existen otros medios para reducir estas emisiones mediante la inyección de agua o vapor en la cámara de combustión.

#### 4.3.2.3 Turbina (de gas).

Esta es la sección que hace el aprovechamiento de la energía suministrada. En fechas recientes ha sido otro punto de atención en el desarrollo tecnológico, pues la aplicación de nuevos materiales y aleaciones, más resistentes a la corrosión y a los esfuerzos que se presentan a altas temperaturas ha logrado que se alcancen niveles de eficiencia superiores. El proceso teórico que siguen los gases producto de la combustión en la turbina es isentrópico, sin embargo al igual que sucede en el compresor, la fricción provoca pérdidas de manera que en el proceso real parte de la energía disponible no se convierte en energía mecánica.

El ciclo Rankine de manera general utiliza un fluido que es presurizado en estado líquido, utilizando cierta cantidad de energía, posteriormente este fluido es llevado desde su fase líquida a su fase vapor mediante la absorción de calor y finalmente es expandido produciendo de esta manera energía mecánica. La expansión del volumen de vapor produce mucha más energía que la que se utilizó para comprimir el volumen de líquido para una misma masa, por lo que se produce cierta cantidad de energía neta. En los casos de una planta de generación de energía eléctrica, por lo regular, el vapor es condensado nuevamente a líquido mediante una extracción de calor y este líquido es recirculado al ciclo. El ciclo Rankine se lleva a cabo con varios equipos principales: un turbogenerador de vapor o turbina de vapor, un condensador, una caldera con sistema de combustión, adicionalmente se requiere de un servicio muy importante que es un sistema de enfriamiento para que el condensador pueda llevar a cabo su función.

#### 4.3.2.4 Turbina de vapor

Al igual que sucede en el ciclo Brayton, es aquí donde se aprovecha la energía suministrada al fluido (vapor). El proceso teórico que sigue el vapor en la turbina es isentrópico, sin embargo, al igual que sucede en la turbina de gas, la fricción provoca pérdidas de manera que en el proceso real parte de la energía disponible no se convierte en energía mecánica. En este tipo de turbinas el mayor aprovechamiento de la energía del vapor disponible se logra entre menor es la presión de salida de la turbina.

#### 4.3.2.5 Condensador.

La función del condensador es, como su nombre lo dice, llevar el vapor de la salida de la turbina de vapor de la fase gaseosa a la fase líquida. Como se ha explicado anteriormente, la mayor recuperación de energía en la turbina se obtiene entre menor es la presión de salida por lo que comúnmente el condensador opera a presiones por debajo de la presión atmosférica para contribuir al mayor aprovechamiento de la energía disponible. La presión dentro del generador está íntimamente relacionada con la energía térmica que puede ser removida dentro de él por el fluido de enfriamiento. El fluido de enfriamiento dentro del condensador es normalmente agua debido a su disponibilidad y costo; existiendo diferentes esquemas para suministrarla en la cantidad suficiente y a la temperatura requerida para llevar a cabo la condensación.

#### 4.3.2.6 Caldera.

La función de la caldera es la de suministrar la energía al fluido, aumentando la presión y la temperatura del mismo. De manera general lo conforman una superficie de calefacción sometida a presión, a través de la cual se transmite la energía de un fluido caliente (los gases producto de la combustión que se lleva a cabo en los quemadores del sistema de combustión de la caldera) al fluido frío. El nivel de presión y temperatura a alcanzar dependerá de la generación de energía eléctrica que se vaya a producir tomando en cuenta que los costos del equipo y la calidad del agua son mayores al aumentar el valor de la presión y de la temperatura.

El atractivo principal de las calderas "convencionales" es que pueden utilizar como fuente energética primaria una gran variedad de combustibles: combustóleo, carbón, gas natural, diesel, basura, bagazo de caña o algún otro subproducto o desperdicio industrial.

El esquema de Ciclo Combinado combina los beneficios de estos dos ciclos termodinámicos: la energía térmica disponible en los gases de escape de la turbina de gas se aplica a una caldera de recuperación de calor para producir vapor de agua que se emplea como fuerza motriz de una turbina de vapor de condensación. De esta manera se combina el ciclo Brayton con el Ciclo Rankine.

### 4.4 Capacidad de la planta

Se va a emplear como objeto de estudio el relleno sanitario del bordo poniente, ya que en el año de 1997 JICA (Agencia de Cooperación México – Japón), realizó un Estudio sobre el Manejo de Residuos Sólidos para la Ciudad de México. Este trabajo describe el flujo de residuos de la ciudad de México y áreas conurbanas hacia el relleno sanitario del Bordo, así como características que son importantes para el desarrollo de este proyecto:

- Profundidad del relleno
- Composición
- Características geológicas
- Características fisicoquímica
- Costos del manejo de residuos

El sitio de disposición final actualmente empleado para el DF y zonas conurbanas es el bordo poniente etapa IV. En febrero del 2001 se cubrieron 8 metros reglamentados, sin embargo, se plantea llegar hasta los 24 metros de profundidad en un área de 256 ha.

La mayor producción de metano se genera después de 5 años, por lo que el presente trabajo toma como objeto de estudio la etapa IV, con posibilidades de expansión. En el año 2005 se instalara la planta para el uso del 40% del terreno total, con la finalidad de que a la mitad del año 2007 se cubra la capacidad total.

#### 4.4.1 Generación de residuos sólidos

En México la generación de residuos sólidos varía de 0.68 a 1.33 kg /hab /día. Los valores inferiores corresponden a zonas en su mayoría rurales; los superiores representan la generación en zonas metropolitanas.

Generación anual por zonas geográficas

Zona	Generación per cápita (kg /hab /día)	Generación diaria (t)	Generación anual (t)
Centro	0.783	39,618	14,460,535
D. F.	1.329	11,467	4,185,464
Norte	0.891	16,949	6,186,454
Sur	0.679	8,328	3,039,721
Frontera norte	0.955	6,318	2,305,973
Nacional	0.851	85,680	30,178,148

Fuente: Federalismo y desarrollo, no. 62, abril-junio de 1998, BANOBRAS

#### 4.4.2 Composición del Bordo Poniente Etapa IV.

La composición de residuos sólidos en este relleno se describe en la siguiente tabla:

Residuo	Composición (%)	Residuo	Composición (%)
Abatelenguas	0.03	Papel bond	4.41
Algodón	1.3	Papel periódico	4.96
Cartón	6.68	Papel sanitario	5.89
Cuero	0.11	Pañal desechable	1.62
Envase de cartón	1.91	Placa radiológica	0.00
Fibra dura vegetal	0.69	Plástico de película	4.53
Fibra sintética	0.85	Plástico rígido	3.49
Gasa	0.05	Poliuretano	0.16
Hueso	0.27	Poliuretano expandido	0.58
Hule	0.37	Residuos alimenticios	37.7
Jeringa desechable	0.04	Residuos de jardinería	3.18
Latas	1.24	Toalla sanitaria	0.04
Loza y cerámica	0.3	Trapo	1.22
Madera	1.24	Vendas	0.01
Material para construcción	2.14	Vidrio de color	2.62
Material ferroso	2.56	Vidrio transparente	4.61
Material no ferroso	0.49	Residuo fino	1.71

De los resultados del proyecto anteriormente citado y del análisis de Banobras<sup>K</sup>, se obtuvo que el 65% de los residuos pueden ser biodegradados, que todos los residuos sólidos tienen una  $\rho = 1.586 \text{ ton/m}^3$  y un %H= 60%, y que la densidad de la biomasa es igual a  $1.031 \text{ ton/m}^3$ . Des estas mismas referencias se estim un  $\rho_{\text{BOIGAS}} = 1.0347 \text{ kg/m}^3$  y un  $\text{PM} = 24.763 \text{ g/mol}$ .

Basándose en las reacciones de biodegradación, la composición, densidad de los residuos sólidos biodegradables, características físico – químicas del biogas producido por este relleno y una eficiencia de captación de 75% (reportada por SIMEPRODE) se estima la siguiente tasa de formación de biogas:

<sup>K</sup> Secretaría de Desarrollo Urbano y Ecología. Programa Estatal de Control de Residuos Sólidos Municipales. Banco nacional de Obras y Servicios Públicos. México, Junio 1985.

Compuesto	% de conversión	Eficiencia de extracción 70% (m <sup>3</sup> )
Metano	65	3,989
Bióxido de carbono	29.5	656
Nitrógeno	2.7	95
Oxígeno	0.8	25
Hidrocarburos Aromáticos y Cíclicos	0.2	3
Hidrógeno	0.1	49
Ácido Sulfhídrico	1	29
Monóxido de Carbono	0.1	4
Trazas	0.5	16
Vapor de agua	0.1	205
Partículas sólidas	0.04	1

NOTA: Generada a partir de una base de 100 Toneladas de residuos sólidos

#### 4.4.3 Balance energético

El poder calorífico de biogas es función de la cantidad de metano y este oscila entre 33 – 38 MJ/m<sup>3</sup>, tomando en cuenta que este compuesto se encuentra en una concentración de 65% en el biogas, se estima un poder calorífico de 21.5 MJ/m<sup>3</sup>.

Para calcular los KWh producidos, se tomo en cuenta la eficiencia a conversión energética de 60% utilizando como tecnología de generación, Ciclo Combinado.

Estos datos nos dan la siguiente capacidad de la planta:

Vida Útil (años)	20
Área (ha)	256
Volumen de disposición (m <sup>3</sup> )	6,400 x 10 <sup>3</sup>
RSM (ton)	49,152 x 10 <sup>3</sup>
Metano (m <sup>3</sup> )	1,961 x 10 <sup>6</sup>
Energía Térmica (MJ)	68,621 x 10 <sup>6</sup>
Energía efectiva (MJ)	41,172 x 10 <sup>6</sup>
MJ/s ó MW	65

#### 4.5 Localización de la planta

##### 4.5.1 Macrolocalización

La selección de la localización de la planta se determinó basándose en la investigación de los estados de la Republica Mexicana con mayor problema de disposición de residuos sólidos municipales, así como por los estudios de estructura y composición más completos realizados a los rellenos sanitarios. Dicho estado es el D.F y áreas conurbanas.

### 4.5.2 Microlocalización

Por lo anterior y por sus características técnicas: tiempo de uso, área de disposición, servicio, análisis realizados y un aparente proyecto que regulariza la apertura y cierre controlado de diferentes secciones que ya fueron utilizadas para la disposición, se selecciono el relleno del Bordo Poniente Etapa IV.

El bordo se encuentra en el Estado de México en el antiguo lago de Texcoco Etapa IV con un área de 256 ha y sus coordenadas son 19°29'N y 98°58' W. El área más cercana habitada se encuentra a 2.2 km del limite oeste del sitio. El aeropuerto internacional de la Ciudad de México se encuentra a 10 km al sudoeste del sitio.

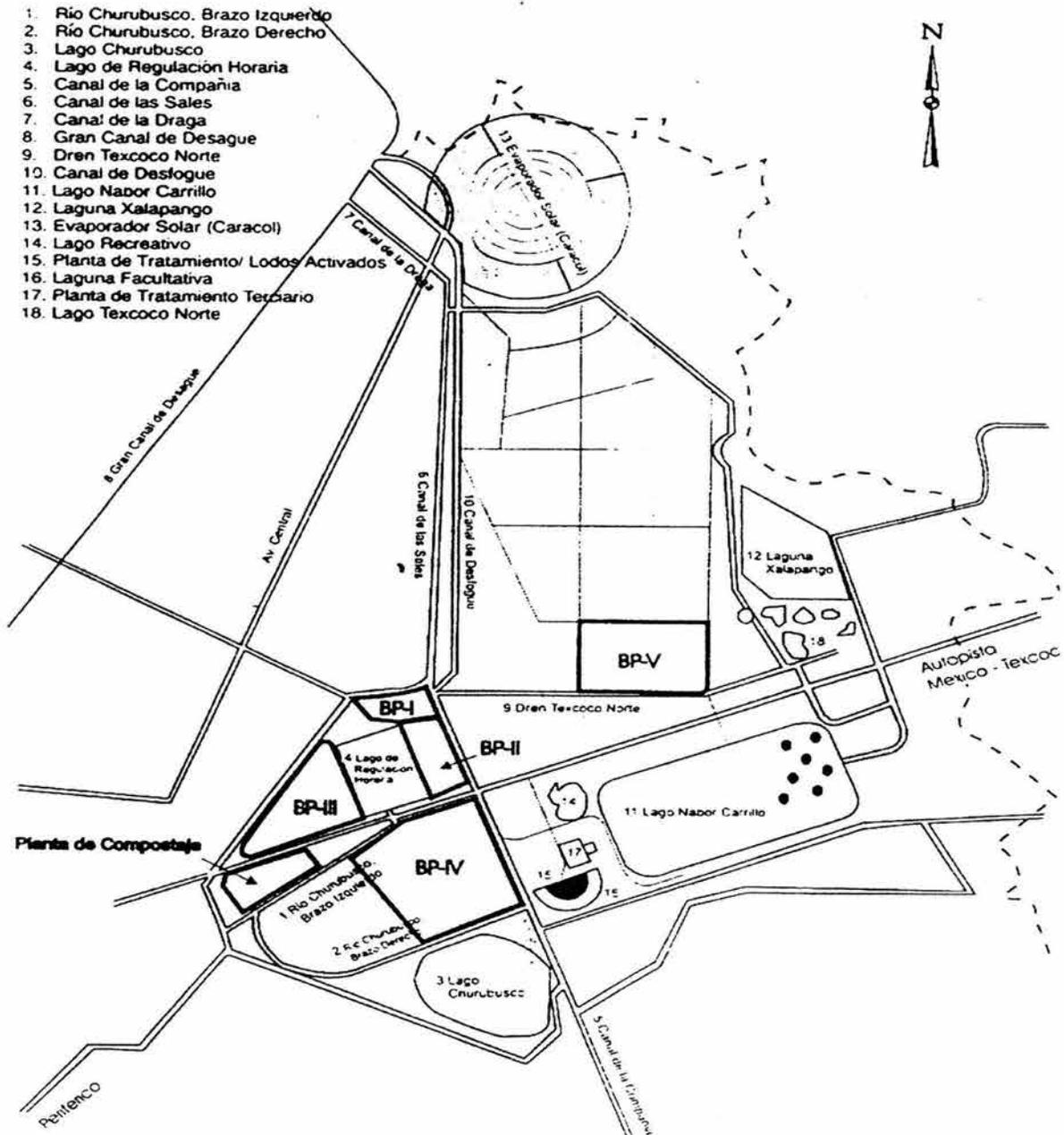


Figura 5. Localización del relleno sanitario bordo Poniente

## 4.5.2.1 Servicios del sitio

SERVICIOS GENERALES	
Energía eléctrica (kVA/ha)	300
Subestación eléctrica	NO
Red de gas	SI
Planta de tratamiento de agua	NO
Agua potable (L/s/ha)	2.8719
Drenaje Pluvial (L/s/ha)	2.9328
Drenaje sanitario (L/s/ha)	4.1882
Descargas industriales (L/s/ha)	NO
Espuela de ferrocarril	SI

URBANIZACIÓN	
Camino de acceso (m)	0
Guarnición (%)	100
Banquetas (%)	100
Pavimentación (%)	100
Alumbrado Público	SI
Nomenclatura de calles	SI
Señalización	SI
Mobiliario urbano	NO
Áreas verdes	NO

COMUNICACIONES Y TRANSPORTE	
Teléfonos (líneas /ha)	SI
Correos	SI
Telégrafos	SI
Comunicación vía satélite	NO
Transporte urbano	SI
Parada de autobús	SI

SERVICIOS DE APOYO	
Asociación de industriales	NO
Vigilancia	SI
Oficina de administración	SI
Sala de eventos especiales	NO
Mantenimiento	NO
Sistema contra incendio	NO
Estación de bomberos	NO
Gasolinera	NO
Guardería	NO
Servicios médicos	NO
Bancos	SI
Áreas recreativas	NO
Restaurantes	NO
Hoteles	NO
Área comercial	NO
Aduana interior	NO

DISTANCIA A DIFERENTES ZONAS	
Zona	Km
Habitacional	2.2
Aeropuerto internacional	10

## 5. BASES DE DISEÑO

### 5.1 Generalidades

#### 5.1.1 Función de la Planta

La planta tiene como función extraer y aprovechar el biogas generado del relleno sanitario del Bordo Poniente Etapa IV, en su transformación a electricidad.

El proceso de pretratamiento se llevara a cabo con el fin de eliminar principalmente H<sub>2</sub>S, condensados y partículas sólidas. En la generación de energía eléctrica se empleará a tecnología de ciclo combinado.

El proyecto consiste en el desarrollo de las Instalaciones: área de extracción, de pretratamiento de biogas, de generación de electricidad, de transmisión de voltaje, y en los servicios: área para el suministro y enfriamiento de agua.

El arreglo de la planta considera el óptimo uso del terreno y las instalaciones.

Basándose en la disponibilidad de los servicios y la filosofía de operación real, la capacidad de la planta puede cambiar.

Los edificios principales considerados para la planta son:

- Cuarto de maquinas
- Cuarto de Control
- Edificio Administrativo (Oficinas, mantenimiento y almacén)

#### 5.1.2 Tipo de Proceso

##### Extracción

El biogas será extraído por medio de tubos de polietileno de alta densidad, instalados cada 4,860 m<sup>2</sup>. Cada pozo será sellado con bentonita para evitar fugas y serán instalados alrededor de una capa de grava de 2 " para evitar la succión de partículas sólidas mayores a esta medida.

##### Pretratamiento

El pretratamiento se realizara con el fin de eliminar condensados y partículas sólidas, para ello se empleará la trampa de condensados y dos operaciones de separación uno que elimine partícula mayores de 5µm de diámetro y otro que elimine las menores a 5µm.

##### Generación de electricidad

Las centrales de ciclo combinado están integradas por dos tipos diferentes de unidades generadoras: turbogas y vapor. Una vez terminado el ciclo de generación en las unidades turbogas, los gases de escape poseen un importante contenido energético, el cual se manifiesta en su alta temperatura. En las centrales de ciclo combinado, esta energía se utiliza para calentar agua llevándola a la fase de vapor, que se aprovecha para generar energía eléctrica adicional, siguiendo un proceso semejante al de las plantas termoeléctricas convencionales.

Un esquema del proceso se presenta en la figura 6.

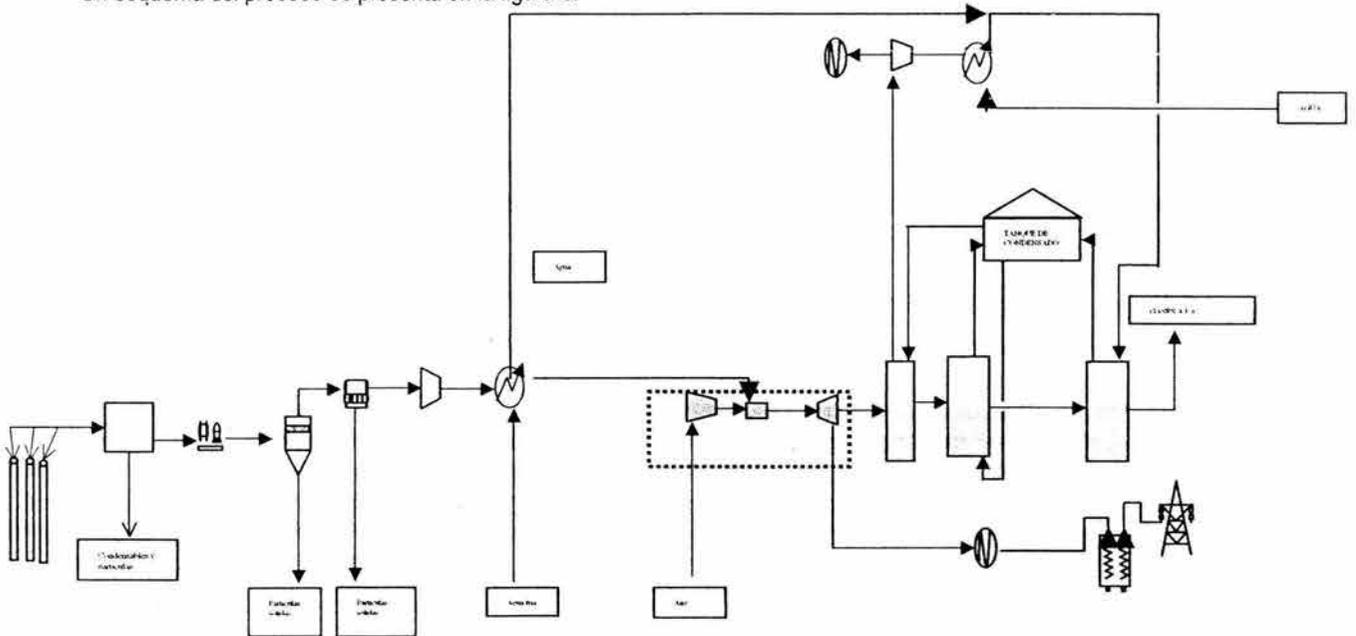


Figura 6. Esquema del proceso de pretratamiento de biogas y generación de energía eléctrica.

### 5.1.3 Idioma.

Toda la documentación será preparada en español, excepto toda aquella información que el proveedor suministre en otro idioma.

### 5.1.4 Unidades

Se utilizará el Sistema Internacional de medidas (SI). Las unidades aplicables son:

Variable	Unidad	Símbolo
Masa	Kilogramo	kg
Longitud	Metro	m
Tiempo	Segundo	s
Temperatura	Grado centígrado	°C
Cantidad de materia	Mol	mol
Flujo másico	Kilogramo por hora	kg/h
Flujo volumétrico	Metro cúbico por hora	m <sup>3</sup> /h
	Litro por segundo	l/s
Velocidad	Metro por segundo	m/s
Viscosidad dinámica	Centipoise	cP
Densidad	Kilogramo por metro cúbico	kg/m <sup>3</sup>
Coefficiente de transferencia de calor		kJ/h m °C
Presión		Kg/cm <sup>2</sup>
Calor	Joule	J
Potencia	Watt	W
Frecuencia	Hertz	Hz
Corriente eléctrica	Ampere	A
Voltaje	Volt	V
Conductividad	Microsiemen por centímetro	µS/cm
Angulo	Radian	rad

## 5.2 Capacidad, Rendimiento y Flexibilidad

### 5.2.1 Rendimiento de la Planta

El rendimiento de la planta dependerá en forma directa de la biodegradación de los compuestos orgánicos del relleno sanitario, y a su vez esta de la humedad y de las condiciones físico – químicas del medio. Por lo que se espera un ligero incremento en su producción en época de lluvias.

La central generadora de electricidad se diseñará para operar en un rango del 40 al 100% de carga; adicionalmente tendrá la capacidad de operar con la turbina de vapor fuera de servicio en condiciones anormales “bypasseando” el 100% del vapor hacia el condensador, operando sistemas auxiliares propios de la instalación.

### 5.2.2 Perfil típico de operación

	Ene-Abril	Mayo-Junio	Julio-Sept	Oct-Dic	Horas Anuales
Días Totales (365)	120	61	92	92	
Días fines de semana Festivos / Mantenimientos Programados	47	18	29	30	124 (ver Nota 1)
Días Efectivos	73	43	63	62	241
<b>Horas de Operación (Cond. Amb.)</b>					
Mínima Invierno	876			446	
Diseño Invierno	1049	172		702	
Promedio Anual	955	932	596	762	
Diseño Verano		344	1356	298	
Máxima de Verano			198		

Notas: Se consideran dos semanas programadas para mantenimiento entre enero y abril

### 5.2.3 Capacidad de la planta

	Energía Eléctrica (MW)
<b>CAPACIDAD MÍNIMA:</b>	32.5
<b>CAPACIDAD NORMAL:</b>	65
<b>CAPACIDAD NOMINAL:</b>	65
<b>CAPACIDAD DISEÑO:</b>	75

### 5.2.4 Flexibilidad bajo condiciones anormales

#### 5.2.4.1 Falla de electricidad

La planta necesita el suministro de energía eléctrica para el arranque.

#### 5.2.4.2 Falla de aire de proceso

La Planta no operará a falla de aire de proceso, ya que es necesario para que se lleve a cabo la reacción de combustión en la turbina de gas.

#### 5.2.4.3 Falla de agua de enfriamiento

La Planta no operará a falla de agua de enfriamiento, porque es necesario para el enfriamiento del gas a la salida del compresor de la línea de pretratamiento. Así como también en el condensador de vapor del ciclo combinado.

#### 5.2.4.5 Flexibilidad de operación a diferentes cargas

La Planta operará con las diferentes cargas delimitadas en el punto 5.2.3

#### 5.2.4.6 Previsiones para ampliaciones futuras

No se proveen expansiones futuras.

#### 5.2.4.7 Flexibilidad de operación a diferentes condiciones

Estas condiciones se mencionan en el punto 5.2.3.

### 5.3 Filosofía de Operación.

La capacidad de generación de energía eléctrica será suministrada mediante la central de ciclo combinado. Normalmente, la planta operará a carga base, aunque la planta podrá operar a distintos porcentajes de carga. Estos eventos son transitorios y no se consideran como operación normal; para ello, la turbina de gas y la turbina de vapor, disminuirán sus capacidades, operando a la misma velocidad.

#### 5.3.1 Arranque y paro Normal

Las instalaciones tomarán energía eléctrica de la red de la CFE para el arranque. En caso de un rechazo de carga, la central deberá tener la capacidad para mantener sus auxiliares en forma independiente del tiempo necesario para mantener la disponibilidad de la central (operación en vacío).

Las Instalaciones serán diseñadas para efectuar los arranques automáticos en caliente, en tibio y en frío.

Arranque frío. Arranque con más de 96 horas de paro continuo.

Arranque tibio. Arranque con más de 10 horas pero menos de 96 horas de paro continuo.

Arranque en caliente. Arranque con menos de 10 horas de paro continuo.

#### 5.3.2 Paros

La planta tendrá paro ordenado por las siguientes causas:

- Falla de suministro de combustible.
- Falla de aire de instrumentos.
- Falla de agua de enfriamiento.
- Rechazos de carga.

## 5.4 Filosofía de Control

El control y la supervisión de las Instalaciones se realizarán en el cuarto de control central, desde donde los turbogeneradores serán operados y sincronizados, hasta dejarlos disponibles para los requerimientos de carga.

El diseño asegurará que los arranques y toma de carga sean realizada en forma confiable a lo largo de su vida útil. Las Instalaciones operarán en los siguientes estados estables y condiciones transitorias de operación:

Se operará bajo control automático por períodos sostenidos a todas las cargas arriba de un mínimo controlable.

Los controles automáticos deben ajustar las rampas para el arranque y toma de carga, según los modos de arranque de la Central.

Las Instalaciones estarán diseñadas para operar en vacío en forma continua y sin limitaciones, es decir mantener con cargas sus propios auxiliares sin estar sincronizada a la red eléctrica.

Los turbogeneradores estarán diseñados para soportar rechazos totales de carga sin disparó alguno y para permanecer operando en forma continua y sin limitaciones, sus propios auxiliares, para la inmediata sincronización al sistema.

Cada turbogenerador incluirá un sistema gobernador cuyas características puedan fácilmente ajustarse a cualquier cambio en el régimen de operación que pueda presentarse durante la vida de la Central.

## 5.5 Especificaciones de Alimentaciones

### 5.5.1 Biogas a la entrada del Ciclo Combinado

Flujo de Entrada kg/hr		17,568
Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	Máxima	9.2
	Mínima	6.9
Temperatura (°C)	Máxima	40
	Normal	35
	Mínima	30

#### Composición

Metano	65%
Bióxido de carbono	29.5%
Nitrógeno	2.7%
Oxígeno	0.8%
Hidrocarburos Aromáticos y Cíclicos	0.02%
Hidrógeno	0.1%
Ácido Sulfhídrico	trazas
Monóxido de Carbono	0.1%
Trazas	0
Vapor de agua	0
Partículas sólidas	Trazas
Peso Molecular (g/mol)	24.763
Valor calorífico promedio (MJ/m <sup>3</sup> )	21.5
Constante de los gases (K = Cp/Cv)	1.2195

### 5.5.2 Aire de proceso

El aire de proceso debe ser libre de partículas que sean corrosivas para los equipos.

Constará de un sistema de filtrado y compresión, además:

- Proveerá la cantidad suficiente de aire.
- Proveer la calidad de aire requerida en el proceso y el mantenimiento y pruebas necesarias al sistema de aire.

### 5.5.3 Aire de instrumentos

- El gas se debe de secar en la salida por debajo de 10°C, la presión del punto de rocío no debe de exceder 4 °C en la línea de presión.
- El tamaño de partícula debe tener un tamaño máximo de 40 µm.
- El contenido de lubricantes debe ser lo más cercano a cero ó 1 ppm.
- El aire de instrumentos debe ser libre de contaminantes corrosivos o gases peligrosos.

## 5.6 Efluentes

### 5.6.1 Efluentes líquidos

A planta de tratamiento de aguas residuales.

### 5.6.2 Efluentes Gaseosos

EFLUENTE	FLUJO (kg/h)	TEMPERATURA	PRESIÓN	COMPOSICIÓN	DESTINO
Gases de combustión	18,000	100 °C	Aprox. Atmosférica	CO <sub>2</sub> : 50% CO: 15% SO <sub>2</sub> : 1% NO <sub>x</sub> : 2% HC: 3% H <sub>2</sub> O: 28% PTS*: 1%	Atmósfera

\* Partículas suspendidas en el aire

NOTA: La composición real de los gases es difícil de cuantificar, sin embargo, la planta contará con un sistema de monitoreo para el gas de combustión, con el fin de cumplir con las normas aplicables.

### 5.6.3 Efluentes Sólidos

No se consideran efluentes sólidos.

## 5.7 Normatividad

NORMA O CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
NOM-022-SSA1-1993	Criterio para evaluar la calidad del aire, bióxido de azufre (SO <sub>2</sub> ), valor permisible para la concentración de bióxido de azufre en el aire ambiente como medida de protección a la salud de la población.
NOM-023-SSA1-1993	Criterio para evaluar la calidad del aire, bióxido de nitrógeno (NO <sub>2</sub> ), valor permisible para la concentración de bióxido de nitrógeno en el aire ambiente, como medida de protección a la salud de la población.
NOM-024-SSA1-1993	Criterio para evaluar la calidad del aire, partículas suspendidas totales (PTS) valor permisible para la concentración de partículas suspendidas totales en el aire ambiente, como medida de protección a la salud de la población.
NOM-025-SSA1-1993	Criterio para evaluar la calidad de aire, partículas menores de 10 micras (PM <sub>10</sub> ) valor permisible para la concentración de partículas menores de 10 micras en el aire ambiente, como medida de protección a la salud de la población.
NOM-034-ECOL-1996	Establece los métodos de medición para determinar la concentración de monóxido de carbono en el aire ambiente y los procedimientos para la calibración de los equipos de medición.
NOM-035-ECOL-1996	Establece los métodos de medición para determinar la concentración de partículas suspendidas totales en el aire ambiente y el procedimiento para la calibración de los equipos de medición.
NOM-037-ECOL-1996	Establece los métodos de medición para determinar la concentración de bióxido de nitrógeno en el aire ambiente y los procedimientos para la calibración de los equipos de medición.
NOM-0038-ECOL-1996	Establece los métodos de medición para determinar la concentración de bióxido de azufre en el aire ambiente y los procedimientos para la calibración de los equipos de medición.
NOM-052-ECOL-1996	Establece las características de los residuos peligrosos, el listado de los mismos y los límites que hacen a un residuo peligroso por su toxicidad al ambiente.
NOM-085-ECOL-1994	Contaminación atmosférica, para fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones, que establece niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales (PST), bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno y los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión, así como los niveles máximos permisibles de emisión de bióxido de azufre en los equipos de calentamiento directo por combustión.
NOM-113-ECOL-1998	Establece las especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de subestaciones eléctricas de potencia o de distribución que se pretenden ubicar en áreas urbanas, suburbanas, rurales, agropecuarias, industriales, de equipamiento urbano o de servicios turísticos.

## 5.8 Capacidad de Almacenamiento

No aplica.

## 5.9 Servicios Auxiliares

### 5.9.1 Calidad del agua requerida para el HRSG

Componente	Ppm Máximas
Cloro	3
Cobre	2
Hierro	10
Silíce	10
Sodio	5
Sulfato	3
No-Volátiles	100
Volátiles	Cero
Oxígeno	5-15 ppm
PH	6.5 – 8.3

### 5.9.2 Calidad del agua requerida para el Enfriador Evaporativo

Componente	PPM + 10 %
Carbonato de Calcio	50-150
Alcalinidad total ( CaCO <sub>3</sub> )	50-150
Cloros	< 40
Silica (SiO)	< 150
Hierro (Fe) total	< 0.2
Vanadio	< 1.0
Plomo (Pb)	< 1.0
Aceite y grasa	< 2.0
Total sólidos disueltos	< 500
Sólidos suspendidos	< 5
PH	6.5 – 8.3

### 5.9.3 Agua Potable

Suministrada en garrafrones

### 5.9.4 Agua Contra Incendio

Suministro:	Cabezal Independiente de otra red
Presión de suministro:	9.98 kg/cm <sup>2</sup>
Disponibilidad:	La que se requiera

### 5.9.5 Agua de Servicios y Usos Sanitarios

Suministro:	Cabezal Independiente de otra red
Presión de suministro:	3.022 kg/cm <sup>2</sup>
Temperatura de suministro:	22 °C
Disponibilidad:	La que se requiera

### 5.9.6 Enfriamiento de corrientes

El enfriamiento de las corrientes de proceso se hará mediante el sistema de enfriamiento.

