



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE QUIMICA

**"ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO DE LA INSTA-
LACION DE UN TURBOGENERADOR EN
UNA PLANTA DE PROCESO"**

**T E S I S
INGENIERO QUIMICO
ARTURO BECERRA MUÑOZ**

1982



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

INDICE

	<u>PAGINA</u>
INTRODUCCION	7
CAPITULO I - Descripción de los sistemas de generación de energía eléctrica	12
CAPITULO II - Aspectos que constituyen un estudio técnico-económico	159
CAPITULO III - Estudio técnico-económico para la instalación de una unidad generadora de corriente eléctrica con capacidad de 10,000 Kw.	231
CONCLUSIONES	356
BIBLIOGRAFIA	371

I N T R O D U C C I O N

=====

Históricamente y a través del desarrollo del ser humano siempre ha existido una búsqueda continua de nuevas formas o sistemas tendientes a resolver y a satisfacer las necesidades del hombre. Estas necesidades han constituido uno de los factores más importantes y que a su vez han sido determinantes en el alcance logrado hasta la fecha.

La utilización de la energía térmica nos puede servir como ejemplo ya que el hombre ha hecho uso de ella desde hace mucho tiempo, primeramente para procurarse calor y después para la producción de trabajo como auxiliar en sus tareas cotidianas.

Un caso particular de lo anterior es la generación de vapor como fuente de energía. La generación de vapor constituye uno de los aspectos más importantes en los servicios de una planta ya que resulta básico que la misma planta genere el vapor que habrá de consumirse y así satisfacer las necesidades energéticas de la misma.

Por otro lado debemos mencionar que además del vapor, existen otro tipo de servicios que son necesarios, los cuales deberán de tomarse en cuenta en el momento de realizar el diseño de una unidad productiva.

Como ejemplo de lo anterior podemos establecer una clasificación

de los servicios que se requieren en una planta:

Servicios Primarios

- a) Agua
- b) Combustible
- c) Vapor de fuerza y de proceso
- d) Energía Eléctrica
- e) Almacenamiento y movimiento de materias primas y producto terminado

Servicios Secundarios

- a) Servicios de mantenimiento
- b) Servicio de Ferrocarril
- c) Sistema de protección contra incendio
- d) Sistemas de drenaje y eliminación de desechos
- e) Aire para servicios de planta
- f) Sistemas de seguridad

Como podemos observar, de la anterior clasificación la energía eléctrica constituye uno de los servicios de mayor importancia en una planta. A partir de lo anterior el presente trabajo está enfocado principalmente al análisis de las diferentes formas en que se puede generar la energía eléctrica haciendo especial énfasis en el sistema de generación simultánea de vapor y electricidad. Así tam-

bién se hace un análisis del sistema de generación mediante turbinas de gas y combustibles nucleares.

Por otro lado, y ante la evidente dependencia del petróleo para la obtención de energía, se incluye también un análisis de fuentes alternas para obtención de energía.

Actualmente la producción y distribución de energía eléctrica se ha convertido en una actividad con cierto grado de complejidad por lo que el diseño y selección del sistema de generación adecuado nos obliga a realizar un cuidadoso análisis de datos así como a evaluar todas las diferentes alternativas que se pueden plantear.

El presente estudio está constituido por tres capítulos:

- El Capítulo I hace una descripción de los principios fundamentales de los sistemas de generación de energía eléctrica empleando turbina de vapor, turbina de gas y combustibles nucleares y también se analizan algunas fuentes alternas de energía.

- En el Capítulo II se hace el planteamiento de los aspectos que constituyen un estudio técnico-económico, aspecto que resulta ser la base del presente estudio. Dichos aspectos comprenden un Estudio de Mercado, Estudio de Localización y definición

del tamaño de la planta, Estimado de Inversión Fija, Capital de Trabajo, Evaluación Económica del Proyecto y Estudio Técnico

- En el Capítulo. III se presenta el estudio Técnico-Económico para la instalación de una unidad generadora de energía eléctrica empleando una turbina de vapor. En dicho capítulo se incluye tanto el Estudio Técnico como el Económico que sirven de base para analizar las alternativas de generación de energía eléctrica.

Considero que resulta importante el señalar que en la actualidad existen muchos retos a los cuales el hombre deberá enfrentarse. La situación que prevalece actualmente en el ámbito de los recursos energéticos se ha constituido en un factor que ha obligado al hombre a buscar nuevas técnicas que ayuden a optimizar el uso de dichos recursos. De este modo, podemos considerar que el sistema de generación simultánea de vapor y energía eléctrica, además de satisfacer las demandas de vapor y electricidad que se presentan en una planta, puede constituirse en una forma de optimizar el funcionamiento de la misma ya que se está asegurando el suministro de un servicio que es de primordial importancia

Por otro lado y ante la situación que se vive actualmente en el país en materia petrolera, la generación de energía eléctrica mediante el uso de una turbina de gas adquiere una peculiar importancia y

será mediante el análisis de las necesidades específicas que se presenten en una planta lo que nos habrá de dar un criterio respecto a cual habrá de ser el sistema de generación más apropiado.

Como lo hemos mencionado anteriormente, México se encuentra vi- viendo una situación que nos obliga a profundizar en las cuestiones fundamentales del desarrollo, así como el objetivo de impulsar un crecimiento acelerado de nuestra economía y de la industrialización. Esto nos obliga a la búsqueda de soluciones concretas y a la unión de esfuerzos con objeto de lograr un mejor aprovechamiento de nues- tros recursos para estimular y ordenar el desarrollo de la industria nacional.

Es deber, tanto del Gobierno como de la iniciativa privada el promover programas para hacer frente a los nuevos requerimientos energéticos que se preveen y al mismo tiempo implementar e incremen- tar programas que ayuden al aprovechamiento y conservación de los re- cursos disponibles y así también obligar a que la industria logre ser más eficiente cada día.

C A P I T U L O I
=====

DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

	<u>PAG</u>
<u>T E M A I</u> <u>Sistema de Generación Simultánea de Vapor y Energía Eléctrica</u>	14
a) Descripción del Sistema	
b) Teoría General de Turbinas de Vapor	
c) Planta de Generación de Energía Eléctrica	
d) Arreglo de Turbinas para Generación de Potencia Eléctrica	
e) Descripción del Equipo Auxiliar	
 <u>T E M A II</u> <u>Sistema de Generación de Energía Eléctrica mediante Turbinas de Gas</u>	 58
a) Teoría General de Turbinas de Gas	
b) Descripción del Sistema	
c) Sistema Combinado de Turbina de Gas y Turbina de Vapor para Generación de Energía Eléctrica	
d) Aspectos comparativos entre los sistemas de Generación de Energía Eléctrica mediante Turbina de Vapor y Turbina de Gas	
 <u>T E M A III</u> <u>Sistema de Generación de Energía Eléctrica a partir de Combustibles Nucleares</u>	 100
a) Aspectos Generales	
b) Tipos de Reactores Nucleares	
c) Descripción del Sistema de Generación de Energía Eléctrica mediante Combustibles Nucleares	
 <u>T E M A IV</u> <u>Fuentes Alternas de Energía</u>	 134
a) Energía Geotermica	
b) Carbón	
c) Energía Solar	

C A P I T U L O I

=====

DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS DE ENERGIA ELECTRICA

Para poder conseguir un ahorro de energéticos en una planta, podemos adoptar esencialmente dos diferentes criterios:

- a.- Evitar el desperdicio de energéticos
- b.- Diseñar algún sistema que recupere esos energéticos

El primer punto puede ser considerado en la etapa de diseño. Lo anterior significa que en el momento de efectuar el diseño de una planta es necesario evaluar las necesidades de energía eléctrica y mecánica, así como la cantidad de calor que habrá de suministrarse al proceso en sus diferentes niveles de temperatura. En la medida que esa evaluación sea lo más precisa, el diseño de los sistemas que suministrarán esos requerimientos logrará evitar el desperdicio de energéticos.

El segundo punto es aplicable en plantas en operación ya que mediante la operación de una planta nos podemos dar cuenta de la situación real de los desperdicios de energía que se tengan en el proceso. Por otro lado, es común que se implemente un plan de reducción de pérdidas de energía en plantas existentes. Para ejemplificar lo anterior podemos mencionar algunas formas de lograrlo:

- a) Mejorar el aislamiento de tuberías y ductos
- b) Cambiar las tuberías y ductos para reducir caídas de presión

- c) Usar en la medida que sea posible vapor de extracción en vez de vapor de estación reductora.
- d) Aprovechamiento de vapor de desfogue.

En todos los sistemas en que se emplea energía siempre habrá una parte que se desperdicia y la magnitud de ese desperdicio dependerá del sistema que se diseñe para su recuperación.

Lo anterior está en función de la posición que se adopte con respecto a cuanta energía habrá de recuperarse, ya que un sistema que se diseñe con alta capacidad de recuperación implica un mayor número de equipos y en consecuencia una mayor inversión. Podemos considerar que un criterio aceptable que podemos adoptar en esta situación es que la cantidad de energía que habrá de recuperarse se determinará en base a un balance en el que se optimice la recuperación de dicha energía y al mismo tiempo tiene la mínima inversión fija y los mínimos costos de operación. Es importante enfatizar que ambos criterios planteados tienen un objetivo en común:

El uso racional de la Energía.

T E M A I SISTEMA DE GENERACION SIMULTANEA DE VAPOR Y ENERGIA ELECTRICA

Tomando en consideración los criterios que en ahorro de energía se plantearon al inicio de este capítulo, podemos decir que el Sistema de Cogeneración cumple con ambos criterios, es decir, este sistema tiene como objetivo el evitar el desperdicio de energía

así como el hecho de recuperarla.

A) Descripción del Sistema

Para la descripción de este sistema de generación haremos uso del diagrama que se presenta en la Figura I.1

En este diagrama tenemos representado el Sistema de Cogeneración.

Como podemos observar, en el diagrama tenemos representada una caldera en la cual vamos a generar vapor mediante la adición de calor del combustible que se quemará en la misma. Este combustible puede ser gas natural, combustóleo o algún gas del cual podemos aprovechar su poder calorífico, como ejemplo de esto último podemos mencionar el Off-Gas que constituye un subproducto en la producción de negro de humo.

Es así, mediante la adición de calor al agua que se alimenta a la caldera como generamos el vapor a alta presión, el cual puede alimentarse a la turbina de un generador de energía eléctrica o aprovecharse en el proceso a esa presión o reducir su presión mediante una válvula reductora y también ser aprovechado en proceso o como fluido motriz en turbinas de mediana y baja presión.

Como lo mencionamos anteriormente el vapor de alta presión se alimenta a la turbina de un turbogenerador. La turbina mueve al ro

tor del generador a través de un reductor de velocidad, generándose así la energía eléctrica, la cual podemos considerar como un subproducto en la generación de vapor y por lo tanto vamos a obtener esa energía a menor costo. Parte del vapor que se alimenta a la turbina se condensa y se recircula a la caldera, la otra parte de dicho vapor se obtiene en la misma forma pero a una menor presión y éste se puede aprovechar para satisfacer necesidades de proceso o para mover turbinas de menor tamaño.

Por lo que se refiere al agua que se alimenta a la caldera, ésta no deberá contener sustancias que se depositen provocando incrustaciones, así también no deberá contener sustancias que corroan el metal de las calderas o sus accesorios. Resulta difícil encontrar agua con estas características y el origen del agua que empleamos para alimentación es el que determina el tipo de tratamiento al que será sometida.

En el caso de emplear agua cruda para generación de vapor, ésta es tratada en forma previa y se almacena para posteriormente ser bombeada al Deaerador, cuya función es eliminar el oxígeno contenido en el agua. Así también, se pueden alimentar a la caldera los condensados que provienen de cambiadores de calor y turbinas.

El agua de alimentación a caldera se precalienta con los gases de combustión resultantes, lográndose con ello un aumento en la eficiencia del equipo.

Es importante mencionar que en este sistema de generación estamos produciendo dos servicios que son el vapor y la energía eléctrica y parte de los cuales son utilizados a su vez para la generación de los mismos, con ésto podemos evidenciar la economía del sistema, ya que además de satisfacer las necesidades energéticas de un proceso podemos hacer uso del mismo servicio para su propia generación.

B) Teoría General de las Turbinas de Vapor

El término energía es inherente en la materia. Por energía indicamos algo que aparece en muchas formas, las cuales se relacionan entre sí, por el hecho de que podemos hacer la conversión de una forma de energía a otra. El término general de energía no es definible, pero sí se pueden definir con precisión las diversas formas en que aparece y de acuerdo con las leyes de la naturaleza la energía no puede ser creada ni destruida sino sólo transformada y es precisamente en éste principio en el que encontramos el fundamento para explicar lo que es una turbina.

La turbina de vapor puede ser definida como un tipo de máquina térmica en la cual existe una transformación de la energía. La energía que contiene el vapor que se alimenta a la turbina se convierte en energía cinética por medio de la expansión que se efectúa a través de la misma y la energía cinética resultante es a su vez convertida en una fuerza que efectúa un trabajo.

La aplicación que las turbinas de vapor han tenido hasta la ac

tualidad, ha estado en función de algunos aspectos como por ejemplo, agua de enfriamiento disponible, tipo de servicio, así como la escasez y el incremento en el costo de los energéticos.

Básicamente las turbinas de vapor tienen dos aplicaciones:

- 1.- Se usan para generar energía eléctrica.
- 2.- Se usan como elemento motriz de bombas, compresores, etc.

Existen varias formas de clasificar a las turbinas de vapor:

- a) En función de la forma en que pasa el vapor a través de los álabes:
 - 1.- Impulso
 - 2.- Reacción
 - 3.- Combinación de impulso y reacción
- b) En función de la dirección del flujo de vapor en relación al plano de rotación:
 - 1.- Flujo Axial
 - 2.- Flujo Radial
 - 3.- Flujo Tangencial
- c) En función de las condiciones del vapor que se alimenta y que se extrae:
 - 1.- Condensación a alta presión
 - 2.- Sin condensación a presión alta
 - 3.- Contrapresión
 - 4.- Extracción

A continuación describiremos en forma simple cada uno de los tipos de turbina en función de su clasificación:

a) En función de la forma en que el vapor pasa a través de los álabes

1.- Turbina de Impulso.- En éste caso la expansión del vapor tiene lugar en los orificios que están fijos y son los que guían el vapor hacia los álabes.

La expansión del vapor no ocurre en los pasajes o espacios entre los álabes móviles. El vapor fluye entre los álabes que están dispuestos en fila transfiriendo su energía cinética a esas hileras de álabes provocando el movimiento.

2.- Turbina de Reacción.- En este tipo de turbina existe una disminución de la presión y el vapor expande mientras va pasando a través de los álabes móviles y de los orificios fijos. En esta turbina los álabes están formados sobre la superficie del rotor en forma de cono o también formando un cilindro combinado con uno o más conos. Además en la carcasa de la turbina están montados otra serie de álabes similares a los anteriores.

3.- Turbina de Impulso y Reacción.- En éste caso ambos efectos están combinados ya que tenemos al prin

cipio un disco en el cual se encuentran álabes montados y después viene una etapa en la que los álabes se encuentran fijos al rotor. Este tipo de turbina es muy usada en las estaciones generadoras de energía eléctrica.

b) En función de la dirección del flujo de vapor en relación al plano de rotación:

1.- Turbina de Flujo Axial.- En éste caso el vapor fluye en forma paralela al eje de rotación, pasando entre los álabes que están colocados radialmente. En éste tipo de turbina podemos seleccionar el grado de expansión del vapor mediante la longitud del álabe y del diámetro de rotación. Este tipo de arreglo es el usado en turbinas de tamaño mediano y grande así como en el caso de turbinas pequeñas.

2.- Turbina de Flujo Radial.- El vapor entra a la flecha de la turbina o cerca de ella y en esencia fluye paralelamente al eje de rotación y el vapor fluye superficialmente entre ellos.

3.- Turbina de Flujo Tangencial.- Aquí se presenta que el vapor entra a través de un orificio colocado tangencialmente a la periferia y dirigido hacia una especie de cubos semicirculares colocados en forma

oblicua en la paleta montada en el disco.

c) En función de las condiciones del vapor que se alimenta y extrae:

1.- Turbina de Condensación a Alta Presión.- Se construye en tamaños muy grandes y son usadas en las plantas de potencia. El vapor que se alimenta tiene presión y temperatura altas y se extrae el vapor a una muy baja presión y es enviado a un condensador.

2.- Turbina de Alta Presión sin Condensación.- Se usa donde es difícil obtener agua para propósitos de condensación o donde el vapor extraído a presión atmosférica es usado en proceso o para calentamiento. En este caso se obtiene una cantidad moderada de vapor. Sólo se construye en tamaño pequeño o mediano.

3.- Turbina a Contrapresión.- En éste tipo de turbina se obtiene vapor con una presión mayor que la atmosférica y es usado para mover turbinas de vapor conectadas a equipo auxiliar o para satisfacer necesidades de proceso.

4.- Turbina de Extracción.- Para este tipo de turbina se presenta el caso de que podemos extraer vapor en forma automática de pasos intermedios de la turbina

El vapor restante continúa fluyendo hasta el escape de la turbina para ser condensado posteriormente. Mediante este sistema es posible la generación de energía eléctrica y al mismo tiempo podemos satisfacer necesidades de proceso a diferentes niveles de presión.

Componentes básicos de una turbina de vapor

La turbina de vapor usual consiste de cuatro partes fundamentales:

- 1.- **El Rotor:** En el rotor se encuentran los álabes montados
- 2.- **El Estator:** El cual consiste del cilindro y la carcaza y dentro de él gira el rotor.
- 3.- **Los orificios o pasajes para el vapor:** Los cuales por lo general están sujetos dentro del cilindro.
- 4.- **Base de la Turbina:** Esta parte es la que soporta el estator y el rotor.

La selección de los materiales de construcción de la turbina está en función de las condiciones de temperatura y presión del vapor que va a ser alimentado.

Control de las Turbinas

Las turbinas de vapor pueden ser controladas mediante estrangulamiento o mediante control del flujo de vapor que llega a los orifi

cios o pasajes de vapor.

En el primer caso, que constituye la forma más usada, particularmente en turbinas pequeñas, el flujo de vapor que proviene de la caldera, entra a la turbina con flujo y presión constante y es independiente de los requisitos específicos de la turbina; por lo que resulta necesario hacer uso de una válvula que regule el flujo de vapor. La posición de la válvula está determinada generalmente por la velocidad de la turbina a través del gobernador de velocidad.

En el segundo caso, el sistema de control consiste en un sistema multi-válvula que comprende una serie de 5 ó 6 válvulas que se calibran para que operen a diferentes niveles de carga y que admiten vapor independientemente a diferentes grupos de toberas.

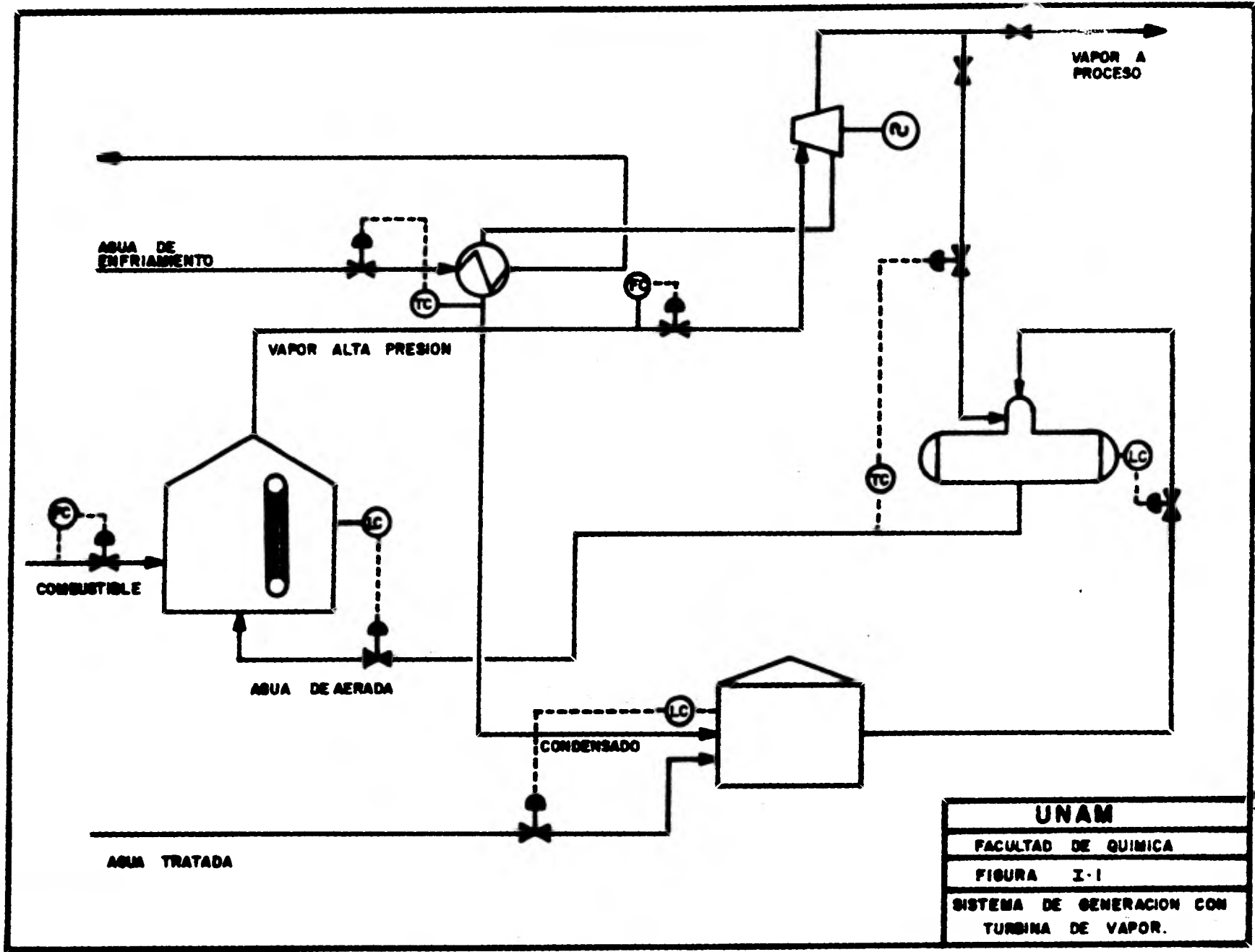
La ventaja de la válvula sencilla comparada a un sistema multi-válvula, es que es fácilmente controlada por el regulador de velocidad, mientras que el sistema de válvulas múltiples requiere una potencia superior a la disponible en los reguladores usuales.