### 5.9.7 Especificación Adicional de los Servicios

La central tendrá disponibles las siguientes condiciones de operación en los servicios:

Servicio	Temperatura Operación (°C)	Presión Operación (Kg/cm <sup>2</sup> )
Aire Instrumentos	15	7.39
Aire Planta	15	6.92
Agua de Servicio	15	3.44
Agua Contra incendio	15	8.71

### 5.9.8 Energía Eléctrica

La energía Eléctrica en la central tendrá las siguientes características para servicio interno de la central:

Servicio	Voltaje Nominal	Voltaje	No Fases	Freq.(Hz)
Tamaño Nominal				
< 0.75 Hp	120	115	1	60
> 250 Hp	480	460/440	3	60
250 + Hp	4160	4000	3	60
Motor Corriente Directa	125	120	-	
Instrumentos Corriente Alterna	120		1	60
Instrumentos Corriente Directa	220		-	
Alumbrado	120/240		1	60

### 5.9.9 Drenajes

Se contará con los siguientes tipos de drenajes:

Pluvial: Integrado a la red local  
 Aceitoso: Integrado a la red local  
 Sanitario: Integrado a la red local

### 5.9.10 Teléfonos

Serán proveídos por Telmex.

### 5.10 Normatividad de Seguridad

NORMA	DESCRIPCIÓN
NFPA No. 13	Instalaciones de sistemas rociadores (aspersores).
NFPA No. 14	Instalación de monitores y mangueras.
NFPA No. 20	Instalación de bombas centrífugas para bombas contra incendios.
NFPA No. 30	Código de clasificación de líquidos inflamables y combustibles.
NOM-008-STPS-1993	Relativa a las condiciones de seguridad e higiene para la producción, almacenamiento, y manejo de material explosivo.
NOM-009-STPS-1993	Relativa a las condiciones de seguridad e higiene para el almacenamiento, transporte y manejo de sustancias corrosivas, irritantes y tóxicas en los centros de trabajo.

### 5.11 Condiciones Climatológicas

Temperatura (°C)	Máxima Anual	18.7
	Media Anual	16.5
	Mínima Anual	5.9
Precipitación Pluvial (mm)	Media Anual	80
Humedad Relativa (%)	Mínima	57.6
	Máxima	56.5
	Promedio	55.4
Presión (Kg/cm <sup>2</sup> )	Mínima	0.717
	Máxima	0.8763
	Promedio	0.7966

## 5.12 Localización de la Planta

### 5.12.1 Ubicación geográfica

<b>Coordenadas geográficas:</b>	Latitud Norte: 19° 29' Longitud Oeste: 98° 58'
<b>Ubicación:</b>	Antiguo Lago de Texcoco
<b>Altura sobre el nivel del mar:</b>	2,240 a 2,390 m

### 5.12.2 Información del Terreno

**HIDROGRAFÍA.** Posee los lagos de: Churubusco, Nabor Carrillo Xalapango, Lago recreativo y el Lago Texcoco Norte; .

**CLIMA.** Clima seco-templado con una temperatura que fluctúa de los 10 a los 25°C. El mes más caluroso es Mayo con una temperatura mínima de 12°C y máxima de 26°C, mientras que el mes mas frío es el mes de Enero, con una temperatura mínima de 6°C y máxima de 19°C

**OROGRAFÍA.** El valle de México y sus alrededores tienen una cadena montañosa de alrededor de 3000 m de altitud, llamada sierra de Chichinautzin, en la frontera de D.F y el estado de Morelos. Otra área montañosa es la sierra de Monte alto que se encuentra hacia el oeste del D.F. Existen otras dos áreas montañosas de menor escala: sierra de Santa Catarina y sierra de Guadalupe

## 5.13 Bases de Diseño Eléctrico

### 5.13.1 Código para Clasificación de Áreas

El código para la clasificación de áreas está contenido en la norma A-VIII-29 de PEMEX.

### 5.13.2 Resistividad Eléctrica del Terreno

Determinada por otros.

### 5.13.3 Características de la Alimentación a Motores

La acometida de la alimentación será subterránea, de acuerdo a las condiciones de los equipos que los requieran.

### 5.13.4 Corriente para alumbrado

Alumbrado público con luminarias de vapor de sodio de encendido automático con fotoceldas.

### 5.13.5 Corriente para Instrumentos de Control

Volts: 127  
Fases: 1

### 5.13.6 Distribución de corriente dentro de L.B.

La acometida de esta corriente dentro de límite de batería será subterránea.

### 5.14 Bases de Diseño para Tuberías

Tipo de soportes: De concreto  
 Requerimientos especiales de altura de soportes: En estudio

Se permite el uso de trincheras en caso de que sea estrictamente necesario.

### 5.15 Bases de Diseño Civil

#### 5.15.1 Solicitaciones por Viento y Sismo

Se acepta el manual de diseño de obras civiles de la C.F.E. para vientos y sismos.

#### 5.15.2 Nivel de Piso Terminado

Se determinará en el transcurso del proyecto.

#### 5.15.3 Nivel freático

El estudio de Mecánica de Suelos será proporcionado por otros.

#### 5.15.4 Tipo de Edificios o Construcciones que se desean dentro de L.B.

Cuarto de Control de Instrumentos	Sí
Cuarto de Control Eléctrico	Sí
Oficinas	Sí
Sanitarios	Sí
Almacenes	Sí
Otros	No

### 5.16 Bases de Diseño para Instrumentos

#### 5.16.1 Tablero de control

No gráfico \_\_\_\_\_ Semigráfico \_\_\_\_\_ Gráfico  X   
 Consola \_\_\_\_\_ Gabinete \_\_\_\_\_ Otro \_\_\_\_\_

#### 5.16.2 Instrumentación

Electrónica  X  Neumática \_\_\_\_\_  
 Analógica \_\_\_\_\_ Tubo sencillo \_\_\_\_\_  
 Digital \_\_\_\_\_ Multitubo \_\_\_\_\_

#### 5.16.3 Sistema métrico empleado por los Instrumentos

La instrumentación operará bajo el sistema Internacional e Inglés.

**5.17 Normas, Códigos y Especificaciones**

	<b>NORMA APLICABLE</b>
Recipientes a presión	ASME, ANSI, API
Tubería	ASME
Electricidad	IEC, NEMA, NEC, PEMEX
Ruido	STPS, SEMARNAT
Contaminación	SEMARNAT
Seguridad	EPA, NFPA, SEMARNAT
Cambiadores	TEMA, ASME, ANSI
Bombas	API

## 6. CRITERIOS DE DISEÑO

### 6.1 Generalidades

En este documento se indican todos aquellos criterios de diseño que serán aplicados en el desarrollo del proceso, los cuales están apegados a lo establecido en las Bases de Diseño.

El fin de este documento es el de informar los lineamientos generales y específicos que se deberán considerar para el desarrollo de la ingeniería Básica. Para poder establecer todos los pasos que requiere el proceso o bien para hacer el pre - dimensionamiento de algún equipo, antes de seguir la etapa de cálculos rigurosos, es conveniente seguir una serie de reglas heurísticas.

Este documento se divide en tres partes:

- Criterios básicos de diseño del proceso.
- Criterios de diseño de equipos.
- Criterios generales.

En la primera parte se mencionan los lineamientos inherentes al proceso, desde cargas o alimentaciones hasta la integración con otras Plantas, en la segunda parte, que generalmente se analiza por secciones, se presentan todos aquellos lineamientos que serán utilizados para el diseño de los equipos y una tercera parte donde se incluyen algunos criterios generales.

### 6.2 Criterios Básicos de Diseño del Proceso.

#### 6.2.1 Cargas o Alimentaciones.

La alimentación será únicamente biogas pre -tratado, sin embargo en la central podrá emplearse gas natural.

#### 6.2.2 Operación de la Planta con diversas alternativas

Esta Planta tendrá la flexibilidad de manjar biogas o gas natural.

#### 6.2.3 Criterios de Sobrediseño.

Para el diseño de los equipos se considera un 15% de sobre diseño.

#### 6.2.4 Previsión para ampliaciones futuras.

No se prevén ampliaciones futuras.

#### 6.2.5 Criterios para diversas condiciones de operación.

La Planta operará sólo en las condiciones especificadas en las Bases de Diseño.

#### 6.2.6 Criterios para prever interconexión con otras Plantas.

Sólo se deberán considerar las interconexiones correspondientes para el suministro de Servicios Auxiliares.

### 6.2.7 Criterios económicos especiales

- La proyección del análisis económico deberá hacerse a 10 años.
- Se considera una tasa de interés del 7%.
- Para la estimación económica se consideran los siguientes costos de servicios:

<b>COSTO DE SERVICIOS</b>	
ENERGÍA ELÉCTRICA	Autosuficiente
AGUA DE SERVICIOS	La que aplique el Gobierno del Estado de México.

- Los estimados reportados en la evaluación económica, son dependientes en forma directa de la cantidad de residuos sólidos municipales y de su tasa biodegradación, en la que se estima que después del año 2013, se presente decrecimiento en la producción biogas.

### 6.2.8 Requerimientos de integración y/o interconexión con otras unidades existentes

Sólo se deberán considerar las interconexiones correspondientes para el suministro de Servicios Auxiliares.

### 6.2.9 Criterios de selección del tipo de proceso

De las diferentes formas de generar energía eléctrica se ha seleccionado el Ciclo Combinado debido a que presenta una gran ventaja sobre las Centrales de Generación de Energía Eléctrica existentes en nuestro país. Dicha ventaja es la alta eficiencia térmica que presentan los ciclos combinados (mayor del 70%) comparada con la eficiencia promedio reportada por la Comisión Federal de Electricidad para la generación de energía de eléctrica en el país (33%). Esta ventaja se refleja principalmente al considerar los aspectos económicos de la ejecución de un proyecto de este tipo: una mayor eficiencia representa un ahorro sustancial en términos de la cantidad de potencia generada por unidad de energía suministrada como combustible.

Otras características son:

- Mayor rendimiento
- Alta disponibilidad de funcionamiento, sin problemas durante 6,500-7,500 horas equivalentes al año.
- Al poseer dos ciclos puede operar con un rango de potencia más variable que las centrales de un ciclo.
- La falla o manutención del ciclo de vapor no imposibilita la operación del ciclo de turbinas de gas, lo que aumenta la disponibilidad, aunque la potencia en dicho caso es menor.

El ciclo consiste en aprovechar el calor de los gases de combustión de la turbina de gas para generar vapor en la caldera de recuperación (HRSG). Este vapor se genera a condiciones tales, que puede ser aprovechado en la turbina de vapor, tipo condensante, para producir energía eléctrica, estableciendo un ciclo cerrado de generación denominado ciclo "Rankine" o "bottom cycle".

El gas previamente será pretratado con la finalidad de eliminar condensados y partículas sólidas que contribuyan en disminuir la eficiencia de los equipos.

### 6.3 Criterios de Diseño de Equipos

#### 6.3.1 General.

El diseño y dimensionamiento de los sistemas, equipos y tuberías relacionadas con la turbina de gas deben de cumplir con las condiciones normales de operación y la base para adicionar márgenes requeridos por las guías de diseño o códigos, así como el análisis de condiciones transitorias o anormales de operación que influyan en el diseño.

Asimismo, los componentes mencionados, deberán ser diseñados para asegurar una operación continua y satisfactoria bajo cualquier condición climatológica del sitio.

#### 6.3.2 Tuberías.

La tubería se dimensionará tomando como guía las velocidades recomendadas en la siguiente tabla, las cuales no deberán excederse en más del 10%. Para tuberías principales que llevan líquidos, la velocidad no deberá exceder 2.5 m/s.

Rangos de Caída de Presión y Velocidad Recomendada

Carga	Caída de Presión (Kg/cm <sup>2</sup> /100 m)	Velocidad (m/s)
Líquidos		
Líquidos en equilibrio a la succión de una bomba	(0.011 - 0.056)	(0.3 - 1.2)
Líquidos Subenfriados a la succión de una bomba	(0.04 - 0.23)	(0.3 - 2.4)
Agua de Enfriamiento a la succión de una bomba	(0.04 - 0.23)	(0.3 - 2.4)
Líquidos en equilibrio a la descarga de una bomba	(0.22 - 0.90)	(1.5 - 4.5)
Líquidos Subenfriados a la descarga de una bomba	(0.22 - 0.90)	(1.5 - 4.5)
Agua de Enfriamiento a la descarga de una bomba	(0.11 - 0.45)	(1.5 - 4.5)
Gases		
A presión atmosférica o superior	(0.02 - 0.45)	--
A Vacío	(0.004 - 0.11)	--
A sobrepresión	--	(76 max)
Vapor		
En cabezales a presión arriba de 3.4 Kg/cm <sup>2</sup>	(0.11 - 0.34)	Máximo 9.1 m/seg por cada pulgada de diámetro de tubería entre 3" y 6"; o 61 m/seg para vapor saturado y 76 m/seg para vapor sobrecalentado en diámetros mayores a 6".
En disparos a presión arriba de 3.4 Kg/cm <sup>2</sup>	(0.34 - 0.90)	
En cabezales a presión abajo de 3.4 Kg/cm <sup>2</sup>	0.056 - 0.11	
En disparos a presión abajo de 3.4 Kg/cm <sup>2</sup>	0.11 - 0.34	

Flujo de diseño: 1.1 veces el flujo normal.

Temperatura de diseño: De acuerdo al ANSI B31.1, última edición

#### 6.3.3 Aislamiento.

Se considera alta temperatura arriba de 35°C y baja temperatura menor a 35°C

El aislamiento es obligatorio hasta 2.15 m y 0.9 m por debajo de pasillos, plataformas y otras áreas de tráfico de personal.

Los materiales no deben sufrir deterioro, cuando el material se aplique por baja temperatura este no debe absorber humedad, por la condensación generada por la temperatura.

Algunos materiales a usar son: Silicato de calcio hasta 600°C y Lana mineral 250°C

### 6.3.4 Sopladores

#### 6.3.4.1 General

"Ventiladores", máquinas centrífugas que generan presiones hasta 80" de H<sub>2</sub>O y los ventiladores axiales de veleta que generan presiones hasta 25" de H<sub>2</sub>O. Un ventilador produce una presión máxima 12.25" de H<sub>2</sub>O.

"Sopladores" máquinas centrífugas que producen hasta 5 psi, o máquinas positivas de desalojamiento que manejan hasta 20 psig.

Sopladores centrífugos de presión o máquinas positivas de desalojamiento se consideran "compresores" y los sopladores centrífugos con una velocidad arriba de 500 ft/s.

#### 6.3.4.2 Sopladores centrífugos

Producen menos de 5 psig de presión. Esta Norma debería considerarse un documento de referencia, no una especificación.

Las ruedas del soplador deben ser estáticamente y dinámicamente equilibradas.

#### 6.3.4.3 Criterios

Las curvas de desempeño del fabricante son con base a las condiciones estándar, es decir aire a 14.7 psia y 70°F.

Accesorios y componentes de soplador se diseñarán para resistir todas las cargas y los cambios rápidos de carga.

Los sopladores de proceso incluirán como instrumentación Indicadores de presión y temperatura, así como interruptores diferenciales de presión

Los sopladores críticos pueden requerir también sensores de vibración y temperatura.

### 6.3.5 Compresores

El Vendedor se responsabilizará con la coordinación de todos suministros y para garantías totales que relacionan la compatibilidad mecánica y eléctrica de equipo, incluyendo el funcionamiento apropiado de instrumentación, válvulas de control, e interacción del sistema total.

El equipo, incluyendo auxiliares debe ser apropiado para las condiciones activas especificadas; se diseñará y se construirá para un servicio mínimo de 20 años y por lo menos 3 años de operación continua

Todo el equipo se diseñará para permitir mantenimiento rápido y económico.

El máximo de velocidad a la que opera cualquier compresor es de por lo menos 20% más adelante la velocidad crítica.

Los materiales de construcción serán de norma del vendedor para las condiciones activas especificadas a menos que se cambie la especificación. La metalurgia de todos los componentes importantes se identificará en las hojas de datos o en la cotización del vendedor.

### 6.3.6 Bombas

Todos los equipos de bombeo deberán ser accionados por motor eléctrico.

Las bombas tendrán que ser de acero inoxidable y de hierro con alto contenido de silicio debido a la alta corrosividad que se tiene en el proceso.

Las características del tipo de bomba serán dadas por el proveedor.

La coraza de las bombas será del mismo tipo de material que el de la flecha.

El fabricante proporcionará el número de dibujos, especificaciones, lista de partes, partes de repuesto recomendadas, manuales de operación, instalación, mantenimiento y curvas de operación del equipo.

El fabricante proporcionará el número de dibujos indicados en la lista de materiales de referencia, dentro del tiempo indicado en la misma.

El fabricante proporcionará para cada equipo su placa de identificación, conteniendo el No. de pedido, clave del equipo, modelo, capacidad y consumo de energía.

El fabricante deberá cumplir con estas especificaciones lo cual no lo releva de su responsabilidad en el suministro del equipo y accesorios propuestos en su diseño, garantizando ampliamente el buen funcionamiento y operación de los mismos.

### 6.3.7 Tanques

Los recipientes a presión se diseñan con una presión mayor en 10% o de 10 – 25 psi (lo que sea mayor), que la presión de operación. [Anaya, 1993]

Selección del tipo de cabezas para recipientes:

Tipo de cabeza	Diámetro	Rango de presión
Toriesféricas	D<15 ft	P< 100 psig
Elipsoidales	D<15 ft	100 psig <P< 450 psig
Hemisféricas	D<15 ft	P> 450 psig
	D>15 ft	P< 450 psig

Fuente: Álvarez Fuster C.; Diseño de equipo, Tanques y Recipientes; cuaderno de Postgrado No.25.

La relación L/D de todos los recipientes de proceso deben estar dentro del rango  $1 < D < 5$ , y mientras más cercana este del punto medio (3), mejor.

El nivel normal se considerará al 60% entre el nivel mínimo y el nivel máximo.

El nivel máximo se localizará al 90% de la capacidad total del recipiente, lo que en recipientes horizontales corresponde aproximadamente a  $0.85 D$  y en recipientes verticales a  $0.09 L$ ; si  $D - 0.85 D$  o  $L - 0.9L$  son menores de 230 mm, se tomará este último valor.

El nivel mínimo será siempre de 152 mm.

Cuando se instale alarma por alto nivel, esta se colocará al 80% entre el nivel mínimo y el nivel máximo

Cuando se instale alarma por bajo nivel, esta se colocará al 25% entre el nivel mínimo y el nivel máximo

El diseño de estos equipos deberá considerar un vacío total. [Álvarez, 1995]

### 6.3.8 Separador líquido – vapor

- El criterio principal es la velocidad de la fase vapor calculada por la ecuación de Souders – Brown
- Cuando se usa malla separadora la velocidad entra dentro del 30 al 100% de la velocidad permitida.
- Se emplean separadores horizontales cuando hay que separar más de dos líquidos del gas.
- El diámetro del tanque se diseña de acuerdo a los criterios con los que se diseñaron los tanques.

### 6.3.9 Separador de sólidos ciclón

Los ciclones se usan para controlar MP, principalmente MP de diámetro aerodinámico mayor de 10 µm. Hay sin embargo, ciclones de alta eficiencia, diseñados para ser efectivos con MP de diámetro aerodinámico menor o igual a 10µm y menor o igual a 2.5 µm (MP<sub>10</sub> y MP<sub>2.5</sub>). Aunque pueden usarse los ciclones para recolectar partículas mayores de 200µm, las cámaras de asentamiento por gravedad o los simples separadores por impulso (momentum), son normalmente satisfactorios y menos expuestos a la abrasión. [Wark, 1981; Perry, 1984]

La eficiencia de colección de los ciclones varía en función del tamaño de la partícula y del diseño del ciclón.

Aumenta	Disminuye con los aumentos en:
Tamaño de partícula y/o la densidad,	Viscosidad del gas
Velocidad en el conducto de entrada	Diámetro del cuerpo
Número de revoluciones del gas en el ciclón	Diámetro de la salida del gas
Longitud del cuerpo del ciclón	Área del conducto de entrada del gas
Proporción del diámetro del cuerpo del ciclón al diámetro del conducto de salida del gas	Densidad del gas
Carga de polvo	Escape de aire en el conducto de salida del polvo
Pulimento de la superficie de la pared interior del ciclón	

El rango de eficiencia de control de los ciclones individuales convencionales se estima que es de 70 a 90% para MP; de 30 a 90% para MP<sub>10</sub> y de 0 a 40% para MP<sub>2.5</sub>. Los ciclones individuales de alta eficiencia están diseñados para alcanzar mayor control de las partículas pequeñas que los ciclones convencionales. De acuerdo con Cooper (1994), los ciclones individuales de alta eficiencia pueden remover partículas de 5µm con eficiencias hasta del 90%, pudiendo alcanzar mayores eficiencias con partículas más grandes. Los rangos de eficiencia de control de los ciclones individuales de alta eficiencia son de 80 a 99% para MP; de 60 a 95% para MP<sub>10</sub> y de 20 a 70% para MP<sub>2.5</sub>. Los ciclones de alta eficiencia tienen mayores caídas de presión, lo cual requiere de mayores costos de energía para mover el gas sucio a través del ciclón. Por lo general, el diseño del ciclón está determinado por una limitación especificada de caída de presión, en lugar de cumplir con alguna eficiencia de control especificada [Andriola, 1999; Perry, 1994]. De acuerdo con Vatauvuk (1990), los ciclones de alta capacidad están garantizados solamente para remover partículas mayores de 20µm, aunque en cierto grado ocurra la colección de partículas más pequeñas. Los rangos de eficiencia de control de los ciclones de alta capacidad son de 80 a 99% para MP; de 10 a 40 % para MP<sub>10</sub> y de 0 a 10 % para MP<sub>2.5</sub>. Se ha reportado que los multi-ciclones han alcanzado eficiencias de recolección de 80 a 95 % para partículas de 5µm. [EPA, 1998]

Características de la Corriente de Emisión:

**Flujo de aire:** Las velocidades típicas del flujo de gas para unidades de un solo ciclón son de 0.5 a 12 m<sup>3</sup>/seg a condiciones estándares (1,060 a 25,400 pies cúbicos por minuto a condiciones estándares (standard cubic foot per minute (scfm)). Los flujos en la parte alta de este rango y mayores (hasta aproximadamente 50 m<sup>3</sup>/s o 106,000 scfm), utilizan ciclones múltiples en paralelo. [Cooper, 1994]. Hay unidades de un solo ciclón que se emplean en aplicaciones especializadas, las cuales tienen flujos desde 0.0005 m<sup>3</sup>/seg (1.1 scfm) hasta 30 m<sup>3</sup>/seg (63,500 scfm) aproximadamente. [Wark, 1981; Andriola, 1999]

**Temperatura:** Las temperaturas del gas de entrada, están limitadas únicamente por los materiales de construcción de los ciclones y han sido operados a temperaturas tan altas como 540°C (1,000°F) [Wark, 1981; Perry, 1994].

**Carga de Contaminantes:** Las cargas típicas de contaminantes en el gas van de 2.3 a 230 g/m<sup>3</sup>, (1.0 a 100 g/ft<sup>3</sup> a condiciones estándares (gr/scf)) [Wark, 1981]. En aplicaciones especializadas, estas cargas pueden ser tan altas como 16,000 g/m<sup>3</sup> (7,000 gr/scf) y tan bajas como 1 g/m<sup>3</sup> (0.44 gr/scf) [Avallone, 1996; Andriola, 1999].

**Otras Consideraciones:** Los ciclones trabajan más eficientemente con cargas de contaminantes más altas, siempre y cuando no se obstruyan. Generalmente, las cargas más altas de contaminantes se asocian a diseños para flujos más altos. [Andriola, 1999]

La caída de presión es un parámetro importante, ya que tiene relación con los costos de operación y la eficiencia de control. Para un ciclón determinado, se pueden obtener mayores eficiencias de control con velocidades de entrada más altas, pero esto también incrementa la caída de presión. En general, 18.3 m/seg (60 ft/seg), es considerada la mejor velocidad de operación. Los rangos comunes de caídas de presión para los ciclones son de 0.5 a 1 KPa (2 a 4" de H<sub>2</sub>O), para unidades de baja eficiencia (alta capacidad); de 1 a 1.5 KPa (4 a 6" de H<sub>2</sub>O), para unidades de mediana eficiencia (convencionales); y de 2 a 2.5 KPa (8 a 10" H<sub>2</sub>O), para unidades de alta eficiencia. [AWMA, 1992]

### 6.3.10 Intercambiadores de Calor.

- El recuperador de vapor y su equipo auxiliar se diseñarán de acuerdo a lo indicado en la sección VIII del código ASME.
- El recuperador será completamente drenable.
- El HRSG tomará en cuenta las limitaciones de impurezas en el vapor establecidas por el fabricante de la turbina de vapor.
- Las válvulas de seguridad cumplirán con lo indicado en el código ASME Secc. I.
- La longitud de los tubos no deberá exceder los 20 ft.
- Considerar una caída de presión máxima de 10 psi.
- Se recomienda un pitch triangular de 1", con el objeto de disminuir el diámetro de la coraza.
- En caso de presencia de incondensables, se deberá incluir un tanque knock-out.
- Se recomienda emplear un flujo a contracorriente para lograr una mejor transferencia de calor.
- La condensación se hará por el lado de la coraza.
- Para diseño usar coeficientes globales de transferencia de calor recomendados como típicos.
- NO usar menos de 15 °F de acercamiento por que se diseñan equipos muy grandes.

### 6.3.11 Criterios generales para el diseño de una central de ciclo combinado

- Una o más turbinas de gas, que representan 2/3 de la generación total
- Una ó más turbinas, que representan 1/3 de la generación total
- Uno ó más recuperadores de calor. Debe haber tantos como turbinas de gas
- Estación medidora y reductora de la presión de biogas, más la tubería de la central
- Sistema de control basado en microprocesadores para la central
- Sección de almacenamiento para el combustible de respaldo.
- Sistema de refrigeración, si no se cuenta con sistemas de refrigeración naturales

### 6.3.12 Turbina de Gas

Las características propias del turbogenerador de gas serán las definidas por el proveedor de este equipo.

### 6.3.13 Turbina de Vapor

La turbina de vapor debe diseñarse de acuerdo a la norma IEC-45 y a lo indicado en la especificación respectiva del proveedor.

### 6.3.14 Sistema de Condensado y Enfriamiento

El condensador será de una sola presión. Deberá diseñarse para condensar el vapor manejado por la turbina y su tamaño será el que resulte de la optimización del sistema de recirculación de agua.

El condensador deberá diseñarse de acuerdo a los estándares del HEI.

### 6.3.15 Agua de alimentación a HRSG.

El sistema de agua de alimentación será capaz de manejar el flujo continuo indicado en el balance.

En caso de emplearse bombas deben ser centrífugas horizontales, de velocidad constante, accionadas por motor eléctrico. El 100% de capacidad corresponde a los valores indicados en el balance térmico del punto de diseño. El flujo de diseño de cada bomba debe ser el especificado mas flujos auxiliares (atemperación, etc.) más un 7% por demanda súbita más un 3% por desgaste. La presión de diseño será la correspondiente a la curva del sistema con el flujo que incluye el 7% por demanda súbita.

### 6.3.16 Sistema de suministro de agua.

Los sistemas de agua proporcionarán los requerimientos de agua necesarios para satisfacer las necesidades de repuesto al ciclo, agua contra incendio, servicios varios y agua potable.

### 6.3.17 Sistema de aire comprimido.

El sistema de aire comprimido comprende básicamente al compresor, tanque de almacenamiento de aire comprimido, secadoras de aire y filtros de aire que son específicos de acuerdo a la calidad de aire requerida para el proceso y para los instrumentos. El sistema se divide en aire para instrumentos y aire de planta.

Para el aire de instrumentos y planta, se suministrará 1 compresor no lubricado, al 100% de capacidad respectivamente. El compresor será del tipo tornillo.

Se tendrá un tanque de almacenamiento de aire para instrumentos y otro para los servicios, almacenando tres minutos la demanda de aire.

### 6.3.18 Gases de servicio (CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>).

El sistema de gases de servicio consistirá en botellas para cada gas, cada botella con la capacidad total del sistema, de tal manera que se tenga uno en uso y otro de reserva.

El N<sub>2</sub> se empleará para los recuperadores de calor.

El almacenamiento de botellas se suministrará en cantidad suficiente para cubrir el consumo de operación normal por 30 días.

El bióxido de carbono se suministrará en cantidad suficiente para realizar el barrido de hidrógeno en los paros y de aire en el arranque de todos los generadores eléctricos de la central más un 10%.

## 6.4 Códigos y Estándares Aplicables al Diseño de Equipos

Todos los materiales, equipo y sistemas serán diseñados, fabricados, instalados y probados de acuerdo a la siguiente lista de códigos y estándares, según sea aplicable.

NORMA	DESCRIPCIÓN
<b>AISI (American Iron and Steel Institute)</b>	
<b>ASME (American Society of Mechanical Engineers / American National Standards Institute)</b>	
ASME	Boiler and Pressure Vessel Code Sect. I Power Boilers
ASME	Boiler and Pressure Vessel Code Sect. VIII Pressure vessels
ASME B31.1	Power piping
ASME B31.2	Fuel gas piping
ASME B31.3	Process piping
ASME B31.8	Gas transmission and distribution piping systems
ASME B73.1	Specification for Horizontal End Suction Centrifugal Pumps for Chemical Process
ASME B.133	Gas turbines
TDP-1	Recommended practices for the prevention of water damage to steam turbines used for electric power generation
<b>ASTM (American Society for Testing and Materials)</b>	
<b>AWWA (American Water Works Association)</b>	
D-100-96	Welded Steel Tanks for Water Storage
<b>AWS (American Welding Society)</b>	
<b>HEI (Heat Exchange Institute)</b>	
	Standards for Steam Surface Condensers
	Standards for Closed Feedwater Heaters
	Standards for Power Plant Heat Exchangers
	Standards for Steam Jet Vacuum Systems
<b>HIS (Hydraulic Institute Standards)</b>	
1.0	Centrifugal pumps
2.0	Vertical pumps
9.8	Centrifugal / Vertical Pump Intake Design
<b>IEC (International Electrotechnical Commission)</b>	
IEC 60045-1	Steam turbines – Part 1: Specifications
<b>ISA (Instrument Society of America)</b>	
<b>NEMA (National Electrical Manufacturers Association)</b>	

## 6.5 Criterios Generales de Diseño

Las instalaciones de procesamiento que se incluyen en este proyecto se diseñarán sobre la base de los siguientes criterios generales, derivados de los requerimientos que se establecen en las Bases de Diseño.

El diseño se realizará manteniendo los principios básicos de conservación, recuperación de energía, seguridad, minimización de efluentes contaminantes, flexibilidad operacional, facilidad de operación y mantenimiento.

Las capacidades de producción de electricidad serán:

	Energía Eléctrica (MW)
<b>CAPACIDAD MÍNIMA:</b>	32.5
<b>CAPACIDAD NORMAL:</b>	65
<b>CAPACIDAD NOMINAL:</b>	65
<b>CAPACIDAD DISEÑO:</b>	75

No está contemplado en el desarrollo de este proyecto la previsión de interconexiones con otras plantas, excepto a las alimentaciones de servicios auxiliares.

Para cuestiones de diseño de esta planta, considerará un sobrediseño general del 15%.

## 6.6 Bibliografía

1. Andriola, 1999. T. Andriola, Fisher-Klosterman, Inc., (502) 572-4000, personal communication with Eric Albright, October 14, 1999.
2. Avallone, 1996. "Marks' Standard Handbook for Mechanical Engineers," edited by Eugene Avallone and Theodore Baumeister, McGraw-Hill, New York, NY, 1996.
3. Álvarez Fuster C(1995).; Diseño de equipo, Tanques y Recipientes; cuaderno de Postgrado No.25. UNAM, México.
4. Anaya.A.A . Instituto Mexicano de Ingenieros Químicos , A.C Reglas Heurísticas y Criterios de Diseño para Equipos de Proceso. XXXIV, Vol 3.Pp. 17 – 32. 1993.
5. AWMA, 1992. Air & Waste Management Association, Air Pollution Engineering Manual, Van Nostrand Reinhold, New York, NY, 1992.
6. Cooper, 1994. David Cooper and F. Alley, Air Pollution Control: A Design Approach, 2 nd Edition, Waveland Press, Prospect Heights, IL, 1994.
7. EPA, 1998. U.S. EPA, Office of Air Quality Planning and Standards, "Stationary Source Control Techniques Document for Fine Particulate Matter," EPA-452/R-97-001, Research Triangle Park, NC, October, 1998.
8. Perry, 1984. "Perry's Chemical Engineers' Handbook," edited by Robert Perry and Don Green, 6 th Edition, McGraw-Hill, New York, NY, 1984.
9. Vatauvuk, 1990. W.M. Vatauvuk, "Estimating Costs of Air Pollution Control," Lewis Publishers, Chelsea, MI, 1990.
10. Wark, 1981. Kenneth Wark and Cecil Warner, "Air Pollution: Its Origin and Control," Harper Collins, New York, NY, 1981.