Ciclos en la Turbina de Vapor

La turbina de vapor opera bajo el fundamento del ciclo Rankine o de alguna modificación de éste. Este ciclo lo podemos representar en las siguientes gráficas.

(Ver figuras I.2, I.3, I.4)

En el primer caso tenemos representado el diagrama Presión-Vo-



UNAM
FACULTAD DE QUIMICA
FIGURA I-1
SISTEMA DE GENERACION CON TURBINA DE VAPOR.

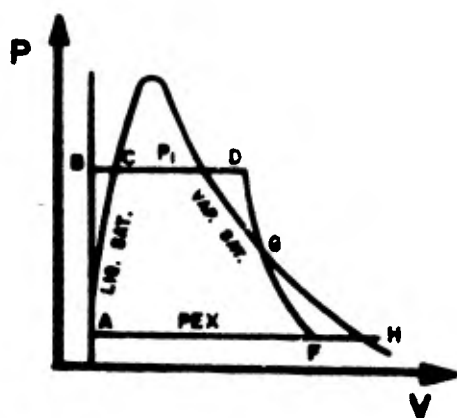


FIGURA I-2

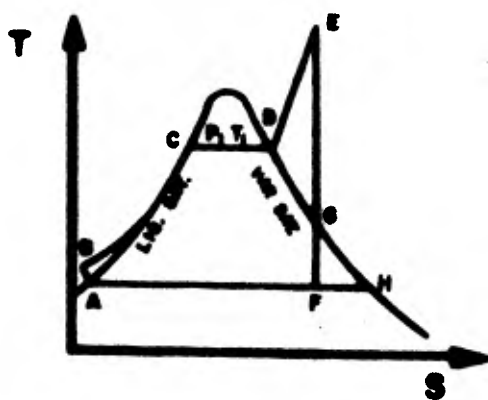


FIGURA I-3

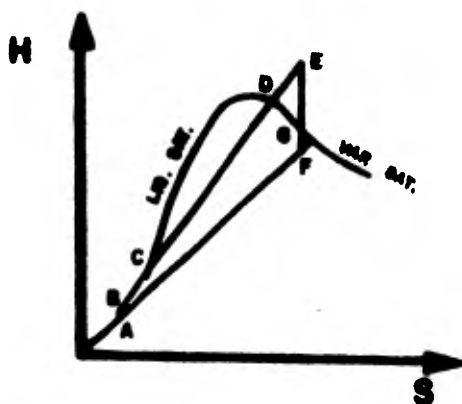


FIGURA I-4

UNAM
FACULTAD DE QUÍMICA
FIGURAS I-2, I-3, I-4
CICLO DE UNA TURBINA DE VAPOR

lumen, en la segunda figura tenemos representado el diagrama Temperatura-Entropía y en la última tenemos representado el diagrama Entalpía-Entropía.

En cada uno de los diagramas podemos observar cada uno de los diferentes procesos del ciclo:

- ab: Compresión de agua líquida mediante una bomba de alimentación.
- bc: Aumento de temperatura mediante calentadores de alimentación y calderas.
- cd: Evaporación de agua en la caldera.
- de: Sobrecalentamiento del vapor en la caldera
- ef: Expansión del vapor en la turbina
- fg: Condensación de vapor extraído en el condensador

Todos los procesos que forman parte del Ciclo Rankine son reversibles y por lo tanto el ciclo es reversible. Al observar el diagrama Presión-Volumen determinamos que el área bajo las líneas que forman el mismo es igual al trabajo mecánico y en el diagrama Temperatura-Entropía el área que forman las líneas del ciclo representan la energía equivalente. A partir del diagrama Entalpía-Entropía podemos definir los cambios de entalpía que se van presentando en cada uno de los procesos que constituyen este ciclo.

Por otro lado es importante observar que cualquier modificación que se presente en las condiciones iniciales de temperatura y

presión provoca una modificación en las condiciones del proceso y ésto lo podemos ver en el diagrama Temperatura-Entropía. El área de trabajo mecánico puede aumentarse si la presión y temperatura del vapor se elevan, así como mediante la disminución de la temperatura de condensación.

Un punto importante que es necesario definir, es el de la eficiencia térmica del ciclo la cual puede ser expresada en la forma siguiente:

$$N_{tr} = \frac{\text{Trabajo neto realizado}}{\text{Calor adicionado}}$$

$$N_{tr} = \frac{h_e - h_f}{h_e - h_a}$$

De donde:

h_e = Entalpía del vapor

h_f = Entalpía del vapor después de la expansión

h_a = Entalpía del condensado

Método de Cálculo

Los cálculos que se realizan en las turbinas, se efectúan considerando que la turbina opera en forma opuesta a los compresores y se aplican los mismos principios.

Por otro lado se considera el Ciclo Rankine y posteriormente se realiza una corrección por eficiencia para las condiciones teóricas.

El vapor que se alimenta a la turbina se expande isoentrópicamente. Al estimar la variación de entalpía a partir de las condiciones iniciales y de las finales podemos determinar el trabajo hecho por cada libra de vapor alimentada. Por lo tanto:

$$\text{Trabajo realizado} = H_2 - H_1 \text{ (BTU/lb de vapor)}$$

Donde:

$$H_2 = \text{Entalpía del vapor de entrada}$$

$$H_1 = \text{Entalpía del vapor de salida}$$

El consumo teórico de vapor se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$W_t = \frac{2544}{H_2 - H_1} \frac{\text{lb de vapor}}{\text{Hp} - \text{Hr}}$$

o

$$W_t = \frac{3423}{H_2 - H_1} \frac{\text{lb de vapor}}{\text{Ka} \text{ hr}}$$

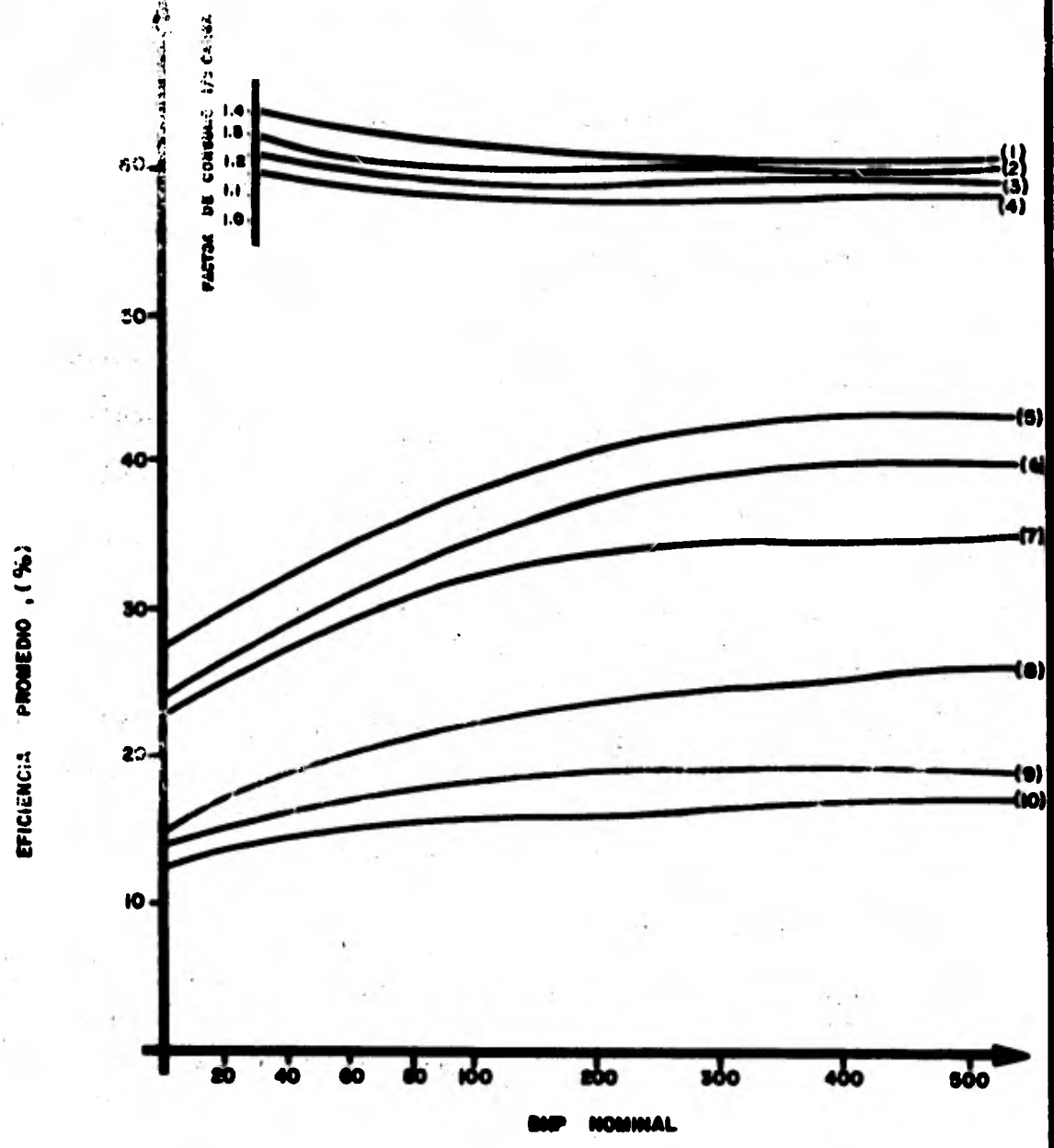
El consumo real puede estimarse aplicando un factor total de eficiencia. Estos factores de corrección se pueden obtener a partir de gráficas que nos proporcionan dicho factor el cual está relacionado con la potencia nominal de la turbina. Estas gráficas representan eficiencias típicas a plena carga pero también se incluyen factores de corrección para obtener la eficiencia a media carga

(Ver figura 1.5)

Factores que Afectan el Rendimiento de una Turbina de Vapor

A continuación se mencionan algunos factores que afectan el rendimiento de una turbina:

- a) Pérdidas de presión del vapor



- (1) P = 150 lb/in² 3600 RPM
- (2) P = 150 lb/in² 1800 RPM
- (3) P = 600 lb/in² 3600 RPM
- (4) P = 600 lb/in² 1800 RPM
- (5) P = 150 lb/in² 3600 RPM
- (6) P = 300 lb/in² 3600 RPM
- (7) P = 600 lb/in² 3600 RPM
- (8) P = 150 lb/in² 1800 RPM
- (9) P = 300 lb/in² 1800 RPM
- (10) P = 600 lb/in² 1800 RPM

UNAM
FACULTAD DE QUIMICA
FIGURA 3-8
EFICIENCIA PROMEDIO DE TURBINAS

- b) Fugas de vapor
- c) Condensación del vapor
- d) Pérdidas de velocidad en la salida

Pérdidas de presión de vapor.- Este tipo de pérdidas ocurre cuando el vapor pasa a través de la válvula de control provocando que la cantidad de btu's disponibles disminuya al existir una caída de presión y esto puede ser significativo cuando el contenido de calor del vapor disponible, es bajo.

Fugas de vapor.- En este caso, las fugas se presentan en las empaquetaduras del eje en ambos extremos de la turbina así como en los sellos del laberinto que separan las varias etapas, en el caso de una turbina de pasos múltiples. Una pequeña fuga en las empaquetaduras de los extremos son aceptables siempre que no se opere a una alta presión, ya que en este caso estas fugas son de importancia.

Condensación de vapor.- Resulta importante el señalar que cuando existe condensado dentro de la turbina, éste va a tener una menor velocidad comparada con la velocidad del vapor, esto ocasiona que el agua haga impacto contra los álabes, disipándose la mayor parte de su energía cinética. Este condensado, además de no contri-

buir al efecto propulsor del vapor, actúa como un freno a la rotación de la turbina. Un efecto que puede considerarse de mayor importancia es la erosión de los bordes de los álabes debido al choque a alta velocidad con las gotas de agua. En algunos casos la erosión de los álabes es tan rápida que existe la necesidad de cambiar los álabes.

Pérdidas de velocidad en la salida.- La velocidad de salida es la velocidad del vapor al salir de la última hilera de álabes y su energía cinética puede ser considerada como la pérdida resultante. En el caso de las turbinas de condensación se tiene una velocidad de salida mucho mayor que las turbinas a contrapresión, ya que a presiones bajas el volumen específico del vapor es mayor y con ello las pérdidas son altas.

C) Planta de Generación de Energía Eléctrica

La mayor parte de la energía eléctrica y mecánica generada con propósitos industriales, es suministrada por un sistema de cogeneración. A pesar del rápido progreso en el desarrollo de nuevas máquinas de combustión interna, así como en el desarrollo de técnicas que hacen uso de la energía que en potencia contiene el agua, este sistema continúa siendo uno de los más utilizados y probablemente continúe durante muchos años más.

El objetivo primordial de una planta de potencia es suministrar energía en la forma deseada y hacerla llegar al punto en el cual se necesita.

Si establecemos una comparación entre una planta Hidroeléctrica, una planta diesel y una de vapor, podemos considerar que la primera de ellas no consume combustible alguno en el sentido estricto de la palabra, en cambio una planta diesel requiere una menor cantidad de combustible que cualquier otro sistema para un requerimiento dado. Es así como en primera instancia una planta generadora de potencia a partir de vapor debe de ser reemplazada por cualquier otro sistema; aunque es necesario definir que el costo del combustible es uno de los muchos renglones que intervienen para definir cuál es el sistema más adecuado. Por otro lado, es común que una industria se encuentre alejada de las caídas de agua y en el caso de la planta diesel, ésta se encuentra sujeta a la disponibilidad del propio combustible.

Las modernas plantas generadoras que hacen uso de la turbina de vapor son comparativamente más económicas y nos ofrecen una gran capacidad de generación en un espacio reducido, las labores de mantenimiento son pocas y la planta puede ser localizada cerca del punto de utilización. El bajo factor de eficiencia térmica puede balancearse por todos los factores antes mencionados.

Podemos establecer una clasificación de las plantas de poten-

cia en función del elemento que la produce así como en base al sitio donde se efectúa la combustión del fluido que la provoca.

- 1.- Plantas de Potencia a partir de vapor.
- 2.- Plantas de Potencia con máquinas de combustión interna.
- 3.- Plantas de Potencia con turbinas de gas

Las plantas de potencia a partir de vapor también pueden clasificarse en base a las condiciones del vapor de escape en:

- 1.- Plantas de condensación
- 2.- Plantas sin condensación

En el primer inciso de este tema se describe en forma detallada una planta de generación con condensación y la única diferencia con una planta sin condensación es el hecho de que de la turbina de vapor se extrae el vapor a una presión mayor que la atmosférica y éste es enviado al punto donde es requerido. En ambos casos la producción de vapor sobrecalentado ocurre en la misma forma, así como la generación de electricidad.

La producción de potencia eléctrica mediante vapor es aplicable en: plantas en operación con una mínima capacidad de equipos; en aquellas plantas cuyos requerimientos moderados y mediante unidades de tamaño medio son satisfechos dichos requerimientos así como otros servicios y así también en grandes centrales que tienen como objeto el satisfacer las necesidades de energía eléctrica de una

ciudad o de un complejo industrial.

Los factores que deben de ser tomados en cuenta en el diseño de una planta y en la instalación del equipo son los siguientes:

- 1.- Localización de la planta.
- 2.- Disponibilidad del combustible y su costo.
- 3.- Disponibilidad en cantidad y calidad del agua de alimentación y enfriamiento.
- 4.- Definición de los requerimientos de potencia eléctrica y de calor.
- 5.- Disponibilidad de servicios.
- 6.- Consideración de posibles expansiones.
- 7.- Inversión fija.
- 8.- Costo de mantenimiento.
- 9.- Análisis de la rentabilidad.

En los siguientes incisos se presenta una descripción de las combinaciones que pueden tenerse con diferentes tipos de turbinas así como de los equipos que intervienen en el sistema de generación de potencia eléctrica que estamos tratando.

D) Arreglo de Turbinas para la Generación de Potencia
Eléctrica

A través del desarrollo de la tecnología en materia de generación de Energía Eléctrica, así como por el cambio continuo en los métodos de diseño de las turbinas se ha podido observar que median-

te el uso de diferentes tipos de turbinas podemos lograr arreglos diversos que nos ayudan a optimizar los sistemas de Generación de Energía Eléctrica.

En un principio la necesidad de potencia en las industrias era básicamente mecánica y ésto obligaba a esas industrias a localizarse en un punto cercano a las fuentes de potencia, que por lo general eran caídas de agua. Al encontrarse en ésta situación, no surgía la idea de transmitir esa potencia desde su origen hasta el punto donde era requerida. Con el descubrimiento de la electricidad se inició la transformación de esa idea y comienza a surgir el desarrollo de sistemas con objeto de generar energía eléctrica y de distribuirla a diversos puntos. Con ésto se inicia la construcción de pequeñas plantas generadoras que en forma inmediata plantean una alternativa a las diferentes industrias: se compra la energía eléctrica a otra compañía o se implementa un sistema con objeto de autoabastecer el servicio.

El primer sistema utilizado surgió con la construcción de pequeñas turbinas de vapor, las cuales trabajaban en ciclos de condensación. Posteriormente y con la investigación de nuevos diseños se logra la extracción de vapor a diferentes niveles de presión, lográndose eficiencias del orden de 60 - 70% en el aprovechamiento de los consumos de vapor en comparación de los logrados en el sistema de condensación que eran de un 15 -20%.

Por ésta razón el uso de este tipo de turbina aumentó y en forma paralela se inició el uso de las turbinas a contrapresión que suministraban el vapor de proceso necesario a niveles de presión específicos

A continuación habremos de plantear algunos sistemas en los que se encuentran combinados diferentes tipos de turbinas:

- a) Combinación de turbina de condensación y turbina de contrapresión.

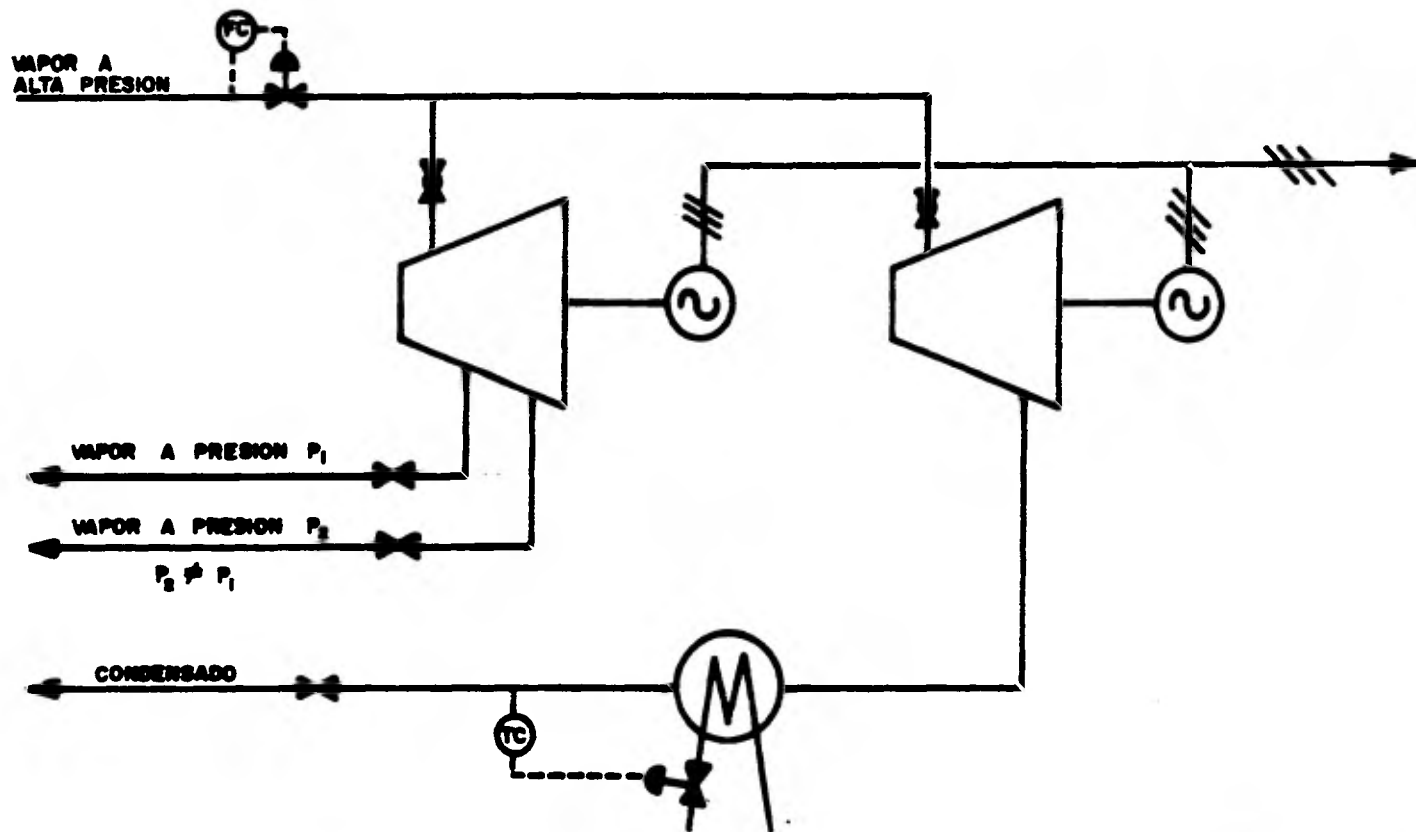
En este tipo de sistema tenemos en combinación una turbina a contrapresión y una turbina a condensación. Este tipo de arreglo es recomendado para satisfacer la demanda de potencia eléctrica que una turbina a contrapresión no puede cubrir en su totalidad. Además de que este sistema satisface las necesidades de vapor a diferentes niveles de presión, el cual podrá ser usado como vapor de proceso o para mover turbinas de menor capacidad, también se ven satisfechas las necesidades de calor y potencia eléctrica que se presentan en una industria.