## 7. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

### 7.1 Extracción de biogas

El gas va a ser captado por un sistema de 520 (PE - 1/520) pozos de extracción, ubicando cada uno, cada 4,860 m<sup>2</sup>. Los pozos de extracción son tubos de polietileno de 20 m de largo con diámetro interno de 8", ranurados con orificios de 0.5 cm de diámetro. Alrededor de cada extractor se instala un prefiltro de grava de 2", con el fin de evitar que se tapen los orificios de extracción, y evitar el paso de lixiviados.

### 7.2 Pretratamiento de biogas

Para que el gas entre al ciclo de generación de energía, se deben eliminar, el H<sub>2</sub>S, condensados y partículas sólidas, con el fin de conservar la vida media de los equipos. Por lo que es sometido a un pretratamiento que consta de dos etapas, la primera elimina partículas mayores a 5 µm de diámetro y la segunda menores a este tamaño.

Al salir el biogas de los pozos extractores (PE – 1/520), se conduce por tubería de 10" hacia la trampa de condensados (TK-102/106) en la cual precipita el 60-70% de ellos, arrastrando partículas sólidas. Para eliminar el H<sub>2</sub>S, principal causante de corrosión, los tanques TK- 102/106 (trampa de condensados) contarán con un sistema de aspersión de solución de NaOH al 10% con la finalidad de que el H<sub>2</sub>S precipite en forma de Na<sub>2</sub>S.

El biogas se impulsa por los sopladores (BL-101/105) hacia el separador primario (CL-101) quien es el encargado de eliminar las partículas mayores a 5 µm. Para eliminar las partículas menores a este diámetro se transfiere el gas a un separador secundario (SR-101) el cual tiene la capacidad de eliminar hasta el 98%.

El flujo de gas pasa al compresor (CM-101), que comprime el gas a 9 Kg/cm<sup>2</sup>, condición necesaria para la alimentación de la turbina de gas (TG-101). Como resultado de esta operación el biogas eleva su temperatura a 76°C, por lo que en el intercambiador de calor (EA-101) es el encargado de llevarla a 40°C. Finalmente es conducido a la turbina de gas (TG-101).

### 7.3 Generación de energía eléctrica

En este proyecto se empleará centrales de ciclo combinado debido a lo siguiente:

- Mayor rendimiento
- Alta disponibilidad de funcionamiento, sin problemas durante 6.500-7500 horas equivalentes al año.
- Al poseer dos ciclos puede operar con un rango de potencia más variable que las centrales de un ciclo.
- La falla o mantenimiento del ciclo de vapor no imposibilita la operación del ciclo de turbinas de gas, lo que aumenta la disponibilidad, aunque la potencia en dicho caso es menor.

### 7.4 Generación de energía eléctrica

La central consiste básicamente en un grupo turbina de gas – generador (TG-101), una chimenea recuperadora (HR-101) y un grupo turbina vapor- generador (TV-101), formando un sistema que permite producir electricidad.

El proceso de generación de energía eléctrica comienza con la aspiración de aire desde el exterior siendo conducido al compresor de la turbina de gas(TG-101), a través de un filtro.

El aire se obtiene del medio y se almacena por 3 min en el tanque (TK-107), para después ser comprimido y combinado con el gas en la cámara donde se realiza la combustión. El resultado es un flujo de gases a  $1,100^{\circ}\text{C}$  y a una presión de  $15 \text{ Kg/cm}^2$ , que al pasar al expansor hacen girar el rotor del mismo, proporcionando trabajo. El rotor hace girar al compresor y al generador acoplado a la turbina de gas, donde se transforma este trabajo en energía eléctrica.

Los gases de escape salen de la turbina de gas (TG-101) lo hacen a una temperatura de  $500^{\circ}\text{C}$  y a una presión de  $1.033 \text{ Kg/cm}^2$ , y pasan a la chimenea recuperadora de calor (HR-101) para extraer la mayor parte del calor aun disponible en los gases del escape, en forma de vapor de agua (ciclo agua – vapor), antes de pasar a la atmósfera.

La chimenea de recuperación (HR-101) se divide en tres áreas de intercambio de calor:

#### **7.4.1 Área 1. Economizador**

Está ubicado en la parte superior de la chimenea. El agua a alta presión ingresa al economizador para ser recalentada hasta el punto de saturación.

#### **7.4.2 Área 2. Ciclo de evaporación**

Está ubicada en la zona intermedia de la chimenea. Es donde se transforma el agua en vapor.

#### **7.4.3 Área 3. Recalentador**

Está ubicada en la parte inferior de la chimenea (HR-101), zona donde la temperatura es más alta producto de que está cerca de la salida de la Turbina a Gas (TG-101). Aquí el vapor saturado se recalienta aún más. Posteriormente este vapor recalentado es inyectado en la Turbina a Vapor (TV-101), donde se expande en las filas de alabes haciendo girar el eje de esta Turbina lo que genera trabajo, el cual es transformado en energía eléctrica en el generador acoplado a la Turbina a Vapor.

El vapor que se produce en la caldera de recuperación (HR-101) se expande en la Turbina de Vapor (TV-101), haciendo girar el generador al que se encuentra unida y produciendo energía eléctrica adicional a la obtenida en la turbina de gas. El vapor que abandona la turbina de vapor pasa a un condensador donde se transforma en agua. Este condensador es refrigerado mediante un sistema que inyecta agua fría por la superficie del condensador (EA-102), lo que ocasiona la disipación del calor latente contenido en el vapor.

Posteriormente el agua pasa al desgasificador /tanque de agua de alimentación (TK – 108), en el que se eliminan todos los gases no condensables y envía, a través de bombas, el agua a alta presión hacia la chimenea de recuperación (HR-101) para iniciar nuevamente el ciclo.

Los gases que abandonan a la caldera tienen una temperatura de  $100^{\circ}\text{C}$  y una presión cercana a la atmosférica. Esta energía no se puede recuperar porque al enfriar los gases por debajo de esta temperatura se originan problemas químicos y de corrosión que dañarían a la caldera de recuperación.

La tensión que se genera es de aproximadamente  $13\text{kV}$  que es elevada al transformador principal conectado a cada generador, pudiendo ser del orden de los  $220 \text{ kV}$ . Esto se realiza por que a baja tensión la intensidad de corriente es muy alta, necesiéndose cables de transmisión de gran sección que soporten el flujo de electrones y generando adicionalmente grandes pérdidas de transmisión. Al elevarse la tensión, la intensidad de corriente es baja lo que origina una reducción en las pérdidas de transmisión.

## 8. EVALUACIÓN ECONÓMICA

### 8.1 Tipo de servicio

El servicio consiste en proporcionar energía eléctrica al municipio donde se encuentra el relleno sanitario en alumbrado público, bombeo de agua potable y residual de la zona, así como en los servicios que requieren energía eléctrica dentro del mismo relleno. Ya que alrededor se encuentra una planta de tratamiento de aguas residuales y probablemente la puesta en marcha de una planta de compostaje.

Cabe destacar que la carga que no se pueda completar en estos servicios, será suministrada por CFE.

### 8.2 Mercado Potencial

La energía generada se utilizará en los servicios de la propia planta, del relleno sanitario y del municipio.

### 8.3 Productos parecidos y competencia

El proyecto consiste en el aprovechamiento de biogas generado en una sección del relleno sanitario, Bordo poniente Etapa IV, en forma de energía primaria. Este proyecto tendrá los siguientes beneficios:

- Adquisición de valor agregado
- Mejorar significativamente el ambiente
- Captar y destruir los compuestos orgánicos volátiles
- Reducir el consumo de combustibles fósiles no renovables
- Reducir malos olores

Con lo anterior el proyecto se convierte en una inversión en la mejora del ambiente en el municipio y en la obtención de energía a partir de recursos renovables, por lo que no hay competencia. Se tendrá el apoyo de CFE en la forma de Servicio de respaldo, porteo e interconexión que tendrá como consecuencia su asociación directa al proyecto.

Actualmente en México existen proyectos similares que emplean el biogás como combustible:

Empresa	Lugar	Capacidad (MW)
SIMEPRODESO	Monterrey N.L. (Salinas Victoria)	6
SIMEPRODESO	Monterrey N.L. (Santiago)	8

Estos proyectos son de tipo piloto, por lo que son muy pequeños, comparados con el de la etapa IV del Bordo poniente de 65 MW.

### 8.4 Precio del servicio

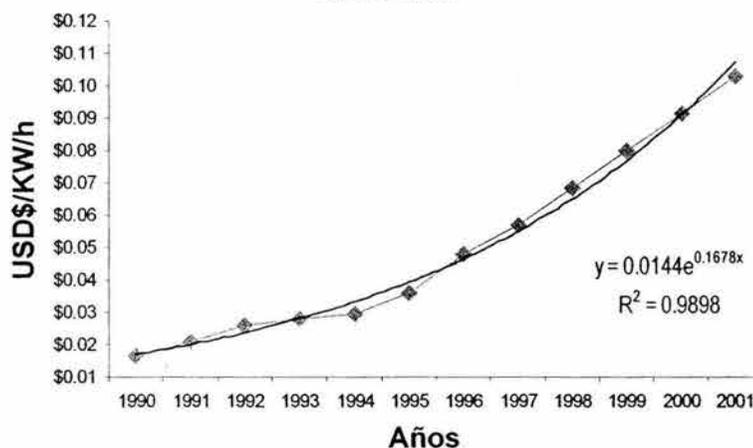
El precio del servicio lo fija CFE. Para este estudio se empleó las tarifas promedio de los últimos once años, en servicio público:

**Precios Medios de la Energía Eléctrica para el Servicio Público (USD/KW/h)**

Tipo de servicio	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Servicio público	\$0.0164	\$0.0211	\$0.0259	\$0.0281	\$0.0293	\$0.0361	\$0.0479	\$0.0570	\$0.0684	\$0.0799	\$0.0913	\$0.1028

P\_/ Cifras preliminares.  
Fuente: Secretaría de Energía

**Comportamiento de la tarifa eléctrica en servicios**



Basado en la ecuación que describe el comportamiento de la tarifa eléctrica en el servicio público, se estimó la siguiente proyección, en la cual se redujo el 20%, por ser un servicio en venta.

**Proyección de los Precios Medios de la Energía Eléctrica para el Servicio Público (USD/KW/h)**

Tipo de servicio	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Servicio público	\$0.1496	\$0.1770	\$0.2093	\$0.2476	\$0.2928	\$0.3463	\$0.4095	\$0.4844	\$0.5729	\$0.6775

**8.5 Comercialización del servicio**

El servicio será distribuido por la Comisión de Electricidad ó Luz y Fuerza del Centro, según sea el caso.

**8.6 Estimado de Inversión**

La inversión fija comprende los bienes necesarios para la instalación de la planta. Particularmente, la inversión fija se obtuvo por medio de referencias de cotizaciones realizadas para otro proyecto [ICARUS, 1999] y fueron adaptados los costos para este trabajo, con la siguiente fórmula:

$$\left( \frac{Costo_{ref}}{Costo_{est}} \right) = \left( \frac{Capacidad_{ref}}{Capacidad_{est}} \right)^n$$

Donde:  
 Costo<sub>ref</sub>= Costo de la planta de referencia  
 Costo<sub>est</sub>= Costo de la planta a estimar.  
 Capacidad<sub>ref</sub>= Capacidad de la planta de referencia  
 Capacidad<sub>est</sub>= Capacidad de la planta que se va a estimar

El exponente *n* se obtiene de diferentes fuentes, cuando el valor por unidad no se conoce se acostumbra emplear 0.6 [Blank, 1999]. Dado que la estimación es preliminar, es decir, con un +/- 20% de desviación se empleó en forma general 0.6.

**Estimación de costos de equipo de proceso**

Clave	Concepto	Cantidad	Costo Unitario (USD\$)	Costo Total (USD\$)
<b>Costo de Equipo Mayor</b>				
PE - 1/ 520	Pozos de Extracción	520	\$52	\$11,400
BL - 101	Sopladores	5	\$580	\$2,900
CL - 101	Ciclón	1	\$1,200	\$1,200
SR - 101	Separador gas - condensados	1	\$2,750	\$2,750
CM - 101	Compresor	1	\$8,400	\$8,400
EA - 101	Intercambiador de Calor con torre de enfriamiento	1	\$8,151,133	\$8,151,133
TG - 101	Turbina de gas	1	\$7,984,136	\$7,984,136
HR - 101	Caldera de recuperación	1	\$2,417,056	\$2,417,056
EA - 102	Intercambiador de calor c/ sis. de enfriamiento	1	\$5,500	\$5,500
TV - 101	Turbina de vapor	1	\$5,473,525	\$5,473,525
TK - 101	Tanque de mezclado de NaOH	1	\$3,900	\$3,900
TK - 102/106	Tanque (trampa de condensados)	5	\$500	\$2,500
TK - 107	Tanque desgasificador	1	\$14,000	\$6,000
TK - 108	Almacenamiento de aire	1	\$6,000	\$14,000
	Sistema de monitoreo	1	\$61,154	\$61,154
	Sistema de Control	1	\$287,160	\$287,160
	Transformador Principal	1	\$899,965	\$899,965
	Generadores y transformadores secundarios	1	\$466,202	\$466,202
	Bombas de agua	2	\$1,739	\$3,478
<b>Subtotal</b>				\$25,802,359
<b>Equipo auxiliar (UDA)</b>				\$4,287,730
<b>Costo de equipo</b>				<b>\$30,090,088</b>

El costo del terreno no se tomó en cuenta, ya que éste no se comprará si no que se obtendrá la concesión de uso, por el municipio.

Para complementar el estimado se emplearon factores desglosados <sup>[Perry, 2001]</sup> a conveniencia de las características del proyecto.

**Inversión fija**

Concepto	Factor	Total (USD\$)
<b>Costo del terreno</b>		<b>\$0</b>
<b>Costo IPC</b>		<b>\$14,521,559</b>
<b>Costo del equipo principal</b>	<b>1</b>	<b>\$25,802,359</b>
Instrumentación	0.13	\$3,354,307
Tuberías	0.29	\$7,482,684
Aislamiento y pintura	0.11	\$2,838,259
Edificios y servicios	0.21	\$5,418,495
Gastos de campo	0.2	\$5,160,472
Imprevistos	0.1	\$2,580,236
<b>TOTAL</b>		<b>\$67,158,371</b>

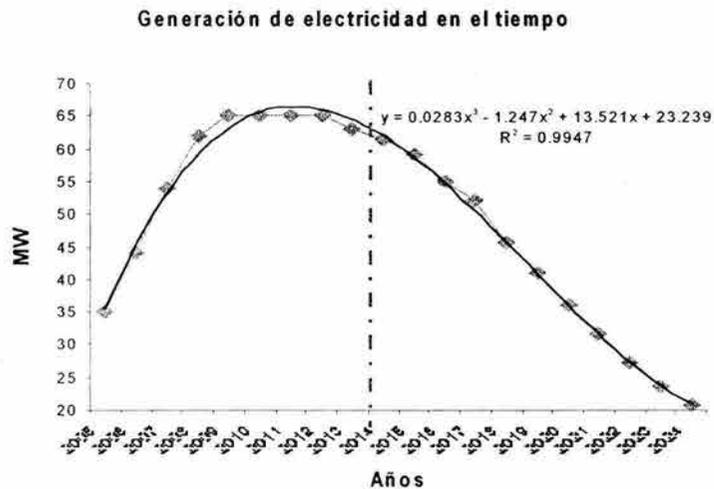
### 8.7 Generación de energía en el tiempo

La generación de energía, durante el tiempo de vida del proyecto, no es uniforme, ya que es regida por el ciclo de biodegradación de la materia orgánica. Por esta razón los estimados de ingresos y egresos están en función del comportamiento de la curva de generación de energía y del incremento de los costos a través del tiempo.

Se calcula un tiempo de generación de biogás de 20 años, sin embargo, por la incertidumbre que implica emplear un intervalo de tiempo muy amplio en los estimados, se hizo el cálculo solo para los primeros 10 años de vida del proyecto.

Para los estimados se tomó en cuenta un tiempo de operación de la planta de 2500 h/año y un incremento anual de 7% en los costos.

El siguiente grafico muestra el comportamiento probable de la producción de biogás durante su vida media, el lado izquierdo del grafico a partir de la línea roja, indica el período de tiempo que se tomó en cuenta para el análisis financiero. Del lado izquierdo se refleja el declive de la producción de biogás, sin embargo, es posible evitar el descenso, ocupando otras áreas que una vez cubiertas se puedan emplear para este fin. Por otra parte también interviene la incertidumbre que ocasionan las características físico – químicas que se originen a través del tiempo dentro del relleno sanitario.



### 8.8 Costo de materia prima

Las materias primas empleadas en el proyecto son básicamente combustibles, agua y NaOH, sin embargo, como este proyecto tiene como objetivo obtener el biogás a partir del relleno y emplearlo como combustible, el costo por este concepto es cero. Por lo que los costos más importantes son el agua y el NaOH.

El Estado de México, reporta las siguientes tarifas de agua:

Consumo bimestral por m <sup>3</sup>	Uso comercial Pesos /m <sup>3</sup>	Uso industrial Pesos/ m <sup>3</sup>
0 hasta 25	3.60	6.40
25.01 hasta 50	5.31	6.46
50.01 hasta 85	7.07	7.07
85.01 hasta 100	8.66	8.66
100.01 hasta 135	11.91	11.91
135.01 hasta 165	14.80	14.80
165.01 hasta 480	16.27	16.27
480.01 en adelante	18.34	18.34

Tarifas del Gobierno del Estado de México, 25 enero 2000

Basado en el consumo anual de agua y en la proyección de la tarifa se obtiene el siguiente costo:

Año	Consumo		Costo	
	m <sup>3</sup> /h	m <sup>3</sup> /año	USD\$/m <sup>3</sup>	Total USD\$/año
2005	35	43,750	\$1.9537	\$85,473
2006	44	55,000	\$2.0904	\$114,974
2007	54	67,500	\$2.2368	\$150,982
2008	62	77,500	\$2.3933	\$185,484
2009	65	81,250	\$2.5609	\$208,071
2010	65	81,250	\$2.7401	\$222,636
2011	65	81,250	\$2.9319	\$238,220
2012	65	81,250	\$3.1372	\$254,896
2013	63	78,750	\$3.3568	\$264,347
2014	62	76,875	\$3.5918	\$276,116

En el caso del consumo de NaOH, se tiene:

Año	Consumo		Costo	
	Kg/h	kg/año	USD\$/Kg	Total USD\$/año
2005	101.5	253,750	\$12.7831	\$3,243,701
2006	127.6	319,000	\$13.6779	\$4,363,241
2007	156.6	391,500	\$14.6353	\$5,729,729
2008	179.8	449,500	\$15.6598	\$7,039,078
2009	290	725,000	\$16.7560	\$12,148,086
2010	290	725,000	\$17.9289	\$12,998,452
2011	290	725,000	\$19.1839	\$13,908,344
2012	290	725,000	\$20.5268	\$14,881,928
2013	182.7	456,750	\$21.9637	\$10,031,907
2014	178.35	445,875	\$23.5011	\$10,478,566

De acuerdo a lo anterior el gasto total de materias primas es el siguiente:

Año	Agua (USD\$/año)	NaOH (USD\$/año)	Total (USD\$/año)
2005	\$85,473	\$3,243,701	\$3,329,174
2006	\$114,974	\$4,363,241	\$4,478,215
2007	\$150,982	\$5,729,729	\$5,880,710
2008	\$185,484	\$7,039,078	\$7,224,562
2009	\$208,071	\$12,148,086	\$12,356,157
2010	\$222,636	\$12,998,452	\$13,221,088
2011	\$238,220	\$13,908,344	\$14,146,564
2012	\$254,896	\$14,881,928	\$15,136,823
2013	\$264,347	\$10,031,907	\$10,296,254
2014	\$276,116	\$10,478,566	\$10,754,682

\*Estas cantidades suman el gasto del agua de proceso y el de los servicios.

### 8.9 Proyección de ingresos

De acuerdo a las tarifas que establece Comisión Federal de Electricidad y a sus proyecciones calculadas por la Secretaría de Energía, a las cuales se les redujo el 20% por ser un servicio en venta, así como a la capacidad instalada y las horas de servicio, se estimó el siguiente margen de ingresos.

Año	MW	KW-h/año	Tarifa promedio USD\$/KW-h	Ingreso
2005	35	87,500,000	\$0.15	\$13,093,500
2006	44	110,000,000	\$0.18	\$19,468,240
2007	54	135,000,000	\$0.21	\$28,258,200
2008	62	155,000,000	\$0.25	\$38,371,800
2009	65	162,500,000	\$0.29	\$47,577,400
2010	65	162,500,000	\$0.35	\$56,270,500
2011	65	162,500,000	\$0.41	\$66,550,900
2012	65	162,500,000	\$0.48	\$78,709,800
2013	63	157,500,000	\$0.57	\$90,226,080
2014	62	153,750,000	\$0.68	\$104,169,930

### 8.10 Capacidad de personal

La siguiente tabla muestra el gasto administrativo y de operación, mensual y anual, que se hará por concepto del personal que operará bajo estos rubros. El estimado se basó en el personal que operará para el proyecto de SIMEPRODE. [ETEISA, 2000]

	Personal	USD\$ prom./mes	USD\$ prom./año
ADMINISTRATIVOS	9	\$6,087	\$73,043
OPERATIVOS	14	\$11,478	\$137,739

### 8.11 Costos de ventas

El costo de venta esta integrado por los costos de operación y el costo de materia prima.

Año	Costo Pers. Opera. (USD\$/año)	Costo Materia Prima (USD\$/año)	TOTAL
2005	\$147,381	\$3,329,174	\$3,476,555
2006	\$157,698	\$4,478,215	\$4,635,912
2007	\$168,736	\$5,880,710	\$6,049,447
2008	\$180,548	\$7,224,562	\$7,405,109
2009	\$193,186	\$12,356,157	\$12,549,343
2010	\$206,709	\$13,221,088	\$13,427,797
2011	\$221,179	\$14,146,564	\$14,367,743
2012	\$236,661	\$15,136,823	\$15,373,485
2013	\$253,228	\$10,296,254	\$10,549,482
2014	\$270,954	\$10,754,682	\$11,025,636

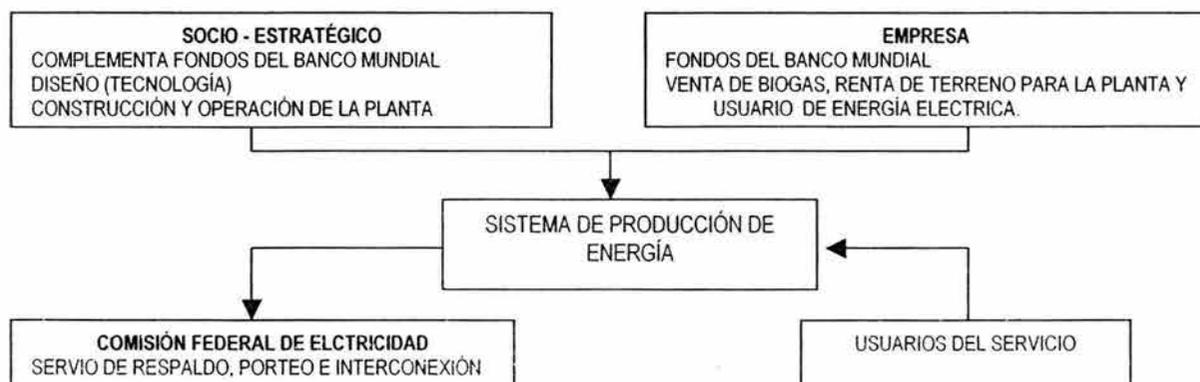
### 8.12 Gastos operativos

Los gastos realizados durante la operación de la planta se integran a continuación:

Año	Químicos (USD\$/año)	Mantenimiento (USD\$/año)	UDA (USD\$/año)	Total (USD\$/año)
2005	\$8,869	\$2,014,751	\$10,018	\$2,033,638
2006	\$9,390	\$2,155,784	\$13,475	\$2,178,649
2007	\$9,911	\$2,306,689	\$17,696	\$2,334,296
2008	\$10,433	\$2,468,157	\$21,740	\$2,500,329
2009	\$10,714	\$2,640,928	\$24,387	\$2,676,029
2010	\$10,517	\$2,825,793	\$26,094	\$2,862,404
2011	\$10,315	\$3,023,598	\$27,921	\$3,061,834
2012	\$10,094	\$3,235,250	\$29,875	\$3,275,219
2013	\$9,847	\$3,461,718	\$30,983	\$3,502,547
2014	\$9,598	\$3,704,038	\$32,362	\$3,745,998

### 8.13 Amortización

El esquema de participación de la empresa de cogeneración es la siguiente:



El capital necesario para la materialización de la planta en forma global se aplicará de la siguiente manera: 60% del capital es de la empresa y de inversionistas; y el 40% restante será financiado mediante créditos bancarios.

<b>Inversionistas</b>	USD\$20,147,500	30%
<b>De la empresa</b>	USD\$20,147,500	30%
<b>Crédito Bancario</b>	USD\$26,863,400	40%
<b>TOTAL</b>	USD\$67,158,400	

\* Cantidades redondeadas

El préstamo será cubierto bajo el siguiente esquema de pago:

Los préstamos que hace el Banco Mundial requieren una garantía gubernamental sobre el servicio de la deuda general. Los plazos de amortización son de 15 a 20 años, dependiendo del grado de desarrollo del país. En el caso de México el plazo es de 15 años. A una tasa de interés variable (ajustando cada 6 meses) según la tasa de fondeo que logra el banco, actualmente es de alrededor de 7%<sup>K</sup>.

Para fines de estimación se tomo un interés anual de 7 % y en un periodo de amortización de 10 años.

<b>Año</b>	<b>Interés (USD\$/año)</b>	<b>Pago a capital (USD\$/año)</b>	<b>Pago anual (USD\$/año)</b>	<b>Deuda después del pago (USD\$/año)</b>
0				\$26,863,348
1	\$1,880,434	\$2,686,335	\$4,566,769	\$24,177,014
2	\$1,692,391	\$2,686,335	\$4,378,726	\$21,490,679
3	\$1,504,348	\$2,686,335	\$4,190,682	\$18,804,344
4	\$1,316,304	\$2,686,335	\$4,002,639	\$16,118,009
5	\$1,128,261	\$2,686,335	\$3,814,595	\$13,431,674
6	\$940,217	\$2,686,335	\$3,626,552	\$10,745,339
7	\$752,174	\$2,686,335	\$3,438,509	\$8,059,005
8	\$564,130	\$2,686,335	\$3,250,465	\$5,372,670
9	\$376,087	\$2,686,335	\$3,062,422	\$2,686,335
10	\$188,043	\$2,686,335	\$2,874,378	\$0

<sup>K</sup> <http://wbln0018.worldbank.org>

### 8.14 Gastos administrativos

De acuerdo a las tablas anteriores se calcularon los gastos administrativos para 10 años.

AÑO	Sueldos Adm. (USD\$/año)	Pago principal crédito (USD\$/año).	Total (USD\$/año)
2005	\$73,043	\$4,566,769	\$4,639,813
2006	\$78,157	\$4,378,726	\$4,456,882
2007	\$83,627	\$4,190,682	\$4,274,310
2008	\$89,481	\$4,002,639	\$4,092,120
2009	\$95,745	\$3,814,595	\$3,910,341
2010	\$102,447	\$3,626,552	\$3,728,999
2011	\$109,619	\$3,438,509	\$3,548,127
2012	\$117,292	\$3,250,465	\$3,367,757
2013	\$125,502	\$3,062,422	\$3,187,924
2014	\$134,287	\$2,874,378	\$3,008,666
2015	\$143,688	\$0	\$143,688

### 8.15 Estado de resultados

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Inicio	01-Ene-05	01-Ene-06	01-Ene-07	01-Ene-08	01-Ene-09	01-Ene-10	01-Ene-11	01-Ene-12	01-Ene-13	01-Ene-14
Fin	31-Dic-05	31-Dic-06	31-Dic-07	31-Dic-08	31-Dic-09	31-Dic-10	31-Dic-11	31-Dic-12	31-Dic-13	31-Dic-14
<b>Ventas Totales</b>	\$13,093,500	\$19,468,240	\$28,258,200	\$38,371,800	\$47,577,400	\$56,270,500	\$66,550,900	\$78,709,800	\$90,226,080	\$104,169,930
<b>Costos de Venta</b>	\$3,476,555	\$4,635,912	\$6,049,447	\$7,405,109	\$12,549,343	\$13,427,797	\$14,367,743	\$15,373,485	\$10,549,482	\$11,025,636
<b>Utilidad Bruta</b>	\$9,616,945	\$14,832,328	\$22,208,753	\$30,966,691	\$35,028,057	\$42,842,703	\$52,183,157	\$63,336,315	\$79,676,598	\$93,144,294
<b>Gastos de Operación</b>	\$2,033,638	\$2,178,649	\$2,334,296	\$2,500,329	\$2,676,029	\$2,862,404	\$3,061,834	\$3,275,219	\$3,502,547	\$3,745,998
<b>Gastos Administrativos</b>	\$73,043	\$78,157	\$83,627	\$89,481	\$95,745	\$102,447	\$109,619	\$117,292	\$78,157	\$4,426,545
<b>Depreciación (1)</b>	\$4,426,545	\$4,426,545	\$4,426,545	\$4,426,545	\$4,426,545	\$4,426,545	\$4,426,545	\$4,426,545	\$4,426,545	\$4,426,545
<b>Utilidad de Operación</b>	\$3,083,718	\$8,148,977	\$15,364,285	\$23,950,335	\$27,829,738	\$35,451,307	\$44,585,160	\$55,517,259	\$71,669,349	\$80,545,205
<b>Gastos Financieros</b>	\$4,566,769	\$4,378,726	\$4,190,682	\$4,002,639	\$3,814,595	\$3,626,552	\$3,438,509	\$3,250,465	\$3,062,422	\$2,874,378
<b>Utilidad Neta Antes de Impuestos</b>	-\$1,483,051	\$3,770,251	\$11,173,603	\$19,947,696	\$24,015,142	\$31,824,755	\$41,146,651	\$52,266,794	\$68,606,928	\$77,670,827
<b>ISR</b>	34%	-\$504,237	\$1,281,885	\$3,799,025	\$6,782,217	\$8,165,148	\$10,820,417	\$13,989,861	\$17,770,710	\$23,326,355
<b>Reparto de Utilidades</b>	10%	-\$148,305	\$377,025	\$1,117,360	\$1,994,770	\$2,401,514	\$3,182,475	\$4,114,665	\$5,226,679	\$6,860,693
<b>Utilidad Neta Después de Impuestos</b>		-\$830,508	\$2,111,340	\$6,257,218	\$11,170,710	\$13,448,480	\$17,821,863	\$23,042,125	\$29,269,405	\$38,419,880
<b>Flujo de Operación</b>		\$3,596,037	\$6,537,886	\$10,683,763	\$15,597,255	\$17,875,025	\$22,248,408	\$27,468,670	\$33,695,950	\$42,846,425
<b>Ingresos No operativos</b>		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
<b>Egresos no operativos* (3)</b>		\$1,326,164	\$1,950,186	\$2,815,013	\$3,833,451	\$4,324,614	\$5,234,986	\$6,314,690	\$7,595,799	\$9,461,546
<b>Flujo Total</b>		\$2,269,873	\$4,587,700	\$7,868,749	\$11,763,804	\$13,550,411	\$17,013,422	\$21,153,979	\$26,100,151	\$33,384,879

\*Para efectos de calculo se tomó en cuenta el 20% de las utilidades, capital empleado en pagar los cargos generales que se generen de la concesión.

### 8.16 Índices financieros

#### 8.16.1 Tasa Mínima de Ganancia Sobre la Inversión Propuesta (TMAR)

La tasa mínima de ganancia se define como:

$$TMAR = i + f + if$$

$i$  = premio al riesgo es considerado como la tasa de crecimiento real del dinero invertido, habiendo compensado los efectos inflacionarios. Generalmente se encuentra entre 10% y 15%. Debido a la naturaleza del proyecto se tomó como premio al riesgo el 10%.

$f$  = inflación promedio pronosticada en los últimos 5 años.