El arreglo en este tipo de sistema puede presentar dos variantes:

- Arreglo en paralelo
- Disposición en serie

En la figura 1.6 se muestra el arreglo en paralelo y en la fi-

ARREGLO EN PARALELO



UNAM
FACULTAD DE QUIMICA
FIGURA I-6
ARREGLO TURBINA CONDENSACION Y TURBINA A CONTRAPRESION.

gura I.7 se presenta el arreglo en serie.

b) Turbina a contrapresión con condensación parcial.

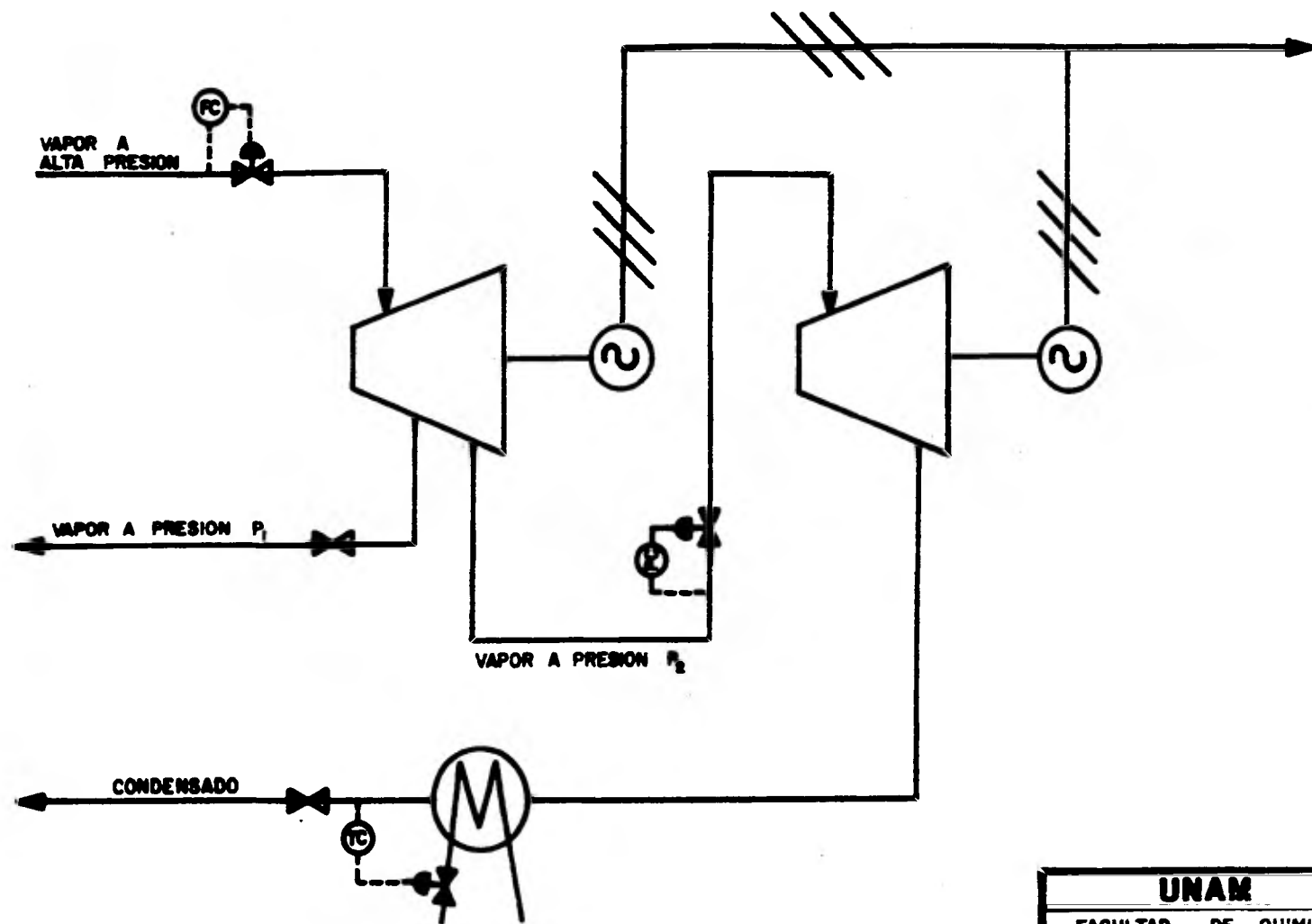
En la figura I.8 se muestra este tipo de sistema el cual puede dar solución a un problema que se puede presentar en plantas en operación, es decir, si se tiene una turbina a contrapresión instalada y surge un aumento en las necesidades de energía eléctrica en la planta, se nos presenta la alternativa ya sea de comprar la energía eléctrica o bien generarla en la misma planta. En el caso de seleccionar la segunda alternativa habremos de alimentar una mayor cantidad de vapor a la turbina y si las necesidades de vapor en la plan-ta no aumentan nos veremos en la necesidad de enviar a la atmósfera o condensar el vapor que tengamos en exceso y que no puede ser aprovechado.

c) Turbina de contrapresión operando en paralelo o en serie.

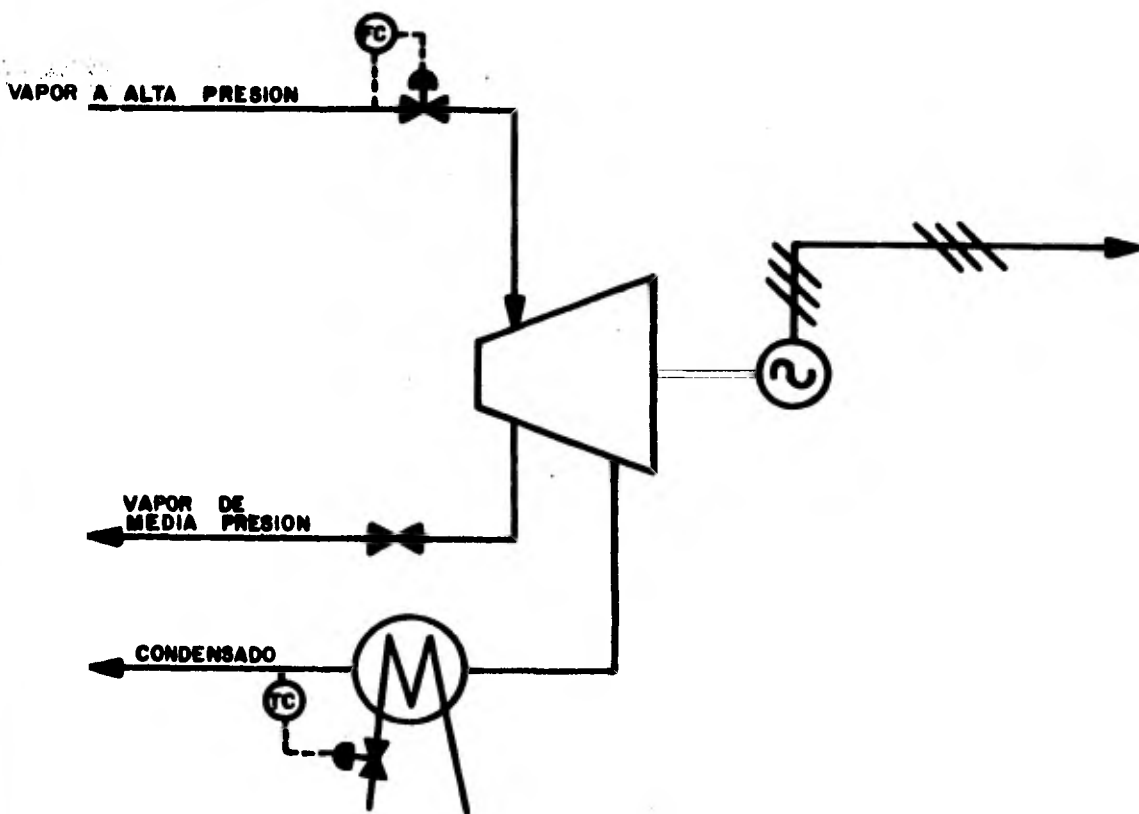
En la figura I.9 se muestra la instalación de dos turbinas a contrapresión en paralelo, en la cual estamos obteniendo vapor a dos niveles de presión diferentes y además estamos aumentando la capacidad de generación de potencia eléctrica.

En la figura I.10 se muestra la instalación de dos turbinas a contrapresión pero en este caso se encuentran en serie. En la primera turbina estamos extrayendo vapor a un nivel de presión específico el cual sirve a su vez como vapor de alimentación a la segunda

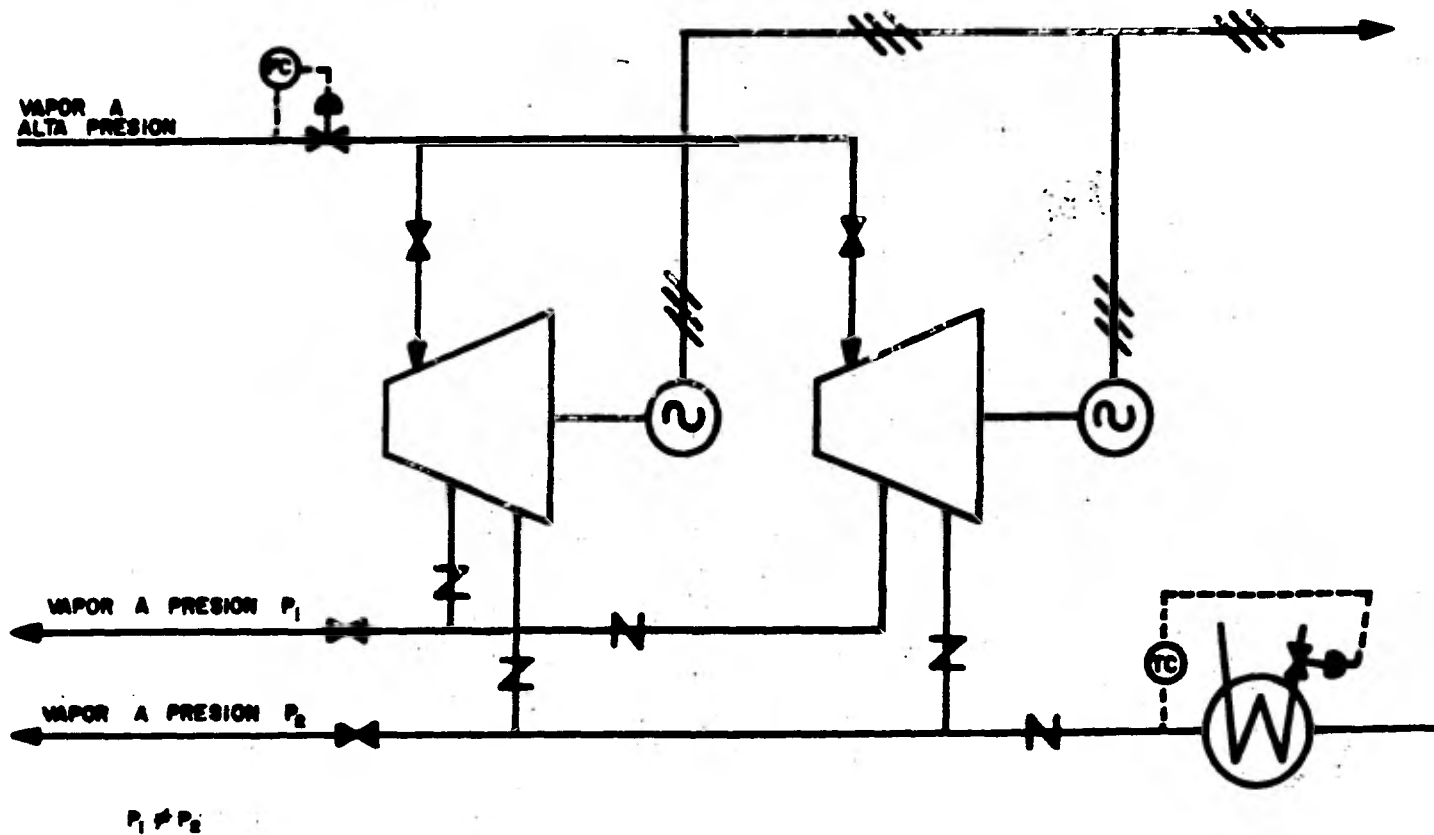
ARREGLO EN SERIE



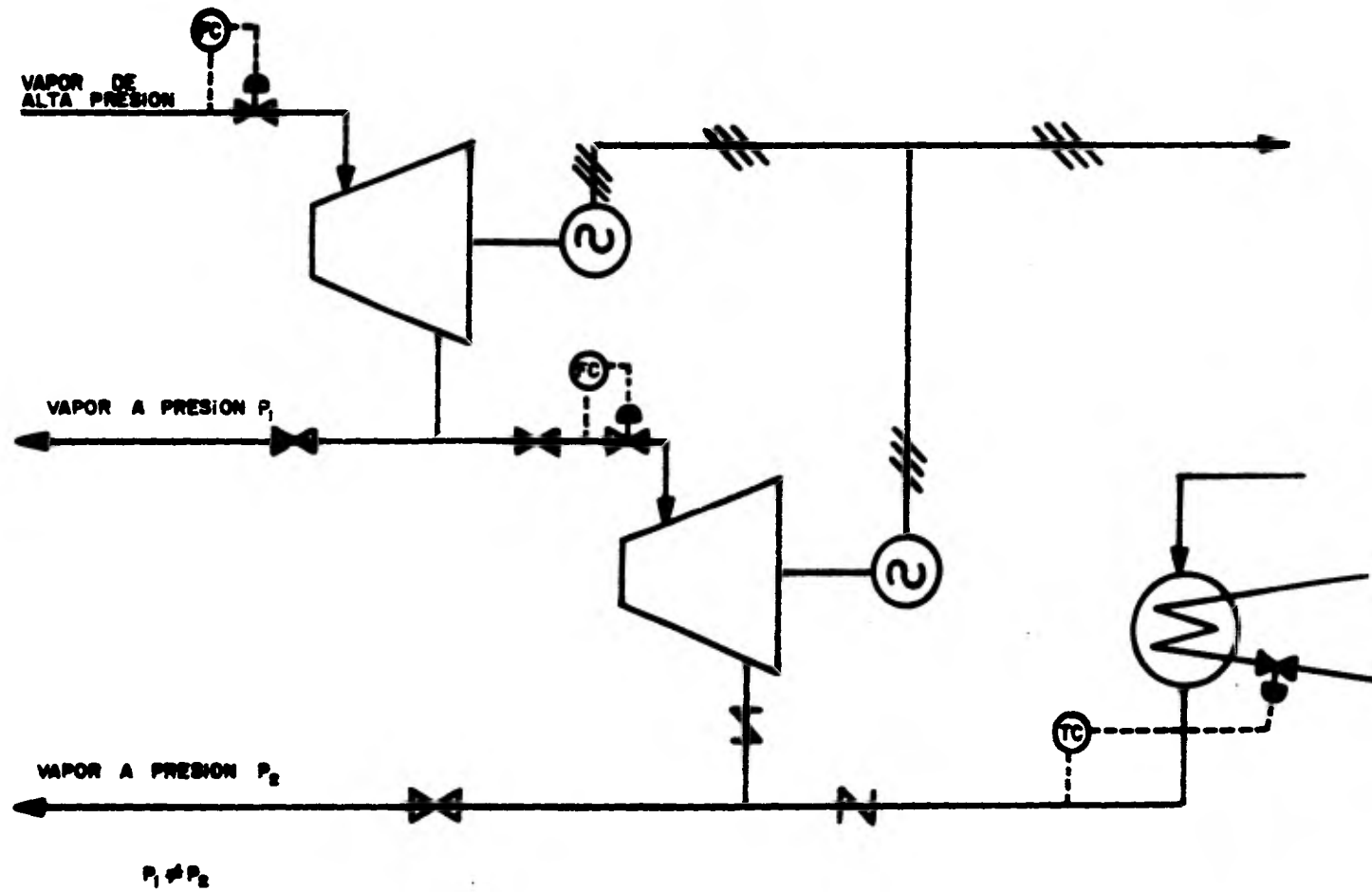
UNAM	
FACULTAD DE QUIMICA	
FIGURA I-7	
ARREGLO TURBINA A CONTRAPRESION Y TURBINA DE CONDENSACION.	



UNAM
FACULTAD DE QUIMICA
FIGURA I-8
TURBINA A CONTRAPRESION CON CONDENSACION PARCIAL.



UNAM
FACULTAD DE QUIMICA
FIGURA I-8
TURBINAS A CONTRAPRESION OPERANDO EN PARALELO.



UNAM
FACULTAD DE QUIMICA
FIGURA I-10
TURBINAS A CONTRAPRESION OPERANDO EN SERIE

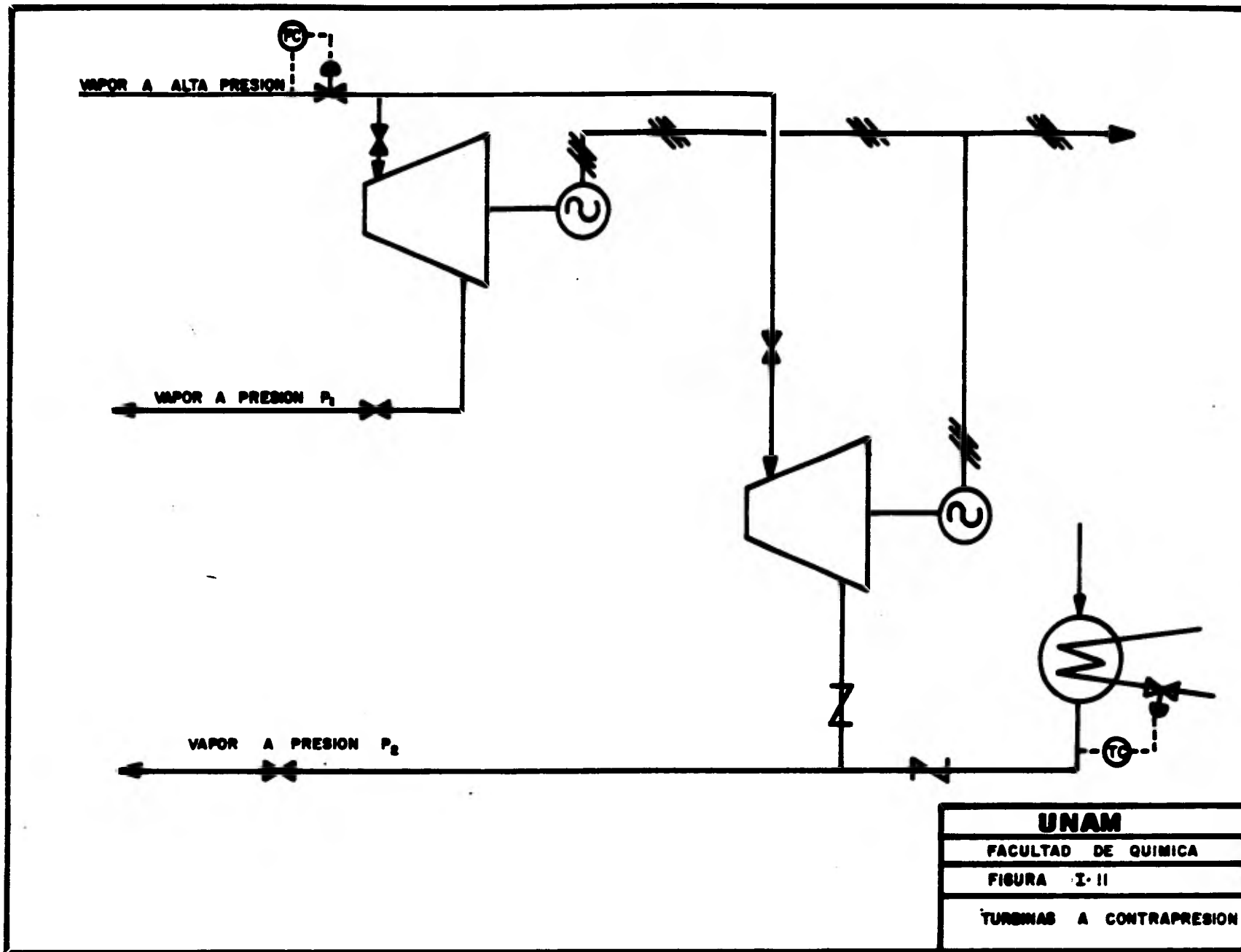
turbina. En este sistema estamos obteniendo vapor a dos niveles de presión diferentes.

Una variación al sistema de turbinas a contrapresión en paralelo, es el mostrado en la figura I.11. Este sistema tiene aplicación cuando los requerimientos de vapor a dos niveles de presión son muy altos, para lo cual se define que sea cada una de las turbinas las que habrán de satisfacer la demanda de vapor a los respectivos niveles de presión en forma independiente.

Los arreglos descritos anteriormente tienen en la actualidad una gran aplicación y seguramente la tendrán en el futuro, pero éstas habrán de ser modificadas debido al desarrollo de nuevas tecnologías, así como por el cambio en los procesos de las diferentes industrias. Es importante mencionar que no existe un arreglo típico que pueda ser aplicable para todos los casos, ya que las necesidades de una industria son diferentes a las de otra y cada caso deberá ser estudiado en forma individual. Lo ideal es el encontrar un sistema, haciendo uso de equipo estándar y producir la mayor cantidad de energía posible tomando en cuenta tanto los requerimientos de calor para un proceso, como parámetros de tipo económico, a partir de los cuales podremos justificar el sistema que se ha seleccionado.

E) Descripción del Equipo Auxiliar

El sistema de cogeneración se encuentra constituido por algunos



equipos que son indispensables para hacer posible el funcionamiento y la integración del propio sistema.

Esta sección tiene por objeto el presentar una descripción general de cada uno de los equipos que intervienen en la generación de potencia eléctrica y así ayudar al conocimiento de los mismos.

Entre los equipos que intervienen en un sistema de cogeneración se encuentran:

- 1) Caldera
- 2) Deaerador
- 3) Cambiador de Calor
- 4) Bombas

1) Caldera

Podemos considerar que una caldera es un equipo que tiene como función el producir vapor para usos industriales, para calefacción o como elemento de fuerza, así como el producir agua caliente para calefacción o para cualquier otro uso general.

A pesar de la forma tan sencilla para describirla, en la actualidad se construyen calderas de tal magnitud que la complejidad del diseño ha aumentado en forma considerable.

Un generador de vapor consta de dos partes principales:

- | | | | |
|---|----------|---|------------|
| - | El Hogar | - | La Caldera |
|---|----------|---|------------|

En la primera es donde se efectúa la combustión y en la segunda es donde se efectúa la transmisión de calor hacia el agua en circulación produciéndose el vapor. En varios generadores de vapor modernos, existen varios elementos, los cuales están arreglados de tal forma que se procura una mayor eficiencia en el sistema. Estos elementos se describen generalmente como sobrecalentador, recalentador, economizador y calentador de aire.

Existen varias formas de clasificar a las calderas, pero en general éstas se clasifican en la siguiente forma:

- a) Caldera de tubos de humo
- b) Caldera de tubos de agua

Caldera de tubos de humo.- Este tipo de calderas consiste de recipientes cilíndricos que tienen tubos que pasan a lo largo de ellos y se sujetan a los cabezales del recipiente. El haz de tubos generalmente es horizontal y la parte superior del recipiente no tiene tubos. Los gases de combustión pasan a través de los tubos y en el recipiente se mantiene cierto nivel de agua para tenerlos sumergidos en ella, permitiéndose la separación del vapor y de las gotas de agua. Cuando se usan tubos verticales en estas calderas, éstos deben de sumergirse en agua hasta un nivel suficiente con objeto de disminuir la temperatura de los gases de combustión y evitar un sobrecalentamiento en la parte

que no se encuentra cubierta por el agua. El calor se transmite tanto por convección como por radiación. Estas calderas se usan para demandas de baja capacidad, generalmente de 15,000 a 20,000lb/hr y son raras las calderas que exceden de 8ft. de diámetro y la presión a la que se genera el vapor es del rango de 100 a 150lb/in²

Calderas de tubos de agua.- En este tipo de calderas, es el agua la que circula dentro de los tubos y los gases de combustión transmiten su calor por radiación así como por convección y son dirigidos mediante deflectores, a través del exterior de los tubos. Pueden clasificarse en calderas de tubos rectos y calderas de tubos curvos. El diseño de tubos rectos tiene un tambor paralelo o transversal a unos tubos inclinados. El agua de alimentación entra al fondo del tambor, desciende hacia el cabezal de la parte trasera y sube por los tubos inclinados en donde ocurre una vaporización parcial. El vapor y el agua suben luego por el cabezal y regresan al tambor de vapor. Estas calderas tienen aplicación en rangos de presión de 300 a 500lb/in²

En el diseño de tubos curvos los tambores funcionan como cabezales y los tubos deben doblarse de tal for-

ma que éstos entran perpendicularmente a la superficie del tambor. Para la separación del vapor se usan tambores superiores y el tambor inferior sirve como acumulador de los depósitos formados por la evaporación.

Por lo que respecta a combustibles empleados, éstos pueden ser carbón pulverizado, petróleo, diesel o gas natural.

Para poder seleccionar una caldera es necesario considerar una serie de factores importantes como los siguientes.

- Cálculo preciso de la demanda de vapor
- Definición de la presión del vapor
- Calidad del agua de alimentación.
- Tiempo de operación
- Selección del combustible

2) Deaerador

Como lo mencionamos anteriormente uno de los factores importantes que debemos de tomar en cuenta en el momento de seleccionar una caldera, es la calidad del agua de alimentación.

En el sistema de generación de potencia eléctrica que estamos tratando en este tema, así como en ciertas plantas de proceso una gran parte del vapor, tanto de proceso como de fuerza, es regresado a la caldera en forma de condensado. Por otro lado en este sistema

donde se hace uso del vapor generado, se obtiene vapor de escape con nivel de calor bajo que es difícil de utilizar así como los gases resultantes de la combustión.

Resulta conveniente señalar que el calentamiento del agua de alimentación a la caldera es importante ya que con ello podemos aumentar la capacidad de la misma y reducir los choques térmicos en la caldera, además, también debe tomarse en cuenta que existen ciertos gases, principalmente el oxígeno y el bióxido de carbono, que disueltos en el agua aumentan sus propiedades corrosivas obligando a eliminarlos antes de ser alimentados a la caldera y para lograr lo anterior es necesario colocar un calentador deaerador.

Los calentadores deaeradores están diseñados para asegurar una remoción completa del oxígeno y una reducción a valores muy bajos del bióxido de carbono y otros gases contenidos en el agua de alimentación a caldera. Para lograr una buena eficiencia en estos equipos es necesario suministrar suficiente área en las superficies donde hace contacto el agua y el vapor así como el suficiente tiempo de contacto para el desprendimiento de gases y medios adecuados para remover los gases sin que sean reabsorbidos.

En estos equipos el agua se rocía a través de charolas o de deflectores generalmente a contracorriente con vapor de escape. Lo anterior ocasiona que el agua se caliente y a su vez cierta cantidad de vapor se condensa. Todo el vapor que no se condensa y los gases

no condensables pasan a un condensador de venteo y en éste punto el vapor se condensa y los incondensables son eliminados a la atmósfera.

Con la deaeración de la corriente de agua que alimentamos a una caldera estamos reduciendo la corrosión que ésta pueda sufrir. En algunas plantas de generación de potencia eléctrica a gran escala se utilizan en primer término un calentador de tubo y carcaza seguidos por un deaerador a una presión abajo de la atmosférica lográndose con ello una mayor remoción del oxígeno contenido en el agua.

3) Cambiadores de Calor

Por lo general en cualquier planta de proceso vamos a encontrar cambiadores de calor ya que su uso es para la transferencia de calor de un fluido a otro.

Actualmente se fabrican muchos tipos de cambiadores de calor y aunque en algunos casos es necesario diseñar un tipo específico de equipo es práctica común efectuar una selección del equipo que los fabricantes tienen de línea.

En este inciso trataremos los tipos más comunmente usados.

Tipos de cambiadores de calor

Trataremos principalmente de dos tipos de cambiadores de calor

Cambiador de calor de doble tubo.- Estos cambiadores han sido utilizados durante muchos años principalmente para bajos flujos y altos rangos de temperatura. Se ha observado que pueden adaptarse a altas temperaturas así como a altas presiones, ya que sus diámetros son relativamente pequeños lo cual permite el uso de pequeñas bridas.

La construcción de éstos consiste de dos tubos concéntricos y generalmente se disponene en forma de horquilla, siendo sus partes principales dos juegos de tubos concéntricos, dos Tees conectoras, un cabezal de retorno y un codo en forma de "U"

En los cambiadores de tubos concéntricos uno de los fluídos circula por el tubo interior y el otro fluído circula por la sección anular, la cual se encuentra delimitada por el tubo exterior e interior.

Las longitudes en las que se disponen estos tubos es de 12, 15 y 20ft., siendo de construcción sencilla.

La aplicación principal de estos equipos es donde existen requerimientos de superficie de transferencia pequeños (100ft²) aunque esto constituye a la vez una de sus principales desventajas.

Intercambiador de tubo y carcaza.- Este tipo de cambiadores

constituyen el equipo que tiene una mayor aplicación y uso en la industria de proceso.

En el momento en que los requerimientos de mayor superficie de calor se hacen presentes, este tipo de cambiador es el más indicado para satisfacer esas necesidades.

A continuación se describen algunos tipos de intercambiadores de tubo y carcaza:

Intercambiadores con cabezal y tubos estacionarios.- Las partes más importantes de éste tipo de cambiadores son la coraza, en la cual se encuentran dos boquillas de entrada, dos cabezales de tubos y las tapas. En los cabezales de tubos se encuentran fijos los deflectores en posición transversal.

Intercambiadores con cabezal de tubos fijos con carretes integrales.- Estos cambiadores son esencialmente iguales a los descritos en el inciso anterior, la única diferencia es que los cabezales de tubos se insertan dentro de la coraza.

En estos casos es necesario tomar en cuenta las expansiones térmicas entre tubos y coraza, ya que se van a desarrollar esfuerzos térmicos en el cabezal de tubos

Como medida preventiva se usan juntas de expansión en la coraza.

Intercambiadores 1 - 2 con cabezal de tubos fijos.- En estos intercambiadores la operación se realiza a contracorriente. El fluido que pasa por la coraza fluye en un solo paso mientras que el fluido que va dentro de los tubos lo hace en dos pasos.

Los problemas de expansión son críticos ya que tanto en la coraza como en el cabezal se presenta dilatación y originan esfuerzos en los espejos estacionarios.

En contraposición a lo anterior, existen intercambiadores de este tipo que tienen el banco de tubos removible de la coraza. Este cabezal es estacionario en un extremo mientras que en el otro extremo el cabezal es flotante.

Rehervidores.- Los rehervidores son las fuentes principales de calor en las torres de destilación y son diseñados para permitir un fácil control de dichas torres.

Los rehervidores tipo marmita tienen un haz de tubos y en el extremo de éste tienen un vertedero que asegu

ra el nivel del líquido que los cubre.

Dentro del equipo se deja un espacio para el vapor el cual regresa a la torre por una boquilla que se conecta a ésta y se localiza en la parte superior del rehervidor.

Existe otro tipo de rehervidores que son los de termosifón el cual es un cambiador de calor de tubos y carcaza con la característica de que las boquillas de entrada y salida se localizan a la mitad del cambiador y el flujo puede ser dividido en la misma proporción a las dos mitades del cambiador. Con esto se aseguran caídas de presión bajas en el lado de la carcaza.

Condensadores.- Generalmente los condensadores son cambiadores del tipo 1-2 pero éstos cuentan con distribuidores anulares en el orificio de entrada de vapor. Esto permite una mejor distribución del vapor aumentando la transferencia de calor.

4) Bombas

Considero que la importancia que estos equipos tienen para una planta de proceso es indiscutible ya que ésta no podría funcionar sin las bombas, además, la ventaja que nos proporciona una bomba es el hecho de que se puede mantener un flujo constante de fluidos a

lo largo de toda la planta.

Las bombas pueden ser clasificadas en dos grandes grupos:

- Bombas de desplazamiento positivo
- Bombas centrífugas.

Bombas de desplazamiento positivo.- El principio de operación de este tipo de bombas es una acción mecánica directa de la parte móvil de la bomba sobre el líquido manejado. Esta acción mecánica puede hacerse a través de un motor como lo es el caso de las bombas rotatorias, o por modificación del volumen interno del cuerpo de bombeo como en el caso de las bombas reciprocantes.

Este tipo de bombas encuentra principalmente aplicación en el manejo de líquidos a altas presiones y temperaturas, en generación de altas cabezas, en el manejo de líquidos con altos contenidos de sólidos en suspensión y en el manejo de líquidos conteniendo vapores o gases.

Existen dos tipos de bombas de desplazamiento positivo las cuales son:

- Bombas Rotatorias
- Bombas Reciprocantes

En las bombas rotatorias el líquido se transfiere de

la succión a la descarga por la acción de elementos tales como engranes, lóbulos, aspas, los cuales operan dentro de una carcasa rígida. Normalmente sus velocidades se cambian modificando la velocidad de giro del motor.

En las bombas reciprocantes la transferencia del líquido de la succión a la descarga se hace por modificación del volumen interno del cuerpo de bombeo. Dependiendo de la forma y características de la parte móvil de la bomba, pueden ser de pistón, de émbolo o de diafragma. La velocidad de bombeo puede alterarse modificando la frecuencia o recorrido de la parte móvil.

Bombas Centrífugas.- El principio de operación de estas bombas está basado en la transferencia de energía cinética en energía de presión. La acción centrífuga del impulsor imprime alta velocidad al fluido manejado el cual adquiere un incremento de energía cinética. En la descarga ésta velocidad se ve disminuída, provocándose con esto la transformación de energía cinética en energía de presión. Los accionadores más frecuentes para estas bombas son los motores eléctricos, turbinas de vapor. Estos equipos no requieren de cambio de velocidad para modificar el gasto de bombeo.

Existen varias formas de clasificar a las bombas centrífugas, siendo la clasificación que se presenta a continuación la establecida por el Instituto de Hidráulica de acuerdo con el diseño del rodete.

1.- Rodete de tipo radial.- Este tipo de rodete envía el fluido en dirección radial hacia la periferia por la acción de una fuerza centrífuga. Este puede ser abierto, semiabierto o cerrado. El diseño de las aletas de estos rodetes es curvado hacia atrás.

2.- Rodete de flujo mixto.- En este caso la presión se desarrolla en parte por fuerza centrífuga y en parte por el empuje de las aletas. La forma de este rodete es de curva doble y el flujo de descarga es una combinación de radial y axial.

3.- Rodete de flujo axial.- Prácticamente toda la presión que se produce con este rodete es por la acción impulsora de las aletas ya que este rodete tiene forma de hélice. El fluido entra y sale prácticamente en dirección axial.

T E M A I I SISTEMA DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA MEDIANTE
TURBINAS DE GAS.

A) Teoría General de las Turbinas de Gas

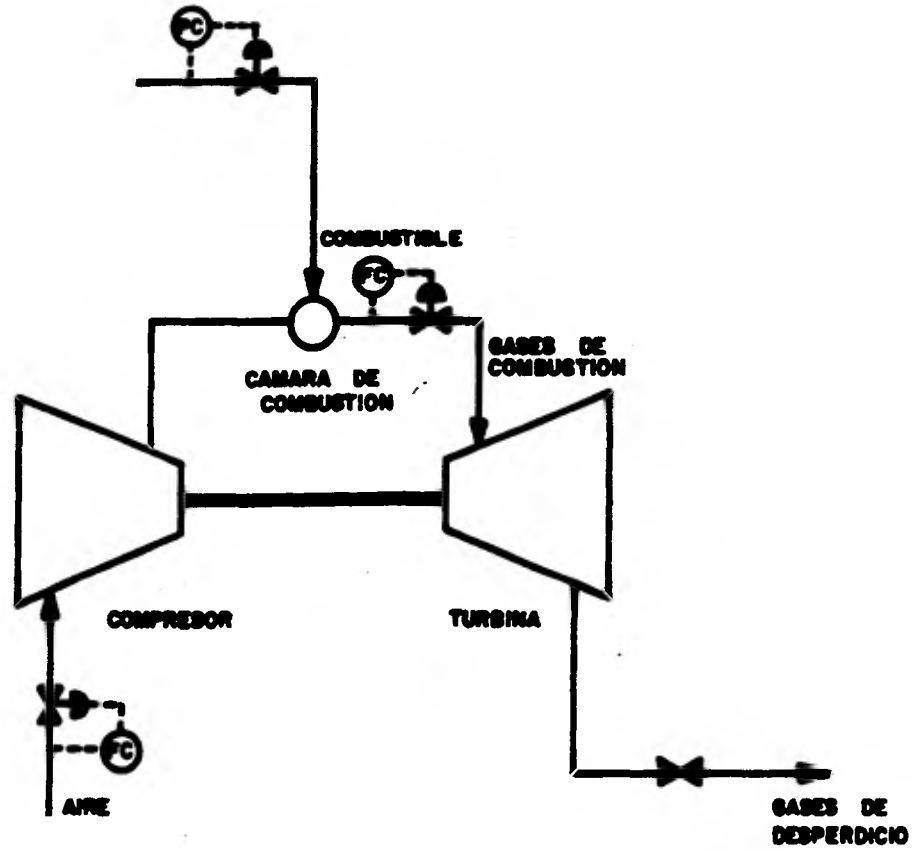
El uso de las turbinas de gas para la generación de potencia eléctrica, ha aumentado en forma importante y ésto surge a partir de la gran atención que se le da al desarrollo de este tipo de turbinas a principios del siglo XX. A pesar de ésto, el desarrollo de las turbinas de gas se ha visto retardado por la baja eficiencia de los compresores a los que se acoplan, así como por el hecho de no disponer de los materiales de construcción apropiados para operar a las altas temperaturas que se requiere sin que éstos sufran algún daño. En el transcurso de la década pasada se construyeron compresores de aire de gran eficiencia y con los avances en la metalurgia se ha logrado disponer de materiales que pueden operar, por períodos razonables de tiempo, a temperaturas de 1,500 a 1,600°F favoreciéndose en gran forma la utilización de estos equipos. Probablemente la aplicación industrial más extendida de este tipo de turbinas ha sido como elemento motriz en bombas que manejan fluídos derivados del petróleo. Otras aplicaciones incluyen el suministro de energía en procesos de calentamiento, suministro de aire comprimido para proceso, suministro de vapor de proceso y aplicaciones en sistemas de transportes como locomotoras y barcos.

Podemos dividir en tres grupos a las turbinas de gas en función de la aplicación que se le dá al equipo:

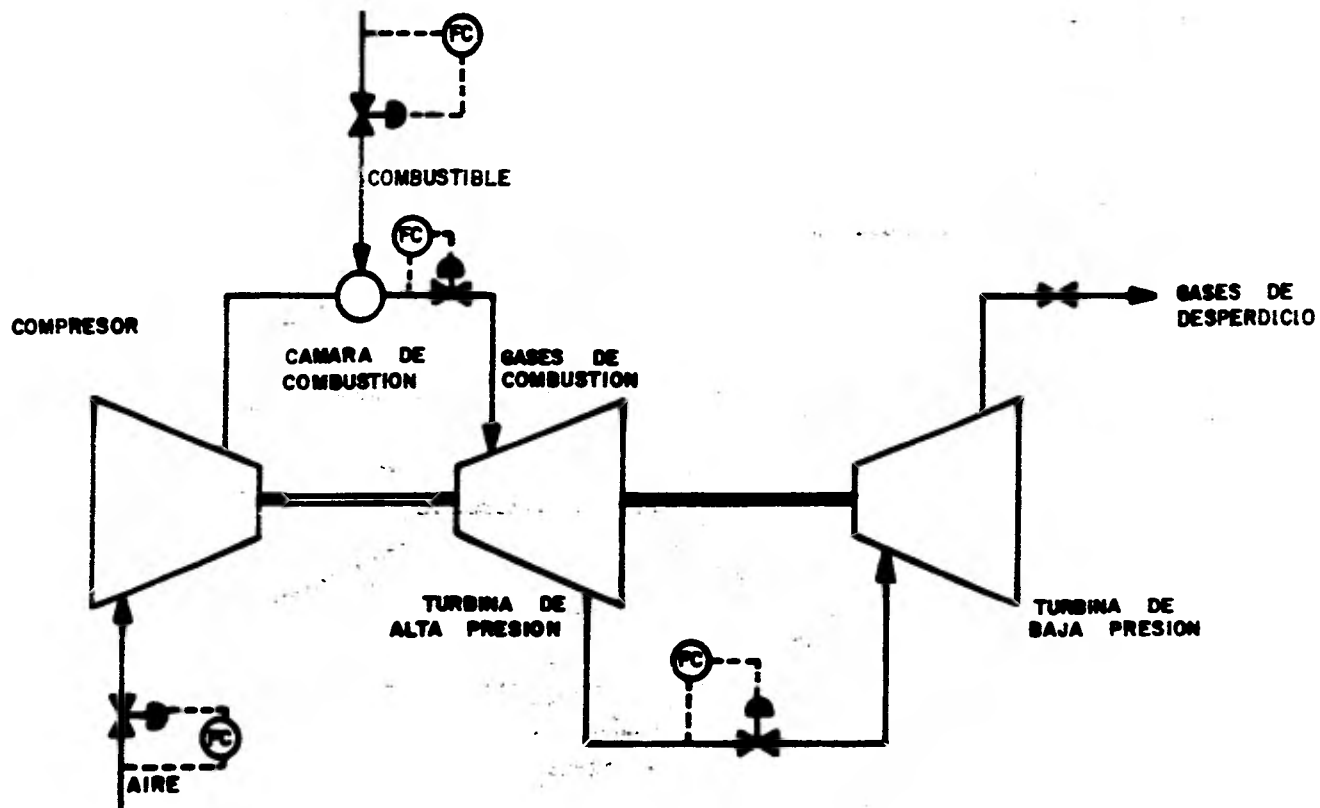
- 1) Como un medio de aumentar la capacidad de una caldera
- 2) Como un medio independiente de generar energía eléctrica
- 3) Como un medio de satisfacer consumos "pico" de energía

Podemos decir que una turbina de gas presenta ciertas ventajas y desventajas en su uso, como un equipo independiente y al mismo tiempo también presenta algunas ventajas sobre el sistema de generación de energía eléctrica mediante una turbina de vapor. Entre las desventajas que se encuentran en la operación de una turbina de este tipo mencionaremos las altas temperaturas en que los álabes trabajan, la baja eficiencia de los compresores, la incapacidad de usar hulla como combustible o de usar los residuos más pesados del petróleo, ya que los productos de combustión no deben ocasionar ni abrasión, ni depósitos. Por otro lado, entre las ventajas que se presentan en el uso de estos equipos citaremos el corto tiempo en su entrega e instalación comparado con el equipo de vapor, se trata de un equipo más compacto, requiere de una cantidad menor de equipos auxiliares, no requiere de servicios de agua de enfriamiento. Como lo hemos mencionado anteriormente la turbina de gas tiene muchas ventajas que la hacen el equipo ideal para satisfacer consumos pico ya que el costo del combustible en estos casos carece de importancia.

El uso de las turbinas de gas nos obliga a tener una fuente que suministre el combustible en forma continua y a precios acepta-



UNAM
FACULTAD DE QUIMICA
FIGURA I-12
TURBINA DE GAS DE UNA SOLA FLECHA.



UNAM
FACULTAD DE QUIMICA
FIGURA I-13
TURBINA DE GAS ARREGLO DE DOS FLECHAS

bles. El gas natural es el combustible más comunmente usado aunque también puedan ser usados productos de gas o gases de desperdicio como los productos de un proceso de combustión.

Las turbinas de gas son equipos que funcionan esencialmente bajo el mismo principio de una turbina de vapor, ya que en este caso también podemos definir a una turbina de gas como una máquina térmica existiendo en ella una transformación de la energía por la expansión que sufre el gas que es alimentado a la turbina, obteniéndose un trabajo, el cual es aprovechable.

Podemos clasificar a las turbinas de gas en función del arreglo físico de sus componentes en:

- 1) Turbina de una flecha
- 2) Turbina de dos flechas

El primer caso lo tenemos representado en la figura I.12 en la cual podemos observar que la turbina está compuesta por una sola flecha, la cual se encuentra acoplada con un compresor. En el segundo caso se muestra a la turbina de gas con dos flechas, figura I.13.