Por lo anterior se estima la siguiente TMAR:

$$TMAR = 0.1 + 0.0635 + (0.0635 \cdot 0.1) = 0.1635 = 16.35\%$$

$i = 10\%$   
 $F = 6.35\%$

#### 8.16.2 Valor Presente Neto (VPN) y Tasa Interna de Retorno (TIR)

Año	Flujo de efectivo (USD\$)	$VPN = \sum_{j=0}^n \frac{V_j}{(1+i)^j}$
0	-\$67,158,371	-\$67,158,371
1	\$2,269,873	\$2,101,734
2	\$4,587,700	\$3,933,213
3	\$7,868,749	\$6,246,467
4	\$11,763,804	\$8,646,747
5	\$13,550,411	\$9,222,182
6	\$17,013,422	\$10,721,342
7	\$21,153,979	\$12,343,144
8	\$26,100,151	\$14,101,100
9	\$33,384,879	\$16,700,751
10	\$37,409,829	\$17,327,989
	<b>VPN=</b>	<b>\$34,186,197</b>

De acuerdo a las estimaciones anteriores se obtuvieron los siguientes resultados:

Inversión inicial	USD\$ 67,158,371
VPN	USD\$ 34,186,197
TMAR (%)	8%
TIR	15%

### 8.17 Conclusiones

Los indicadores financieros tienen como resultado una TIR = 15%, un VPN = USD\$ 34,186,197 para un periodo de 10 años, con una TMAR de 8%.

El proyecto es rentable porque la TIR es mayor a la TMAR, y el VPN es positivo, lo que indica que se puede invertir porque el proyecto es rentable.

### 8.18 Bibliografía

1. Blank Lean'd T. "Ingeniería Económica" 4ta, ed. Ed. MacGraw – Hill, Mexico, 1999
2. Boca, U.G.. "Evaluación de Proyectos, Análisis y Administración del RIESGO". Ed. McGraw – Hill, Mexico. 1990
3. Boca, U.G. "Ingeniería Económica", 2da ed. Ed. Mc Graw – Hill, Mexico, 1999
5. ICARUS Ingeniería, Planta de generación de energía Mexicali, UNAM, México, 2000
6. Perry .Manual del Ingeniero Químico. 4ta ed. Ed. Mc Graw – Hill, México,1984
6. Soto, HR. " La Formulación y Evaluación Técnico – Económico de Proyectos Industriales". Editovisual Canetl,.Costos variables de operación, México 1978.

## 9. CONCLUSIONES

Los residuos sólidos municipales son depositados en rellenos sanitarios, lugares diseñados para su disposición mediante celdas, compactadas al menor volumen posible y cubiertas con tierra al término del día.

En los países desarrollados los desechos municipales por su bajo contenido de materia orgánica, son aprovechados para generar energía por medio de tecnologías como la incineración.

En México, como en muchos otros países del tercer mundo, la falta de puestos de trabajo obliga a muchas personas a vivir del reciclamiento manual de los desechos sólidos municipales, por lo que al final la materia orgánica alcanza valores del orden de 50 - 65%. Esta materia realiza un ciclo de biodegradación (procesos químicos, físicos y biológicos), donde finalmente en ausencia de oxígeno, se descompone formando *biogas* y *lixiviados*.

El biogas es una mezcla de metano (con efectos trascendentes sobre el efecto invernadero), dióxido de carbono y otros gases en trazas, la mezcla origina malos olores, además de ser algunos de sus constituyentes cancerígenos y dañinos para el medio ambiente.

La cantidad y composición de biogas depende, del tipo de materia orgánica contenida en los residuos sólidos, de su grado de descomposición, del tiempo en que se tienen almacenados los residuos, de la humedad, de la altitud, así como de otros factores ambientales. Se considera que los residuos con una gran fracción de material orgánico de fácil degradación producirán mayor cantidad de biogás y que su tasa de producción es gobernada por la velocidad a la que los residuos se descomponen. Se estima que la tasa de generación más alta ocurre por un mínimo de 6 a 10 años; a tasa menor continuará generándose entre 30 y 100 años.

El biogas es un buen energético ( $21.5 \text{ MJ/m}^3$ ) por su contenido de metano, cuyo poder calorífico oscila entre  $33 - 38 \text{ MJ/m}^3$ . Estas son las razones fundamentales por la que en los rellenos sanitarios nacionales, la generación de biogas es muy significativa en lo que a cantidad y calidad se refiere.

Algunos usos que se han desarrollado para este gas son: combustible para uso industrial, doméstico, de vehículos y como fuente de energía alterna. Esta última se ha desarrollado en grandes rellenos sanitarios de Estados Unidos, Europa y en algunos países asiáticos.

Los costos decrecientes de las energías renovables y la creación de condiciones competitivas de mercado, representan cada vez mayores posibilidades para la producción de electricidad por esta vía, especialmente en el caso de México donde ya existen proyectos tipo piloto, como el desarrollado por la empresa ETISA, en el relleno sanitario de SIMEPORODE.

En todos los casos se ha requerido cierto grado de procesamiento antes de utilizar el biogas, debido al alto grado de corrosividad proporcionado por las trazas de ácido sulfhídrico.

Las compañías que instalan sistemas de recuperación de este gas indican que para que el proyecto sea viable económicamente, el relleno debe tener como mínimo 1,000 toneladas de residuos sólidos, estar en operación ó tener 5 años de clausurado, la estructura de formación del relleno sanitario debe de estar realizada de acuerdo a al Manual de Construcción de Rellenos Sanitarios y se debe tener un estudio de biodegradación de residuos sólidos orgánicos que incluya análisis con monitores de biogas.

Al aprovechar el poder calorífico del biogas transformándolo a energía eléctrica se producen tres efectos principales: reducción del efecto invernadero generado por el biogas (metano y  $\text{CO}_2$ ), eliminación de riesgo de explosión e incendio por migración del biogas, y valor agregado al generar energía.

En México debido al alto crecimiento demográfico e industrial del país, se ha originado el aumento de la generación de residuos sólidos municipales en las últimas cuatro décadas de 0.54 kg / hab. a 1.33 kg / hab. Donde la zona centro es la encargada de producir el 62% de los residuos municipales totales del país.

En el Distrito Federal, los RSM son esencialmente depositados en los sitios de Santa Catarina y Bordo Poniente, en donde el biogás producido es venteado a la atmósfera sin tratamiento ni caracterización alguna. Ambos sitios ya casi han cubierto su capacidad y ante la falta de terrenos adecuados para crear nuevos, se plantea extender el Bordo Poniente de 18 a 24 m de altura.

Basándose en los estudios realizados por JICA en este último, se determinó que hay zonas que cumplen con los requerimientos necesarios para ser aprovechado el biogás generado, en la generación de electricidad; por lo que se selecciono el relleno sanitario del Bordo Poniente Etapa IV localizado en el Antiguo lago de Texcoco.

Esta zona tiene 256 hectáreas con 24 metros de profundidad y se estima que esta constituida por 65 % de materia orgánica.

El propósito de este proyecto comprende la construcción de una red de captación a lo largo del terreno, dicha red captará biogas para ser pretratado y transformado en energía eléctrica. Con este fin se construirá una central eléctrica de ciclo combinado, que tendrá una capacidad instalada de 75 MW trabajando al 100%. Aunque se piensa que genere 65 MW. De esta energía dos tercios serán generados por la turbina de gas y un tercio por la turbina de vapor.

Esta tecnología fue seleccionada por ser la forma de generación de energía eléctrica de mayor eficiencia actualmente, hasta de un 70%, aunque para este gas se considero una eficiencia de 60%, así como el menor tiempo de instalación y espacios.

El proyecto tiene una vida media de 20 años, sin embargo, debido al nivel de incertidumbre que genera el tiempo en las condiciones de biodegradación es posible que varíe la producción de biogás. Una vía para mantener la capacidad constante o ampliarla es emplear otras zonas que vayan cumpliendo su capacidad de llenado de residuos sólidos y que puedan ser empleadas para este fin dentro del mismo relleno sanitario.

En el sector eléctrico a partir del año 2000 se incremento la demanda de energía eléctrica, de tal forma que para el año 2009 se espera un incremento de la misma del 10.2% contra una oferta de 7.1%, lo que garantiza suficiente demanda de energía como para colocar la producción en los servicios municipales de alumbrado publico, de bombeo de agua, y en los servicios del mismo relleno.

En el estudio económico se tomó en cuenta que no hay costo de combustible ya que lo proporciona el sitio de localización así como el servicio de tratamiento de aguas residuales, a su vez el sitio será concesionado. Otro factor importante es la reducción de la capacidad de la planta a través del tiempo.

La evaluación financiera arroja un inversión inicial es de USD\$67,158,371 de la cual el 30% es de la empresa, 30% de los accionistas y el 40% es crédito bancario proporcionado por el Banco de Mundial, basado en que el proyecto forma parte de la política mundial de control de las emisiones de los gases que causan el "Efecto Invernadero", para atender la problemática del cambio climático global lo cual lo hace un proyecto ambientalmente viable (energía verde).

Los indicadores financieros tienen como resultado una TIR = 15%, un VPN = USD\$ 34,186,197 para un periodo de 10 años, con una TMAR de 8%.

Dado que la TIR es mayor a la TMAR, y el VPN es positivo se puede concluir que el proyecto es rentable porque, lo que indica que se puede invertir y que además por todos los argumentos anteriores tiene factibilidad técnica y económica, el emplear biogás como combustible para la generación de energía eléctrica.

Basándose en los siguientes enunciados se demuestra también que el proyecto es sustentable:

- Puede constituirse como una demostración de efectividad tecnológica, económica, institucional y social del aprovechamiento de este combustible, así como servir de muestra para ciudades o regiones de México y Latinoamérica interesadas en reproducirla.
- En México se producen 30,178,148 ton de RSM al año, es decir, que en 10 años de acumulación se producirían aproximadamente 1000 MW, lo que indica que el problema energético se puede resolver en cierta medida a escala regional o local de acuerdo a la localización del relleno sanitario.
- Mantiene niveles adecuados de disponibilidad de bienes como el aire y el suelo que al ser usado este último, para este proyecto puede ser reutilizado para la disposición de residuos, ya que disminuye el volumen total del relleno hasta aproximadamente el 50%
- La energía que es obtenida a partir del procesamiento de desechos, lo que promueve el empleo de subproductos.
- Reduce la dependencia de recursos no renovables, promoviendo la utilización de fuentes renovables de energía.
- Reduce los daños al ambiente.
- Promueve el control y el funcionamiento adecuado del sistema de disposición.

## 10. RECOMENDACIONES

A pesar de que este tipo de proyectos tiene una baja producción de energía comparada con las plantas que emplean otro tipo de combustible, tiene beneficios como el de mejorar la calidad del medio ambiente y generar valor agregado, que se puede emplear para asociarse con otros sectores como el de recolección de basura.

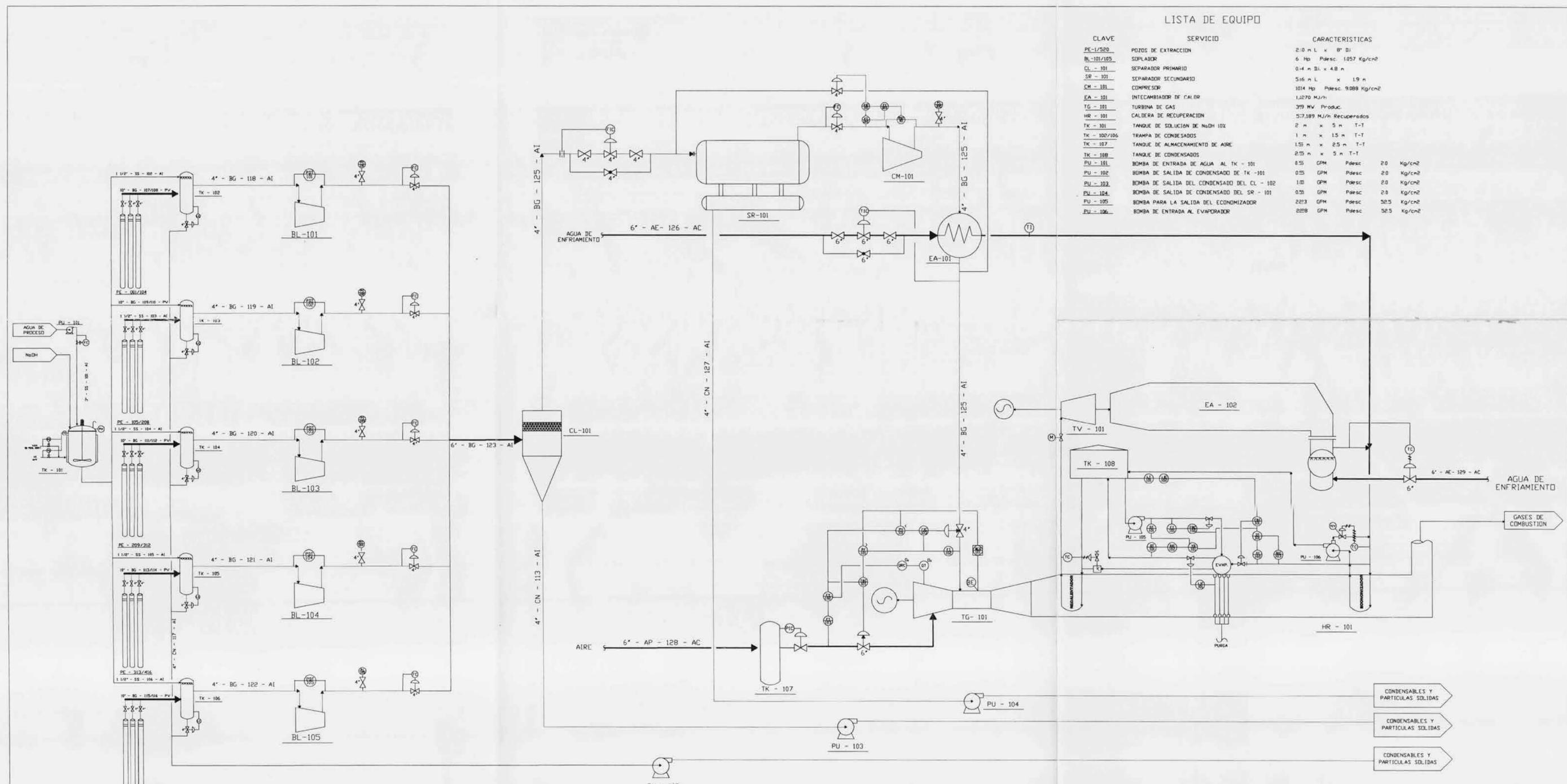
Esta relación resultaría benéfica por ambas partes, la primera mejoraría el servicio y la disposición de residuos ya que si estos tuvieran una buena selección y administración generarían recursos por reciclaje y por producción energética, en la segunda se lograría emplear mayores cantidades de materia orgánica en descomposición originando una mayor calidad en el biogas generado, que tendría como consecuencia una disminución en los costos de producción de energía o purificación en su caso.

El implementar este tipo de proyecto implica una amplia participación de capital en estudios de investigación acerca del monitoreo y cinéticas de biodegradación, así como el restablecimiento de las zonas donde se dispongan los residuos, sin embargo, el emplear o mejorar la calidad de biogas ayuda al municipio en donde se realice las extracciones a sostener sus niveles energéticos e incorpora ingresos generados por la concesión.

La generación de desechos es una actividad difícil de controlar, es por esto se debe ejercer una mayor influencia sobre los medios de reuso o su aprovechamiento en formas energéticas.

- ANEXO 1. Diagrama de Flujo de Proceso (DFP)
- ANEXO 2. Simbología y Leyendas.
- ANEXO 3. Diagrama de Tubería e Instrumentación (DTI)
- ANEXO 4. Diagrama de Localización General de la Planta (DGP)
- ANEXO 5. Estructura General.
- ANEXO 6. Hojas de Datos de Equipos
- ANEXO 7. Memorias de Cálculo.

# ANEXO 1. DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO (DFP)



**LISTA DE EQUIPO**

CLAVE	SERVICIO	CARACTERISTICAS
PE-1/520	POZOS DE EXTRACCION	2.0 m L x 8" DI
BL-101/105	SOPLABOR	6 Hp Pdesc. 1057 Kg/cm <sup>2</sup>
CL-101	SEPARADOR PRIMARIO	0.4 m DI x 4.8 m
SR-101	SEPARADOR SECUNDARIO	516 m L x 19 m
CM-101	COMPRESOR	1014 Hp Pdesc. 9.088 Kg/cm <sup>2</sup>
EA-101	INTERCAMBIADOR DE CALOR	1.270 M <sup>2</sup> /h
TG-101	TURBINA DE GAS	399 MW Produc.
HR-101	CALDERA DE RECUPERACION	57.189 MJ/h Recuperados
TK-101	TANQUE DE SOLUCION DE NaOH 10%	2 m x 5 m T-T
TK-102/106	TRAMPA DE CONDENSADOS	1 m x 1.5 m T-T
TK-107	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AIRE	1.55 m x 2.5 m T-T
TK-108	TANQUE DE CONDENSADOS	2.55 m x 5 m T-T
PU-101	BOMBA DE ENTRADA DE AGUA AL TK-101	0.55 GPM Pdesc. 2.0 Kg/cm <sup>2</sup>
PU-102	BOMBA DE SALIDA DE CONDENSADO DE TK-101	0.55 GPM Pdesc. 2.0 Kg/cm <sup>2</sup>
PU-103	BOMBA DE SALIDA DE CONDENSADO DEL CL-102	1.00 GPM Pdesc. 2.0 Kg/cm <sup>2</sup>
PU-104	BOMBA DE SALIDA DE CONDENSADO DEL SR-101	0.55 GPM Pdesc. 2.0 Kg/cm <sup>2</sup>
PU-105	BOMBA PARA LA SALIDA DEL ECONOMIZADOR	2213 GPM Pdesc. 52.5 Kg/cm <sup>2</sup>
PU-106	BOMBA DE ENTRADA AL EVAPORADOR	2228 GPM Pdesc. 52.5 Kg/cm <sup>2</sup>

No.	REVISIONES	FECHA	APROB.	NUMERO	DIBUJOS DE REFERENCIA	APROBACION
A	PARA APROBACION					JLR CORPO DE INGENIERIA DE PROYECTOS AAD SUBCOMO DE INGENIERIA DE PROYECTOS

**U.N.A.M.**  
UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE MEXICO

MAESTRÍA EN INGENIERÍA  
DE PROYECTOS.

FACULTAD DE QUIMICA, POSGRADO DE INGENIERIA QUIMICA FEBRE/2004

DESE.	FECHA	PROYECTO	FECHA	APROB.	FECHA	PROYECTO	FECHA	LUGAR	PLANO	REV.
CROX3701	FEBRE/2004	PROYECTO	FEBRE/2004	M.A.S.A.	FEBRE/2004	RSM-0001	FEBRE/2004	ANTIGUO LAGO DE TEXCOCO	PDTI-101	A

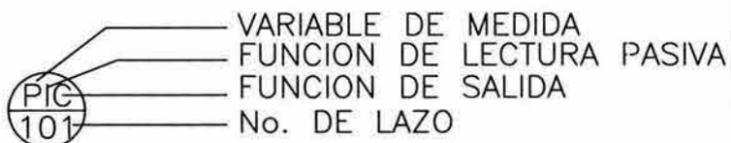
- CONDENSABLES Y PARTICULAS SOLIDAS
- CONDENSABLES Y PARTICULAS SOLIDAS
- CONDENSABLES Y PARTICULAS SOLIDAS

## **ANEXO 2. SIMBOLOGÍA Y LEYENDAS**

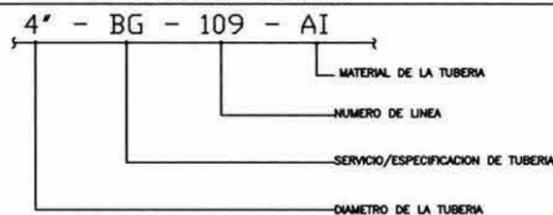
SIMBOLOGIA DE INSTRUMENTACION

-  INSTRUMENTO MONTADO LOCALMENTE
-  INSTRUMENTO MONTADO EN PANEL O CONSOLA
-  INSTRUMENTO MONTADO ATRAS DEL PANEL
-  INSTRUMENTO MONTADO LOCALMENTE
-  INSTRUMENTO MONTADO ATRAS DEL TABLERO LOCAL

IDENTIFICACIÓN DE INSTRUMENTOS



CODIFICACION DE TUBERIAS



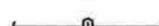
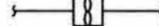
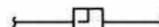
TIPO DE SERVICIO

- AE = AGUA DE ENFRIAMIENTO
- AP = AIRE DE PROCESO
- BG = BIOGAS
- CN = CONDENSABLES Y PARTICULAS SOLIDAS
- SS = SOLUCION DE SOSA

INSTRUMENTOS

ELEMENTOS DE MEDICION

FLUJO

-  PLACA DE ORIFICIO
-  PLACA DE ORIFICIO DE CAMBIO RAPIDO
-  MEDIDOR TIPO TURBINA
-  MEDIDOR TIPO VENTURI
-  MEDIDOR TIPO PITOT
-  MEDIDOR MULTIFASICO
-  ROTAMETRO

NIVEL

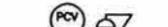
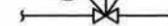
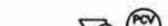
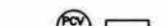
-  VIDRIO DE NIVEL
-  MEDIDOR DE NIVEL TIPO REGLETA
-  MEDIDOR DE NIVEL CON FLOTADOR O DESPLAZADOR INTERNO
-  MEDIDOR DE NIVEL TIPO FLOTADOR

SEÑALES DE INSTRUMENTOS

-  SUMINISTRO AL INSTRUMENTO O CONEXION AL PROCESO
-  SERIAL DE ENLACE VIA SOFTWARE
-  SERIAL HIDRAULICA
-  SERIAL NEUMATICA
-  SERIAL ELECTRICA
-  TUBO CAPILAR

VALVULAS AUTOCONTROLADAS

PRESION

-  VALVULA REGULADORA DE PRESION CON TOMA DE PRESION INTEGRAL CORRIENTE ABAJO.
-  VALVULA REGULADORA DE PRESION CON TOMA DE PRESION INTEGRAL CORRIENTE ARRIBA.
-  VALVULA REGULADORA DE PRESION CON TOMA DE PRESION EXTERNA.
-  VALVULA REGULADORA DE PRESION CON TOMA DE PRESION INTERNA Y EXTERNA.
-  VALVULA DE SEGURIDAD O RELEVO POR ALTA PRESION.
-  VALVULA DE RELEVO O SEGURIDAD POR VACIO.
-  VALVULA DE RELEVO PRESION-VACIO.
-  FISICO DE RUPTURA PARA RELEVO DE PRESION.
-  FISICO DE RUPTURA PARA RELEVO DE VACIO.

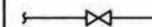
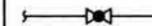
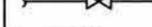
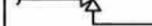
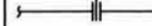
FLUJO

-  VALVULA INTELIGENTE
-  VALVULA DE CONTROL AUTOMATICO DE RECIRCULACION

TEMPERATURA

-  VALVULA REGULADORA DE TEMPERATURA.

CODIFICACION DE TUBERIAS Y ACCESORIOS

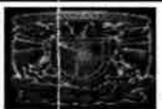
-  VALVULA DE COMPUERTA
-  VALVULA DE GLOBO
-  VALVULA DE MARIPOSA
-  VALVULA MACHO
-  VALVULA DE ANGULO
-  VALVULA DE CUCHILLA
-  VALVULA DE AGUA
-  TAPON ROSCADO
-  TAPON CACHUCHA SOLDABLE
-  BRIDA CIEGA
-  PLACA DESLIZABLE TIPO FIGURA OCHO
-  CONEXION RAPIDA PARA MANGUERA
-  REDUCCION CONCENTRICA
-  REDUCCION EXCENTRICA
-  TRAMPA DE CONDENSADOS
-  FILTRO TIPO Y
-  FILTRO TIPO T

VARIABLE	FUNCION															
	SIMBOLO	ELEMENTO PRIMARIO	INDICADOR LOCAL	TRANSMISOR	INDICADOR	REGISTRADOR	CONTROLADOR	INDICADOR - CONTROLADOR	REGISTRADOR - CONTROLADOR	INTERRUPTOR	ALARMA	TRANSDUCTOR	ELEMENTO FINAL	AUTOCONTROL	ACTUADOR	INDICADOR - TRANSMISOR
ANALISIS	A	AE		AT	AI	AR	AC	AIC	ARC	AS_	AA_	AY	AV	-	AZ	AIT
FLAMA	B	BE	BG	BT	BI	BR	-	-	-	BS_	BA_	BY	-	-	-	BIT
CORROSION	C	CE		CT	CI											
DENSIDAD	D	-		DT	DI	DR				DS_	DA_	DY				
VOLTAJE	E	ET	EI	ER	EC	EIC	ERC	ES_	EA_	EY	EV	-	EZ	EIT		
FLUJO	F	FE		FT	FI	FR	FC	FIC	FRC	FS_	FA_	FY	FV	FCV	FZ	FIT
CANTIDAD DE FLUJO	FQ	FQE		FQT	FQI	FQR	FQC	FQIC	FQRC	FQS_	FQA_	FQY	FQV		FQZ	FQIT
POR USUARIO	G															
MANUAL	H	-						HIC	HS			HV	HCV			
CORRIENTE ELECTRICA	I			IT	II	IR	IC	IIC	IRC	IS_	IA_	IY	IV		IZ	IIT
POTENCIA	J			JT	JI	JR	JC	JIC	JRC	JS_	JA_	JY	JV		JZ	
TIEMPO	K			KT	KI	KR	KC	KIC	KRC	KS_	KA_	KY	KV	KCV	KZ	
NIVEL	L		LG	LT	LI	LR	LC	LIC	LRC	LS_	LA_	LY	LV	LCV	LZ	LIT
HUMEDAD	M	ME		MT	MI						MA_					
POR USUARIO	N															
POR USUARIO	O															
	P			PT	PI	PR	PC	PIC	PRC	PS_	PA_	PY	PV	PCV	PZ	PIT
PRESION DIFERENCIAL	PD			PDT	PDI	PDR	PDC	PDIC	PDRC	PDS_	PDA_	PDY	PDV		PDZ	PDIT
CANTIDAD	Q	QE		QT	QI	QR		QIC	QRC	QS_	QA_	QY	QV	QCV	QZ	
RADIACION	R			RT	RI	RR	RC	RIC	RRC	RS_	RA_	RY	RV	RCV		
VELOCIDAD	S	SE		ST	SI	SR	SC	SIC	SRC	SS_	SA_	SY	SV	SCV	SZ	
TEMPERATURA	T	TE		TT	TI	TR	TC	TIC	TRC	TS_	TA_	TY	TV	TCV	TZ	TIT
MULTIVARIABLE	U			UI	UR						UA					
VIBRACION	V	VE		VT	VI	VR						VY	-	-	-	
PESO	W	WE		WT	WI	WR	WC	WIC	WRC	WS_	WA_	WY	WV	-	WZ	
POR USUARIO	X															
POR USUARIO	Y															
POSICION	Z			ZT	ZI					ZS_	ZA_					

NOTA GENERAL

LA SIMBOLOGIA DE INSTRUMENTOS MOSTRADOS EN ESTE DIAGRAMA, ES CONFORME A LA NORMA I.S.A S 5.1 - 1984, (REV. NOV.-5-1986)

No.	REVISIONES	FECHA	APROBADO	NUMERO	DIBUJOS DE REFERENCIA	A PROBABACION
A	PARA APROBACION					



**U.N.A.M.**  
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

MAESTRIA EN INGENIERIA Y DE PROYECTOS

FACULTAD DE QUIMICA, POSGRADO DE INGENIERIA QUIMICA FEBRE/2004

FECHA	REVISOR	REVISADO
FEBRE/2004	CRICK/01	
FEBRE/2004	MAJIA	

PLANO DE SIMBOLOGIA Y LEYENDAS  
PLANTA DE RECUPERACION ENERGETICA DE RESIDUOS SOLIDOS

PROYECTO No.	PLANO No.	REV.
RSM - 0001	PSL-101	A

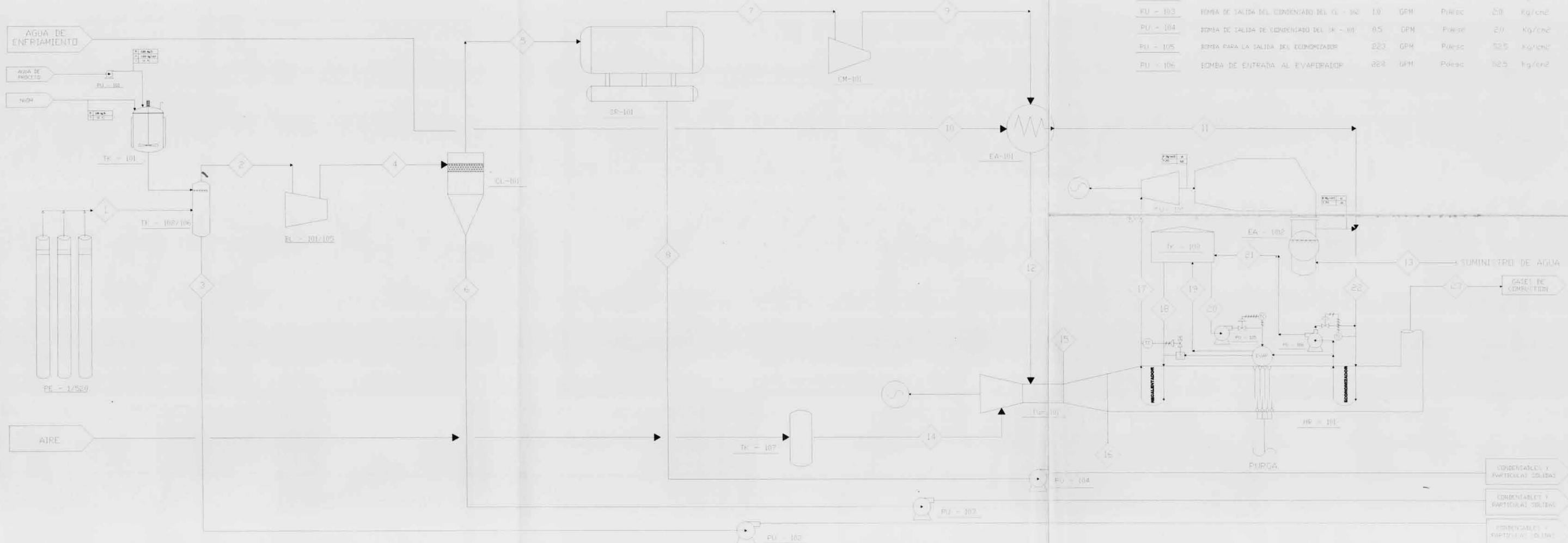
## **ANEXO 3. DIAGRAMA DE TUBERÍAS E INSTRUMENTACIÓN (DTI)**

### LISTA DE EQUIPO

CLAVE	SERVICIO	CARACTERISTICAS
PE-1/520	POZOS DE EXTRACCION	20 m L x 8" DI
BL-101/105	SOPLADOR	8 Hp. Pósc. 1057 kg/cm <sup>2</sup>
CL-101	SEPARADOR PRIMARIO	0.4 m DI x 4.8 m
SP-101	SEPARADOR SECUNDARIO	5.6 m L x 1.9 m
CM-101	COMPRESOR	104 Hp. Pósc. 9.088 kg/cm <sup>2</sup>

EA-101	INTERCAMBIADOR DE CALOR	1,270 M <sup>2</sup> /h
TG-101	TURBINA DE GAS	39 Mw. Produc.
HR-101	CALDERA DE RECUPERACION	57,189 M <sup>2</sup> /h Recuperados
EA-102	INTERCAMBIADOR DE CALOR	15,830 M <sup>2</sup> /h Recuperados
TV-101	TURBINA DE VAPORES	127 M <sup>2</sup> /h. Produc.