Este tipo de mecanismo consiste en una turbina de alta presión moviendo al compresor de aire y de una turbina de baja presión con una flecha separada para acoplar el generador de potencia eléctrica

La turbina de una sola flecha ha tenido una gran aceptación debido a su bajo costo y por ser un equipo compacto en términos de potencia eléctrica generada por pie cúbico de equipo. Sus principales desventajas son relativas a su bajo rango de velocidades de operación así como su sensibilidad a los cambios de temperatura atmosférica. El bajo rango de velocidades de operación es ocasionado por los siguientes factores:

- a) La cantidad del flujo de aire inducido por el compresor es proporcional a su velocidad y con el arreglo de una sola flecha solo un 20% de variación en la velocidad se puede permitir porque a bajas velocidades el compresor no suministrará la suficiente cantidad de aire para mover la unidad.
- b) La contrapresión producida por los orificios de admisión en la turbina es proporcional al flujo de aire.

A bajas velocidades la potencia de la turbina disminuye por el bajo flujo de aire así como por el efecto que la baja presión tiene sobre la temperatura de entrada del aire a la cámara de combustión. Así también al tener un bajo flujo de aire se ve reducida la presión en la entrada de la turbina con lo cual habremos de requerir una disminución en la temperatura de entrada para mantener dentro de los límites de diseño la temperatura de los gases de extracción.

Para el caso del arreglo de dos flechas, vamos a tener un mayor rango en las velocidades de operación. Con este arreglo el compresor

El compresor y la turbina de alta presión pueden operar a altas velocidades para suministrar la cantidad de aire necesaria, mientras que la turbina de baja presión puede operar en un rango de 35% a un 100% de velocidad, en función de los requerimientos del equipo motriz. Variando el área de orificios de admisión en la turbina de baja presión podemos aumentar el rango de velocidades de operación. Por otro lado un cambio en el combustible empleado en la turbina de alta presión modifica las condiciones de los gases de combustión que son alimentados a ésta, repercutiendo directamente en una variación en la velocidad y cantidad del flujo de aire. Por lo que respecta a la potencia eléctrica generada ésta puede verse modificada cuando variamos la cantidad del flujo de gas, así como por la variación en el área de los orificios de admisión de la turbina de potencia.

La eficiencia total de una turbina de gas depende del tipo de compresor, temperatura del aire ambiente, temperatura de los gases de combustión a la entrada de los orificios de admisión de la turbina y el tipo de ciclo empleado. (Con respecto a éste último punto hablaremos en el siguiente inciso)

El compresor y la turbina deben de ser diseñados para una alta eficiencia y la temperatura del gas establece las condiciones de esfuerzos y selección de materiales para el primer grupo de álabes. A la temperatura del gas en los álabes se le añade la caída de temperatura a través de los orificios de admisión para así obtener la temperatura de entrada a la turbina que para aplicaciones industria-

les varía entre 1,300 y 1,500°F.

Los tipos de compresores usados en estos casos son los de desplazamiento positivo, compresores centrífugos o de flujo axial.

En el caso de la turbina se pueden diseñar álabes de tipo impulso o reacción y para minimizar las pérdidas se obliga a que el aire del compresor y que pasa a través de la cámara de combustión, descargue directamente en los orificios de admisión de la turbina. En este caso no se incorpora al equipo ningún tipo de válvula a la entrada de la turbina ya que con la caída de presión que se presenta la eficiencia global disminuiría.

En una turbina de gas resulta necesario alimentar grandes cantidades de aire en exceso con objeto de tener una mayor eficiencia así como para diluir los productos de combustión, logrando una temperatura apropiada y alimentarlos a la turbina.

B) Descripción del sistema de generación de energía eléctrica mediante turbina de gas.

Los sistemas de generación de energía eléctrica mediante turbina de gas pueden operar bajo dos tipos de ciclos:

- Sistema de ciclo abierto
- Sistema de ciclo cerrado

El sistema que ha tenido una mayor utilización es el del tipo

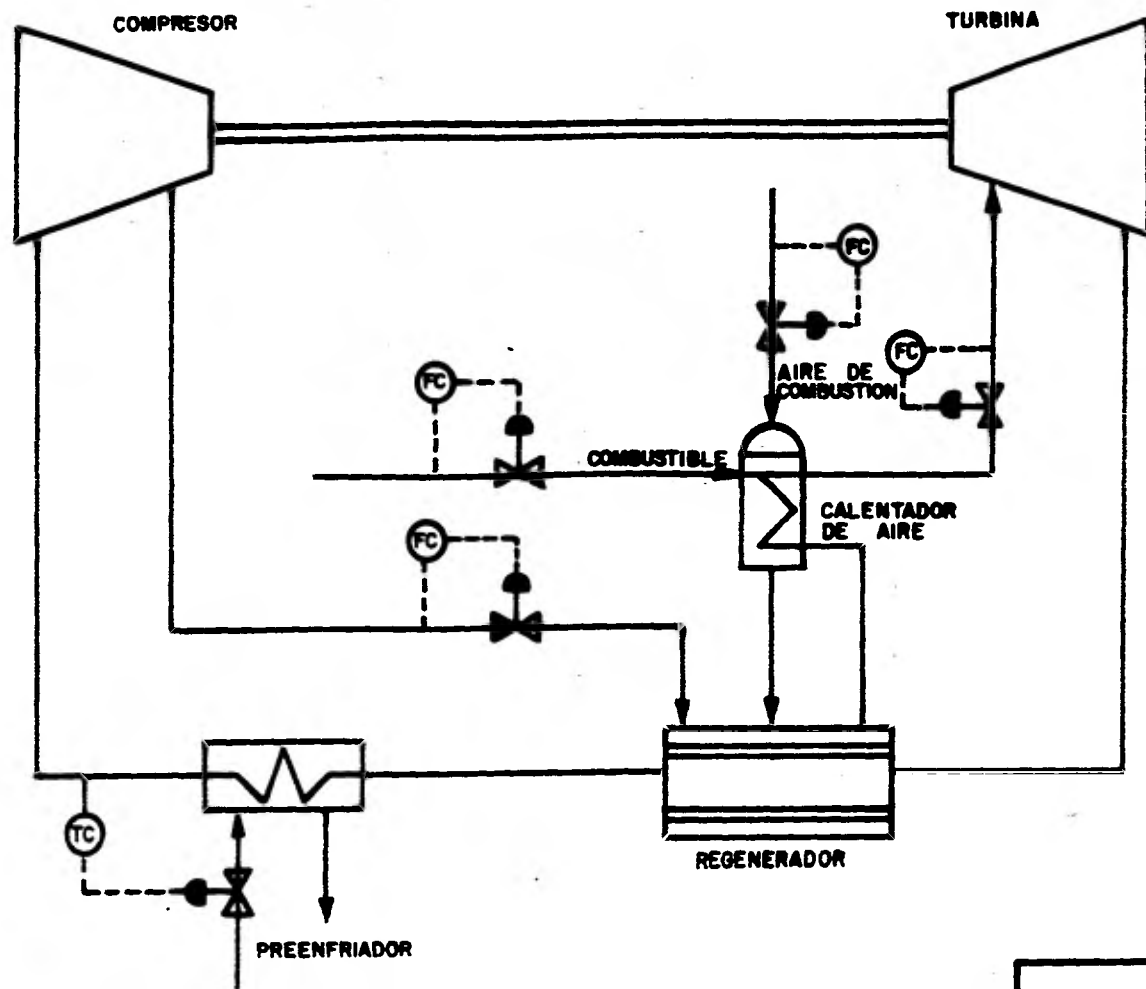
de Ciclo Abierto en el cual el aire es el fluído que produce un trabajo y al mismo tiempo es empleado para realizar la combustión. En este sistema los productos de la combustión fluyen, junto con la corriente de aire, a través de la turbina y un alto porcentaje de aire en exceso es necesario para asegurar que la temperatura de los gases a la entrada de la turbina sea la adecuada.

En el caso del sistema de Ciclo Cerrado los productos de la combustión no pasan directamente a la turbina, sino que antes de ello pasan a través de un cambiador de calor donde se les adiciona energía calorífica y después de ello pasan a través de la turbina y habrán de operar en un circuito cerrado, ya que son comprimidos consecutivamente, se calientan, se expanden y se enfrían.

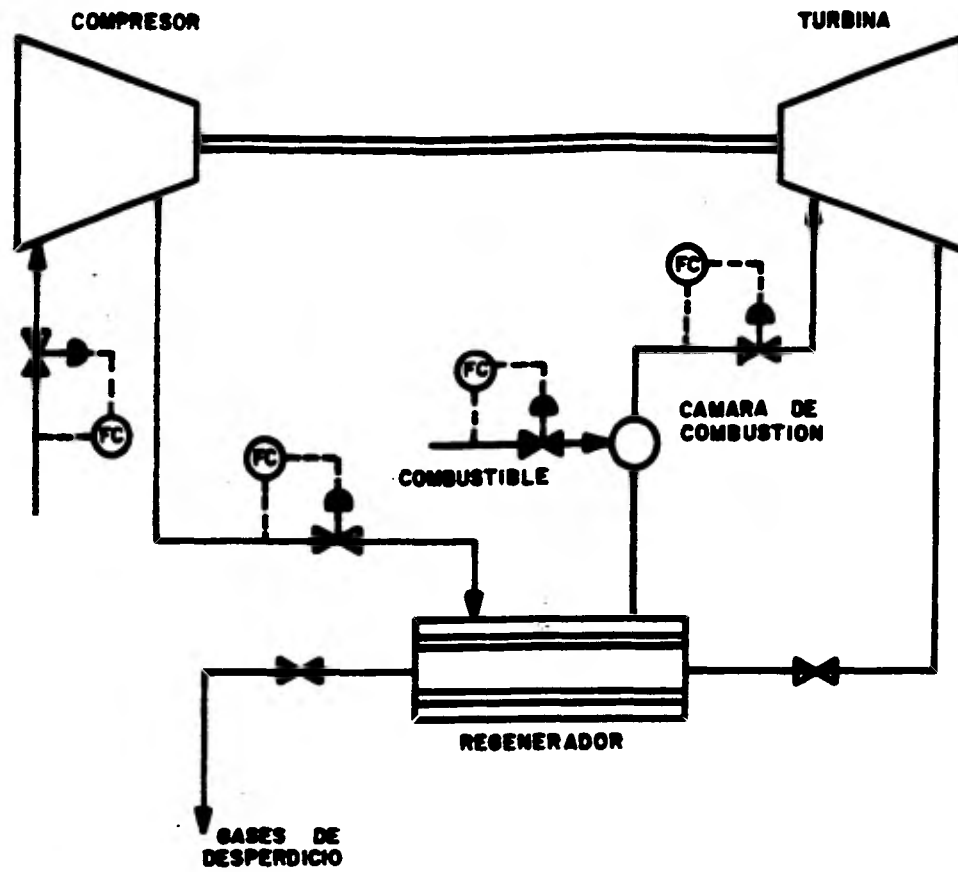
El sistema de Ciclo Cerrado permite el uso de cualquier tipo de combustible en la cámara de combustión pero se requiere un cambiador de calor por lo que este tipo de sistema se limita a un uso estacionario.

En las figuras I.14 y I.15 tenemos representados a los dos tipos de ciclos de operación descritos anteriormente.

A continuación se hará una descripción de los diferentes tipos de plantas de potencia que se utilizan para generar energía eléctrica.



UNAM	
FACULTAD DE QUIMICA	
FIGURA I-14	
TURBINA	DE GAS
CICLO	CERRADO.



UNAM
FACULTAD DE QUIMICA
FIGURA I-15
TURBINA DE GAS CICLO ABIERTO

Podemos considerar los siguientes tipos:

- a) Planta de potencia simple
- b) Planta de potencia con regeneración
- c) Planta de potencia con interenfriamiento y/o recalentamiento.

a) **Planta de Potencia Simple:** Este tipo de planta consiste esencialmente de tres elementos:

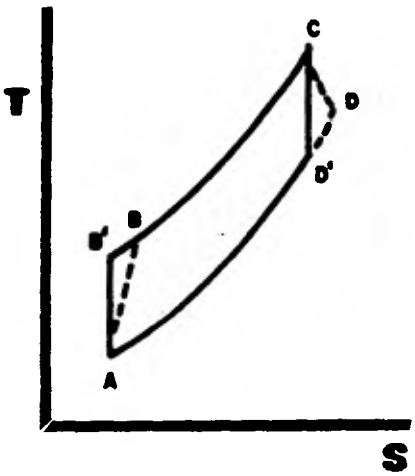
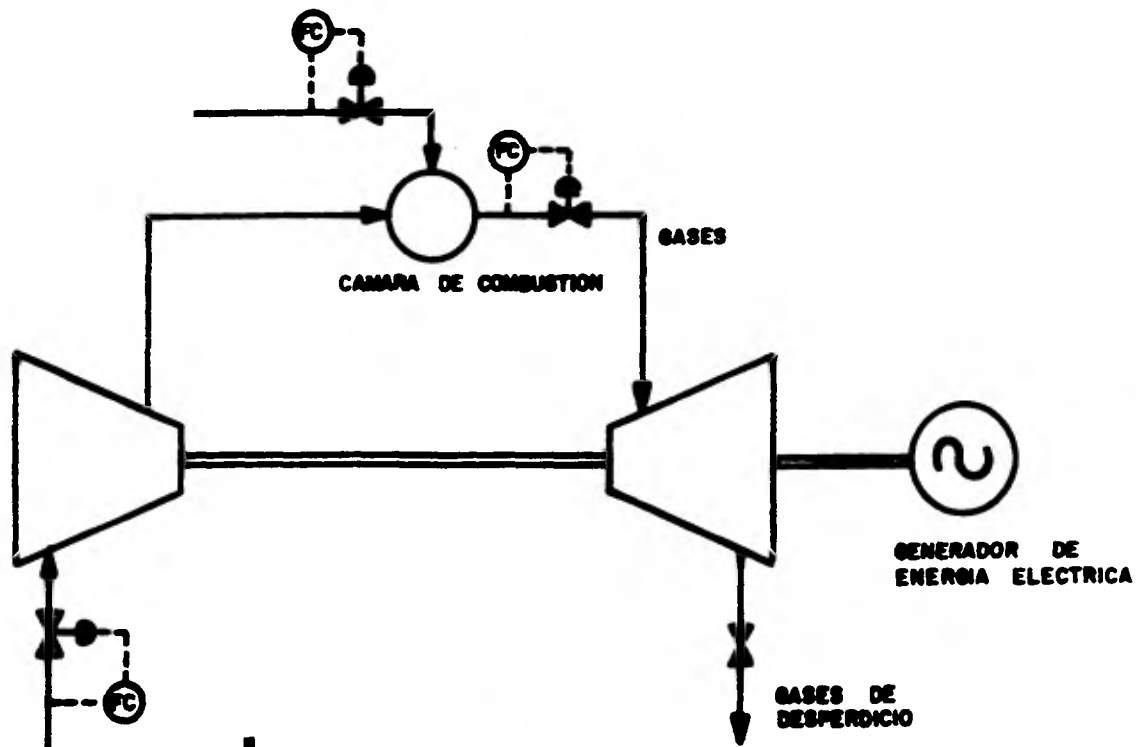
- Compresor de aire
- Cámara de combustión
- Turbina de gas

A estos equipos debemos añadir algunos otros, que son en cierta forma auxiliares del sistema, por ejemplo, un motor de arranque, un generador, un sistema de control y de lubricación.

En la figura I.16 se muestra el sistema, así como una representación gráfica de los procesos que constituyen el ciclo

El ciclo teórico para la turbina de gas es el Ciclo Brayton que está compuesto por los siguientes procesos:

- a-b Compresión isoentrópica
- b-c Adición de calor a presión constante
- c-d Expansión isoentrópica
- d-e Extracción de calor a presión constante



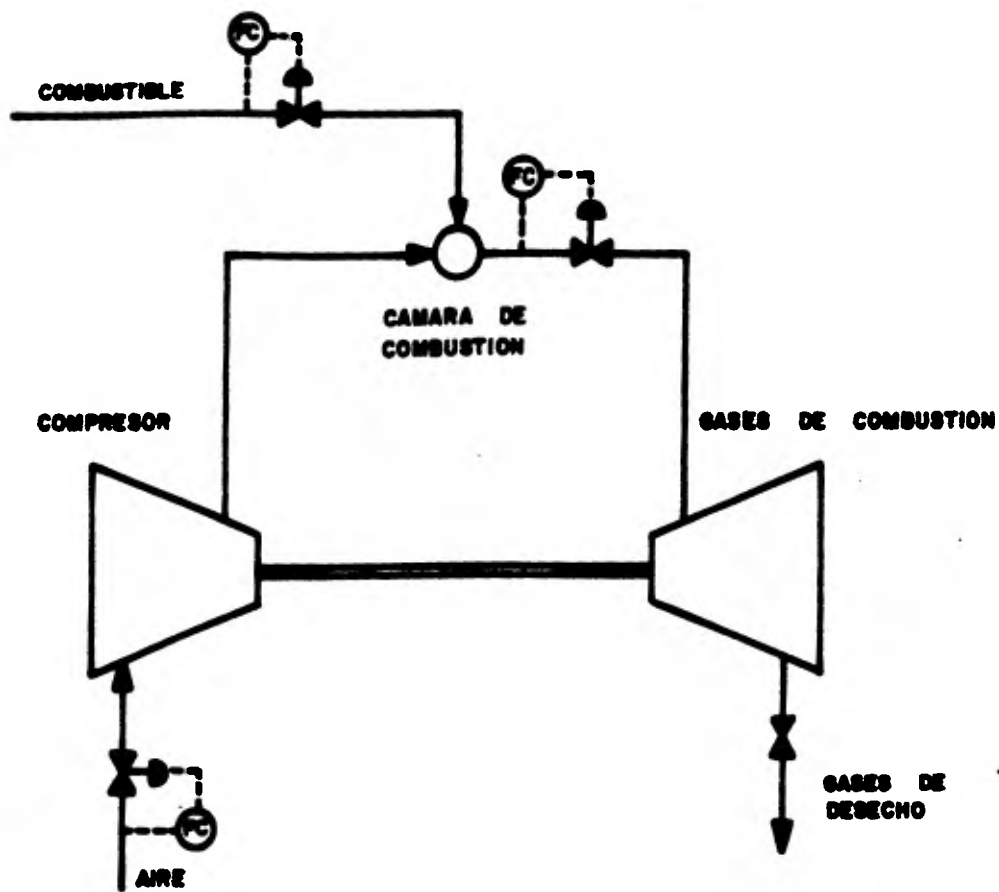
UNAM
FACULTAD DE QUIMICA
FIGURA I-16
PLANTA DE POTENCIA SIMPLE

Como se indica en la figura el aire entra al compresor y se comprime a entropía constante. Aunque debemos mencionar que en la realidad en el compresor se efectúa un proceso irreversible produciendo un aumento en la entropía; debido a la transmisión de calor al medio ambiente. Después de ésto se efectúa la adición de calor que se lleva a cabo en la cámara de combustión. A continuación se realiza, teóricamente, la expansión isoentrópica aunque en realidad y como en el caso que habíamos planteado anteriormente esta expansión se efectúa con un aumento en la entropía del sistema. Aquí debemos recordar la diferencia entre lo que es un ciclo abierto y lo que es un ciclo cerrado ya que en la figura I.17 se tiene representado un ciclo abierto debido a que el aire que entra a la turbina proviene de la atmósfera y los gases de la turbina descargan también a la atmósfera. Por último, el paso final consiste en una extracción de calor a presión constante regresando al punto de origen y así como tenemos un ciclo cerrado, requerimos de un cambiador para que se efectúe el proceso.

A continuación definiremos un término de gran importancia para este sistema.

La eficiencia térmica de una planta de potencia empleando turbina de gas puede ser definida en la siguiente forma

$$N = \frac{hp \times 2545}{m Q_h}$$



UNAM
FACULTAD DE QUIMICA
FIGURA I-17
CICLO ABIERTO

Donde:

hp = La potencia neta de salida (hp)

m = Cantidad de combustible quemado en una hora (lb)

Qh = Poder calorífico del combustible (BTU/lb)

El término que hemos definido esta en función de la temperatura del gas que es suministrado a la caldera y del radio de presiones P_2/P_1 donde; P_2 es la presión de extracción y P_1 es la presión de entrada a la turbina. En la figura I.18 se ilustra la influencia del radio de presiones y de la temperatura de entrada a la turbina.

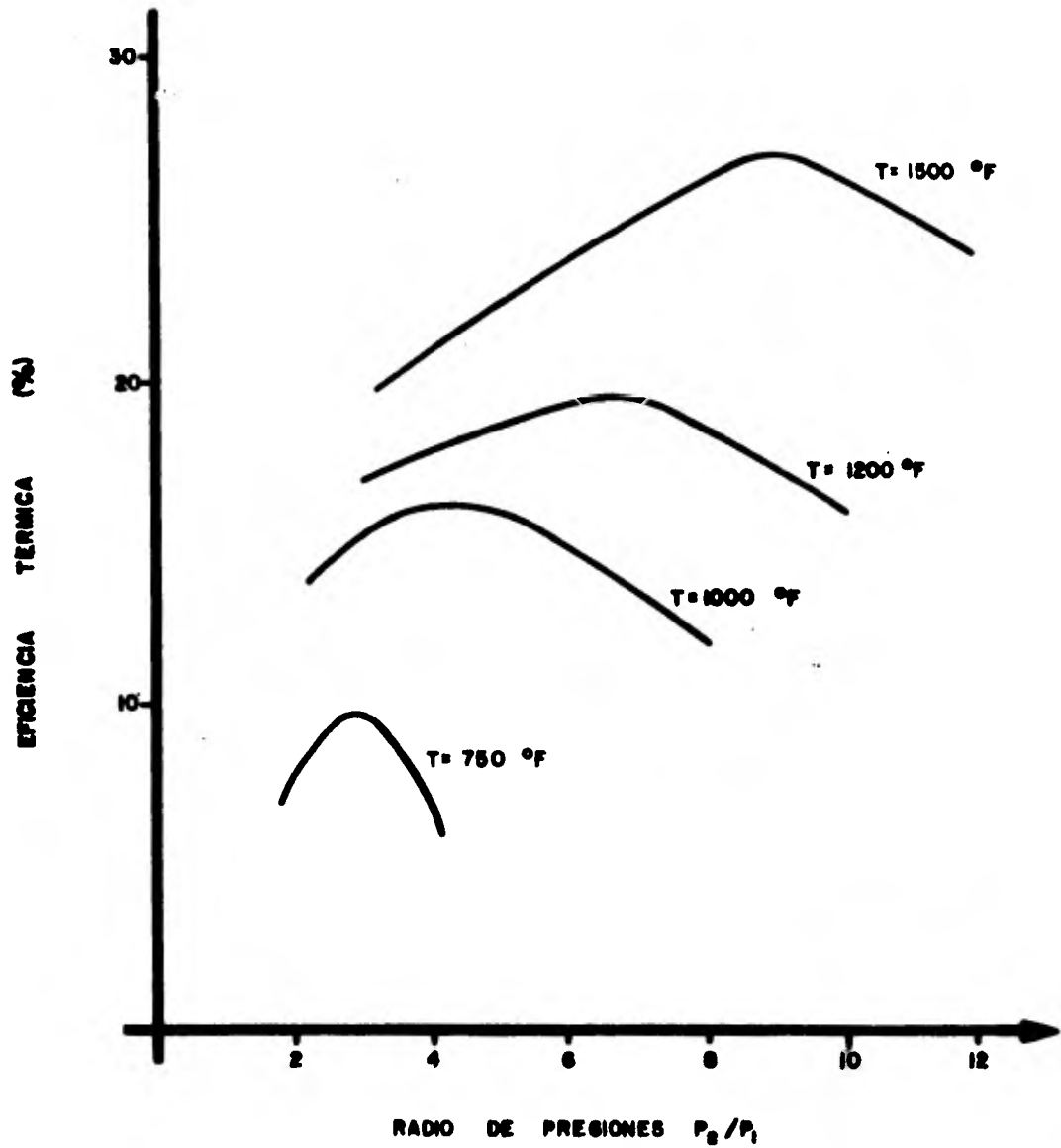
Podemos observar que para una temperatura de entrada determinada, existe un radio de presiones determinado con una máxima eficiencia térmica y el radio de presiones óptimo aumenta al incrementar la temperatura de entrada a la turbina.