TK-101	TANQUE DE COLECCION DE NaOH 10%.	2 m x 5 m T-T
TK-102/106	TRAMPA DE CONDENSADOS	1 m x 1.5 m T-T
TK-107	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AIRE	15 m x 2.5 m T-T
TK-108	TANQUE DE CONDENSADOS	2.5 m x 5 m T-T
PU-101	BOMBA DE ENTRADA DE AGUA AL TK-101	0.5 GPM Pósc. 20 kg/cm <sup>2</sup>
PU-102	BOMBA DE SALIDA DE CONDENSADO DE TK-101	0.5 GPM Pósc. 20 kg/cm <sup>2</sup>
PU-103	BOMBA DE SALIDA DEL CONDENSADO DEL CL-101	1.0 GPM Pósc. 20 kg/cm <sup>2</sup>
PU-104	BOMBA DE SALIDA DE CONDENSADO DEL HR-101	0.5 GPM Pósc. 20 kg/cm <sup>2</sup>
PU-105	BOMBA PARA LA SALIDA DEL ECONOMIZADOR	220 GPM Pósc. 52.5 kg/cm <sup>2</sup>
PU-106	BOMBA DE ENTRADA AL EVAPORADOR	220 GPM Pósc. 52.5 kg/cm <sup>2</sup>



ESTADO DE LA CORRIENTE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		
<b>Pretratamiento de Biogas</b>																									
Biogas (m <sup>3</sup> /h)	17,567	17,567	-	17,567	17,567	-	17,567	-	17,567	-	-	17,567													
Condensables (kg/h)	440	125	10,000 (200 kg/h)	125	54	81	1	10	1	-	-	1													
Partículas sólidas (kg/h)	12	10	7	10	1	2	-	9	0.0014	-	-	8													
Agua (kg/h)	0.35	0.07	0.28	0.07	0.03	0.04	0.003	0.03	0.003	5.297	5.297	9													
Air (kg/h)													10,116												
Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	1.043	1.008	1.033	1.057	1.032	1.027	0.826	0.806	9	1	1	9	103												
Temperatura (C)	68	55	55	55	55	55	55	55	27	5	7	46													
<b>Producción de Electricidad</b>																									
Masa (kg/h)													54,238	180,704	180,704	68,235	68,235	1,585,000 (3,170)	61,704	68,235	68,235	180,704			
Presión (kg/cm <sup>2</sup> )													1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Temperatura (C)													5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
H (kJ/kg)													30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30

NO.	FECHA	REVISIÓN	REVISOR	REVISADO	REVISADO DE REFERENCIA
1					

APROBACIÓN	
JLR	
CODIGO DE NOMINACIÓN PROYECTO	
AAD	
REVISOR DE NÚMERO DE PROYECTO	

**U.N.A.M.**  
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO

MAESTRIA EN INGENIERIA Y ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS

FACULTAD DE INGENIERIA Y ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS

FEBRE/2004

DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO  
PLANTA DE RECUPERACION ENERGETICA DE RESIDUOS SOLIDOS

PROYECTO: PCM-6001

PLANO: PDFP-101

FECHA: FEBRE/2004

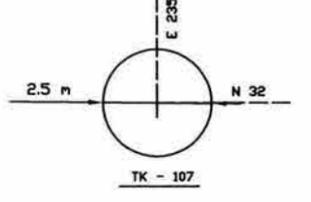
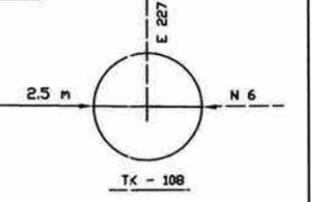
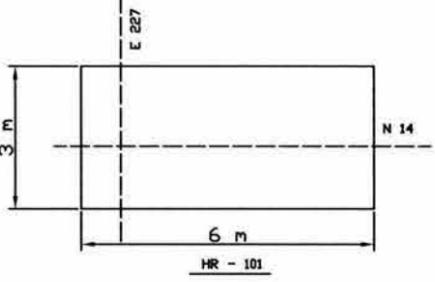
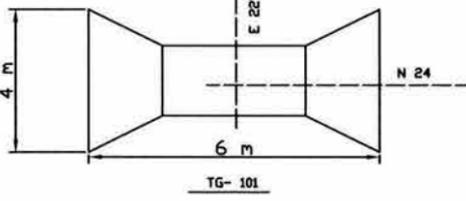
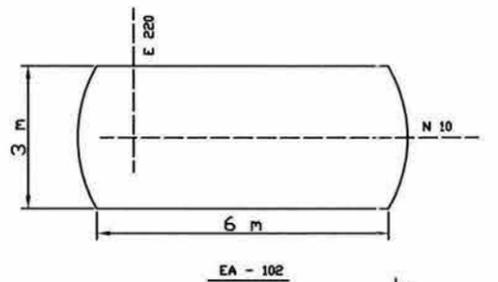
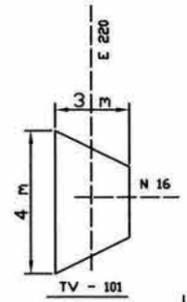
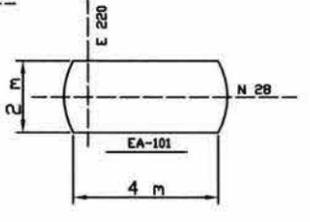
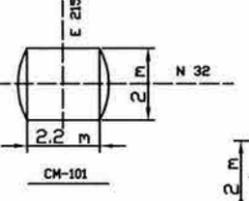
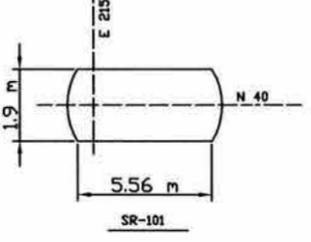
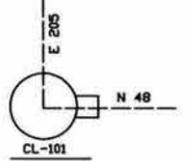
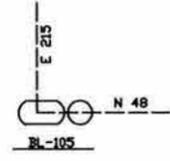
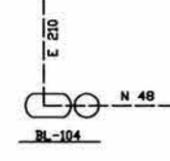
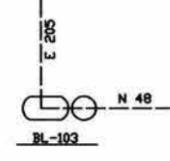
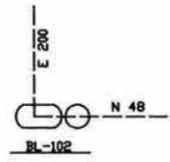
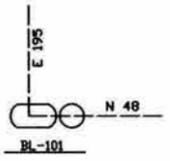
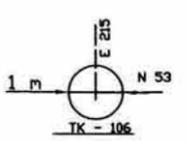
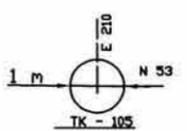
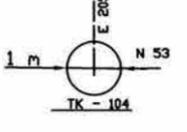
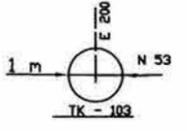
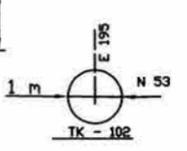
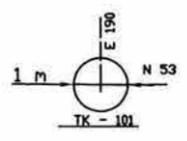
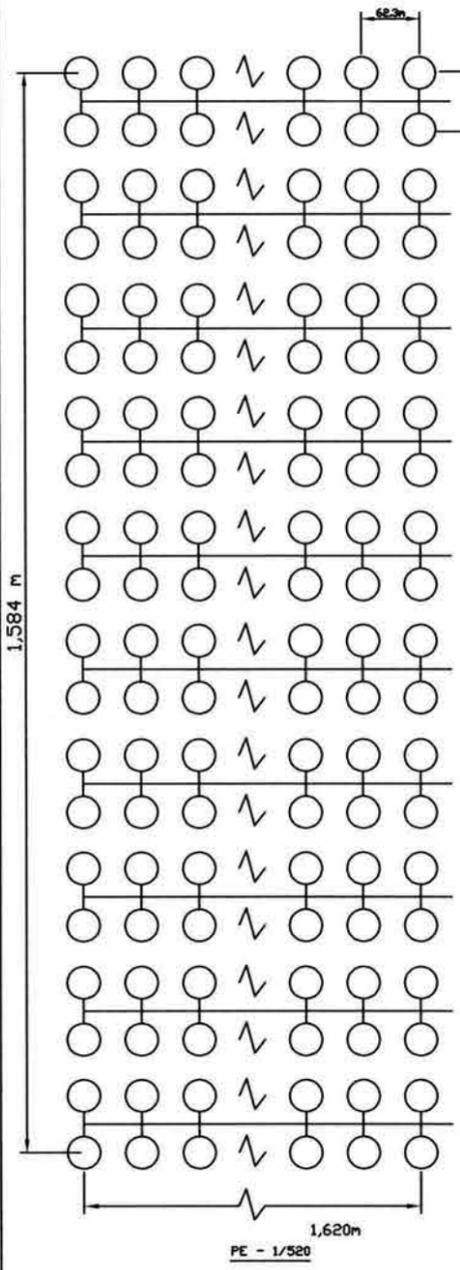
FECHA: FEBRE/2004

FECHA: FEBRE/2004

FECHA: FEBRE/2004

FECHA: FEBRE/2004

## **ANEXO 4. DIAGRAMA DE LO CALIZACIÓN GENERAL DE LA PLANTA (PLG)**



**LISTA DE EQUIPO**

CLAVE	SERVICIO	CARACTERISTICAS
PE-1/520	POZOS DE EXTRACCION	2.0 m L x 8' DI
BL-101/105	SOPLADOR	6 Hp Pdesc. 1.057 Kg/cm2
CL-101	SEPARADOR PRIMARIO	0.4 m DI x 4.8 m
SR-101	SEPARADOR SECUNARIO	5.6 m L x 1.9 m
CH-101	COMPRESOR	104 Hp Pdesc. 9.088 Kg/cm2
EA-101	INTECAMBIADOR DE CALOR	1,270 MJ/h
TG-101	TURBINA DE GAS	39 MW Producc.
HR-101	CALDERA DE RECUPERACION	57,189 MJ/h Recuperados

TK-101	TANQUE DE SOLUCION DE NaOH 10%	2 m x 5 m	T-T
TK-102/106	TRAMPA DE CONDESADOS	1 m x 1.5 m	T-T
TK-107	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AIRE	1.5 m x 2.5 m	T-T
TK-108	TANQUE DE CONDESADOS	2.5 m x 5 m	T-T
PU-101	BOMBA DE ENTRADA DE AGUA AL TK-101	0.5 GPM	Pdesc. 2.0 Kg/cm2
PU-102	BOMBA DE SALIDA DE CONDESADO DE TK-101	0.5 GPM	Pdesc. 2.0 Kg/cm2
PU-103	BOMBA DE SALIDA DEL CONDESADO DEL CL-101	1.0 GPM	Pdesc. 2.0 Kg/cm2
PU-104	BOMBA DE SALIDA DE CONDESADO DEL SR-101	0.5 GPM	Pdesc. 2.0 Kg/cm2
PU-105	BOMBA PARA LA SALIDA DEL ECONOMIZADOR	223 GPM	Pdesc. 52.5 Kg/cm2
PU-106	BOMBA DE ENTRADA AL EVAPORADOR	228 GPM	Pdesc. 52.5 Kg/cm2



NO.	REVISORES	FECHA	APROB.	NOMBRE	DIBUJOS DE REFERENCIA	APROBACION
1	PARA APROBACION					AR
						AD



MAESTRIA EN INGENIERIA  
DE PROYECTOS.

FECHA:	FEBRERO/2004
PROYECTO:	MAJALA
FECHA:	FEBRERO/2004
PROYECTO:	MAJALA
FECHA:	FEBRERO/2004
PROYECTO:	MAJALA
FECHA:	FEBRERO/2004
PROYECTO:	MAJALA
FECHA:	FEBRERO/2004
PROYECTO:	MAJALA

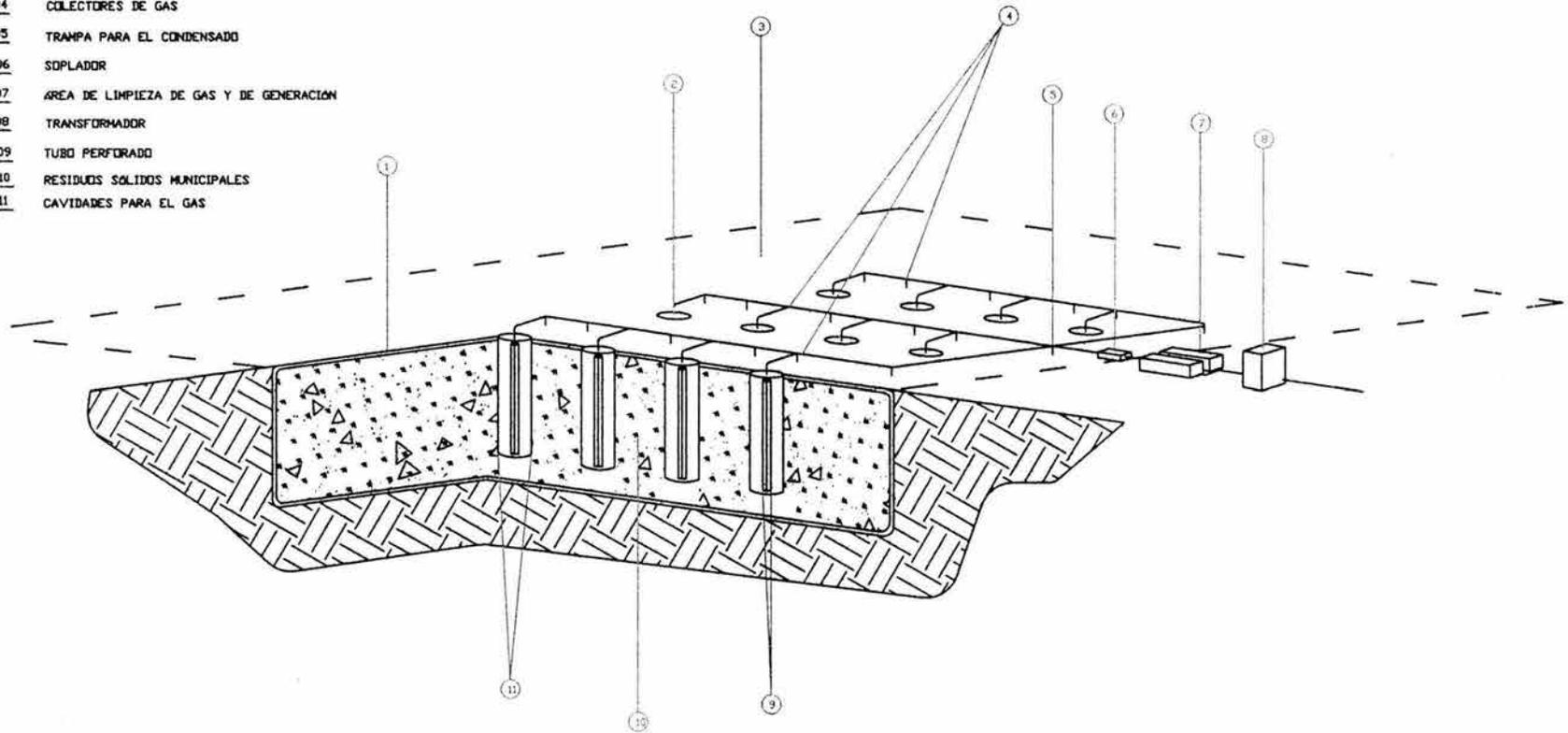
PLANO DE LOCALIZACION GENERAL  
PLANTA DE RECUPERACION ENERGETICA  
DE RESIDUOS SOLIDOS

PROYECTO NO. RSM-0001  
FECHA: ANTIQUO LAGO DE TEXCOCO

PLG-101

## **ANEXO 5. ESTRUCTURA GENERAL**

- No. SERVICIO
- 01 CUBIERTA IMPERMEABLE
  - 02 SELLO DE ARCILLA
  - 03 AREA TOTAL
  - 04 COLECTORES DE GAS
  - 05 TRAMPA PARA EL CONDENSADO
  - 06 SOPLADOR
  - 07 AREA DE LIMPIEZA DE GAS Y DE GENERACION
  - 08 TRANSFORMADOR
  - 09 TUBO PERFORADO
  - 10 RESIDUOS SOLIDOS MUNICIPALES
  - 11 CAVIDADES PARA EL GAS



INSTITUCION U.N.A.M.	PROYECTO PDEG-101	FECHA 1985	UBICACION CIUDAD DE MEXICO	AREA DE INTERES AREA DE TRATAMIENTO DE RESIDUOS	<b>U.N.A.M.</b> UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO	MAESTRIA EN INGENIERIA Y ADMINISTRACION DE PROYECTOS.	AUTOR INGENIERO	TITULO PDEG-101	DIAGRAMA DE LA ESTRUCTURA GENERAL PLANTA DE RECUPERACION ENERGICA DE RESIDUOS SOLIDOS INMEX - 001 IMPRESO EN MEXICO
-------------------------	----------------------	---------------	-------------------------------	--	---	--	--------------------	--------------------	---

## **ANEXO 6. HOJAS DE DATOS**









## HOJA DE DATOS SOPLADOR

ITEM No.	BL - 101	PROYECTO No.	RSM - 0001
LOCALIZACIÓN	ANTUGUO LAGO DE TEXCOCO	SERVICIO:	Incrementar la velocidad de succión del biogás en los pozos
FABRICANTE		No. DE SERIE	
FLUJO (Kg/h)	3,544	PESO MOLECULAR (g/mol)	24.763
INDICACIONES PARA LLENAR EL SIGUIENTE FORMATO		POR LA EMPRESA { }	POR EL FABRICANTE [ ]

CONDICIONES DE OPERACIÓN	MAXIMA	NORMALES	MINIMAS
<input checked="" type="checkbox"/> CAPACIDAD (scfm)* (Kg / h)	4,000	3,544	2,900
<input type="checkbox"/> CAPACIDAD icfm			
<input checked="" type="checkbox"/> GRAV. ESPEC. (AIRE = 1)	1.2	1.0	0.8
<input checked="" type="checkbox"/> PRES. BAROM. (Kg/cm <sup>2</sup> )	1.3	1.03	1.00
<input checked="" type="checkbox"/> ELEV. SOBRE EL NIVEL DEL MAR (m)	2,390	2,315	2,240
<input checked="" type="checkbox"/> H.R (%)	0	2	5
<input checked="" type="checkbox"/> TEMP. NORM. DE ENTR. (° C)	62	55	48
<input type="checkbox"/> TEMP. MIN. DE ENTR. (° C)			
<input checked="" type="checkbox"/> DENS. DE LA MEZ. (Kg/m <sup>3</sup> )	1.012	1.27	1.0347
<input checked="" type="checkbox"/> DIFER. DE PRES. (Kg/cm <sup>2</sup> )	0.1	0.05	0.03
<input type="checkbox"/> rpm			
<input type="checkbox"/> VEL. DE RODAMIENTO (fpm)			
<input type="checkbox"/> Bhp			
<input type="checkbox"/> TASA DE AGUA (# hp/ h)			
Hp 9			

**TIPO DE VENTILADOR:**  
 (Vela Axial) (Tubo Axial) (Propela)

**TIPO DE HOJAS:** (Backw Curved) (Radial) (Fwd Curved)  
 (Air Foil) (Flat)

**DETALLES DE CONSTRUCCIÓN:**  
 Descripción (SISW) (DIDW)  
 Clase (I) (II) (III) (IV)  
 Arreglo  
 Localización del motor (W) (X) (Y) (Z)

**RUEDA:** (Lance) (Laminado) (Remachado) (Soldado)

**FLECHA:** Dia at Brgs \_\_\_\_\_  
 Medidas \_\_\_\_\_ Acabado \_\_\_\_\_

**Sosten** (Interno) ( Externo)  
 Radial (Pelota) (Rodillo) (Manga)  
 Avance: \_\_\_\_\_

**Sello:** \_\_\_\_\_ Tipo \_\_\_\_\_

**Rotación y acople**

MAX. CAP (cm A LA ENTR.) \_\_\_\_\_ Max bhp \_\_\_\_\_

OLEAJE PT. (min cfm) \_\_\_\_\_ Max Cont Speed \_\_\_\_\_

VENTILADOR: 1ro. CRITICO \_\_\_\_\_ 2nd Critical \_\_\_\_\_

**Control:**

AMOTIGUADORES DE SALIDA (Std) (Streamflow)

VELETAS VARIABLES DE ENTR. (Manual) (Auto)

MANEJO DE VELOCIDAD VAR. (Yes) (No)

INCLINACIÓN VARIABLE DE HOJAS (Manual) (Automatic)

**PODER DEL CONTROL** VOLTS/FASES/CICLOS \_\_\_\_\_ 440/3/60

EQUIP. ELECT. CLASE DE PELIGRO \_\_\_\_\_ Hz

**MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN:**

Vivienda \_\_\_\_\_ Espesor de la pared \_\_\_\_\_

Espeor \_\_\_\_\_ Espesor de la hoja \_\_\_\_\_

Eje \_\_\_\_\_

Flecha \_\_\_\_\_

Funda de la flecha \_\_\_\_\_

Otros \_\_\_\_\_

**CONDUCTOR:** (Motor) (Turbina)

Hecho \_\_\_\_\_  Type \_\_\_\_\_

hp \_\_\_\_\_  rpm \_\_\_\_\_

Peso \_\_\_\_\_

CONECCIONES	Tamaño	Valuación	Orientación
Entrada			
Salida			
Drenaje			

**ACOPLADO:**

Hecho \_\_\_\_\_  Tipo \_\_\_\_\_

Modelo \_\_\_\_\_  Resguardo \_\_\_\_\_

**TEST**

Prueba Mecanica  (Yes) (No)

Represen. X testig  (Yes) (No)

Represen. sin testig (Yes) (No)

Inspención  (Yes) (No)

Otros \_\_\_\_\_

**CINTURON DE VIAJE:** (Yes) (No)

Tamaño de polv { } \_\_\_\_\_ Peso \_\_\_\_\_

Resguardo { } \_\_\_\_\_ Conduc. Estatica (Yes) (No)

Otrtos \_\_\_\_\_

Peso del ventilador o soplador \_\_\_\_\_

**ACCESORIOS PROPORCIONADOS POR EL PROVEEDOR**

Base comun  Silenciador (Entr.) (Sal.)

Panel de contro  Piezas para transmisión de Energia

Curva de desen  Tipo de aislam. Para vibración

Dibujos seccional \_\_\_\_\_

Bosquejos de di { } \_\_\_\_\_ Revestimiento Especial.

Cajas de entrad [ ] \_\_\_\_\_ Pintura (Primer) (Mfr Std)

Entrada (Pantalla) (Filtro)

Conexión a desague

Construcción resistente a chispas

Aislamiento de tachones

Acceso de inspección

Escudos de Calor

**NOTAS:**

	REVISIÓN		
	FECHA		
	DEP. PROC.		
	DEP. MEC.		



# SEPARADOR GAS - SÓLIDOS

## HOJA DE DATOS

CLIENTE:	FACULTAD DE QUÍMICA - UNAM	CONTRATO No.:	RSM-0001	HOJA:	1 DE 1
PLANTA:	RECUPERACIÓN ENERGETICA DE RSM	PLANO DE REF.:	DFP - 101	FECHA:	06/07/2003
No. DE EQUIPO:	CL-101	HECHA POR:	AHA	APROBADA POR:	AAD
				REVISIÓN:	"A"

APLICACIÓN (DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO DE LA UNIDAD): ELIMINACIÓN DE SÓLIDOS Y CONDENSADOS MAYORES DE 5 MICRAS.

FLUJO: 17,712 kg/h COMPOSICIÓN: 98.1 GAS % 0.06 SÓLIDOS % 1.8 CONDENSADOS %

### CARACTERÍSTICAS DE LAS PARTÍCULAS

- a. TAMAÑO DE PARTÍCULA MAYOR A 5 MICRONES      b. DISTRIBUCIÓN DEL PORCENTAJE DE TAMAÑOS 70 %
- c. GRAVEDAD ESPECIFICA REAL \_\_\_\_\_ (DE PARTÍCULAS), REFERIDA AL AGUA = 1.0
- d. DENSIDAD DE PARTÍCULA 2.4897 kg/m<sup>3</sup>
- e. ORIGEN DE LA ENTRADA (GAS Ó LIQUIDO) SALIDA DEL SOPLADOR BL - 101

### CONDICIONES DE OPERACIÓN

CONDICIONES DE OPERACIÓN	MAX.	NORM	MIN
FLUJO DEL GAS (kg/h)	20,369	17,712	15,055
ENTRADA DE FLUJO (kg/h)	20,369	17,712	15,055
TEMPERATURA (°C)	65	55	45
PRESIÓN (kg/cm <sup>2</sup> )	1.2044	1.0473	0.8902
CONTENIDO DE HUMEDAD (%)	3	1	0.02
TEMPERATURA DE ROCÍO (°C)			

ALTITUD DE LA INSTALACIÓN \_\_\_\_\_ PRESIÓN BAROMÉTRICA \_\_\_\_\_

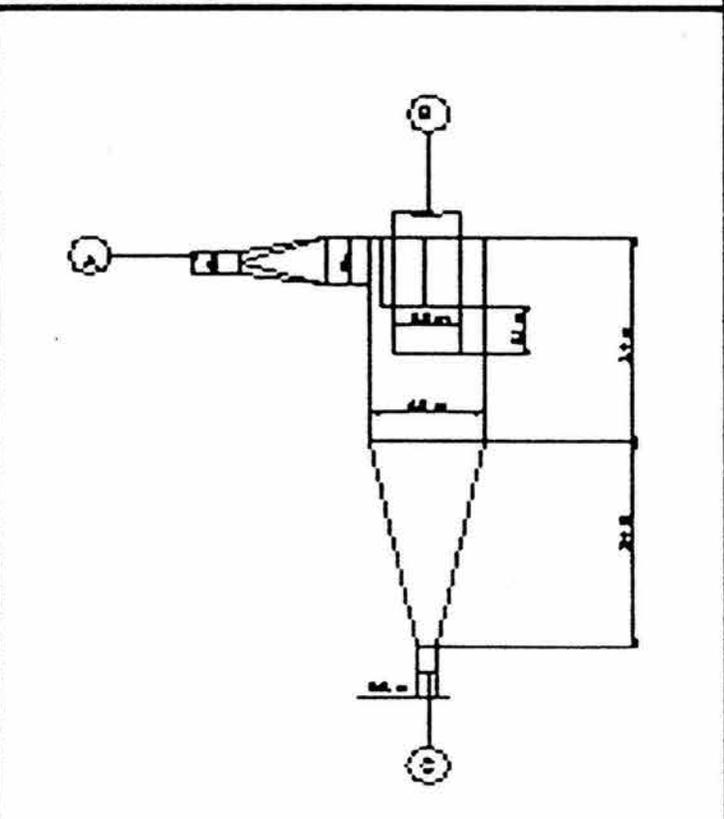
### DESCRIPCIÓN DE FLUJOS

	a. DESCRIPCIÓN (HUMEDAD, VISCOSIDAD, CONDICIONES DE OPERACIÓN, ETC)
SÓLIDOS	<u>55 °C, 1.05 kg/cm<sup>2</sup>, 1% H</u>
	b. HIDROSCOPIA: _____
	c. ANGULO DE REPOSO: _____
GAS	a. DESCRIPCIÓN (CORROSIVIDAD, ACEITES): _____ COOROSIVIDAD PROPORCIONADA POR H <sub>2</sub> S _____
	b. TENSIÓN SUPERFICIAL EN CONDICIONES DE OPERACIÓN: _____
	c. VISCOSIDAD EN CONDICIONES DE OPERACIÓN: _____

AISLAMIENTO REQUERIDO: FIBRA CERÁMICA ANA MINERAL

### CARACTERÍSTICAS DE CONSTRUCCIÓN

- a. DESCRIPCIÓN DE LA LOCALIZACIÓN DEL SISTEMA DE SEPARACIÓN: \_\_\_\_\_
  - b. ADENTRO, AFUERA, EMBARCACIÓN (PREVÉ DIBUJOS SI ES POSIBLE): \_\_\_\_\_
  - c. ALMACENAJE REQUERIDO PARA EL GAS Y SÓLIDOS (HORAS): 18
  - d. TAMAÑO PRELIMINAR DE CONEXIONES INTERNAS: \_\_\_\_\_ PULG. \_\_\_\_\_ RECT. \_\_\_\_\_ SQ.
  - e. TAMAÑO DEL REMOVEDOR DE POLVO: \_\_\_\_\_
  - f. MATERIALES SUGERIDOS DE CONSTRUCCIÓN: ACERO INOXIDABLE
- CONDICIONES ESPECIALES \_\_\_\_\_



### BOQUILLAS

No.	CANT.	DIAM	SERVICIO
A	1	8"	ENTR. BIOGAS
B	1	12"	SAL. BIOGAS
C	1	8"	SAL. PARTÍCULAS SÓLIDAS

	No.	FECHA	ELAB.	REV.	APROB.
R	A	28/09/2003	AHA	AAD	AAD
E					
V					

	No.	FECHA	ELAB.	REV.	APROB.
R					
E					
V					



## SEPARADOR SECUNDARIO HOJA DE DATOS

CLIENTE	FACULTAD DE QUÍMICA - UNAM	CONTRATO No.	RSM-0001	HOJA	1 DE 1
PLANTA	RECUPERACIÓN ENERGETICA DE RSM	PLANO DE REF.	DFP - 101	FECHA	06/07/2003
No. DE EQUIPO	SR -101	HECHA POR:	AHA	APROBADA POR:	AAD
				REVISIÓN:	" A "

APLICACIÓN (DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO DE LA UNIDAD): ELIMINACIÓN DE SÓLIDOS Y CONDENSADOS MAYORES DE 5 MICRAS

FLUJO: 17,622 kg/h COMPOSICIÓN: 99 GAS % TRAZAS SÓLIDOS % 0.1 CONDENSADOS %

### CARACTERÍSTICAS DE LAS PARTÍCULAS

- a. TAMAÑO DE PARTÍCULA MENOR A 5 MICRONES      b. DISTRIBUCIÓN DEL PORCENTAJE DE TAMAÑOS 70 %
- c. GRAVEDAD ESPECIFICA REAL \_\_\_\_\_ (DE PARTÍCULAS), REFERIDA AL AGUA = 1.0
- d. DENSIDAD DE PARTÍCULA 2.4897 kg/h
- e. ORIGEN DE LA ENTRADA (GAS Ó LIQUIDO)

### CONDICIONES DE OPERACIÓN

CONDICIONES DE OPERACIÓN	MAX.	NORM	MIN
FLUJO DEL GAS (kg/h)	16,023	13,933	11,843
ENTRADA DE FLUJO (kg/h)	16,023	13,933	11,843
TEMPERATURA (°C)	65	55	45
PRESIÓN (kg/cm <sup>2</sup> )	1.19	1.04	0.88
CONTENIDO DE HUMEDAD (%)	3	1	0.02
TEMPERATURA DE ROCIO (°C)			

ALTITUD DE LA INSTALACIÓN \_\_\_\_\_ PRESIÓN BAROMÉTRICA.

### DESCRIPCIÓN DE FLUJOS

SÓLIDOS	DESCRIPCIÓN (HUMEDAD, VISCOSIDAD, CONDICIONES DE OPERACIÓN, ETC)
	a. <u>55 °C, 1.05 kg/cm<sup>2</sup>, 1%H</u>
	b. HIDROSCOPIA: _____
	c. ANGULO DE REPOSO: _____
GAS	DESCRIPCIÓN (CORROSIVIDAD, ACEITES):
	<u>COOROSIVIDAD PROPORCIONADA POR H<sub>2</sub>S</u>
	b. TENSIÓN SUPERFICIAL EN CONDICIONES DE OPERACIÓN:
	c. VISCOSIDAD EN CONDICIONES DE OPERACIÓN:

### CARACTERÍSTICAS DE CONSTRUCCIÓN

- a. DESCRIPCIÓN DE LA LOCALIZACIÓN DEL SISTEMA DE SEPARACIÓN:
- b. ADENTRO, AFUERA, EMBARCACIÓN (PREVÉ DIBUJOS SI ES POSIBLE):
- c. ALMACENAJE REQUERIDO PARA EL GAS Y SÓLIDOS (HORAS):
- d. TAMAÑO PRELIMINAR DE CONEXIONES INTERNAS:  
PULG. \_\_\_\_\_ RECT. \_\_\_\_\_ SQ.
- e. TAMAÑO DEL REMOVEDOR DE POLVO: \_\_\_\_\_

f. MATERIALES SUGERIDOS DE CONSTRUCCIÓN: \_\_\_\_\_

AI SLAM I EN TO REQUERIDO: NO RAZÓN: \_\_\_\_\_

NOTAS: \_\_\_\_\_

### CONDICIONES ESPECIALES




## RECIPIENTES HOJA DE DATOS DE PROCESO

No. PROYECTO	RSM-0001
PLANO DE REF.	DFP-101
HOJA	1 DE 1

CLIENTE: FACULTAD DE QUÍMICA - UNAM	PLANTA: RECUPERACIÓN ENERGÉTICA DE RSM
UNIDAD: TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AIRE	SERVICIO: ALMACENAMIENTO DE AIRE
TAG: TK-107	CODIGO: <span style="float: right;">CANTIDAD: 1</span>

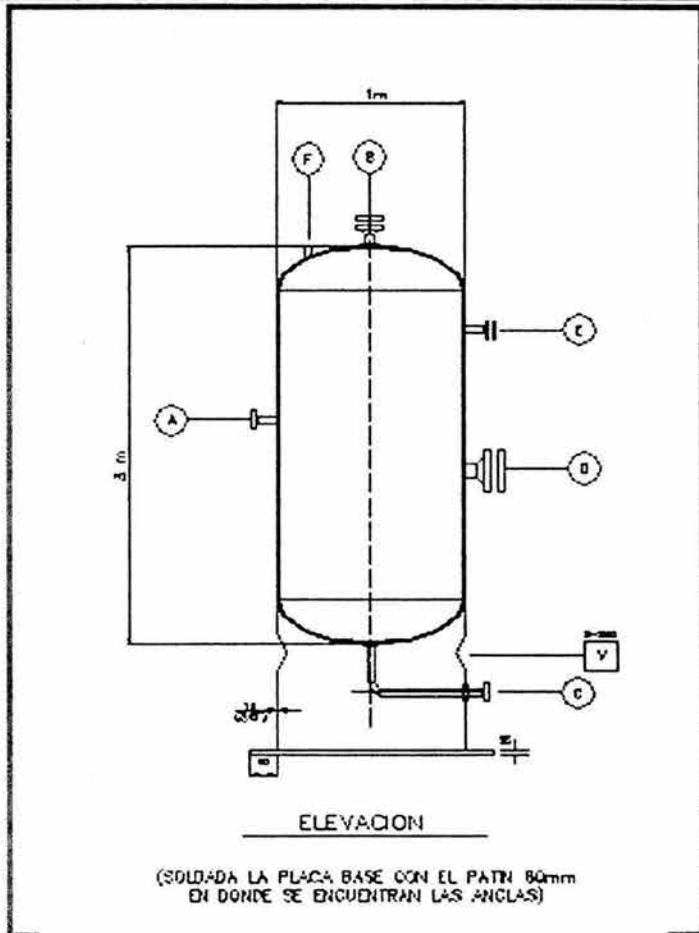
### CONDICIONES DE OPERACION

SERVICIO: ALMACENAMIENTO DE AIRE		POSICION: <input checked="" type="checkbox"/> VERTICAL <input type="checkbox"/> HORIZONTAL	
TIPO DE FLUIDO:	LIQUIDO: _____	FLUJO (kg/h):	163,136
	GAS: <input checked="" type="checkbox"/>	DENSIDAD (kg/m <sup>3</sup> ):	2.35
PRESION (kg/cm <sup>2</sup> ):	OPERACION: ATM	MAXIMA:	10
TEMPERATURA (°C):	OPERACION: 25	MAXIMA:	35
		DISEÑO:	4.033
		DISEÑO:	35

### DIMENSIONES

LONGITUD T-T:	3 m	DIAMETRO	1 m	CAPACIDAD (NOM./OP.):	9 m <sup>3</sup>
NIVEL MAXIMO:	m	NIVEL NORMAL:	m	NIVEL MINIMO:	m
ALARMA DE ALTO NIVEL:	m	ALARMA DE BAJO NIVEL:	m	NIVEL DE PARO:	m

TAPAS DE FONDO TIPO:	_____
TAPAS DE CABEZA TIPO:	ELIPTICAS
<input type="checkbox"/> MALLA SEPARADA: ESPESOR	NO
TIPO CIRCULAR: DIAMETRO	_____
TIPO RECTANGULAR: ANCHO	_____
<input checked="" type="checkbox"/> CORROSION POR:	TRAZAS DE HS <sub>2</sub>
<input checked="" type="checkbox"/> CORROSION PERM.:	0.0625 in
MATERIAL DE CONSTRUCCION:	ACERO CARB.
CUERPO	ACERO CARB.
CABEZA	ACERO CARB.
ESPESOR (in):	1 1/4"
RADIOGRAFIADO:	SI
EFICIENCIA DE JUNTAS:	80 %
VELOCIDAD DE VIENTO:	3.5 m/s
ZONA SISMICA:	_____
<input type="checkbox"/> AISLAMIENTO TIPO:	NO
ESPESOR (in):	_____
<input type="checkbox"/> RECUBRIMIENTO EXTERNO, TIPO:	NO
<input type="checkbox"/> RECUBRIMIENTO INTERNO, TIPO:	NO



### BOQUILLAS

Nº.	CANT.	DIAM.	SERVICIO
A	1	4"	ENTRADA DE AIRE
B	1	4"	SALIDA DE AIRE
C	1	1"	DRENAJE
D	1	2"	ENTRADA HOMBRE
E	1	1"	MEDIDOR DE PRESION
F	1	1"	VALVULA DE RELIEVE

1.- ACOTACIONES EN II

REV	No.	FECHA	ELAB.	REV.	APROB.
	A		AAA	AAA	AAA

REV	No.	FECHA	ELAB.	REV.	APROB.