Los cálculos del comportamiento del ciclo se basan en los diagramas Mollier de Entalpía-Entropía y de Temperatura-Entropía. A continuación se presentan las ecuaciones que representan este ciclo.

$$\text{Trabajo del compresor} = \frac{hb - ha}{Nmc} = \frac{hb - ha}{Nmc \quad Nc}$$

$$\begin{aligned} \text{Trabajo de la turbina} &= Nmt (hc - hd) (1 + Wf) \\ &= Nt Nmt (hc - hd) (1 + Wf) \end{aligned}$$

$$\text{Combustible quemado} = \frac{hc - hb}{LHV (Nb)}$$



UNAM
FACULTAD DE QUIMICA
FIGURA I-18
EFICIENCIA TERMICA EN TURBINAS DE GAS.

La cantidad de aire que se requiere para generar una cantidad de potencia eléctrica determinada es:

$$N = \frac{Kw \times 3413}{Ng (Nmt (hc - hb) (1 + Wf) - \frac{(hb - ha)}{Nmc})}$$

El término de eficiencia del ciclo es un concepto básicamente teórico y el término consumo de calor tiene mayor importancia, el cual se define en la siguiente forma:

$$C.C. = \frac{W \times Hx \times HHV}{Kw}$$

Nomenclatura:

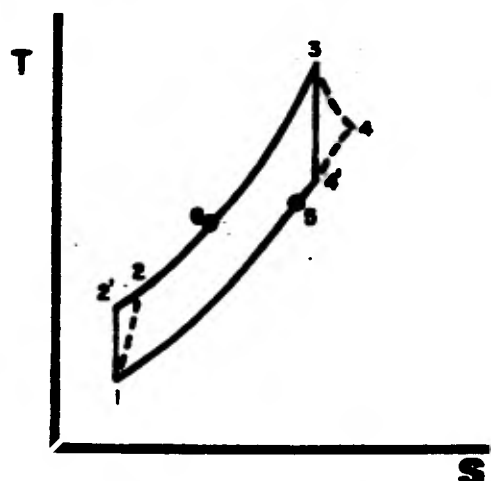
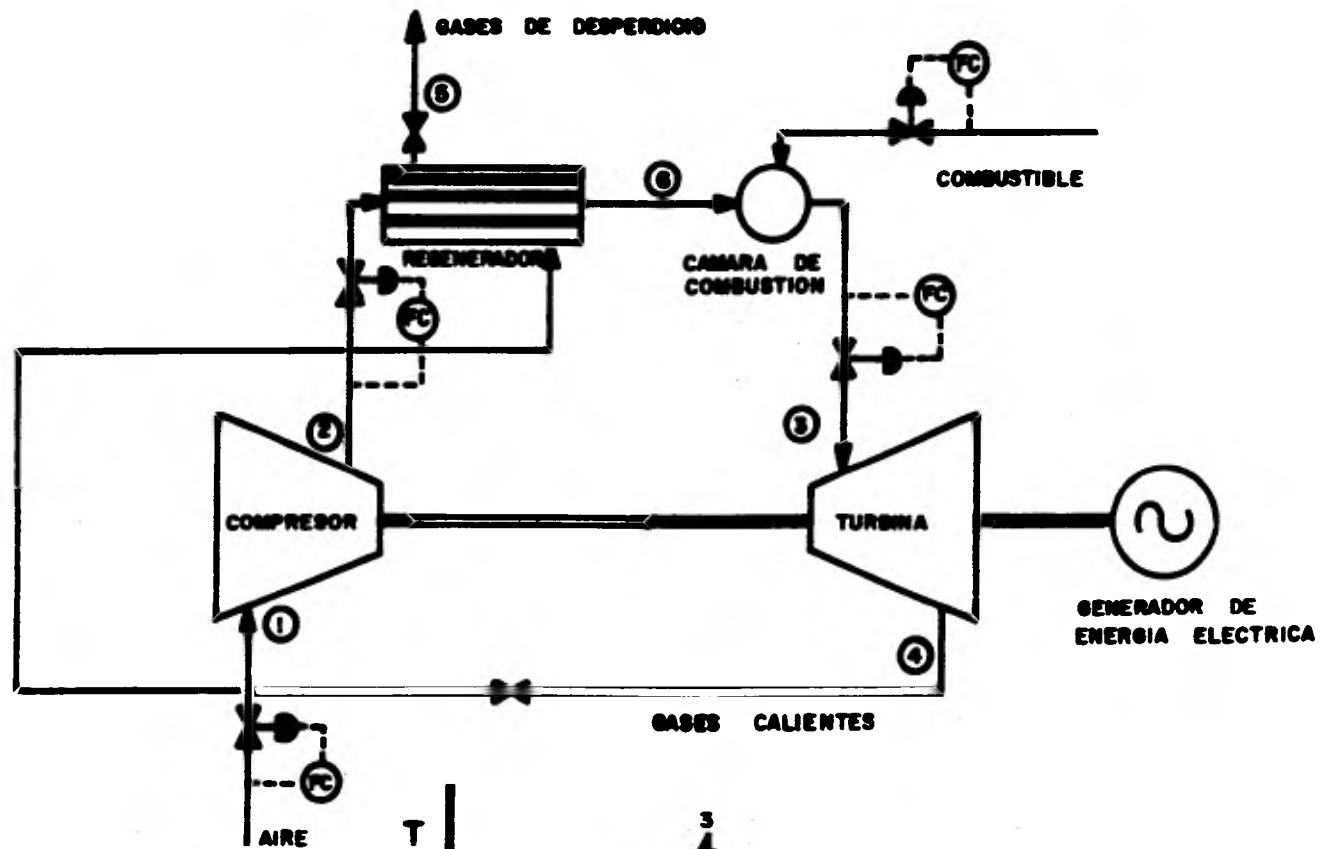
- h = Entalpía del gas en cada etapa del ciclo. BTU/Lb
- Nmc = Eficiencia mecánica del compresor
- Nc = Eficiencia antabática del compresor
- Nmt = Eficiencia mecánica de la turbina
- Nt = Eficiencia adiabática de la turbina
- Wf = Relación de consumo de combustible/aire; Lb combustible/LB aire
- Nb = Eficiencia de la cámara de combustión
- LHV = Capacidad calorífica más baja del combustible BTU/Lb
- HHV = Capacidad calorífica más alta del combustible BTU/LB
- W = Flujo del aire LB/Hr
- Kw = Salida del generador en Kilowatt
- Ng = Eficiencia eléctrica y mecánica del generador

b) **Planta de Potencia con Regeneración:** En el inciso anterior se describió el sistema de generación operando bajo un ciclo simple. En este sistema los gases que salen de la turbina tienen una temperatura de 600 - 900°F, dependiendo de la temperatura a la que entran a la turbina. Dichos gases no son empleados en este ciclo y se tiene un desperdicio de energía, la cual puede ser recuperada.

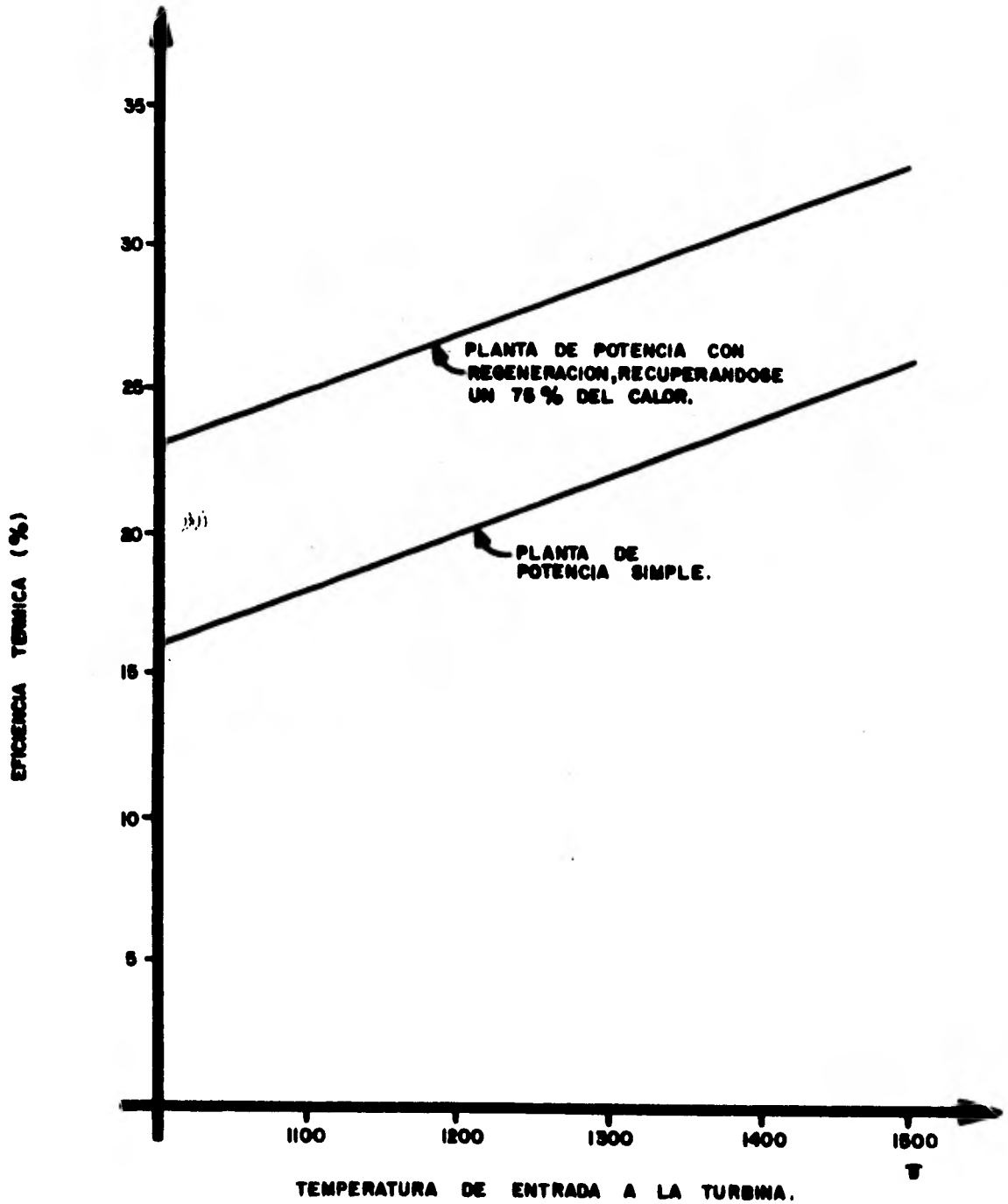
En la planta de potencia con regeneración estos gases se emplean para precalentar el aire comprimido proveniente del compresor mediante un cambiador de calor colocado antes de la cámara de combustión.

En la figura I.19 se muestra éste sistema y resulta obvio que el calor que se transfiere de los gases al aire provoca una reducción en la cantidad de combustible requerido para lograr la temperatura deseada a la entrada de la turbina.

En la figura I.20 se muestra el efecto de la adición de calor al aire comprimido sobre la eficiencia térmica con respecto a una planta de potencia simple. Dicha eficiencia aumenta al incrementar la temperatura de alimentación de los gases a la turbina. Si se consiguiera tener una regeneración perfecta, los gases de escape serían enfriados hasta la temperatura de alimentación del aire y la eficiencia sería del 100%



UNAM
FACULTAD DE QUIMICA
FIGURA I-19
PLANTA DE POTENCIA CON REGENERACION



UNAM
FACULTAD DE QUIMICA
FIGURA 1-20
EFICIENCIA TERMICA EN UNA PLANTA CON REGENERACION

Para poder justificar económicamente la adición de un regenerador, la eficiencia en el mismo debe ser por lo menos del 50%. Los valores típicos de eficiencia en estos casos son de un 75 - 80%.

Los cálculos que se realizan en este tipo de plantas de potencia son básicamente los mismos y sólo la ecuación que nos proporciona la cantidad de combustible necesario por cada libra de aire que se alimenta se modifica en la siguiente forma

$$Wf = \frac{hc - hr}{LHV (Nb)}$$

Donde:

- hc = Entalpía de los gases antes de entrar a la turbina, BTU/lb
- hr = Entalpía del aire a la entrada de la cámara de combustible, BTU/lb
- LHV = Capacidad calorífica más baja del combustible, BTU/lb
- Nb = Eficiencia de la cámara de combustión

Los regeneradores son muy similares a un cambiador de calor de caraza y tubos con la característica de que el espesor del metal en los tubos es muy pequeño, con objeto de favorecer de máxima transferencia de calor.

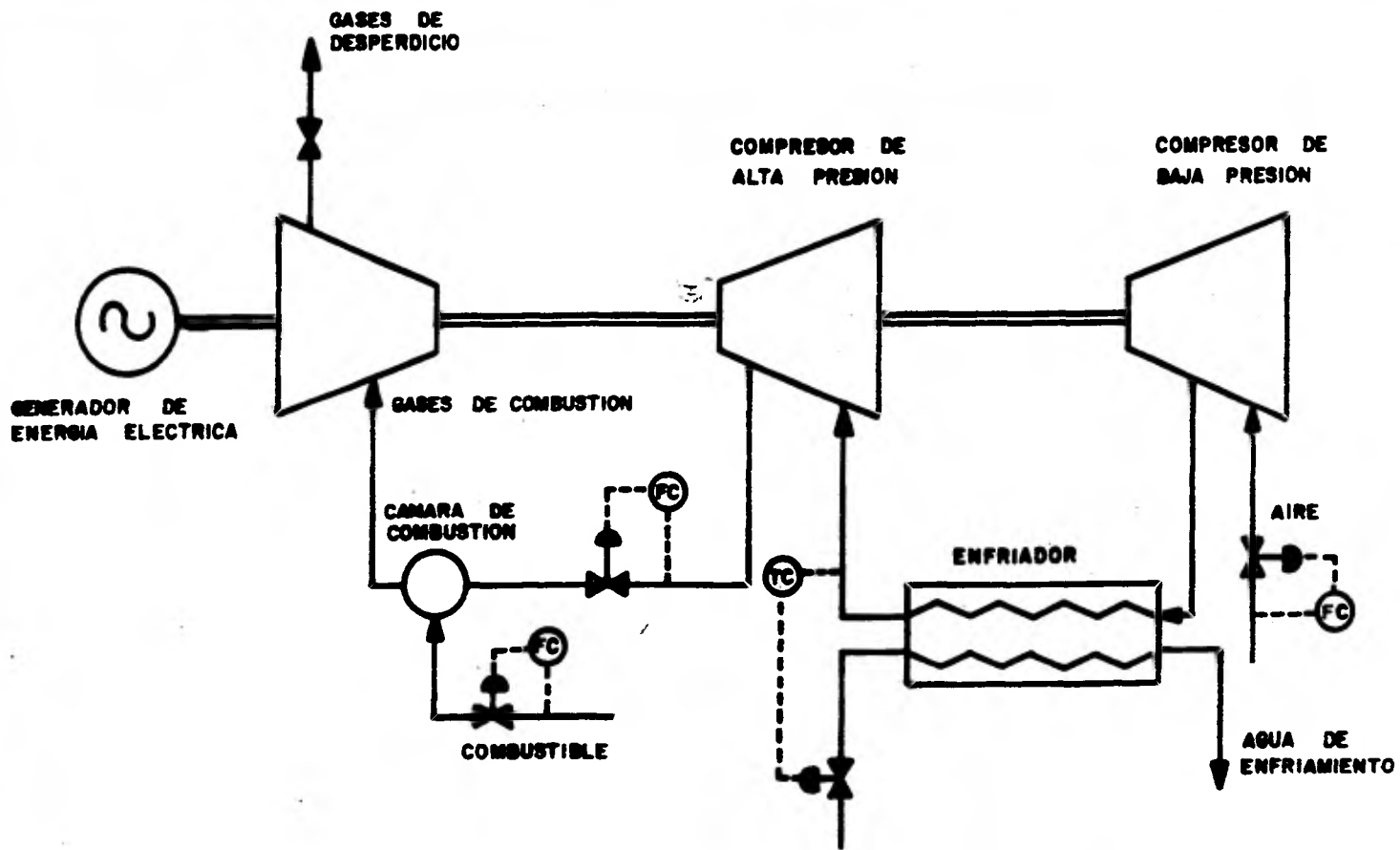
El uso de regeneradores en la turbina de gas presenta tres problemas; el primero es que se requiere de una gran super

ficie de los tubos. El segundo es la necesidad de tener un manteni-
miento contínuo para tener la superficie de los tubos limpia y por
último se tiene un aumento en la resistencia al flujo.

c) Planta de potencia con interenfriamiento y/o recalenta-
miento: Cuando el aire es comprimido en forma rápida, el tra-
bajo que se obtiene, provoca un aumento en la temperatura con el
resultado de que el volumen del aire comprimido es mayor que en
el caso de no haber existido un aumento en la temperatura. Mien-
tras que el trabajo que se requiere para comprimir el aire hasta
una presión dada depende del volumen que estemos manejando, la
potencia requerida para operar el compresor podría verse reduci-
da si el aire se enfría durante la compresión

La planta de potencia con un sistema de enfriamiento
incluído constituye una forma de lograr lo anterior y en la fi-
gura I.21 tenemos el diagrama mostrando dicho sistema, el cual
consiste de dos etapas de compresión con interenfriamiento.
El primer paso lo constituye la compresión del aire a una pre-
sión intermedia en un compresor de baja presión, posteriormente
este mismo aire es enfriado en un cambiador de calor pasando a
la segunda etapa de compresión para ser alimentado finalmente
a la cámara de combustión y de allí a la turbina.

En el inciso anterior se planteó el sistema con regene-
ración, el cual podemos utilizarlo en forma combinada con el
sistema descrito en este inciso.