## RECIPIENTES HOJA DE DATOS DE PROCESO

No. PROYECTO	RSM-0001
PLANO DE REF.	DFP-101
HOJA	1 DE 1

CLIENTE: <b>FACULTAD DE QUÍMICA - UNAM</b>	PLANTA: <b>RECUPERACIÓN ENERGÉTICA DE RSM</b>
UNIDAD: <b>TANQUE DE CONDENSADOS CICLO COMBINADO</b>	SERVICIO: <b>ALMACENAMIENTO DE CONDENSADOS Y GAS EN EL C.C.</b>
TAG: <b>TK-107</b>	CÓDIGO: <b></b> CANTIDAD: <b>1</b>

### CONDICIONES DE OPERACIÓN

SERVICIO: <b>ALMACENAMIENTO DE CONDENSADOS Y GAS EN EL C.C.</b>	POSICIÓN: <input checked="" type="checkbox"/> VERTICAL <input type="checkbox"/> HORIZONTAL
TIPO DE FLUIDO: LIQUIDO: _____ GAS/LÍQUIDO: <input checked="" type="checkbox"/>	FLUJO (kg/h): <b>91,183</b> DENSIDAD(kg/m <sup>3</sup> ): <b>712.5</b> FLUJO: _____ DENSIDAD(kg/m <sup>3</sup> ): _____
PRESION (kg/cm <sup>2</sup> ): _____ OPERACION: <b>52.50</b> MAXIMA: <b>63</b> DISEÑO: <b>63</b>	TEMPERATURA (°C): _____ OPERACION: <b>276</b> MAXIMA: <b>300</b> DISEÑO: <b>300</b>

### DIMENSIONES

LONGITUD T-T: <b>5 m</b>	DIAMETRO <b>3 m</b>	CAPACIDAD (NOM/OP.): <b>25 m<sup>3</sup></b>
NIVEL MAXIMO: <b>4.732 m</b>	NIVEL NORMAL: <b>2.748 m</b>	NIVEL MINIMO: <b>1.52 m</b>
ALARMA DE ALTO NIVEL: <b>3.664 m</b>	ALARMA DE BAJO NIVEL: <b>1.145 m</b>	NIVEL DE PARO: _____ m

TAPAS DE FONDO TIPO: \_\_\_\_\_

TAPAS DE CABEZA TIPO: **ELIPSOIDALES**

MALLA SEPARADA: ESPESOR \_\_\_\_\_ NO

TIPO CIRCULAR: DIAMETRO \_\_\_\_\_

TIPO RECTANGULAR: ANCHO \_\_\_\_\_

CORROSION POR: **TRAZAS DE HS<sub>2</sub>**

CORROSION PERM.: **0.0625 in**

MATERIAL DE CONSTRUCCION: **ACERO INOX.**

CUERPO: **ACERO INOX.**

CABEZA: **ACERO INOX.**

ESPESOR (in): **1 1/4, 1 1/4**

RADIOGRAFIADO: **SI**

EFICIENCIA DE JUNTAS: **80 %**

VELOCIDAD DE VIENTO: **3.5 m/s**

ZONA SISMICA: \_\_\_\_\_

AISLAMIENTO TIPO: **SI**

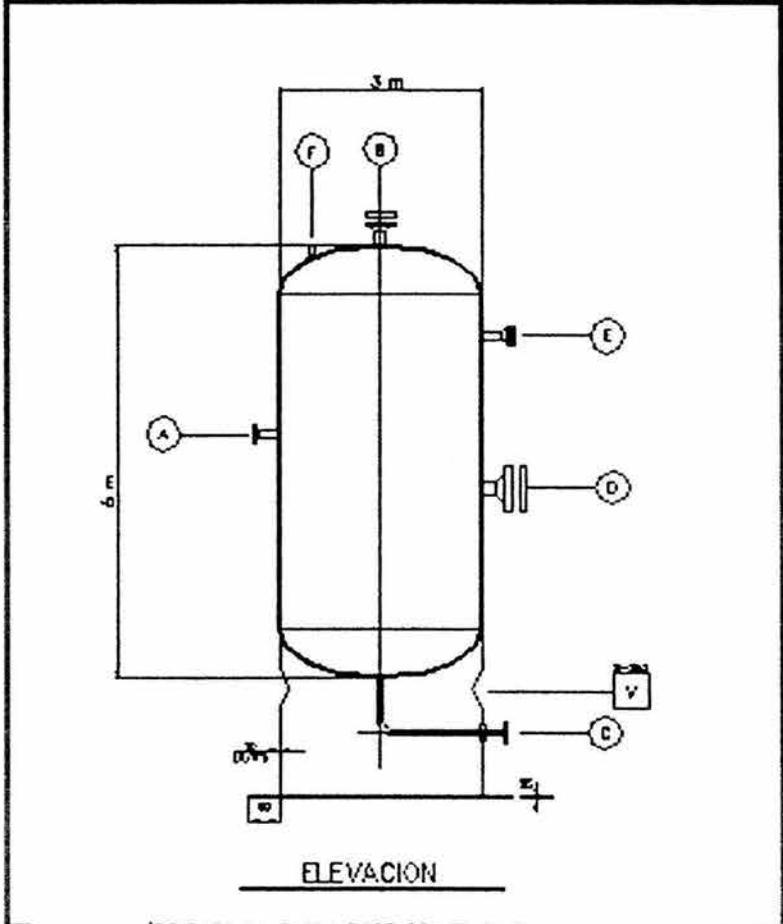
ESPESOR (mm): **76.2/127**

RECUBRIMIENTO EXTERNO, TIPO: \_\_\_\_\_

RECUBRIMIENTO INTERNO, TIPO: **NO**

### BOQUILLAS

No.	CANT.	DIAM.	SERVICIO
A	1	6"	ENTRADA DE AIRE
B	1	6"	SALIDA DE AIRE
C	1	6"	DRENAJE
D	1	24"	ENTRADA HOMBRE
E	1	1"	MEDIDOR DE PRESION
F	1	1"	VALVULA DE RELIEVE



(SOLDADA LA PLACA BASE CON EL PATIN 60mm EN DONDE SE ENCUENTRAN LAS ANCLAS)

1.- ACOTACIONES EN T

REV	No.	FECHA	ELAB.	REV.	APROB.
	A		AHA	AAU	AAU

REV	No.	FECHA	ELAB.	REV.	APROB.



**HOJA DE DATOS DE INTERCAMBIADOR  
DE CALOR DE CORAZA Y TUBOS**

CLIENTE: Facultad de Química - UNAM	LUGAR: BORDO PONIENTE ETAPA IV	CANTIDAD: UNO
ITEM: EA-101	FECHA: 06/07/2003	PEDIDO:
DEPARTAMENTO:	PLANTA: RECUPERACIÓN ENERGÉTICA DE RSM.	HOJA: 1 DE 1

SERVICIO: Enfriamiento del gas producto de la compresión.

**DATOS DE PROCESO**

	Coraza	Tubos
Fluido	BIOGAS	AGUA
Vapor Entrada/Salida (kg/h)	17,567	-
Líquido Entrada/Salida (kg/h)	-	5,397
Total Entrada/Salida (kg/h)	17,567	5,397
Calor específico (kJ/kg°C)	0.593	1
Viscosidad (cp)	0.0185	1
Calor latente (KJ/kg)	33,000	500
Gravedad específica	1.04	1
Número de pasos	1	1
Velocidad (m/s)	7	6
Presión de entrada (kg/cm <sup>2</sup> )	9	0.731
Caída de presión (kg/cm <sup>2</sup> )	-	-
Conductividad Térmica (kJ/hm°C)	-	0.350
Factor de incrustación (h m <sup>2</sup> C/KJ)	0.001	0.001
Temperatura Entrada/Salida (°C)	77	40
Carga térmica (KJ / s)	351	MLTD corregida (°C)
		10
Coefficiente de transferencia:	Limpio: 16.00 kJ/hm <sup>2</sup> C	Servicio: 13.00 kJ/hm <sup>2</sup> C
Incrustación total permitida	0.002 (hm <sup>2</sup> C/KJ)	
Area de transferencia total (m <sup>2</sup> )	812	

**CONSTRUCCIÓN**

Presión de diseño (kg/cm <sup>2</sup> )	10	2
Presión de prueba (kg/cm <sup>2</sup> )	20	5
Temperatura de diseño (°C)	170	40
Corrosión permitida (in)	0.125	0.125
Tubos: Cantidad: 18	Diámetro externo: 3/4 in	calibre: 16 BWG
		Longitud (ft): 10
Coraza	Diámetro interno: 1.5 ft	Diámetro externo: (ft) --
Conexiones: Bridadas	Carcasa entrada:	Salida:
(Tamaño y Rango)	Caja entrada:	Salida:

Tema clase:

Códigos y normas aplicables: TEMA

Parte	Material	Parte	Material
Tubos interior	Ac. al carbón	Espejo flotante	
Coraza	Ac. Inoxidable	Espejo fijo	Ac. Inoxidable
Cubierta	Ac. al carbón	Soporte tubos	
Caja		Mampara transversal	Ac. Inoxidable
Cubierta caja		Mampara longitudinal	Ac. Inoxidable
		Empaques	Teflón

Se requiere relevado de esfuerzos: No

Se requiere radiografiado: Si

**OBSERVACIONES**

[1] El equipo operará a contracorriente y se montará en forma horizontal.

No. DE REV	ELABORO	REVISO	DESCRIPCION	CONTRATO	APROBO	FECHA
'A'	AHA	AAD	REVISIÓN	RSM - 0001	AAD	06-Ago-03



# CALDERA DE RECUPERACIÓN DE CALOR

## HOJA DE DATOS

CLIENTE	FACULTAD DE QUÍMICA - UNAM	CONTRATO No.	RSM-0001	HOJA	1 DE 1
PLANTA	RECUPERACIÓN ENERGÉTICA DE RSM	PLANO DE REFERENCIA:	DFP-101	FECHA:	06/07/2003
No. EQUIPO	HR - 101	HECHA POR:	AHA	APROBADA POR:	AAD
No DE QUEMADORES	1	CALOR LIBERADO POR LA CALDERA			KJ/s

CONDICIONES DE DISEÑO				HOGAR			
FABRICANTE: CALDERA DE RECUPERACIÓN				Sección de Convección			
MODELO:							
TIPO:							
CAPACIDAD Kg/h (Max / Nor / Min)	87,500	43,750	43,750	ANCHO DE SECCIÓN (m)			
Presión de salida	51 kg/cm <sup>2</sup>	Temperatura sal.		LONGITUD DE SECC. (m)			
Vapor sobrecalentado				No. DE TUBOS			
FLUJO (kg/h)	61,704	PRESIÓN (Kg/cm <sup>2</sup> )	51	TIPO DE TUBOS			
Entalpia (KJ/Kg)	3,233	PARTÍCULAS SÓLIDAS (PPM)		MATERIAL			
Agua de Alimentación				DIAM. EXT (mm)			
FLUJO (kg/h)	61,704	Entalpia (KJ/Kg)	504	ESPEJOR (mm)			
PRESIÓN (Kg/cm <sup>2</sup> )	58	MAX. OPERA.	64	LONGITUD (m)			
DISEÑO.				No. DE HILERAS			
				No. DE TUBOS/ HILERA			
				Área DE COVECCIÓN (m <sup>2</sup> )			
				SEPAR. DE TUBOS (PARALELO) (mm)			
				SEPAR. DE TUBOS (PERPEN.) (mm)			
				ARREGLO			
				Área LIBRE P FLUJO DE GASES RESID. (m <sup>2</sup> )			
				VEL. DE FLUJO DE GASES RESID. (Kg/hm <sup>2</sup> )			
				TEM. DISEÑO PRAD TUBO (°C)			

CONDICIONES DE OPERACIÓN			
CAPACIDAD (%)	100	VAPOR GENERADO (kg/h)	61,704
CARGA TÉRMICA (KJ/h)		EFI. TÉRMICA (%)	DRENADO (%)
FLUJO (kg/h)	61,704	PRESIÓN (Kg/cm <sup>2</sup> )	52
Entalpia (KJ/Kg)	3,235	TEMP. (°C)	400
Quemador			
CALOR SUMINIS. (KJ/h)	50,000,000	CALOR SUMINIS. SUPLEM. (KJ/h)	25,000,000
TOTAL CALOR SUMINIS. (KJ/h) 75,000,000 LIBE. CALORÍFICA (KJ/h)			
Vapor			
PRESIÓN SAL. (Kg/cm <sup>2</sup> )	47	PRE. SAL. DE SOBRE(Kg/cm <sup>2</sup> )	49
TEMP. SAL. (°C)	410	TEMP. SAL. DEL SOBRECA. (°C)	410
Agua			
TEMP. ENTR. EVAP. (°C)	250	PRE. ENTR. DE EVAP.(Kg/cm <sup>2</sup> )	52
TEMP. ENTR.ECONOMIZADOR. (°C)	120		
Gases de Combustión			
FLUJO (kg/h)	142,340	P.M (g/mol)	
TUBOS ESCUDO ECONO. EVAPO. SOBRECA.			
TEMP. ENT/SAL (°C)			

Domos			
DIST. CENT - CENT D TAMB. (m)		DIST. PISO - DOMO INF. (m)	
NA		NA	
		DOMO SUPERIOR	DOMO INFERIOR
MATERIAL (mm)		NA	
DIM. INT. (mm)		NA	
LONGITUD (mm)		NA	
ESPEJOR (mm)		NA	

PARTES INTERNAS DEL TAMBOR SUPERIOR		
DESCRIPCIÓN	MATERIAL	ESPEJOR (mm)

CONEXIONES DEL DOMO SUPERIOR		
DESCRIPCIÓN	LOCALIZACIÓN	TIPO DE CONEXIÓN

CONEXIONES DEL TAMBOR INFERIOR		
	LOCALIZACIÓN	TIPO DE CONEXIÓN

SOPLO INF. FONDO	NA	NA
REG. INSPECC	NA	NA

ATEMPERADOR		CHIMENEAS	
LOCALIZACIÓN		AUTO SOPORTADO (SI/ NO)	
TIPO		MATERIAL	
MATERIAL		ESPEJOR (mm)	
DIÁMETRO (mm)		DIÁMETRO INTERNO (m)	
LONGITUD (mm)		ALTURA (m)	
ESPEJOR (mm)		MATER. DE AISLAM.	
ESPACIADO (mm)		REGULADOR DE TIRO	
FLUJO DE AGUA (kg/h)			
MAX/ NORM /MIN			

DIMENSIONES GENERALES			
ANCHURA / LONGITUD / ALTURA (m)	6	15	20

Superficie de transferencia térmica			
ÁREA PROYECTADA (m <sup>2</sup> )		ÁREA CIRCUNFER. (m <sup>2</sup> )	
TUBO ESCUDO	SATURADOR	ECONOMIZA.	
EVAPO.	SOBRECAL.	TOTAL	

REFRACTARIO Y AISLAMIENTO				
LOCALIZACIÓN	ESPEJ (mm)	TEMP. OPER. (°C)	ESPECIF.	FABRICANTE
DUCT. INTERC.	76.2/127		FIBRA CERÁMICA/LANA MINERAL	
DUCTO ENT.CBR	76.2/127		FIBRA CERÁMICA/LANA MINERAL	
MODULO 1	76.2/127		FIBRA CERÁMICA/LANA MINERAL	
MODULO 2	50.8/101.6		FIBRA CERÁMICA/LANA MINERAL	
MODULO 3.	50.8		LANA MINERAL	
CHIMENEA	NA	NA	NA	NA

REVISIÓN	0	1	2	3	4	5	6	7	8
FECHA									

NOTAS:

El Contratista debe suministrar un desglose del alcance de suministro de acuerdo a lo especificado en estas bases de concurso

El contratista debe proporcionar arreglos generales de los recuperadores y equipos principales donde se muestre las dimensiones principales y localización



# TURBINAS DE VAPOR

## HOJA DE DATOS

PLANTA	FACULTAD DE QUIMICA - UNAM	CONTRATO No.	RSM-0001	HOJA	1 DE 1
LOCALIZACIÓN	RECUPERACION ENERGETICA DE RSM	REQUISICIÓN No.	DFF - 101	FECHA	06/07/2003
CLAVE	TB - 101	HECHA POR:	AHA	APROBADA POR:	AAD
No. DE UNIDADES	UNA				
FABRICANTE		TIPO			
NUMERO DE ETAPAS		OPERACION: (CONTINUA, RELEVO), (VEL. CONST. VEL. VARIABLE)			
		ARREGLO: (HORIZ., VERT.), (CONEXION DIRECTA, POR ENGRANES)			
<b>A CONDICIONES DE OPERACION</b>		DE UNA ETAPA, 2 HILERAS, 3 HILERAS, RE ENTRADA, DIAM. _____			
BHP	RPM	TIPO DE ETAPAS			
Kg/cm <sup>2</sup> MAN	MIN 45 MAX. 60 NORM. 52	CARCAZA: DIVIDIDA HORIZONTAL, VERTICAL			
SOPORTE:					
T <sub>1</sub> TEMP. BRIDA DE ENTR. (°C)	MIN 350 MAX. 400 NORM. 376	VELOCIDAD CRITICA, RPM 1° 2°			
P <sub>2</sub> PRES. DE SALIDA . NO- CONDENSADOS	kg/cm <sup>2</sup> MAN . (MAX) 376	TIPO DE COJINETE RADIAL			
P <sub>2</sub> PRES. DE SALIDA . CONDENSADOS	kg/cm <sup>2</sup> MAN . (MAX) 350	TIPO DE COJINETE DE EMPUJE			
P <sub>3</sub> PRES. INTERMEDIA DE SAL. kg/cm <sup>2</sup> MAN.	383	SIST. DE LUBRICACION			
T <sub>3</sub> PRES. INTERMEDIA DE SAL. (°C)	348	CONEXIONES TAMANO SERIE CARA LOCALIZACION			
<b>OTRAS CONDICIONES DE OPERACION</b>		ENTRADA			
H.P	RPM P <sub>1</sub> T <sub>1</sub> P <sub>2</sub>	ESC. INT.			
A		ESCAPE			
B		DRENES			
C					
D					
<b>VÁLVULAS DE TÓBERAS DESEADAS PARA COND. A B C D</b>		<b>ACCESORIOS</b>			
		GOBERNADOR REGULADOR DE VELOCIDAD			
		CLASE DE NEMA AMPLITUD DE AJUSTE DE VEL. %			
		TIPO: MECÁNICO HIDR. OTRO			
CONSUMO DE VAPOR		REGULACIÓN DE VEL: SIN CARA A PLENA CARGA			
CONDICIÓN; Kg / HP/ HR		VARIACIÓN MÁXIMA DE VELOCIDAD %			
POSICIÓN DE VALV.		VARIADOR MANUAL DE VELOCIDAD %			
DISEÑO		DISPOSITIVO DE CONTROL EXTERNO MONTADO EN TURBINA (SI) (NO)			
A		TIPO: INTERVALO DE PRESIÓN %			
B		VALVULAS DE TÓBERAS EX. (SI) (NO) NUMERO			
C		DISPARADOR DE SOBRE VELOCIDAD (SI) (NO)			
D		PALANCA DE DISPARO MANUAL (SI) (NO)			
ROTACIÓN ( DEL EXT. DEL GOB) C.W <input type="checkbox"/> C.C.W <input type="checkbox"/>		FILTRO DE VAPOR VIVO (SI) (NO) TIPO			
<b>CONDICIONES MAXIMAS</b>		<b>TRANSMISION DE ENGRANES</b>			
PRES. MAX. ENT kg/cm <sup>2</sup> M	60	FABR. TIPO			
TEMP. MAX. ENT °C	400	ARREGLO: ACOPLADO <input type="radio"/> INTEGRAL <input checked="" type="radio"/>			
PRES. MAX. ESC. kg/cm <sup>2</sup> M		FLECHA DE DIF. VEL. RMP			
VEL. MAX. DE VALV. TOB		POTENCIA DE DISEÑO HP 31,776			
Nº. MAX. DE VALV. TOB		LUBRICACION			
POTENCIAL MAX. HP.	19,066	POTENCIA PERDIDA HP 12,710			
		RELACION DE VELOCIDAD			
<b>PRUEBAS</b>		<b>MATERIALES</b>			
<input checked="" type="checkbox"/> DE OPERACION (CON) (SIN) TESTIGOS		ANILLO DE TOBERA ACERO AL CARBÓN			
<input checked="" type="checkbox"/> BALANCEO DINAMICO DEL ROTOR		TÓBERAS ACERO AL CARBÓN			
<input checked="" type="checkbox"/> HIDR. DE CARCAZA ALTA PRES. kg/cm <sup>2</sup> MAN.		ALABES: DIRECTRICES AC. CARBÓN ROTOR AC. CARBÓN			
<input checked="" type="checkbox"/> HIDR. DE CARCAZA BAJA PRES. kg/cm <sup>2</sup> MAN.		DISCOS DE ROTOR ACERO AL CARBÓN			
<input checked="" type="checkbox"/> HIDR. CAMARA VAP. <input checked="" type="checkbox"/> (NO) PRES. kg/cm <sup>2</sup> MAN.		DIAFRAGMA ACERO AL CARBÓN			
<input checked="" type="checkbox"/> INSPECCIÓN DE FABRICA <input checked="" type="checkbox"/> (NO)		FLECHA ACERO AL CARBÓN			
		SELLOS DE ENTREPASOS			
		SELLOS DE COLLARIN DEL PRENSA ESTOPAS			
<b>MISCELANEOS</b>		CAJA DE COLLARIN DEL PRENSA ESTOPAS			

REVISIÓN					
FECHA					
DEP. PROC.					
DEP. MEC.					



## TURBINA DE GAS HOJA DE DATOS

CLIENTE	FACULTAD DE QUÍMICA - UNAM	CONTRATO No.	RSM - 0001	HOJA	1 DE 2
PLANTA	RECUPERACIÓN ENERGÉTICA DE RSM	REQUISICIÓN No.		FECHA:	08/08/2003
No. EQUIPO	TG - 101	HECHA POR:	AHA	APROBADA POR	AAD
No DE EQUIPOS:	UNO				

### COMPRESOR

DATOS DE DISEÑO				DATOS DEL FABRICANTE			
CONDICIONES DE OPERACIÓN				TAMAÑO Y TIPO ROTATORIO (1 m X 0.6m) No. DE IMPULSORES			
PESO MOLECULAR (g/mol)	NORMAL	MIN	MAX	VEL. DE DISEÑO/ NORMAL	3,785 RPM		
PRESIÓN DE SUCCIÓN, kg/cm <sup>2</sup> abs	1.03	0.88	1.19	1* VELOCIDAD CRITICA, RPM			
PRESIÓN DE DESCARGA, kg/cm <sup>2</sup> abs	10	8.25	11.16	2* VELOCIDAD CRITICA, RPM			
TEMPERATURA DE SUCCIÓN, °C	25	18	35	POTENCIAL AL FRENO			
TEMPERATURA DE DESCARGA, °C	50	40	60	CAPACIDAD MÁXIMA DE CARCASA			
CAPACIDAD, m <sup>3</sup> /h (20°C, 1 atm)	180,704	153,598	207,810	VELOCIDAD MÁXIMA CONTINUA, RPM			
CAPACIDAD A LA SUCCIÓN m <sup>3</sup> /h	198,774	168,958	228,591	BHP A MAX. - CAP.	100		
K				SENTIDO DE ROTACIÓN, DESCARGA			
HUMEDAD RELATIVA (%)	59% 33°C		80% 15°C	AGUA DE ENFRIAMIENTO REQUERIDA			
CORROSIÓN DEBIDA A:	TRAZAS DE H <sub>2</sub> S			ENFRIADOR DE ACEITE	GMP	K/cm <sup>2</sup>	°C MAX
ACCIONADO POR:	MOTOR ELÉCTRICO			DIAPHRAGMAS	GMP	K/cm <sup>2</sup>	°C MAX
ESPECS. DEL ACCIONADOR, EN FORMA No.	HÓJA			INYECCIÓN	GMP	K/cm <sup>2</sup>	°C MAX

### CORRIENTE ELÉCTRICA

	CONDUCTOR	CONTROL	CALEFACTOR	
VOLTAJE	480	127	WATTS	110
HERTZ	60	60	VOLTS	115
FASE	3	1	HERTZ	60
CONSUMO ELEC.	75			
DISEÑO DE CARCASA	K/cm <sup>2</sup> man		K/cm <sup>2</sup> man	
PRUEBA HIDROSTÁTICA				

### BOQUILLAS

	TAMAÑO	SERIE	CARA	LOCALIZACIÓN
SUCCIÓN				
DESCARGA				
ETAPAS INTERMEDIAS				
DRENES DE DESCARGA				
AGUA DE ENFRIAMIENTO				

### MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN

CARCASA	ACERO CARBON	ADABES DIRECTRICES EN SUCCIÓN	
FLECHA	ACERO CARBON TIPO	ENCAMISADO ENTRE - PASOS	
IMPULSORES	ACERO CARBON	CHUMACERAS	
DIAPHRAGMAS	ACERO CARBON	SELLOS ENTRE - PASOS	SELLO DE PRENSA - ESTOPAS
		COUPLE DE PROTECCION	BASE

### CAMARA DE COMBUSTIÓN

DATOS GENERALES				DATOS DEL PILOTO																						
REL. DE OPERACIÓN				No.																						
TIRO DISPONIBLE				TAMAÑO																						
PERDIDA DEL TIRO				TIPO																						
MATERIAL LOSETA REFRACTARIA				CONSUMO DE GAS																						
CAÍDA DE PRESIÓN EN LA BOQUILLA				m <sup>3</sup> /min																						
DIST. MIN. DESDE PARED LATERAL A LÍNEA CENTROS DE LA CÁMARA				AIRE O VAPOR DE ATOMIZACIÓN																						
HORIZON. m				FLUJO																						
VERT. m				CONDICIONES																						
CARACT. PISO HOGAR				PRESIÓN (kg/cm <sup>2</sup> )																						
ESPESOR mm				TEMPERATURA (°C)																						
MATERIAL				<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td rowspan="5" style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">REQUERIDA</td> <td>MÁXIMA</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>NORMAL</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>MÍNIMA</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>MÁXIMA</td> <td>11.16</td> <td>60</td> </tr> <tr> <td>NORMAL</td> <td>10</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>MÍNIMA</td> <td>8.25</td> <td>40</td> </tr> </table>				REQUERIDA	MÁXIMA			NORMAL			MÍNIMA			MÁXIMA	11.16	60	NORMAL	10	50	MÍNIMA	8.25	40
REQUERIDA	MÁXIMA																									
	NORMAL																									
	MÍNIMA																									
	MÁXIMA	11.16	60																							
	NORMAL	10	50																							
MÍNIMA	8.25	40																								
CALOR LIBERA POR LA CAMARA DE COMB.				CARACTERÍSTICAS DEL COMBUSTIBLE																						
MAX (KJ/s)	NORM. (KJ/s)	MIN (KJ/s)		TIPO DE COMBUSTIBLE																						
391,607,936	234,964,761	156,643,174		LÍQUIDO GAS																						
DATOS DE LA FLAMA				COMPOSICIÓN																						
CONDICIONES	LONGITUD (m)	MIN (KJ/s)																								
MÁXIMA																										
NORMAL																										
MÍNIMA																										
DATOS DEL NIVEL DE RUIDO				<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>METANO</td> <td>TRAZAS</td> </tr> <tr> <td>CO<sub>2</sub> (Kg/h)</td> <td>5,317</td> </tr> <tr> <td>N<sub>2</sub> (Kg/h)</td> <td>129,487</td> </tr> <tr> <td>O<sub>2</sub> (Kg/h)</td> <td>11,892</td> </tr> <tr> <td>H<sub>2</sub> (Kg/h)</td> <td>18</td> </tr> <tr> <td>CO</td> <td>18</td> </tr> <tr> <td>PARTÍCULAS SÓLIDAS</td> <td>PPM</td> </tr> </table>				METANO	TRAZAS	CO <sub>2</sub> (Kg/h)	5,317	N <sub>2</sub> (Kg/h)	129,487	O <sub>2</sub> (Kg/h)	11,892	H <sub>2</sub> (Kg/h)	18	CO	18	PARTÍCULAS SÓLIDAS	PPM					
METANO	TRAZAS																									
CO <sub>2</sub> (Kg/h)	5,317																									
N <sub>2</sub> (Kg/h)	129,487																									
O <sub>2</sub> (Kg/h)	11,892																									
H <sub>2</sub> (Kg/h)	18																									
CO	18																									
PARTÍCULAS SÓLIDAS	PPM																									
NIVEL MÁXIMO PERMISIBLE DE RUIDO				PODER CALÓRICO INF																						
NIVELES REALES DE RUIDO A 3 m DE SU ORIGEN				RELACIÓN H / C																						
FRECUENCIA				DENSIDAD RELATIVA																						
db A				MISCOSIDAD																						
db A				Y A																						
TIPO DE DISPOSITIVO ATENUADOR DE RUIDO				PESO MOLECULAR																						
PERDIDA DE TIRO EL PLENUM				PRES. DISP. / REQUERIDA																						
TIPO DE AISLAMIENTO ACÚSTICO				TEMP. DISP. / REQUERIDA																						





# BOMBA CENTRIFUGA

## HOJA DE DATOS DE PROCESO

No. PROYECTO:	RSM - 0001
PLANO DE REF.:	DFP-101
HOJA	1 DE 1

CLIENTE: FACULTAD DE QUÍMICA - UNAM	PLANTA: RECUPERACIÓN ENERGÉTICA DE RSM
LOCALIZACIÓN: ANTIGUO LAGO DE TEXCOCO	
SERVICIO: BOMBA DE ALIMENTACIÓN DE AGUA	TAG: PU-101 CANT.: 1
FABRICANTE:	TAMAÑO / TIPO: No. SERIE:
TAG MOTOR: PU-105/106	SUMINISTRADO POR: FABRICADO POR:
TAG TURBINA:	SUMINISTRADO POR: FABRICADO POR:
OTROS:	