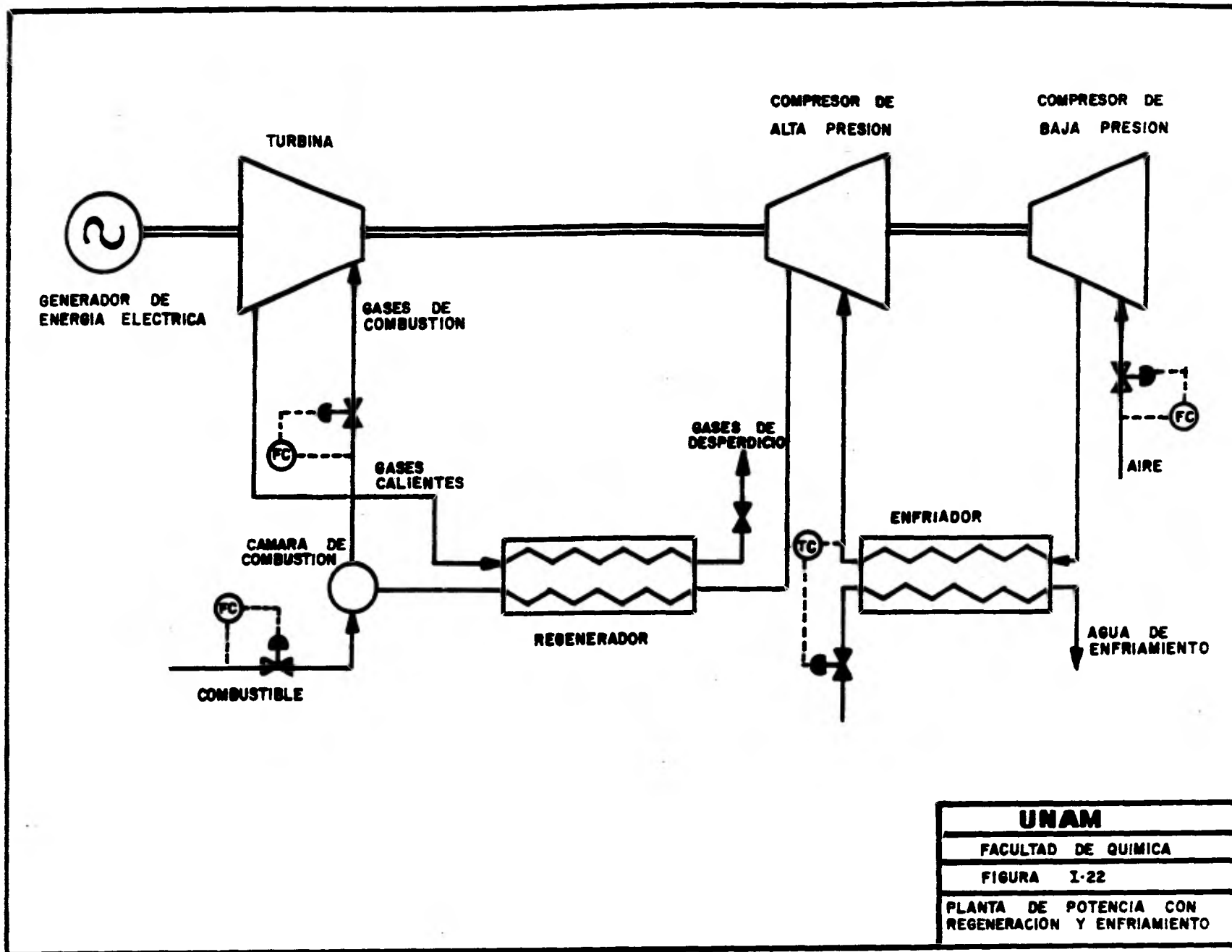


UNAM
FACULTAD DE QUIMICA
FIGURA I-21
PLANTA DE POTENCIA CON ENFRIAMIENTO

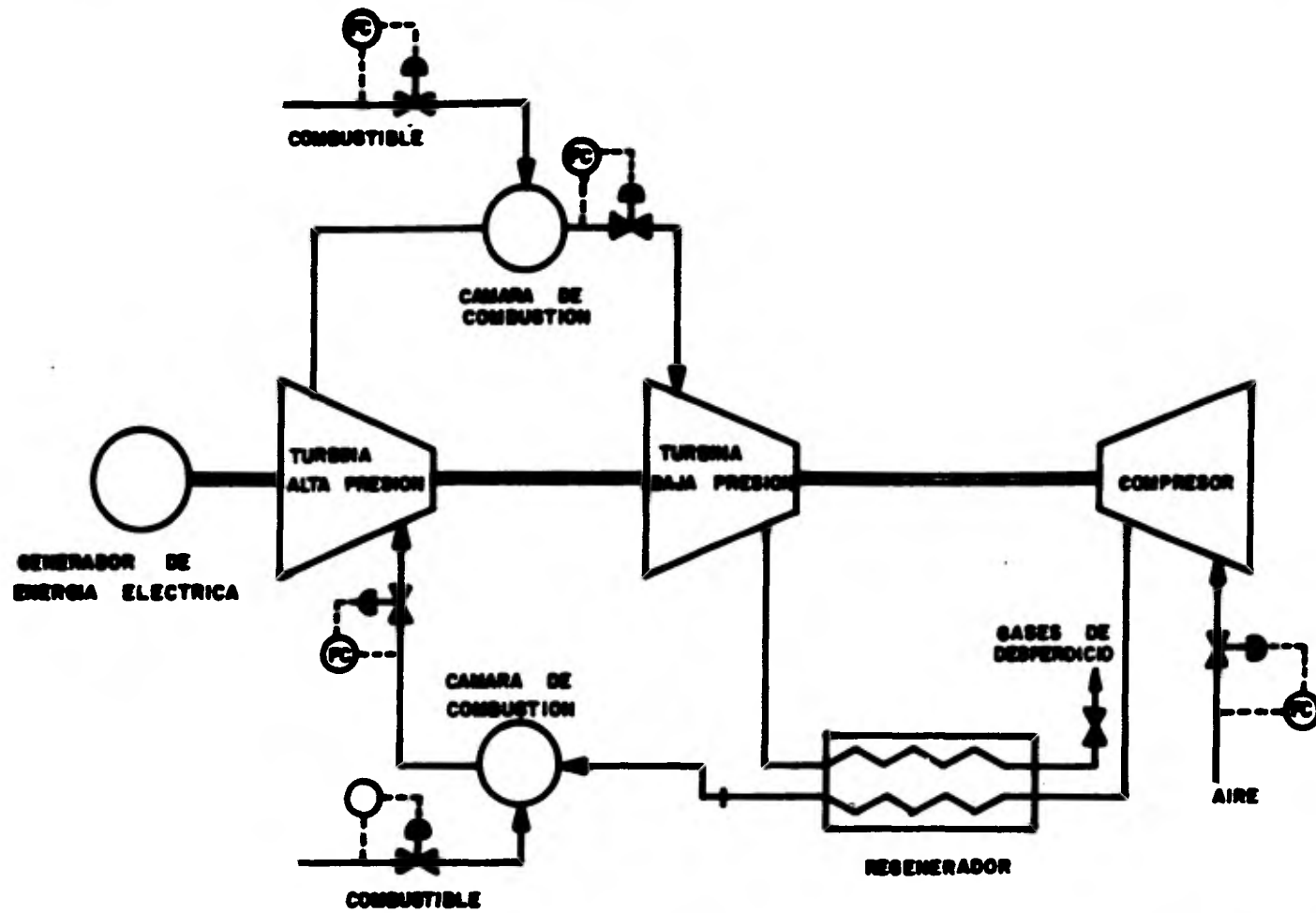
En la figura I.22 podemos representar este sistema, pudiendo observar que la eficiencia del mismo se ve incrementada en un menor consumo de potencia en el compresor así como por el aumento en la temperatura del aire que se alimenta a la cámara de combustión, que como ya fue planteado también repercute en la eficiencia global del propio sistema.

Otro método de aumentar la eficiencia en este tipo de sistema se ilustra en la figura I.23. En este caso la expansión de los gases toma lugar en una turbina de alta presión y los gases que se extraen se alimentan a una cámara de combustión y posteriormente pasan a una turbina de baja presión. En este caso existe la limitación en la temperatura de entrada a la turbina ya que ésta es función de los materiales con los que los gases calientes van a estar en contacto, requiriéndose metales que soporten altas temperaturas de operación. Es importante hacer notar que en la cámara de combustión de alta presión se requiere una mínima cantidad de oxígeno para la combustión quedando disponible una mayor cantidad de oxígeno para producir la combustión de más combustible en el combustor de baja presión.

El sistema representado en la figura I.23 se denomina Ciclo de Recalentamiento. Si la temperatura de los gases a la entrada de la turbina de baja presión es igual a la temperatura de entrada a la segunda turbina se logra mantener un nivel cons



UNAM
FACULTAD DE QUIMICA
FIGURA I-22
PLANTA DE POTENCIA CON REGENERACION Y ENFRIAMIENTO



UNAM
FACULTAD DE QUIMICA
FIGURA I-25
CICLO DE RECAL ENTAMENTO

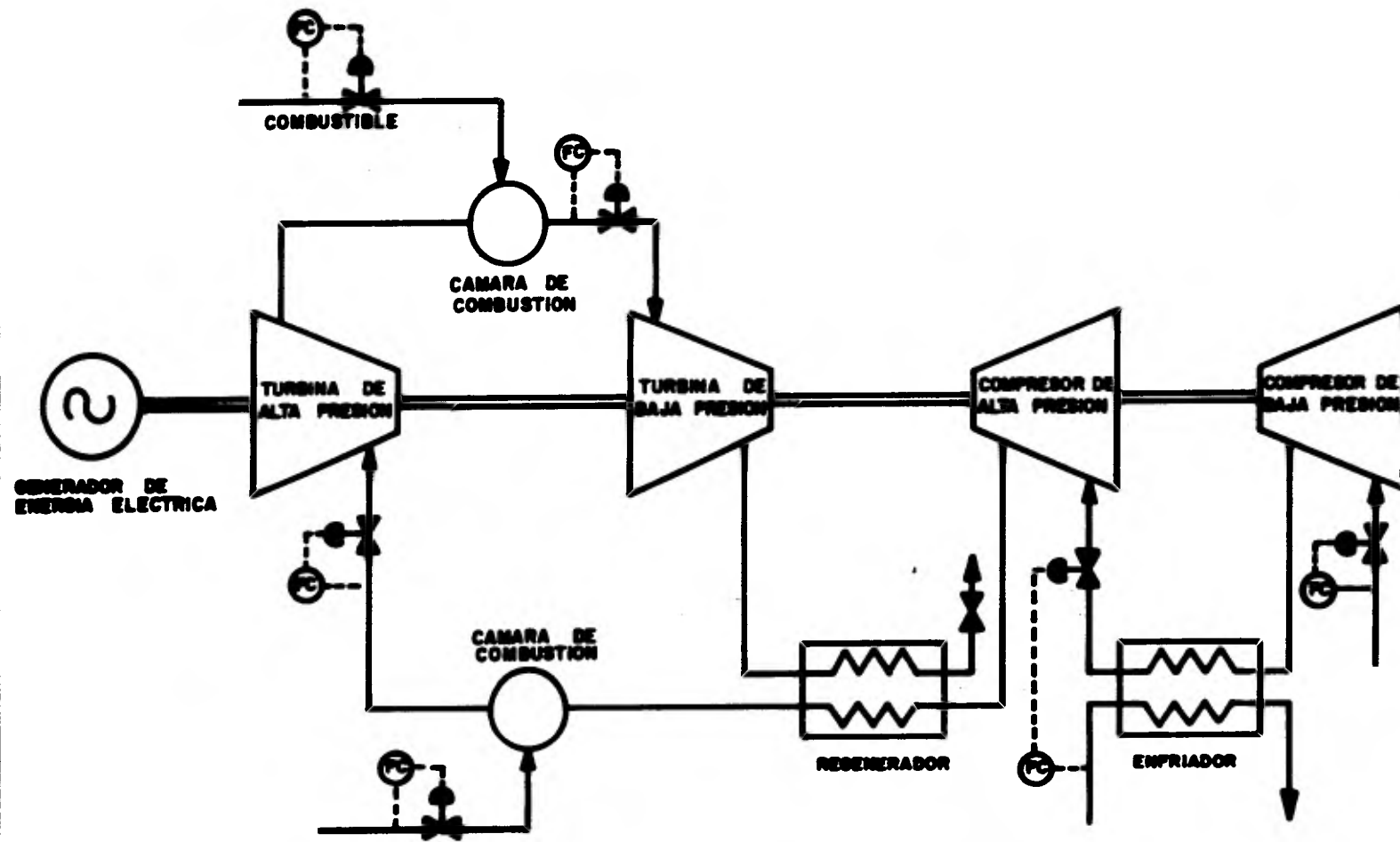
tante de temperatura en ambas turbinas. Al lograr lo anterior los gases de escape tendrán una mayor temperatura y por consecuencia un mayor contenido energético el cual puede ser recuperado en el generador.

Por último, podemos lograr un aumento mayor en la eficiencia de este tipo de plantas de potencia si combinamos los sistemas de regeneración, interenfriamiento y recalentamiento en un sólo ciclo.

En la figura I.24 se muestra dicho ciclo el cual opera bajo los mismos principios de los ciclos tratados con anterioridad.

C) Sistema Combinado de Turbina de Gas y Turbina de Vapor para Generación de Potencia Eléctrica.

El acoplamiento o integración de un sistema de generación de calor y electricidad, en una industria, permite la óptima utilización del combustible y en consecuencia provoca una disminución en el consumo de energéticos. Esto constituye la idea fundamental de lo que hemos venido planteando a lo largo de los incisos anteriores y es a partir de ello que surge una continua búsqueda de nuevos sistemas con objeto de optimizar el uso de los recursos energéticos. Además, el alto grado de utilización de combustible repercute en una disminución de los costos de operación de una planta y por lo tanto en una economía sana.



UNAM
FACULTAD DE QUIMICA
FIGURA 3-24
SISTEMA CON REGENERACION ENPRIAMIENTO Y RECALENTAMIENTO

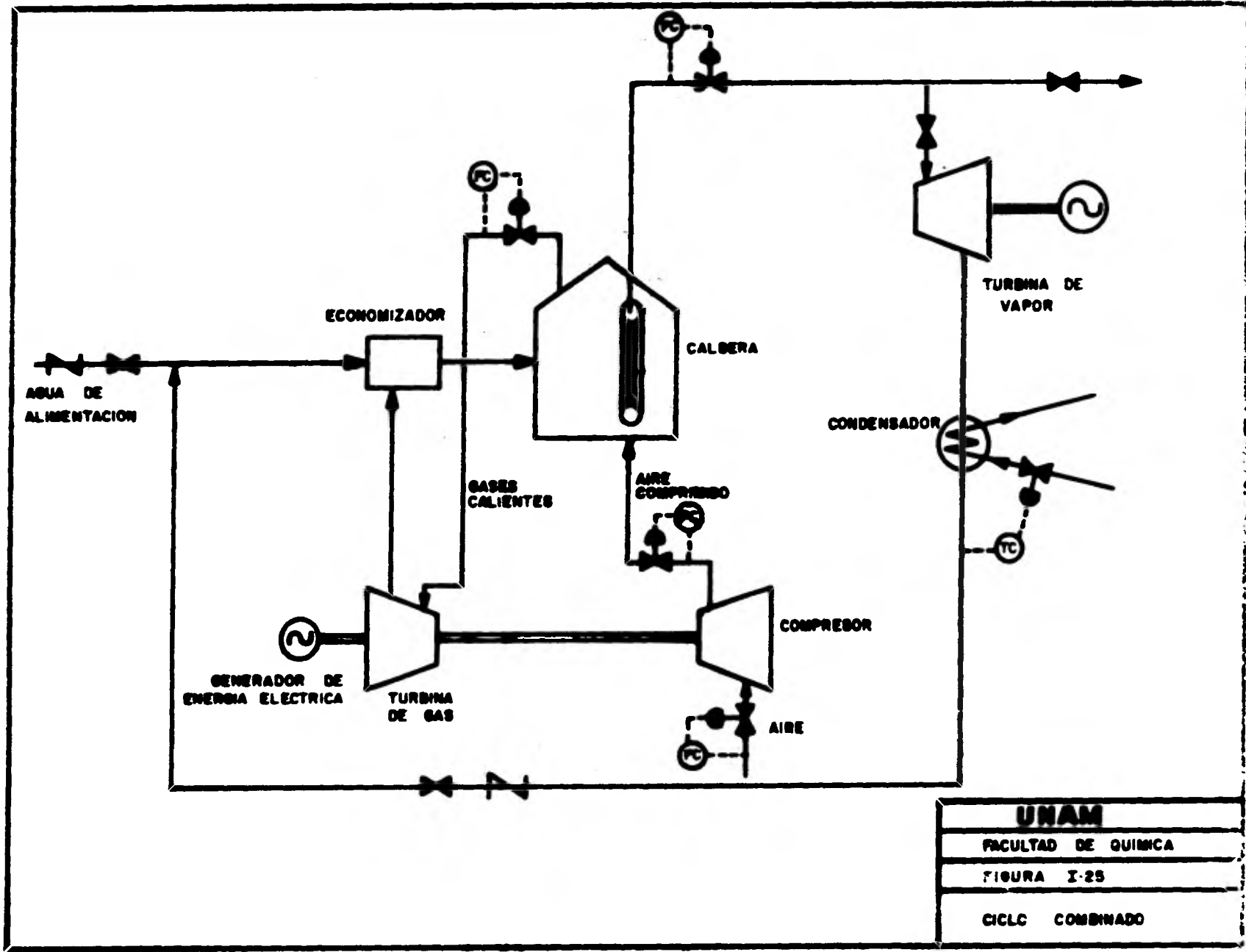
A partir del desarrollo tecnológico en la construcción y aplicación de turbinas de gas y de vapor aparece un sistema que es el resultado de ambas experiencias, y éste es el Ciclo Combinado.

El Ciclo Combinado es un sistema constituido por los dos tipos de turbinas de los que hemos venido hablando y fundamentalmente es la combinación de los dos sistemas convencionales de Generación de Energía Eléctrica mediante turbina de vapor y mediante turbina de Gas.

En la figura I.25 tenemos representado el diagrama básico de este tipo de sistemas, aunque es importante mencionar que existen otros con un mayor grado de complejidad, con los que se intenta optimizar el funcionamiento de los mismos logrando así una mayor eficiencia.

En el Ciclo Combinado se instala una turbina de gas la cual se construye bajo los criterios normales de diseño y ésta tiene adaptada un compresor al cual le es alimentado el aire que después de ser comprimido se envía a la caldera y junto con el combustible se queman, provocando el calor necesario para generar vapor.

Los gases que resultan de la combustión son alimentados a la turbina de gas donde generamos la Energía Eléctrica y los gases de desperdicio que salen de esta turbina sirven para precalentar el agua de alimentación a la caldera.



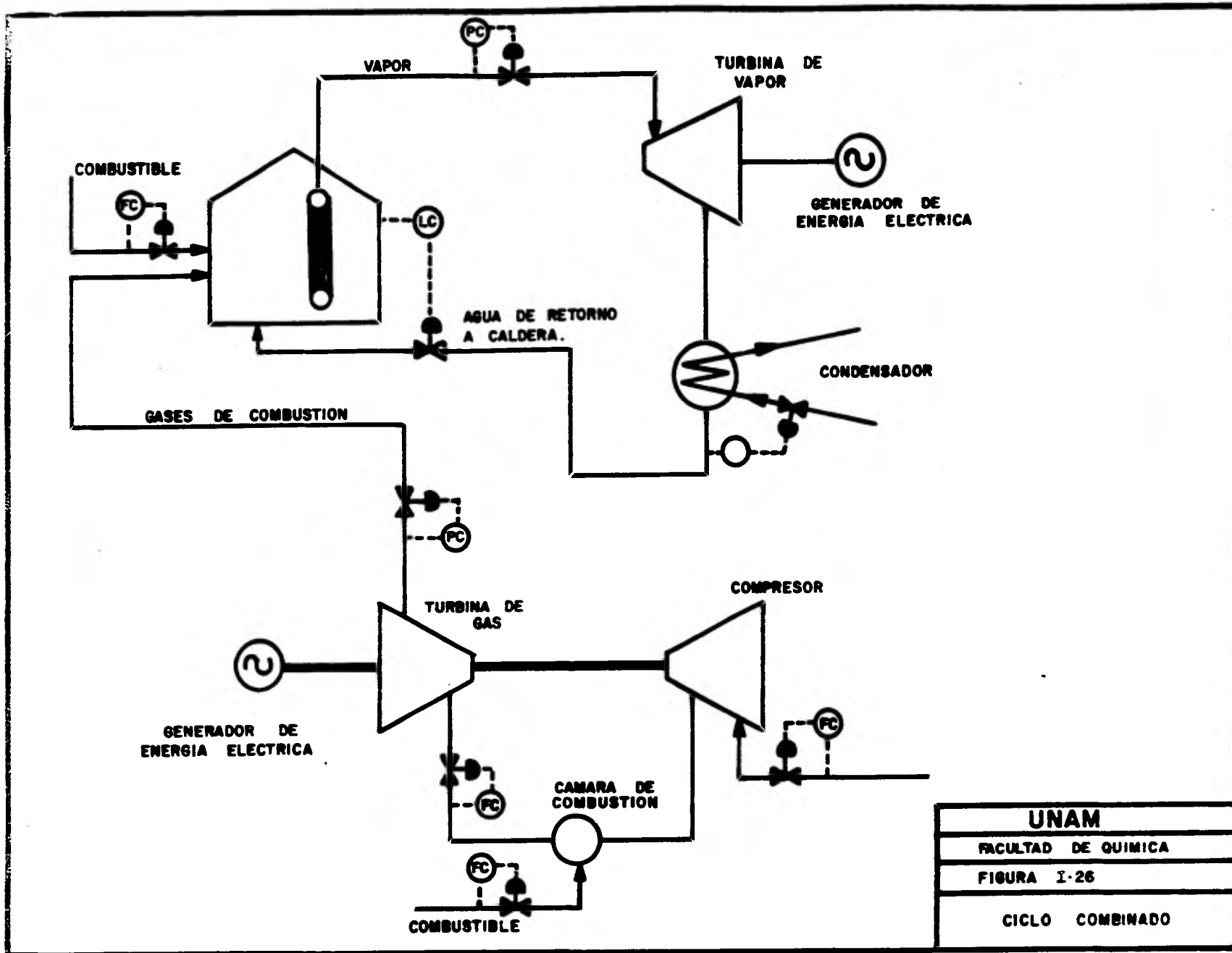
UNAM
FACULTAD DE QUIMICA
FIGURA I-25
CICLO COMBINADO

Por lo que se refiere al vapor que se genera, éste es distribuido en función a las necesidades específicas de la planta y también puede ser alimentado a una turbina de vapor para generar en la misma forma, Energía Eléctrica.

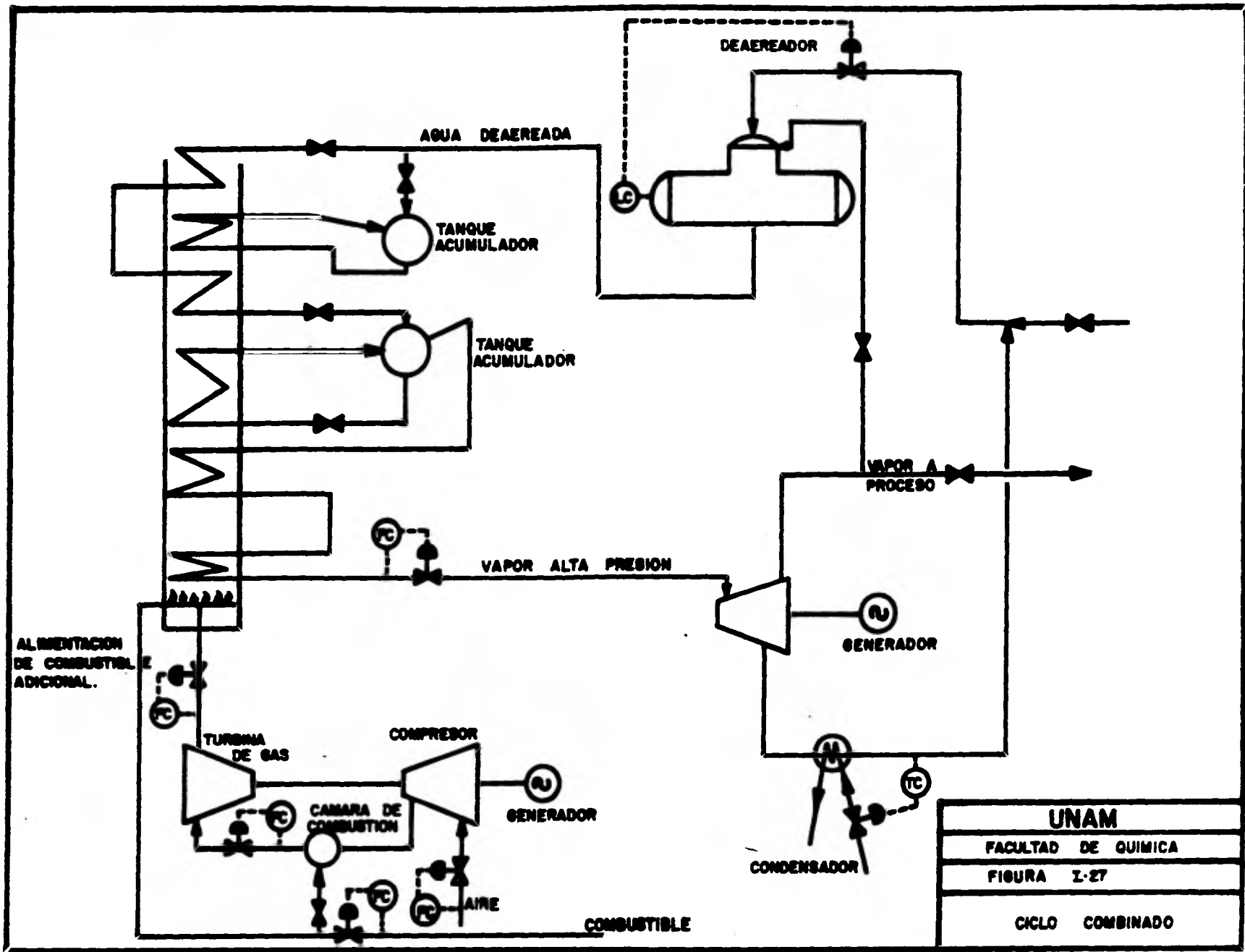
El uso de una turbina de gas en combinación con una planta generadora de vapor con recuperación de calor de desperdicio es mostrado en la figura I.26, el cual difiere del sistema que hemos mencionado anteriormente, ya que aquí la turbina de gas esta provista de la cámara de combustión convencional y los gases de combustión pasan primero a través de la turbina, generándose la Energía Eléctrica, en este punto, y después pasan a la caldera para ser empleados en la generación de vapor. Con ésto se evita la necesidad de incluir ventiladores en la caldera. Por otro lado el 20 - 25% de la cantidad total de combustible se quema en la turbina de gas y cualquier otro combustible puede quemarse en la caldera como soporte. Aunado a ésto, el sistema convencional de generación de Energía Eléctrica mediante turbina de vapor se aplica en este punto en la misma forma que en el caso anterior.