CONDICIONES DE OPERACIÓN, CADA BOMBA				FUNCIONAMIENTO	
LIQUIDO: AGUA	GPM A T.B. NOR. 228	/DISEÑO 250	CURVA PROP:		
T. NOR/MAX (°C) 250	P. DESC. NOR. Kg/cm <sup>2</sup> 4	/DISEÑO 60	RPM / NPSHR (agua):		
DENS. REL. A T.B.: 1	P. SUC.max. Kg/cm <sup>2</sup> 1.03	/DISEÑO ATM	EFF. / No. Pasos:		
PRES. VAP. Kg/cm <sup>2</sup> 0.0351	P. DIF. Kg/cm <sup>2</sup> 3		BHP MAX.DIS.IMP:		
VISC. A T.B (cp): 1	POTENCIA (HP): 27.5		COLUM.MAX.DIS.IMP. (m)		
CORR/EROS. CAUSADA POR: OXÍGENO Y SÓLIDOS	NPSHD (m) 24		GPM.MIN.CONT.:		
	BHP HIDR.: 39		ROTACIÓN VISTO DESDE COPLE:		

CONSTRUCCIÓN					PRUEBAS DE TALLER	
BOQUILLAS	DIÁMETRO	CLASIFICACIÓN	CARA	POSICIÓN	REQUERIDA	ATESTIGUADA
SUCCIÓN					FUNCIONAMIENTO	
DESCARGA					HIDROSTÁTICA	
MONT. CARCAZA: L CENTROS	PIE	SOPORTE	VERTICAL		NPSH	
DIVISIÓN: AXIAL	RADIAL				INSPECCIÓN	
TIPO VOLUTA: SENCILLA	DOBLE		DIFUSOR		DESMANTELAMIENTO	
CONEXIÓN: VENTEO	DRENAJE		MAN.		OTRAS	
DIAM. IMPULSOR: DISEÑO: MAX.	TIPO:				<b>MATERIALES</b>	
MONTADO: ENTRE BALEROS:	COLGADO:				BOMBA: CARCAZA / INTERNOS	
NUM. DE FAB. DE BALEROS: RADIAL: AXIAL:					ACERO AL CARBÓN	
LUB.: ANILLO DE ACEITE INDUNDADO NEBLINA: SALPIQUEO PRESIÓN						
COPEL: FAB: MODELO:					BASE: CONCRETO	
MITAD DE COPLER MONTADO POR:					<b>BOMBAS VERTICALES</b>	
EMPAQUE: FAB. Y TIPO: TAMAÑO / No. ANILLOS:					PROF. DEL POSO O SUMIDERO:	
SELLO MEC. FAB. Y MODELO: CÓDIGO API:					SUMERGENCIA MIN. REQ.:	
CÓDIGO FABRICANTE:					COLUM. TUBO: BRIDADO ROSCADO	

TUBERÍA AUXILIAR					BOMBAS VERTICALES		
PLAN DE ENFR. _____ COBRE; INOX; TUBING; TUBO;					COLUM. TUBO:	BRIDADO	ROSCADO
AGUA TOTAL REQ. GPM _____ INDICADOR DE FLUJO REQ.:					LÍNEA DE FLECHA:	ABIERTA	CERRADA
INyec. DE ENF. AL EMPAQUE: _____ GPM TOTALES: Kg/cm <sup>2</sup> :					BALEROS:	BOLAS	EN FLECHA
PLAN DE LAVADO AL SELLO: _____ INOX. TUBING; TUBO;					LUB. BAL.	ACEITE	GRASA
FLUIDO DE LAVADO DEL SELLO: _____ GPM: Kg/cm <sup>2</sup> :					VAR. Y FLOT.	AC.AL C.	INOX.
PLAN AUXILIAR DE SELLO: _____ INOX. TUBING; TUBO;						BRONCE	NINGUNO
FLUIDO DE QUENCH AL SELLO AUXILIAR:					INT. FLOTADOR		
					EMPUJE DE LA BOMBA	ARRIBA	ABAJO

MOTOR					BOMBAS VERTICALES		
HP 4.5 RPM _____ ARMAZÓN _____ VOLTS/FASES/CICLOS 440/3/60							
FAB. _____ BALEROS: _____ LUB.:							
TIPO _____ AISL. _____ AMPS A PLENA CARGA:							
ENCAPSULADO: _____ AUM. T. °C _____ AMPS ROTOR BLOQ.:					PESO APROXIMADO: BOMBA Y BASE		
_____ VHS _____ VSS _____ EMPUJE VERTICAL, CAP. Kg:					MOTOR _____ TURBINA		

NOTAS:

1. REGIDA POR EL ESTANDAR API 610

No.	FECHA	ELAB.	REV.	APROB.	DESCRIPCIÓN
R	A	06-Ago-03	AHA	AAD	
E					
V					

No.	FECHA	ELAB.	REV.	APROB.	DESCRIPCIÓN
R					
E					
V					

## **ANEXO 7. MEMORIAS DE CALCULO.**

**Balance de masa**

**1. Densidades**

Densidad promedio del biogás.

	$\rho(Kg / m^3)$
c/conden.	1.05
s/conden.	1.02

Esta densidad se calculó, en base a la composición de cada constituyente del biogás, así como en la densidad de cada uno de ellos.

Las densidades de los gases se obtuvieron de:

Crane (1992). Flujo de Fluidos. Ed. Mc Graw - Hill, México, Pp. A-8

Densidad de los RSM.

	$\rho(Kg / m^3)$
Mayor	1.4
Menor	0.8

Las densidades de los RSM se obtuvieron de:

JICA, (1996). Estudio sobre el Manejo de Residuos Sólidos Municipales para la Ciudad de México. México. Pp. 8-23

**2. Base de Calculo**

Base RSM (ton)	Materia orgánica (65%)	Carbono disp. 15%(ton)	Eficiencia de reacciones de biodegradación 60%
100	65	10	6

**3. Metano Generado sobre la base**

% de conversión de Metano		65
$\rho(Kg / m^3)$	Metano	0.6673

\* El mayor componente de la materia orgánica es el agua, lo que hace al carbono el reactivo limitante. Este se considera como el 15% del total de la materia orgánica.

\* El reacciones de biodegradación no solo emplean el carbono para la formación de CH<sub>4</sub> y CO<sub>2</sub>. También se produce remanentes de las rutas metabólicas y anabólicas de los microorganismos, por lo que se considera una eficiencia de las reacciones para obtener el producto principal de 60%

$$6 \text{ Ton C} \quad \left| \begin{array}{l} 65 \text{ Ton gen CH}_4 \\ 100 \text{ Ton C} \end{array} \right| = 4 \quad \text{Ton gen CH}_4$$

$$4 \text{ Ton gen CH}_4 \quad \left| \begin{array}{l} 1 \text{ m}^3 \\ 0.6673 \text{ kg} \end{array} \right| \quad \left| \begin{array}{l} 1000 \text{ kg} \\ 1 \text{ Ton} \end{array} \right| = 5,698 \quad \text{m}^3 \text{ gen CH}_4$$

La eficiencia de extracción se estima en 70%, por lo tanto: = 3,989 m<sup>3</sup> gen CH<sub>4</sub>

**4. Relación RSM - CH<sub>4</sub> Generado**  $\frac{3,989 \text{ m}^3 \text{ CH}_4 \text{ generado}}{100 \text{ Ton RSM}}$

**5. Resumen**

**RELACIONES DE BIODEGRADACIÓN**

Compuesto	Conversión (%)	Compuesto (ton)	$\rho(kg/m^3)$	$\rho(kg/m^3)$ por composición	Compuesto (m <sup>3</sup> )	Eficiencia de extracción 70%
Metano	65	3.8025	0.6673	0.4337	5,698	3,989
Bióxido de carbono	29.5	1.7258	1.8417	0.5433	937	656
Nitrógeno	2.7	0.1580	1.1648	0.0314	136	95
Oxígeno	0.8	0.0468	1.331	0.0106	35	25
Hidrocarburos Aromáticos y	0.2	0.0117	2.4897	0.0050	5	3
Hidrógeno	0.1	0.0059	0.0837	0.0001	70	49
Ácido Sulfhídrico	1	0.0585	1.4334	0.0143	41	29
Monóxido de Carbono	0.1	0.0059	1.1648	0.0012	5	4
Trazas	0.5	0.0293	1.2418	0.0062	24	16
Vapor de agua	0.1	0.0059	0.02	0.0000	293	205
Partículas sólidas	0.04	0.0023	2.4897	0.0010	1	1
Total	100.04	5.85	13.9279	1.04693088	420	294

**Balance de Producción de Energía para 256 ha.**

**Datos**

Profundidad del relleno (m)	24	JICA, (1996). Estudio sobre el Manejo de Residuos Sólidos Municipales para la Ciudad de México. Pp. 8-101
ρ RSM (ton/m <sup>3</sup> )	0.8	
Relación RSM - CH <sub>4</sub> Generado	3,989 m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> generado/ 100 Ton RSM	
Poder calórico metano (MJ/m <sup>3</sup> )	35	
Eficiencia de conversión a electricidad (%)	0.6	
La planta funciona en continuo (s)	630,720,000 (20 años de otros proyectos)	
Flujo en horas	175,200	

**Para 85 ha- Ton RSM**

$$85 \text{ ha} \left| \frac{10,000 \text{ m}^2}{1 \text{ ha}} \right| \left| \frac{24 \text{ m profundidad}}{1} \right| = 20,400,000 \text{ m}^3 \text{ RSM}$$

$$20,400,000 \text{ m}^3 \text{ de RSM} \left| \frac{0.8 \text{ Ton RSM}}{\text{m}^3} \right| = 16,320,000 \text{ Ton RSM}$$

**Para 85 ha- Ton RSM - CH<sub>4</sub> generado**

De acuerdo a la relación :  $\frac{3,989 \text{ m}^3 \text{ CH}_4 \text{ generado}}{100 \text{ Ton RSM}}$

$$16,320,000 \text{ Ton RSM} \left| \frac{3,989 \text{ m}^3 \text{ CH}_4 \text{ generado}}{100 \text{ Ton RSM}} \right| = 651,004,800 \text{ m}^3 \text{ CH}_4 \text{ generado}$$

**Energía Térmica**

$$651,004,800 \text{ m}^3 \text{ CH}_4 \text{ generado} \left| \frac{35 \text{ MJ}}{1 \text{ m}^3} \right| = 2,278,168,000 \text{ MJ}$$

**Energía eficiente**

$$13,671,100,800 \text{ MJ}$$

**MW ó MJ/s**

$$\left| \frac{13,671,100,800 \text{ MJ}}{630,720,000 \text{ s}} \right| = 22 \text{ MW}$$

**BALANCE DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA**

AÑOS	Área (ha)	Volumen de disposición (m <sup>3</sup> )	RSM (ton)	Metano (m <sup>3</sup> )	Energía Térmica (MJ)	Energía térmica eficiente (MJ)	MJ/s ó MW
2005	85	20,400,000	16,320,000	650,977,971	22,784,228,982	13,670,537,389	22
2006	171	41,040,000	32,832,000	1,309,614,506	45,836,507,718	27,501,904,631	44
2007	213.5	51,240,000	40,992,000	1,635,103,492	57,228,622,209	34,337,173,325	54
2008	256	61,440,000	49,152,000	1,960,592,477	68,620,736,700	41,172,442,020	65

**Calculo del biogás m<sup>3</sup>/h suministrado al proceso y por tubo de extracción**

Compuesto	% de conversión	ρ (kg/m <sup>3</sup> )	CH <sub>4</sub> (m <sup>3</sup> /h)	(kg/h)
Metano	65	0.6673	11191	7,467
Bióxido de carbono	29.5	1.8417	5079	9,354
Nitrógeno	2.7	1.1648	465	541
Oxígeno	0.8	1.331	138	183
Hidrocarburos Aromaticos y	0.2	2.4897	34	86
Hidrógeno	0.1	0.0837	17	1.4
Ácido Sulfhídrico	1	1.4334	172	247
Monóxido de Carbono	0.1	1.1648	17	20
Trazas	0.5	1.2418	86	107
Vapor de agua	0.1	0.02	17	0.3
Partículas sólidas	0.04	2.4897	7	17

\* Todos los valores son acumulados

17223  
33

18,024 biogás<sup>m</sup>3/h suministrado al proceso  
34 biogás<sup>m</sup>3/h x tubo de extracción

**CALCULO DEL DIÁMETRO DE LA RED DE TUBERÍAS**

**PARA EL TUBO DE EXTRACCIÓN**

Flujo (lb)	4,560	Galones	521,990
Densidad (lb/ft <sup>3</sup> )	0.0654		
Viscosidad (lb/fts)	1.69336E-05		
Tiempo estimado (min)	1		
Flujo (gal/min)	521,990		
Velocidad (ft/s)	24		
Longitud (ft)	66		
Longitud total (ft) con conexiones y válvulas			72
Material	HDPE	8"	

**LÍNEA DE CONDUCCIÓN HACIA LA LÍNEA DE UNIÓN**

Flujo (lb)	4,560	Galones	521,990
Densidad (lb/ft <sup>3</sup> )	0.0654		
Viscosidad (lb/fts)	1.69336E-05		
Tiempo estimado (min)	1		
Flujo (gal/min)	521,990		
Velocidad (ft/s)	24		
Longitud (ft)	115		
Longitud total (ft) con conexiones y válvulas			132
Material	HDPE	4"	

\*La bibliografía recomienda para estas condiciones un diámetro de 4"

**LÍNEA DE UNIÓN**

Flujo (lb)	775,282	Galones	88,738,271
Densidad (lb/ft <sup>3</sup> )	0.0654		
Viscosidad (lb/fts)	1.69336E-05		
Tiempo estimado (min)	1		
Flujo (gal/min)	88,738,271		
Velocidad (ft/s)	24		
Longitud (ft)	5,314		
Longitud total (ft) con conexiones y válvulas			6,111
Material	HDPE	10"	

\*La bibliografía recomienda para estas condiciones un diámetro de 10"

\* Las velocidades son recomendadas del Cuaderno de Estudio de IDISA Pp.32

\* Recomendaciones del Crane (Flujo de aire en tuberías), Pp. B-18

**POZOS DE EXTRACCIÓN PE - 1 /524**

**Criterios**

\* En cada ha (10,000m<sup>2</sup>), hay dos pozos de extracción

$$\frac{75 \text{ pozos}}{44 \text{ ha}} = 2 \text{ Pozos/ha}$$

\* Se toma como base los 75 pozos de extracción instalados en SIMEPRODE para 44 ha.

**Pozos de extracción**

$$\frac{2 \text{ pozos}}{\text{ha}} \times 256 \text{ ha} = 512 \text{ Pozos}$$

\* Cada uno se instalara en un área de 67.5 \* 72 m (4,860m<sup>2</sup>).

\* La profundidad del relleno es, 24 m, pero para evitar llegar a depósitos de agua se toman 20m.

**Longitud total del terreno**

ANCHO (m)= 1,584

LARGO (m)= 1,620

**Balance de extracción de biogás**

**Criterios**

\* Las 256 ha tienen una vida útil de 20 años

\* El biogás necesario para producir 65MW, de acuerdo al balance general de masa es: **18,024 kg/h**

\*Dividido entre 512 pozos, da como resultado: **34 kg/h**

**SOLUCIÓN DE NaOH**

Para eliminar el H<sub>2</sub>S se usara una solución de Na OH al 10%, la cual se rociara sobre el vapor que se acumule en la trampa de condensados.



$$\frac{246.78 \text{ Kg H}_2\text{S}}{\text{h}} \left| \frac{1 \text{ mol}}{34 \text{ g}} \right| \left| \frac{1000\text{g}}{1 \text{ Kg}} \right| = 7,258 \frac{\text{mol H}_2\text{S}}{\text{h}}$$

$$\frac{7,961 \text{ mol HS}}{\text{h}} \left| \frac{1 \text{ mol NaOH}}{1 \text{ mol H}_2\text{S}} \right| = 7,258 \text{ mol de NaOH}$$

$$\frac{7,961 \text{ mol NaOH}}{\text{h}} \left| \frac{40 \text{ g}}{\text{mol}} \right| = 290 \frac{\text{kg NaOH}}{\text{h}}$$

La solución es al 10%, por lo tanto:

<b>Agua (Kg/h)=</b>	<b>2,903</b>
<b>NaOH (Kg/h)=</b>	<b>290</b>
<b>Masa Tot. (Kg/h)=</b>	<b>3,194</b>

**TRAMPA DE CONDENSADOS TK - 101**

En la trampa se retienen los condensables de mayor densidad y partículas sólidas.

**A la entrada**

Biogás (s/condensables ni partículas sólidas)	17,567 kg/h
Condensables (hidrocarburos aromáticos, Trazas)	193 kg/h
Ácido sulfhídrico	246.78 kg/h
Condensado (vapor de agua)	0.3443 kg/h
Partículas sólidas	17 kg/h

**Calculo de agua atrapada (cantidad de condensados en el tubo)**

\* Durante el trayecto la temperatura baja a 55°C

Tsat (°C)	84.44	$T_f = \frac{T_w + T_{sat}}{2} = 70$
Tw (°C)	55	

Calor latente  
 $h_{fg} = 2651.9 - 230.23 \text{ kJ/kg} = 2421.67 \text{ kJ/kg}$

Densidad w (kg/m <sup>3</sup> )	990.197
Viscosidad (Pa.s)	0.0005883
KL (W/mK)	0.6429
L (m)	624
Tsat - Tw(°C)	29.44

$$N_{nu} = 1.13 \left( \frac{\rho^2 g h_{fg} L^3}{\mu K_L \Delta T} \right)^{1/4} = 844,355.27$$

$N_{nu} = \frac{h_L}{K}$  despejando  $h = \frac{N_{nu} * K}{L} = 18,438.72 \text{ W/m}^2\text{K}$

$A = \pi * D * L = 697.10 \text{ m}^2$

$m = \frac{h \Delta T}{h_{fg}} = \frac{156.260747 \text{ kg/s}}{562,538.69 \text{ kg/h}}$

\*De acuerdo a este calculo toda el agua se elimina, sin embargo, para asegurar esto, se supone el 80%. Los otros condensables se eliminan en 30%.

\* Se espera también que junto con estos condensados, descendan el 40% de las partículas sólidas.

\* Con el lavado de solución de NaOH, sólo quedan trazas de H<sub>2</sub>S.

**Balance global en la salida**

Condensables (otros)*(1-0.7)	135.08 kg/h
Agua (vapor)*(1-0.8)	0.07 kg/h
Partículas sólidas *(1-0.4)	10.29 kg/h

**DIMENSIONAMIENTO DEL TK - 101**

**DATOS**

T (°C)= 40  
 P (kg/cm<sup>2</sup>)= 1.03  
 Flujo (kg/h)= 3,194  
 Dens (Kg/m<sup>3</sup>)= 992.2

La presión de diseño será la máxima de operación más un 1 ó 2 kg/cm<sup>2</sup>

Pdiseño (kg/cm<sup>2</sup>)= 4.033

**Material de construcción**

Polipropileno

S (kg/cm<sup>2</sup>)= 1140  
 E(%)= 80  
 Corrosión permisible (pulg)= 0.0625 1/16"  
**Eficiencia de soldadura (%)** 80

**CALCULOS**

**A) Tiempo de residencia**

De la sección 3.2.1.1, Tr (min)= 30

Se considera que el personal de la planta está entrenado y que tiene una instrumentación buena, se aplica:

Tr=15\*1.2\*1 36 min

**B) Volumen total del liquido**



Considerando que el nivel máximo alcanzado por el liquido está a una altura de 0.85 D, que corresponde aproximadamente al 90% del volumen total.



De la gráfica de Abakians se obtiene el diámetro, mientras que el valor de VT que es el volumen a almacenarse entre los niveles máximo y mínimo es:

$$V_T = 1.9312378 \text{ m}^3 \quad 68.192006 \text{ ft}^3$$

**C) Diámetro óptimo**

El diámetro óptimo , se saca de la fig. 3.1, y con el factor F:

C corrosión permisible(pulg) 0.0625  
 S= Esfuerzo máximo permisible (psi) 16753.44  
 E= Eficiencia de soldadura 0.8  
 P<sub>D</sub>=Presion de disenno (psi) 59.268968

$$F = \frac{P_D}{CE} = 0.0707544 \text{ in}^{-1}$$

De la figura 3.1

$$D(\text{ft}) = 7 \quad 2.13 \text{ m}$$

Calculando el área total:

$$A_T = \frac{\pi D^2}{4} =$$

3.58 m<sup>2</sup>

Por lo tanto:

$$V_T = 3.58 \text{ L}$$

**D) Longitud**

Se toma en consideración el volumen de gas en las cabezas.

Nivel mínimo (mm) 152 casi siempre  
 Nivel máximo (mm) 0.09L 4732

**D.1) Capacidad a nivel máximo**

**D.1.1) Cilindro**

Calculando la relación h/D

$n_1$  (mm)= 152  
 $D$ (mm)= 5567.06  
 $n_1/D$ = 0.0273

Con este valor en la tabla T del apéndice E se obtiene el valor de  $A_1/A_T$ :

$$\frac{A_1}{A_T} = 0.0308$$

Se calcula  $A_1$  teniendo ya a  $A_T$ :

$$A_1 = 0.1101 \quad \text{'''}$$

Y por tanto:

$$V_1 = 0.1101 \quad \text{L}$$

**D.1.2) Cabezas**

Se emplean cabezas elipsoidales porque se maneja mas de 100 psig

Calculando b

$$b = r - \sqrt{(bc)^2 - (AB)^2}$$

r = radio de la cabeza, aprox. Igual al diámetro del recipiente.

$$AB = \frac{D}{2} - (icr) \quad BC = r - (icr)$$

**Parte iterativa**

1. Suponemos r(pulg)= 114

2. Calculando t (pulg)

$$t = \frac{0.885 P_D r}{SE - 0.1 P_D} \quad 0.4463 \text{ pulg}$$

Espesor redondeado:

$$1 \frac{1}{4}'' \quad 1.25$$

El espesor de 5/8'' corresponde a un radio de 114'' (tabla 3, apéndice E)

De aquí mismo tenemos que

$$icr = 3 \frac{3}{4} \quad \text{pulg}$$

Verificando que sea correcto

$$5/8'' \text{ es mayor que } 11/4''$$

Por lo que se usa la ecuación 3.18, para el calculo del espesor:

$$W = \frac{1}{4} * (3 + \sqrt{\frac{r}{icr}}) = 4.1264$$

$$t = \frac{P_D r W}{2SE - 0.2 P_D} = 1.0406 \text{ pulg}$$

Se redondea al comercial y es 3/8" por lo tanto el calculo es valido

Calculando b:

$$AB = (D/2) - icr = 56 \text{ } 3/8$$

$$BC = r - icr = 113 \text{ } 3/8$$

$$b = r - \sqrt{(bc)^2 - (AB)^2} = 15.6346 \text{ pulg}$$

Calculando K.

$$K = 2b/D = 0.274291399$$

Calculo de f(Ze), de la tabla z, y con la relacion n<sub>1</sub>/U.

$$f(Ze) = 0.187679$$

Para obtener el volumen de las cabezas

$$V_{c1} = \frac{\pi K D}{6} f(Ze) = 39933.84 \text{ in}^3$$

$$0.6545 \text{ m}^3$$

**D.2) Capacidad al nivel máximo**

**D.2.1) Cilindro**

Calculo de n<sub>3</sub>

$$n_3 = U - (n_1 - n_2)$$

$$n_3 = 0.15$$

De la tabla 1 del apéndice E:

$$\frac{A_3}{A_T} = 0.0221 \quad \text{Despejando } A_3 \quad A_3 = 0.079014 \text{ m}^3$$

Y por tanto:

$$V_3 = 0.0790 \text{ L}$$

**D.3) Capacidad entre los niveles máximo y mínimo**

**D.3.1) Cilindro**

Calculando v<sub>2</sub>:

$$V_2 = V_T - (V_1 + V_3)$$

Despejando v<sub>2</sub>:

$$V_2 = 3.3862 \text{ L}$$

**D.3.2) Cabezas**

Calculando h/D:

$$\frac{h_1 + h_2}{D} = 0.85$$

Calculando f(Ze), de tablas= 0.93925

$$V_{c1} + V_{c2} = 212777.3354 \text{ m}^3$$

Por diferencia

$$V_{c2} = 2.8329 \text{ m}^3$$

**D.4) Longitud**

$$V_T = V_2 + V_{c2}$$

$$1.931237772 \quad 3.3862 \text{ L} \quad + \quad 2.8329049$$

Despejando L

$$L(m) = 5.2$$

**Comprobación**

$$L/D = 2.4$$

$$V_T = V_2 + V_{c2}$$

$$V_T = 20.44 \text{ m}^3$$

**II. Calculo del espesor de la pared**

$$t = \frac{P_D r}{SE - 0.6 P_D} = 0.5055$$

Y redondeado al espesor comercial  $1 \frac{1}{4}''$

**9. Resumen de dimensiones**

L/D	2.4
Diámetro (m)	2.1
Longitud (m)	5.2
Tr (min)	3
Cabezas	Elipsoidales
Espesor de la pared	1.25
Espesor de las cabezas	1 1/4"
Nivel Máximo (mm)	4,732
Nivel Mínimo (mm)	152
Nivel Normal	2,748
Alarma por bajo nivel	1,145
Alarma por alto nivel	3,664

**DIMENSIONAMIENTO DEL TK -101/105**

**DATOS**

T (°C)=	68
P (kg/cm <sup>2</sup> )=	1.033
Flujo (kg/h)=	1,001
Dens (Kg/m <sup>3</sup> )=	2.26 Tomada como el promedio de los aromáticos volátiles

**La presión de diseño será la máxima de operación más un 1 ó 2 kg/cm<sup>2</sup>**

Pdiseño (kg/cm <sup>2</sup> )=	4.033
--------------------------------	-------

**Material de construcción**

Poliétileno de alta densidad.

S (kg/cm <sup>2</sup> )=	1,140.00	(Perri, Pp 23-46)
E(%)=	80	
Corrosión permisible (pulg)=	0.0625	1/16"

<b>Eficiencia de soldadura (%)</b>	80
------------------------------------	----

**CÁLCULOS**

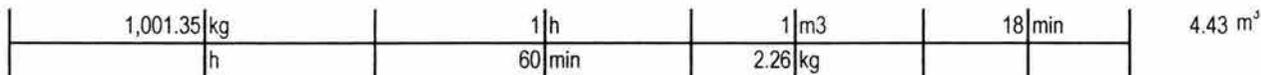
**A) Tiempo de residencia**

De la sección 3.2.1.1, Tr (min)= 15

Se considera que el personal de la planta está entrenado y que tiene una instrumentación buena, se aplica:

$$Tr = 15 * 1.2 * 1 = 18 \text{ min}$$

**B) Volumen total del gas**



Considerando que el nivel máximo alcanzado por el gas es 100%.



De la grafica de Abakians se obtiene el diámetro, mientras que el valor de VT que es el volumen a almacenarse entre los niveles máximo y mínimo es:

$$V_T = 4.43 \text{ m}^3 = 156.45 \text{ ft}^3$$

**C) Diámetro óptimo**

El diámetro óptimo , se saca de la fig. 3.1, y con el factor F:

C corrosión permisible(pulg)	0.0625
S= Esfuerzo máximo permisible (psi)	16,753.44
E= Eficiencia de soldadura	0.8
P <sub>0</sub> =Presión de diseño (psi)	59.268968

$$F = \frac{P_D}{CSE} = 0.070754386 \text{ in}^{-1}$$

De la figura 3.1

$$D(\text{ft}) = 3 \quad 0.9144 \text{ m}$$

Calculando el área total:

$$A = \pi D^2 = 85692893 \text{ m}^2$$

Por lo tanto:

$$V_T = 0.6566929 \text{ L}$$

**D) Longitud**

Se toma en consideración el volumen de gas en las cabezas.

Nivel mínimo (mm)		152 casi siempre es este
Nivel máximo (mm)	1D	914.40

**D.1) Capacidad a nivel máximo****D.1.1) Cilindro**

Calculando la relación h/D

$h_1$ (mm)=	152
$D$ (mm)=	914.40
$h_1/D$ =	0.17

Con este valor en la tabla 1 del apéndice E se obtiene el valor de  $A_1/A_T$ :

$$\frac{A_1}{A_T} = 0.0308$$

Se calcula  $A_1$  teniendo ya a  $A_T$ :

$$A_1 = 0.0202 \text{ m}^2$$

Y por tanto:

$$V_1 = 0.0202 \text{ L}$$

**D.1.2) Cabezas**

Se emplean cabezas torisfericas porque se maneja a menos de 100 psig

Calculando b

$$b = r - \sqrt{(bc)^2 - (AB)^2}$$

r = radio de la cabeza, aprox. Igual al diámetro del recipiente.

$$AB = \frac{D}{2} - (icr) \quad BC = r - (icr)$$

**Parte iterativa**

1. Suponemos r(pulg)= 114

2. Calculando t (pulg)

$$t = \frac{0.885 P_D r}{SE - 0.1 P_D} \quad 0.45 \text{ pulg}$$

Espesor redondeado: 1/2" 0.5

El espesor de 5/8" corresponde a un radio de 114" (tabla 3, apéndice E)

De aquí mismo tenemos que

$$icr = 67.8 \text{ pulg}$$

Por lo que se usa la ecuación 3.18, para el calculo del espesor:

$$W = \frac{1}{4} * (3 + \sqrt{\frac{r}{icr}}) = 4.13$$

$$t = \frac{P_D r W}{2 SE - 0.2 P_D} = 1.04 \text{ pulg}$$

Se redondea al comercial y es

3/8" por lo tanto el calculo es valido

Calculando b:

$$AB=(D/2)-icr= 56 \frac{3}{8}$$

$$BC=r-icr= 113 \frac{3}{8}$$

$$b = r - \sqrt{(bc)^2 - (AB)^2} = 15.63460975 \text{ pulg}$$

Calculando K.

$$K=2b/D= 0.274291399$$

Calculo de f(Ze), de la tabla 2, y con la relación  $h_1/D$ .

$$f(Ze)= 0.187679$$

Para obtener el volumen de las cabezas

$$V_{cl} = \frac{\pi K D}{6} f(Ze) = \begin{matrix} 39,933.84 \text{ in}^3 \\ 0.65 \text{ m}^3 \end{matrix}$$

## D.2) Capacidad al nivel máximo

### D.2.1) Cilindro

Calculo de  $h_3$

$$h_3=D-(h_1-h_2)$$

$$h_3= 0.15$$

De la tabla 1 del apéndice E:

$$\frac{A_3}{A_T} = 0.0221$$

Despejando  $A_3$

$$A_3= 0.01 \text{ m}^2$$

Y por tanto:

$$V_3= 0.01 \text{ L}$$

## D.3) Capacidad entre los niveles máximo y mínimo

### D.3.1) Cilindro

Calculando  $V_2$ :

$$V_2=V_T-(V_1+V_3)$$

Despejando  $V_2$ :

**D.3.2) Cabezas**

Calculando h/D:

$$\frac{h_1 + h_2}{D} = 0.85$$

Calculando f(Ze), de tablas= 0.93925

$$V_{c1} + V_{c2} = 212,777.34 \text{ m}^3$$

$$V_{c1} + V_{c2} = 3.49 \text{ m}^3$$

Por diferencia

$$V_{c2} = 2.83 \text{ m}^3$$

**D.4) Longitud**

$$V_T = V_2 + V_{c2}$$

$$4.430746866 \quad 0.621953839 \text{ L} \quad + \quad 2.83290493$$

Despejando L

$$L(\text{m}) = 2.569068372$$

**Comprobación**

$$L/D = 2.809567336$$

$$V_T = V_2 + V_{c2}$$

$$V_T = 4.43 \text{ m}^3$$

**Calculando flujo volumétrico**

1,001.35 kg	1 h	1 m <sup>3</sup>	16.68915 m <sup>3</sup>
h	60 min	2.26 Kg	min

de donde:

$$Tr = \frac{4.430746866 \text{ m}^3}{16.68914653 \text{ m}^3} \cdot 1 \text{ min} = 0.265487 \text{ min}$$

Ambos valores son aceptables

**II. Calculo del espesor de la pared**

$$t = \frac{P_D r}{SE - 0.6 P_D} = 0.505466148$$

Y redondeado al espesor comercial

3/4"

**9. Resumen de dimensiones**

L/D	2.809567336
Diámetro (m)	1
Longitud (m)	1.5
Tr (min)	0.265486726
Cabezas	Toriesfericas
Espesor de la pared	1/2"
Espesor de las cabezas	3/4"

**SOPLADOR BL - 101/105**

\*El soplador tiene la función de mantener la presión de extracción de gas a 1.033 kg/cm<sup>2</sup> y de aumentar la presión de descarga al ción, con la finalidad de hacer mas eficiente la separación.

\* Se instalara un soplador porque su limite de presiones es de 0.32 a 2.8 Kg/cm<sup>2</sup>.

Potencia al freno en kW del ventilador centrífugo

Entrada Son 5 sopladores

			mmm Hg	Pa
Flujo (Kg/h)	3,543	Pent (kg/cm <sup>2</sup> ) 1.0081	741.7	98,885
T (°C)	55	Tentra (°C) 55	328.15	
		Psal (kg/cm <sup>2</sup> ) 1.0575	778	103,725
		Vsal (m/s) 18		

Calculo de caída de presión:

$$\Delta P = \frac{P_{sal} - P_{ent} * 100}{P_{ent}} = 5 \%. \text{ Por lo que podemos considerar que no hay caída de presión significativa.}$$

Densidad en la succión:

1.04693088 kg	741.7 mm Hg	273.15 K	=	0.85 kg/m <sup>3</sup>
m <sup>3</sup>	760 mm Hg	328.15 K		

Densidad en la descarga

Densidad promedio

$$\rho_2 = \rho_1 \frac{(P_{sal})}{P_{ent}} = 0.892099 \text{ kg/m}^3 \quad \rho_{prom} = \frac{\rho_1 + \rho_2}{2} = 0.87 \text{ kg/m}^3$$

Velocidad de flujo de masa de gas:

$$m = \frac{\rho_1 * \text{flujo} * 273.2}{T_{medida}}$$

3542.564067 kg	1 h	273.2 K	=	0.82 kg/s
h	3600 s	328.2 K		

Carga de presión desarrollada es

$$\frac{P_2 - P_1}{\rho_{prom}} = 4,622.66 \text{ J/kg}$$

Velocidad desarrollada (suponiendo que la V inicial =0)

$$\frac{v^2}{2} = 162 \text{ J/kg}$$

Balance de energía mecánica

$$z_1 g + \frac{v_1^2}{2} + \frac{P}{\rho} - W_S = z_2 g + \frac{v_2^2}{2} + \frac{P_2}{\rho} + \Sigma F$$

Estableciendo

$$\begin{aligned} Z_1 &= 0 \\ Z_2 &= 0 \\ V_1 &= 0 \\ V_2 &= 0 \\ \Sigma F &= 0 \end{aligned} \quad \text{por lo tanto, } -W_S = \frac{P_2 - P_1}{\rho_{prom}} + \frac{V_2^2}{2} = 4,785 \text{ J/kg}$$

Suponiendo una eficiencia de 60%

$$\text{kW al freno} = \frac{-W_S m}{n * 1000} = 3.532161 \text{ kW} \quad 5 \text{ sopladores de } \mathbf{9} \text{ hp}$$

\* La temperatura es igual por que el proceso es isotérmico.

\* Se ocupan cinco equipos

**SEPARADOR PRIMARIO CL - 101**

**Criterios**

- \* La velocidad de entrada para diseño es de 18 m/s
- \* Los ciclones actualmente llegan a una eficiencia del 90 - 99% de eficiencia para partículas mayores de 5 micras
- \* El diámetro de partículas aerodinámicas es de 10 micrómetros
- \* Se diseña un ciclón de alta eficiencia por lo que la caída de presión va desde 2 - 2.5 KPa con una capacidad de 0.5 - 12 m<sup>3</sup>/s
- \* La mayor eficiencia se da en un diámetro de 152mm, ( Perry, Sec.15 Equipos de separación, Tabla 6.)

Entrada	Salida de condensados y partículas	Salida (gas)
Biogás (kg/h)	17,567	17,567
Condensables (otros) (kg/h)	135	81
Agua (vapor)(kg/h)	0.0689	0.0413
Partículas sólidas(kg/h)	10	9
		1.0287

**Calculo de flujo**

$$\left| \frac{17,567 \text{ kg}}{\text{h}} \right| \left| \frac{1 \text{ h}}{3,600 \text{ s}} \right| \left| \frac{1 \text{ m}^3}{1.0469 \text{ Kg}} \right| = 5 \text{ m}^3/\text{s}$$

**Calculo de medidas del ciclón**

Si Dc= 80 cm

Bc=Dc/4	20 cm
De=Dc/2	40 cm
Hc=Dc/2	40 cm
Lc=2Dc	240 cm
Sc=Dc/8	10 cm
Zc=2Dc	240 cm
Jc=Dc/4	20 cm

\* Suponemos la caída de presión es de 2 kPa = 0.0204 Kg/cm<sup>2</sup>

$$P_2 - P_1 = \Delta P$$

$$P_2 (\text{kg/cm}^2) = 1.0371$$

**SEPARADOR SECUNDARIO SR - 101**

**Criterios**

- \* El equipo se emplea para gas proveniente desde Separación Primaria y/o ingreso a una Unidad Compresora.
- \* Remueve partículas sólidas hasta de 1 micra con eficiencia de 99.5 % y líquidas de hasta 0.3 micras, con una eficiencia de 99.9 %. Esta equipado con rejilla anti-arrastre de líquido en la cámara inferior y filtros coalescedores de material poliéster, en la cámara superior.

Entrada	Salida de condensados y partículas		Salida (gas)
Biogás (kg/h)	17,567		17,567
Condensables (otros) (kg/h)	54	53	1.0806
Agua (vapor)(kg/h)	0.03	0.03	0.0014
Partículas sólidas(kg/h)	1.0287	1.0184	0.0103

**DISEÑO**

Dgas(Kg/h)= 1.0469

Dliq(Kg/h)= 0.0059

Caída de presión (kg/cm<sup>2</sup>)=

0.2 Tomado de datos de separadores

h<sub>T</sub>(cm)= 30.5

Para tanques con malla

h<sub>w</sub>(cm)= 61

h<sub>b</sub>(cm)= 15

Calculo de diámetro de tanque

Q<sub>v</sub>=flujo volumétrico de vapor

V<sub>t</sub>=velocidad de vapor permitida

$$D = \frac{Q_v * \pi * 0.15 * \sqrt{V_t}}{12} =$$

s(espesor de malla cm)= 5

h<sub>v</sub> (cm)=h<sub>t</sub>+s+h<sub>w</sub>= 96.5

h<sub>r</sub>=h<sub>L</sub> (cm)= 45

h<sub>L</sub> (cm)= 45

h<sub>b</sub> (cm)= 15

tr (min)= 2

Dpierna (cm)= 30.5

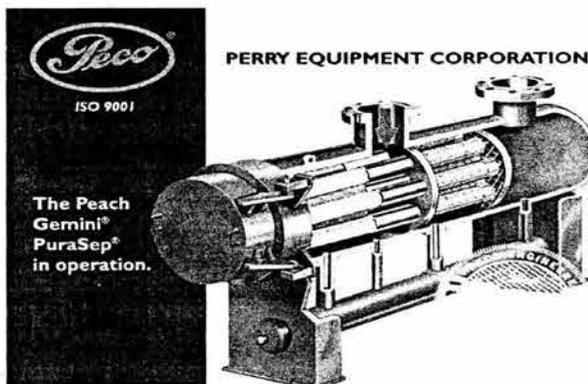
L<sub>p</sub> (cm)=h<sub>b</sub>+h<sub>Lp</sub>+h<sub>H</sub>= 91

L<sub>tanque</sub> (cm)=L/D=3

Despejando

$$L = 3 * D$$

$$L(\text{cm}) = 559.5$$



Se fija por criterio del diámetro del tanque

V<sub>flujo descendente</sub> e 25 cm/min

h<sub>Lp</sub> (cm)= 15

D<sub>p</sub> (cm)=

h<sub>H</sub> (cm)= 61

D (cm)=h<sub>v</sub>+h<sub>L</sub>: 186.5

COMPRESOR CM - 101

**Entrada**

Biogás total (kg/h)	17,568	5
Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	0.83	81,039
Temperatura (°C)	55	328
Relación de capacidades caloríficas (Cp/Cv)		1.33
Presión salida (kg/cm <sup>2</sup> )	9.09	891,432
Constante de los gases (kg*m <sup>2</sup> /s <sup>2</sup> *mol kg*K)		8,314
Eficiencia (%)		80

**Calculo de trabajo realizado en la compresión**

$$-W_s = \frac{\gamma}{\gamma - 1} \frac{RT}{M} \left[ \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right] = 22,898 \text{ J/kg}$$

**Calculo de potencia**

$$\text{kW al freno} = \frac{-W_{sm}}{n * 1000} = \begin{matrix} 140 \text{ kW} \\ 104 \text{ hp} \end{matrix}$$

$$\frac{T_2}{T_1} = \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}$$

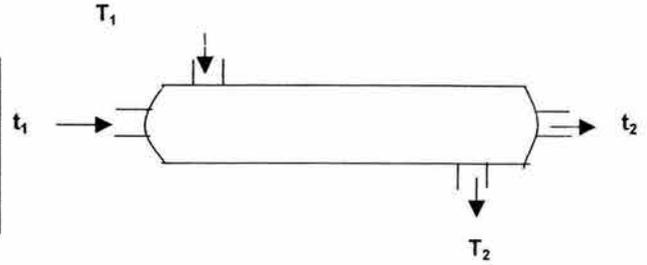
Despejando T<sub>2</sub>:

$$T_2 = \left[ \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} \right] * T_1 = 350 \text{ °C}$$

**Balance de masa y energía**

Corriente de biogás	
Fase:	<b>Gaseosa</b>
T <sub>1</sub> (°F)=	<b>170</b>
T <sub>2</sub> (°F)=	<b>104</b>
M (lb/h)=	<b>38,739</b>
C <sub>p</sub> (Btu/lbm°F)=	<b>0.5931</b>

Corriente de agua fría	
Fase:	<b>Líquida</b>
t <sub>1</sub> (°F)=	<b>41</b>
t <sub>2</sub> (°F)=	<b>170</b>
M (lb/h)=	<b>11,900</b>
C <sub>p</sub> (Btu/lbm°F)=	<b>0.9931</b>



Balance de calor para el biogás

$$Q = m C_p (T_2 - T_1)$$

Sustituyendo

$$Q \text{ (Btu/h)} = \mathbf{1,522,072}$$

Calculando la Temperatura de salida del agua fría partiendo de la ecuación:

$$Q = m C_p (t_2 - t_1)$$

Despejando:

$$t_2 = (Q/mC_p) + t_1$$

Sustituyendo

$$t_2 \text{ (°F)} = \mathbf{170}$$

La media logarítmica de la diferencia de las temperaturas es:

$$\Delta T_{lm} \approx \frac{(T_2 - t_1) - (T_1 - t_2)}{\ln \frac{(T_2 - t_1)}{(T_1 - t_2)}}$$

$$U_o = Q / A_o \Delta T_{lm}$$

U <sub>o</sub> (Btu/hft <sup>2</sup> °F)	<b>5,985</b>
--	--------------

**Criterio**

En este caso el agua va por los tubos.

Por lo tanto suponemos un coeficiente de transferencia de calor:

$$U_o \text{ (Btu/hft}^2\text{°F)} = \mathbf{150}$$

Calculo del factor de corrección

$$R = \frac{(T_1 - T_2)}{(t_2 - t_1)} = \mathbf{1}$$

$$P = \frac{(t_2 - t_1)}{(T_1 - t_2)} = \mathbf{1}$$

El Ft no debe ser menor a 0.75, por lo que en base a este criterio se calcula en tipo de intercambiador en este caso es e 0.95 para un intercambiador de 2 pasos de coraza y 4 de tubos.

La media de las diferencias de temperaturas es igual a:

Sustituyendo

$$\Delta T_{lm} = \mathbf{12.71517176}$$

$$\Delta T_m = F_t * \Delta T_{lm}$$

sustituyendo

$$\Delta T_{ln} = \mathbf{12}$$

Calculo de área de transferencia.

$$A_{area} = \frac{Q}{U * F * \Delta T_{ln}}$$

$$A \text{ (ft}^2\text{)} = \mathbf{840.0363629}$$

Otras características

LMT	13
Área de transferencia (ft <sup>2</sup> )=	840
No. de pasos	1coraza/1 tubos
Eficiencia(%)	97
Longitud recomendada de tubos	16
Diámetro de tubos	1"
Calibre de tubos (bwg)	14
Pitch	1 1/4"
Clase	TEMA H
Resistencia Fouling	0.0015

3.- Numero de tubos por cambiador

$$NTC = A/a/pe * L$$

$$NTC = 201$$

**TANQUE TK - 107**

**DATOS**

T (°C)=	25
P (kg/cm²)=	1.033
Flujo (kg/h)=	10,876
Dens (Kg/m³)=	2.35

La presión de diseño será la máxima de operación más un 10 ó 2 kg/cm²

Pdiseño (kg/cm²)=	4.033
-------------------	-------

**Material de construcción**

ACERO AL CARBON

S (kg/cm²)=	1,140	(Perri, Pp 23-46)
E(%)=	80	
Corrosión permisible (pulg)=		0.0625 1/16"

<b>Eficiencia de soldadura (%)</b>	80
------------------------------------	----

**CALCULOS**

**A) Tiempo de residencia**

De la sección 3.2.1.1, Tr (min)= 3

Se considera que el personal de la planta está entrenado y que tiene una instrumentación buena, se aplica:

$$Tr = 15 \cdot 1.2 \cdot 1 = 3.6 \text{ min}$$

**B) Volumen total del gas**



Considerando que el nivel máximo alcanzado por el gas es 100%.



De la grafica de Abakians se obtiene el diámetro, mientras que el valor de VT que es el volumen a almacenarse entre los niveles máximo y mínimo es:

$$V_T = 7 \text{ m}^3 = 245 \pi$$

**C) Diámetro óptimo**

El diámetro óptimo, se saca de la fig. 3.1, y con el factor F:

C corrosión permisible(pulg)	0.0625
S= Esfuerzo máximo permisible (psi)	16,753
E= Eficiencia de soldadura	0.8
P <sub>D</sub> =Presión de diseño (psi)	59

$$F = \frac{P_D}{CSE} = 0.0708 \text{ in}^2$$

De la figura 3.1

$$D(\text{ft}) = 4 \Rightarrow 1.2192 \text{ m}$$

Calculando el área total:

$$A_T = \frac{\pi D^2}{4} = 1.1675 \text{ m}^2$$

Por lo tanto:

$$V_T = 1.1675 \text{ L}$$

**D) Longitud**

Se toma en consideración el volumen de gas en las cabezas.

Nivel mínimo (mm)		152 casi siempre es este
Nivel máximo (mm)	1D	1,219

**D.1) Capacidad a nivel máximo**

**D.1.1) Cilindro**

Calculando la relación h/D

$h_1$ (mm)=	152
D(mm)=	1,219
$h_1/D$ =	0.1247

Con este valor en la tabla 1 del apéndice E se obtiene el valor de  $A_1/A_T$ :

$$\frac{A_1}{A_T} = 0.0308$$

Se calcula  $A_1$  teniendo ya a  $A_T$ :

$$A_1 = 0.0360 \text{ m}^2$$

Y por tanto:

$$V_1 = 0.0360 \text{ L}$$

**D.1.2) Cabezas**

Se emplean cabezas Elípticas

Calculando b

$$b = r - \sqrt{(bc)^2 - (AB)^2}$$

r = radio de la cabeza, aprox. Igual al diámetro del recipiente.

$$AB = \frac{D}{2} - (icr) \quad BC = r - (icr)$$

**Parte iterativa**

1. Suponemos r(pulg)= 114

2. Calculando t (pulg)

$$t = \frac{0.885P_D r}{SE - 0.1P_D} = 0.4463 \text{ pulg}$$

Espesor redondeado: 5/8" 0.625

El espesor de 5/8" corresponde a un radio de 114" (tabla 3, apéndice E)

De aquí mismo tenemos que

$$icr = 6.7/8 \text{ pulg}$$

Verificando que sea correcto

5.8 es mayor que 114"

Por lo que se usa la ecuación 3.18, para el calculo del espesor:

$$W = \frac{1}{4} * (3 + \frac{r}{icr}) = 4.1264$$

Se redondea al comercial y es  
3/8" por lo tanto el calculo es valido

Calculando b:

$$AB=(D/2)-icr= 56 \frac{3}{8}$$

$$BC=r-icr= 113 \frac{3}{8}$$

$$b = r - \sqrt{(bc)^2 - (AB)^2} = 16 \text{ pulg}$$

Calculando K:

$$K=2b/D= 0.274291399$$

Calculo de f(Ze), de la tabla 2, y con la relación h<sub>1</sub>/D.

$$f(Ze)= 0.187679$$

Para obtener el volumen de las cabezas

$$V_{c1} = \frac{\pi K D}{6} f(Ze) = \begin{matrix} 39,934 \text{ in}^3 \\ 0.6545 \text{ m}^3 \end{matrix}$$

## D.2) Capacidad al nivel máximo

### D.2.1) Cilindro

Calculo de h<sub>3</sub>

$$h_3=D-(h_1-h_2)$$

$$h_3= 0.15$$

De la tabla 1 del apéndice E:

$$\frac{A_3}{A_T} = 0.0221 \quad \text{Despejando } A_3 \quad A_3= 0.0258 \text{ m}^2$$

Y por tanto:  $V_3= 0.0258 \text{ L}$

## D.3) Capacidad entre los niveles máximo y mínimo

### D.3.1) Cilindro

Calculando V<sub>2</sub>:  $V_2=V_T-(V_1+V_3)$

Despejando V<sub>2</sub>:

$$V_2= 1.1057 \text{ L}$$

### D.3.2) Cabezas

Calculando h/D:  $\frac{h_1 + h_2}{D} = 0.85$

Calculando f(Ze), de tablas= 0.93925

$$V_{c1}+V_{c2}= 212,777 \text{ in}^3$$

$$V_{c1}+V_{c2}= 3.4874 \text{ m}^3$$

Por diferencia

$$V_{c2}= 2.8329 \text{ m}^3$$

$$6.933102157 \quad 1.1057 \text{ L} \quad + \quad 2.8329$$

Despejando L

$$L(m) = 3.7083$$

**Comprobación**

$$L = 3.0415$$

$$V_1 = V_2 + V_{c2}$$

$$V_1 = 6.93 \text{ m}^3$$

**Calculando flujo volumétrico**

$\frac{10,875.73 \text{ kg}}{\text{h}}$	$\frac{1 \text{ h}}{60 \text{ min}}$	$\frac{1 \text{ m}^3}{2.353 \text{ Kg}}$	$\frac{181.2621 \text{ m}^3}{\text{min}}$
---	--------------------------------------	--	---

de donde:

$$Tr = \frac{6.933102157 \text{ m}^3}{181.2621042 \text{ m}^3/\text{min}} = 0.038249 \text{ min}$$

Ambos valores son aceptables

**II. Calculo del espesor de la pared**

$$t = \frac{P_D r}{SE - 0.6 P_D} = 0.5055$$

Y redondeado al espesor comercial  $3/4"$

**9. Resumen de dimensiones**

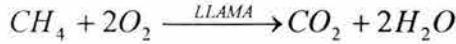
L/D	3
Diámetro (m)	1
Longitud (m)	4
Tr (min)	0.04
Cabezas	ELIPTICAS
Espesor de la pared	0.625
Espesor de las cabezas	3/4"

**CICLO COMBINADO**

**BALANCE DE LA TURBINA DE GAS**

**\* Cantidad de aire a comprimir**

De acuerdo a la reacción de combustión del metano:



Por lo tanto la relación de metano - aire es de 2:1

Flujo de biogás	17,568 kg/h	Metano	11,420 kg/h
	2	11,420 kg	
	1	h	
		22,839 kg/h	O <sub>2</sub> NECESARIO

Contando con la composición del aire:

N<sub>2</sub>(%)= 79

O<sub>2</sub>(%)= 21

Balance de aire total a partir de l oxigeno requerido

	22,839	OXIGENO	1	AIRE	108,757 (+50% en exceso)
			0.21	OXIGENO	<b>163,136 kg/h aire</b>

\* Lo valores de presión y temperatura consecuentes en la turbina de gas se toman de las condiciones físico -químicas que se necesitan para producir electricidad

**Salida de energía**

Energía por mol consumida de CH<sub>4</sub>= 213 Kcal/mol  
 P.M CH<sub>4</sub>= 16 g/mol

17,568.48 kg	1 m <sup>3</sup>	21.5 MJ	1 h
h	1.0469 kg	1 m <sup>3</sup>	3,600 s

**100 MJ/s ó MW**  
**60 MJ/s ó MW**

Eficiencia en transformación (%) 60

**BALANCE DE LA CHIMENEA RECUPERADORA DE CALOR (HRSG)**

**Cantidad de agua**

Se sabe de otros proyectos que la relación de entrada de agua para este tipo de proceso es de 1:3 por lo tanto

$$\frac{M_{gas} (Kg/h)}{3} = 60,234.79 \text{ kg/h, menos el agua de salida de EA-101} = 5,397 \text{ Kg/h}$$

Corriente de entrada a la turbina de vapor

**CALCULO DE ENTALPIÁS**

**Corriente 1**

P(kPa)	T(°C)	h(kJ/kg)				
4,400.00	260	2,813.60	}			
4,500.00	260	2,807.90				
4,477.72	260	2,809.17		4,477.72	275	2,864.07
				4,477.72	260	2,809.17
P(kPa)	T(°C)	h(kJ/kg)				
4,400.00	275	2,867.80				
4,500.00	275	2,863.00				
				375.92	3,233.47 kJ/kg	

**Corriente 2**

P(kPa)	T(°C)	h(kJ/kg)
4,900.00	300	2,929.30
5,000.00	300	2,925.50
4,998.06	300	2,925.57
P(kPa)	T(°C)	h(kJ/kg)
4,900.00	275	2,843.30
5,000.00	275	2,838.20
4,998.06	275	2,838.30

}	4,998.06	275	2,838.30
	4,998.06	300	2,925.57
		247.12	2,741.00 kJ/kg

**Corriente 4**      1,132.00 kJ/kg

**Corriente 5**      1,144.90 kJ/kg

**Corriente 6**      503.70 kJ/kg

**Corriente 3 (Mezcla vapor- líquido)**

Mezcla de líquido (90%) con vapor (10%)

P(kPa)=	5,230.95
T(°C)=	247.72
h <sub>L</sub> (kJ/kg)=	1,175.10
h <sub>V</sub> (kJ/kg)=	1,616.30
f(%)=	0.9

**Regla de la palanca**

$$h = fh_L + (1 - f)h_V = 1,219.22 \text{ kJ/kg}$$

**BALANCE DE ENERGÍA EN LA TURBINA DE VAPOR**

**DATOS**

M (kg/h)=	60,234.79
h <sub>2</sub> (kJ/kg)=	3,233.47
Eficiencia en la transformación (%)=	60

De acuerdo a la ecuación

$$W = m(h_2 - h_1) = 194,767,223 \text{ KJ/h}$$

54 MJ ó MW  
32 MJ ó MW

**Balance en la transformación**

Electricidad generada en la turbina de gas + Electricidad generada en la turbina de vapor = Electricidad total

Electricidad total (MW)= **65** Con eficiencia de transmisión

**DIMENSIONAMIENTO DEL TK - 107**

**DATOS**

T (°C)=	276
P (kg/cm <sup>2</sup> )=	52.39
Flujo (kg/h)=	115,769
Dens (Kg/m <sup>3</sup> )=	712.5

**La presión de diseño será la máxima de operación más un 1 ó 2 kg/cm<sup>2</sup>**

Pdiseño (kg/cm <sup>2</sup> )=	55
--------------------------------	----

**Material de construcción**

Acero inoxidable con alto contenido de níquel

TIPO AISI, Acero Inoxidable 316 con 16-18% Cr, 10-14% Ni, 2-3% Mo, 0.08 % C, 1% Si, 2% Mn.

S (kg/cm <sup>2</sup> )=	1140	(Perri, Pp 23-46)
E(%)=	80	
Corrosión permisible (pulg)=		0.0625 1/16"
<b>Eficiencia de soldadura (%)</b>	80	

**CÁLCULOS**

**A) Tiempo de residencia**

De la sección 3.2.1.1, Tr (min)= 3

Se considera que el personal de la planta está entrenado y que tiene una instrumentación buena, se aplica:

Tr=15\*1.2\*1 3.6 min

**B) Volumen total del líquido**



Considerando que el nivel máximo alcanzado por el líquido está a una altura de 0.85 D, que corresponde aproximadamente al 90% del volumen total.



De la gráfica de Abakians se obtiene el diámetro, mientras que el valor de VT que es el volumen a almacenarse entre los niveles máximo y mínimo es:

$$V_T = 10 \text{ m}^3 \quad 344 \text{ ft}^3$$

**C) Diámetro óptimo**

El diámetro óptimo, se saca de la fig. 3.1, y con el factor F:

C corrosión permisible(pulg)	0.0625
S= Esfuerzo máximo permisible (psi)	16,753.44
E= Eficiencia de soldadura	0.8
P <sub>D</sub> =Presión de diseño (psi)	814.06

$$F = \frac{P_D}{CSE} = 0.9718 \text{ in}^{-1}$$

De la figura 3.1

$$D(\text{ft}) = 8 \quad 3 \text{ m}$$

Calculando el área total:

$$A_T = \frac{\pi D^2}{4} = 7.1 \text{ m}^2$$

Por lo tanto:  $V_T = 7.1 \text{ L}$

**D) Longitud**

Se toma en consideración el volumen de gas en las cabezas.

Nivel mínimo (mm) 152 casi siempre  
 Nivel máximo (mm) 0.09L 4732

**D.1) Capacidad a nivel máximo**

**D.1.1) Cilindro**

Calculando la relación h/D

$h_1$  (mm)= 152  
 $D$ (mm)= 5.567  
 $h_1/D$ = 0.0273

Con este valor en la tabla 1 del apéndice E se obtiene el valor de  $A_1/A_T$ :

$$\frac{A_1}{A_T} = 0.0308$$

Se calcula  $A_1$  teniendo ya a  $A_T$ :

$$A_1 = 0.2177 \text{ m}^2$$

Y por tanto:

$$V_1 = 0.2177 \text{ L}$$

**D.1.2) Cabezas**

Se emplean cabezas elipsoidales porque se maneja mas de 100 psig

Calculando b

$$b = r - \sqrt{(bc)^2 - (AB)^2}$$

r = radio de la cabeza, aprox. Igual al diámetro del recipiente.

$$AB = \frac{D}{2} - (icr) \quad BC = r - (icr)$$

**Parte iterativa**

1. Suponemos r(pulg)= 114

2. Calculando t (pulg)

$$t = \frac{0.885 P_D r}{SE - 0.1 P_D} \quad 6.1653 \text{ pulg}$$

Espesor redondeado:

$$1 \frac{1}{4}^* \quad 1.25$$

El espesor de 5/8\* corresponde a un radio de 114\* (tabla 3, apéndice E)

De aquí mismo tenemos que

$$icr = 3.34 \text{ pulg}$$

Verificando que sea correcto

$$5.8 \text{ es mayor que } 11/4^*$$

Por lo que se usa la ecuación 3.18, para el calculo del espesor:

$$W = \frac{1}{4} * (3 + \sqrt{\frac{r}{icr}}) = 4.1264$$

$$t = \frac{P_D r W}{2SE - 0.2 P_D} = 14.3731 \text{ pulg}$$

Se redondea al comercial y es

3/8" por lo tanto el calculo es valido

Calculando b:

$$\begin{aligned} AB &= (D/2) - icr = 56 \frac{3}{8} \\ BC &= r - icr = 113 \frac{3}{8} \end{aligned}$$

$$b = r - \sqrt{(bc)^2 - (AB)^2} = 15.6346 \text{ pulg}$$

Calculando K.

$$K = 2b/D = 0.274291399$$

Calculo de f(Ze), de la tabla 2, y con la relación h<sub>1</sub>/D.

$$f(Ze) = 0.187679$$

Para obtener el volumen de las cabezas

$$V_{c1} = \frac{\pi K D}{6} f(Ze) = \begin{aligned} &39,934 \text{ in}^3 \\ &0.6545 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

## D.2) Capacidad al nivel máximo

### D.2.1) Cilindro

Calculo de h<sub>3</sub>

$$\begin{aligned} h_3 &= D - (h_1 - h_2) \\ h_3 &= 0.15 \end{aligned}$$

De la tabla 1 del apéndice E:

$$\frac{A_3}{A_T} = 0.0221 \quad \text{Despejando } A_3 \quad A_3 = 0.1562157 \text{ m}^2$$

Y por tanto:

$$V_3 = 0.1562 \text{ L}$$

## D.3) Capacidad entre los niveles maximo y minimo

### D.3.1) Cilindro

Calculando V<sub>2</sub>:

$$V_2 = V_T - (V_1 + V_3)$$

$$\text{Despejando } V_2: \quad V_2 = 6.6947 \text{ L}$$

### D.3.2) Cabezas

Calculando  $f(Z_e)$ , de tablas= 0.93925

$V_{c1}+V_{c2}= 212,777 \text{ in}^3$

$V_{c1}+V_{c2}= 3.4874 \text{ m}^3$

Por diferencia  $V_{c2}= 2.8329 \text{ m}^3$

**D.4) Longitud**

$$V_T = V_2 + V_{c2}$$

9.7490                  6.6947 L                  +                  2.8329049

Despejando L

$L(m) = 5.2$

**Comprobación**

$L/D = 1.7333$

$$V_T = V_2 + V_{c2}$$

$V_T = 37.6451 \text{ m}^3$

**II. Calculo del espesor de la pared**

$$t = \frac{P_D r}{SE - 0.6P_D} = 7.1860$$

Y redondeado al espesor comercial 1 1/4"

**9. Resumen de dimensiones**

L/D	2
Diámetro (m)	3
Longitud (m)	5
Tr (min)	3
Cabezas	Elipsoidales
Espesor de la pared	1.25
Espesor de las cabezas	1 1/4"
Nivel Máximo (mm)	4732
Nivel Mínimo (mm)	152
Nivel Normal	2,748
Alarma por bajo nivel	1,145
Alarma por alto nivel	3,664

BOMBA CENTRIFUGA PU-105/106

Flujo (lb)	136.034	Galones	17,391
Densidad (lb/ft <sup>3</sup> )	58.517		
Viscosidad (lb/fts)	0.000071904		
Tiempo estimado (min)	60		
Flujo (gal/min)	290		
Longitud (ft)	26.2467		
Longitud total (ft)	32.35		
Velocidad (ft/s)	120		
MATERIAL: ACERO INOXIDABLE 316			

De acuerdo al calculo de tuberías se considera una tubería de acero inoxidable con las siguiente dimensiones:

$$v = 0.408 \frac{Q}{d^2}$$

La caída de presión es igual a:

$$AH = 0.002083 * L * (100/C) * 1.85 * (gpm / d^{4.8655}) \text{ donde :}$$

C = 130

D.N (in)	D.Ext (in)	D.Int (in)	V (ft/s)	AH (ft)
0.5	0.8385	0.622	305.6698	14999.7522
0.75	1.05	0.826	173.3298	3773.1562
1	1.32	1.04	109.3369	1229.9727
2	2.3766	1.5043	52.2600	204.1558
3	3.5027	2.3017	22.3212	25.7738

Calculo de cabeza neta de succión (NPSH)

$$NPSH = Z + (P_{sia} - P_{vap}) * (2.306 / S_g) - A_h f$$

Z(ft)	Altura de espejo liquido al centro de bomba	11.2
P <sub>sia</sub> (psia)	Presión abs. De la succión	13.9
P <sub>vap</sub> (psia)	Presión de vapor del liquido	0.34
S <sub>g</sub>	Gravedad especifica	1
AH(ft)	Caidas por fricción	25.8
NPSHa	16.6	

De acuerdo a que NPSHa = 2ft + NPSHr por lo tanto tenemos que:

NPSHr 14.6111

Longitudes equivalentes

Conexión	Cantidad	K	Longitud equiv.
Codo 90°	2	30ft	1.08
Toe de cambio	1	60 ft	1.08
Valvulas			
De compuerta	2	8 ft	0.29
Check	1	200 ft	3.60
De globo	1	3 ft	0.05

Salida de tubería 1 ft 0.018

$$v(\text{ft/s}) = 0.408 * Q / d^2$$

$$v(\text{ft/s}) = 305.6697978$$

$$\text{Re} = \text{densidad} \cdot \text{velocidad} \cdot \text{diametro} / \text{viscosidad}$$

$$\text{Re} = 0 \quad f = 0.0175$$

Para 150 ft de tubería de 3" y de acero inoxidable 316

K (tubería)=	3.5
K(total)=	9.6
hL=	74.8
H=	101

**Calculo de la carga**

V <sub>1</sub> (ft/s)	0.9
V <sub>2</sub> (ft/s)	305.67
AZ(ft)	6
AP(psia)	19.6
n (eficiencia)	0.85

$$\text{Carga} = Z_2 - Z_1 + (P_2 - P_1) \cdot (2.306 / \text{Sg}) + ((V_2^2 - V_1^2) / 2g) + Ahn$$

$$\begin{array}{llll} \text{carga (ft)} & 229.3680972 & \text{Potencia (kW)=} & 48.5507 \\ & & \text{bhp(kW)=} & 69.3581 \end{array}$$

**BOMBA CENTRIFUGA**

<b>Material</b>	Acero al carbón
<b>Diámetro nominal</b>	3"
<b>NPSH req</b>	15
<b>Potencia</b>	48.6
<b>Potencia al freno</b>	69
<b>Carga</b>	229