Es importante hacer notar que estos dos sistemas han servido como base para la implementación de otros más sofisticados. A continuación mostraremos algunos tipos de ciclos combinados que son empleados actualmente para Generación de Energía Eléctrica.

En la figura I.27 se muestra un Ciclo Combinado que consiste en



UNAM
FACULTAD DE QUIMICA
FIGURA I-26
CICLO COMBINADO



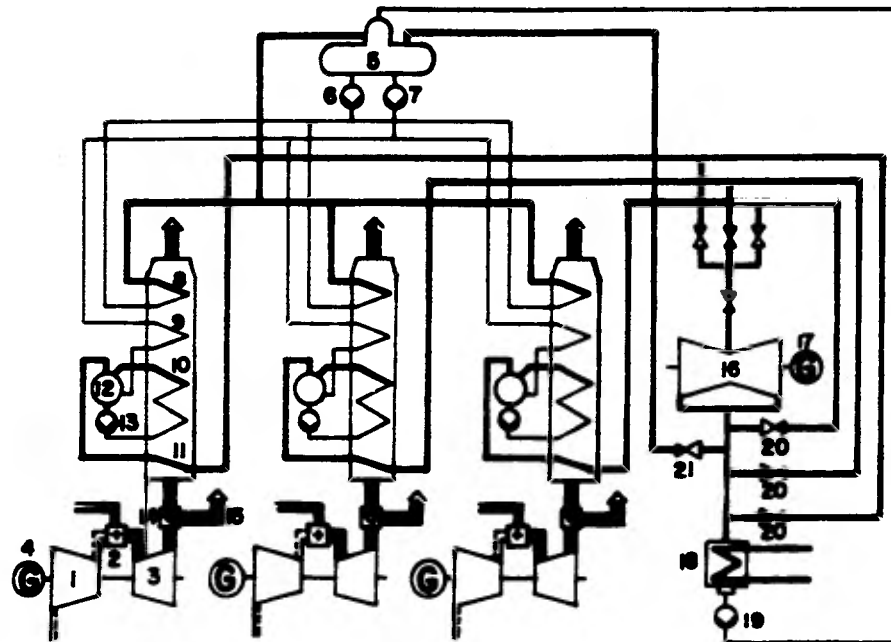
UNAM
FACULTAD DE QUIMICA
FIGURA 2-27
CICLO COMBINADO

una turbina de gas de tipo convencional de la cual los gases que salen de ésta aproximadamente a 490°C pasan a un calentador que tiene un sistema de quemado adicional. El calor provocado sirve para generar vapor en dos niveles de presión diferentes. En la primera parte de el quemador, se genera vapor a 725 lb/m^2 y se sobrecalienta mientras que en la sección de baja presión se genera vapor a 50 lb/m^2 , asegurando así el aprovechamiento del calor en un alto grado.

El vapor de alta presión se alimenta a la turbina de vapor, generándose energía eléctrica y el vapor de baja presión se destina para servicios de proceso. Uno de los aspectos importantes de este sistema es la adición de los quemadores a la entrada del quemador principal ya que permite una producción de vapor más rápida y efectiva.

En la figura I.28 se muestra un sistema que consiste en 3 unidades de recuperación de calor y generación de vapor, 3 unidades turbogeneradoras de gas y una unidad turbogeneradora de vapor.

Como en el caso anterior la unidad recuperadora de calor y generadora de vapor tiene dos niveles de presión diferentes, generándose vapor de alta presión (740 Lb/m^2) en las 3 unidades, siendo éste, en su totalidad alimentado a la unidad turbogeneradora de vapor y el vapor de baja presión se alimenta al deaerador y también puede ser empleado para satisfacer necesidades de proceso. De la



- 1 TURBO-COMPRESOR
- 2 CAMARA DE COMBUSTION
- 3 TURBINA DE GAS
- 4 G
- 5 DEAEREADOR
- 6 BOMBA DE AGUA DE ALIMENTACION DE BAJA PRESION.
- 7 BOMBA DE AGUA DE ALIMENTACION DE ALTA PRESION.
- 8 SEC. DE EVAPORACION BAJA PRESION
- 9 ECONOMIZADOR DE ALTA PRESION
- 10 SEC. DE EVAPORACION ALTA PRESION
- 11 SOBREALENTADOR ALTA PRESION
- 12 TANQUE DE ALTA PRESION

- 13 BOMBA DE RECIRCULACION
- 14 VALVULA DE 3 VIAS
- 15 BYPASS
- 16 TURBINA DE VAPOR
- 17 TURBOGENERADOR
- 18 CONDENSADOR.
- 19 BOMBA DE CONDENSADO
- 20 BYPASS DE VAPOR
- 21 BYPASS DE VAPOR

UNAM
FACULTAD DE QUIMICA
FIGURA I-28
CICLO COMBINADO

turbina de vapor se extrae vapor de baja presión y éste puede usarse en el deaerador como tal, o bien se condensa para ser alimentado a las unidades generadoras de vapor.

Por lo que se refiere a las unidades turbogeneradoras de gas, éstas son del tipo convencional y su funcionamiento es igual al de las turbinas de gas que hemos tratado anteriormente.

Debemos mencionar que este tipo de sistemas tienen su principal aplicación cuando surgen requerimientos muy altos de energía eléctrica, por ejemplo, para distribución distrital, ya que es fácil deducir que su justificación económica es difícil por el alto costo de este tipo de unidades generadoras.

Recientemente se ha comenzado a crear una tecnología con objeto de hacer uso de los mantos de gas natural en el Mar del Norte. Estos depósitos de gas no son de gran importancia, y éstos no habían podido ser explotados debido a la pobre calidad del gas, por los altos costos de producción y por las dificultades y problemas involucrados para obtener estas pequeñas cantidades de gas.

La base de esta tecnología es el ciclo combinado y con ello podemos observar la gran importancia que encierra este tipo de sistema así como su gran potencial de utilización en México.

D) Aspectos Comparativos entre los Sistemas de Generación de Energía Eléctrica mediante Turbina de Vapor y Turbina de Gas

Hasta este momento hemos hablado básicamente de dos tipos de sistemas de generación de Energía Eléctrica en donde se han descrito los principios en los que se fundamenta su funcionamiento, hemos hecho una descripción del propio sistema, así como las diferentes opciones que se presentan en el diseño con lo cual se logra la optimización del mismo.

En todo proyecto, sea éste de la naturaleza que fuere, se presenta un punto importante y éste es que siempre habrá de manifestarse la necesidad de tomar una decisión y seleccionar la mejor alternativa que resuelva nuestras necesidades.

A partir de lo anterior surge una pregunta: ¿Cuál es el sistema más apropiado para la Generación de Energía Eléctrica, el de generación mediante turbina de vapor o el de generación mediante turbina de gas?

Es importante aclarar que el presente estudio tiene como objetivo principal el análisis de los sistemas de generación antes mencionados y no debemos olvidar que existen otros tipos de sistemas de generación de energía eléctrica, así como de generación de energía calorífica no menos importantes y de los cuales el desarrollo tecnológico sigue pasos de gran importancia.

Para responder a la pregunta planteada anteriormente es necesario exponer en forma comparativa las características de cada uno de los sistemas. Tanto en el caso de las turbinas de gas como en el de las turbinas de vapor éstas han tenido su mayor aplicación en las plantas de proceso como medio motriz en los sistemas de bombeo. Así también se les ha usado como medio para proporcionar la cantidad de calor que se requiere en un proceso.

A continuación se plantearán las características de cada uno de los dos tipos de sistemas en forma comparativa:

- Una unidad turbogeneradora de gas, tiene un menor tiempo de entrega e instalación que la de vapor.

- La unidad turbogeneradora de gas tiene un menor consumo de agua de enfriamiento, ya que la de vapor sea cual sea el modo en que opere, la turbina va a requerir una mayor cantidad de agua de enfriamiento.

- Por lo que se refiere al equipo auxiliar, el sistema que utiliza una turbina de vapor requiere de una mayor cantidad

- La unidad turbogeneradora de gas requiere poco espacio para su instalación, cimentaciones ligeras, poca cantidad de tuberías.

- En plantas en operación se ha observado que las eficiencias globales para cada sistema son:
 - Plantas de vapor 30 - 37%
 - Plantas de gas 25%

- Para el caso de la turbina de gas la potencia requerida por el compresor es las 2/3 partes de la potencia de salida de la turbina.

- En el caso de la turbina de gas se requiere un sistema de control más sencillo que en el de la turbina de vapor.

- Una característica del sistema de turbina de gas es que requiere de poco tiempo para operar a plena carga y esto es uno de los factores que ha influido para que este sistema sea empleado para satisfacer consumos pico y en servicios de emergencia.

- Uno de los principales inconvenientes de las turbinas de gas es que tienen un alto consumo de combustible y éste reducido en un mayor costo por este concepto.

- Así también en una turbina de gas no se pueden usar residuos pesados de petróleo como combustible, y aunque pueden usarse destilados de petróleo estos son de alto precio. Por otro lado la vida de una cámara de combustión usando gas natural es de aproximadamente 10 años en cambio usando otros combustibles

puede disminuir hasta dos años.

En el caso de las turbinas de gas, los combustibles empleados en la caldera pueden ser muy variados, desde gas natural hasta combustóleo.

A partir de lo anterior podemos concluir que existen varios factores que aparentemente indican que un sistema es mejor que otro pero para poder seleccionar el sistema óptimo, es necesario definir algunos aspectos de real importancia y es a partir de una definición lo que no habrá de dar el camino para la selección.

Entre los factores a los cuales hemos hecho mención anteriormente podemos puntualizar los siguientes:

- 1.- Es necesario definir los requerimientos de energía eléctrica y vapor en la planta. Ya que sí necesitamos una gran cantidad de vapor para satisfacer necesidades de proceso la selección del sistema no presenta alternativa.
- 2.- El punto anterior nos lleva a concluir que es necesario tomar en cuenta el tipo de proceso que se tiene en una planta ya que ésto nos dará un criterio de selección.
- 3.- Es necesario definir el tipo de combustible del que se dispone así como su cuantificación.

- 4.- Así también es necesario definir los servicios disponibles y su cuantificación. Por ejemplo agua para alimentación a calderas.
- 5.- Debemos considerar la disponibilidad de otros servicios de potencia. Por ejemplo, suministro por la compañía estatal.
- 6.- Se tomarán en cuenta las posibles expansiones que se tengan y cuales habrán de ser las características de dichas expansiones y anticipar los efectos que éstas tengan en nuestros consumos.
- 7.- Debemos evaluar la magnitud de la inversión a realizar en ambas alternativas.
- 8.- Se deberá hacer un análisis de la repercusión que cada uno de los sistemas tenga en hrs costos de operación.
- 9.- Se deberán tomar en cuenta la política gubernamental en materia de generación de energía eléctrica.

Para concluir, la selección del sistema de generación de energía eléctrica más apropiada para una planta de proceso dependerá en forma definitiva de las características de dicha planta y de las necesidades específicas de la misma.

T E M A III GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA A PARTIR DE COMBUSTI-
BLES NUCLEARES

A) Aspectos Generales

Hoy en día es común advertir diversos aspectos que presentan la actual crisis mundial a nivel de energéticos y ésta se ha revelado como uno de los problemas económicos y políticos de mayor importancia. Sin embargo, el descubrimiento de nuevos recursos energéticos y la puesta en marcha de nuevas técnicas pueden proporcionar la clave para dar solución a dicha crisis.

Al analizar la situación que se está viviendo a este nivel, se ha puesto en evidencia la fragilidad del equilibrio energético y la dependencia que se tiene del petróleo ha acentuado el agravamiento de dicha crisis.

Durante el año de 1972 el petróleo representó en la totalidad de balances energéticos, un 46% de la energía total consumida en Estados Unidos, un 63% para Europa Occidental y un 76% en el Japón.

Resulta evidente que esta crisis obliga a considerar otras perspectivas, además de las propias del petróleo, estas perspectivas deben estar encaminadas a disminuir esa dependencia del petróleo.

Como una de las múltiples perspectivas que se han planteado hasta el momento podemos mencionar a la energía nuclear, y en general se estima que para el año de 1985, el 28% de la energía produci

da en los países industrializados tendrá como base a este tipo de energía. En 1970 la potencia nuclear instalada representaba el 1.5% del total y se considera que en el año de 1980 la electricidad de origen nuclear representará de un 15 a un 20% de la producción eléctrica. Podemos considerar que a corto plazo el rápido aumento de la energía nuclear podría significar un freno en el consumo del petróleo, gas natural y del carbón.

Por lo que concierne a México en relación con la energía nuclear cabe mencionar que el sector gubernamental está formulando un plan de desarrollo nucleoelectrico y será en el año de 1982 cuando entre en operación la primera planta nuclear que se instala en el país.

México no puede permanecer ajeno a la crisis energética y es importante que se estudien diferentes alternativas tendientes a disminuir la participación en la generación de energía eléctrica de plantas termoeléctricas a base de combustible, diesel y gas natural.

La Fuente de la Energía Nuclear.- Toda la materia está compuesta de uno o más de los elementos conocidos hasta ahora. Cuando dos ó más elementos se combinan químicamente, éstos forman un compuesto y la partícula más pequeña de esa substancia es la molécula. Si la molécula de un compuesto se divide, ésta perderá sus características químicas y la partícula más pequeña que se tiene en este caso será el átomo.

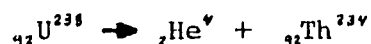
Otro término que es importante definir es Isótopos y son formas de un elemento que tienen las mismas características químicas pero difieren en su peso atómico, ya que tienen diferente número de neutrones en el átomo. Existen algunos elementos que pueden encontrarse como diferentes isótopos, por ejemplo, el Uranio tiene varios isótopos y todos ellos tienen el mismo número atómico (92), diferente masa atómica características químicas iguales, presentándose en la naturaleza un 99.28% de ${}_{92}\text{U}^{238}$, 0.71% ${}_{92}\text{U}^{235}$ y muy pocas cantidades de ${}_{92}\text{U}^{234}$.

Algunos isótopos son estables y otros no lo son, manifestándose esa inestabilidad en un decaimiento espontáneo emitiendo partículas con carga eléctrica.

Todos los isótopos que se encuentran en estado natural y que tienen número atómico menor de 80 son estables, aunque se puede provocar su inestabilidad en forma artificial. En cambio isótopos que tienen un número atómico mayor de 80 son naturalmente inestables. Los isótopos inestables son radiactivos y su decaimiento se efectúa mediante partículas alfa, beta y rayos gama. Las partículas alfa están compuestas de dos protones y de dos neutrones lo que tiene como consecuencia que la masa atómica sea 4.

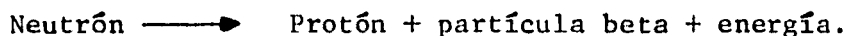
Podemos citar el ejemplo del Uranio que cuando emite una partícula alfa el número atómico decrece en 2 unidades y el peso atómico en cuatro para producir el elemento Torio.

Este proceso se puede representar mediante la siguiente reacción:



Por lo que se refiere a las partículas beta, éstas son electrones que se emiten desde el núcleo del átomo. A pesar de que se supone de que el núcleo está formado sólo por protones y neutrones, se cree que el electrón es lanzado desde el núcleo mediante la desintegración de un neutrón a un protón. Esta desintegración tiene efecto en el número atómico ya que éste puede aumentar o disminuir en una unidad. El número atómico aumenta cuando una partícula beta negativa es emitida y puede disminuir cuando una partícula beta positiva se emite.

La suposición hecha de que la partícula beta es el producto de la desintegración de un neutrón, podemos ejemplificarla en la siguiente forma:



Otro tipo de emisiones nucleares son los rayos gama, los cuales son electromagnéticos y son similares a los rayos X.

Estos rayos son emitidos después de que una partícula alfa es expulsada del núcleo ya que esto provoca una inestabilidad energética y es mediante la emisión de rayos gama como se logra la estabilización.

Como se mencionó anteriormente, los rayos gama son radiaciones electromagnéticas que resultan de una reacción nuclear y su comportamiento es como el de las partículas alfa y beta, aunque los rayos gama tienen un gran poder de penetración y pueden atravesar materiales de gran grosor. En cambio, las partículas alfa y beta pueden detenerse por la presencia de aire o con materiales de grosor pequeños.

El decaimiento radioactivo se expresa generalmente en términos de una unidad llamada Tiempo de Vida Media lo cual representa el período en tiempo transcurrido para el decaimiento de la mitad de la cantidad original del material radioactivo.

Existe una gran variación en los tiempos de vida media de los materiales radioactivos, por ejemplo:

Material Radioactivo	Tiempo de Vida Media
Torio - 232	1.39×10^8 años
Uranio - 238	4.51×10^9 años
Polonio - 210	140 días
Polonio - 214	2×10^4 segs.

Fusión y Fisión Nuclear.- El proceso de fusión nuclear es la unión de dos núcleos reactivos para la producción de un tercero. Para que el proceso de fusión pueda ocurrir, los dos núcleos deberán acercarse lo más posible con una gran cantidad

de energía cinética para poder vencer su repulsión electroestática. Ya que la energía cinética es proporcional a la temperatura, se requieren temperaturas extremadamente altas para que la fusión nuclear ocurra, y para que ésta continúe como una reacción en cadena es necesario que las colisiones nucleares sean lo suficientemente continuas para mantener la alta temperatura a pesar del calor que se irradia. La condición necesaria para que las colisiones sean frecuentes es altas presiones.

Son las condiciones de presión y temperatura tan drásticas lo que impide que la fusión nuclear pueda aprovecharse como una fuente de energía calorífica ya que se requiere del suministro de grandes cantidades de energía para que el proceso ocurra.

Por otro lado el proceso de Fisión Nuclear consiste en la división de un núcleo atómico en varias partículas con masas prácticamente iguales. Este proceso puede ser espontáneo o bien puede llevarse a cabo mediante bombardeo con neutrones, partículas alfa, protones o rayos gama. Este proceso viene acompañado por la liberación de grandes cantidades de energía y puede ser controlado para tener una reacción en cadena produciendo calor en forma continua.

Todas las aplicaciones prácticas de la energía nuclear para la producción de vapor y energía eléctrica están ba

sadas en la Fisión Nuclear.

En el caso de la fisión nuclear se obtienen electrones que bajo ciertas condiciones se utilizan para lograr la reacción en cadena resultando innecesaria la adición extra de energía.

La energía que se obtiene de la Fisión Nuclear puede ser cuantificada con la ecuación de Einstein:

$$E = m c^2$$

Donde:

E = Energía

m = Masa

c = Velocidad de la luz

Combustibles Nucleares.- El Uranio es el principal combustible nuclear utilizado en la generación de potencia eléctrica y es un elemento químico cuyo número atómico es 92. El Uranio en estado natural se encuentra como una mezcla de tres isótopos: Uranio-234 (0.01%), Uranio-235 (0.71%) y Uranio-238 (99.28%). Debido al bajo porcentaje de Uranio-234 que se encuentra en la mezcla, éste no es tomado en cuenta. En cambio el Uranio-235 es el isótopo fisionable y el Uranio-238 es el isótopo base para el proceso de Fisión.

Estos tres isótopos naturales del Uranio son radioac

tivos y emiten partículas alfa. Así mismo, el tiempo de vida media para los tres es lo suficientemente largo, que sólo un mínimo de precauciones son requeridas para su manejo, aunque es necesario tomar en cuenta que es un compuesto tóxico y no deberá ser ingerido. Por otro lado, en lugares donde se maneja el Uranio, la cantidad de éste en el aire deberá estar debajo de los límites permisibles.

El Uranio-235 es fisiónable como resultado de la absorción de un neutrón por su núcleo. Cuando se fisiona un gramo de U-235, el calor que se obtiene de la reacción es aproximadamente 82,000 BTU lo que equivale a 24,000 Kw/hr.

Ampliando más este aspecto podemos decir que cuando se fisioan 907.18 Kgs. de Uranio-235 se obtienen aproximadamente setente y cinco mil billones de BTU equivalentes a 22 billones de Kw/hr, lo cual constituye el calor contenido en 3 millones de toneladas de carbón.

Los datos anteriores nos pueden dar una idea de la importancia que guardan los combustibles nucleares.

El Uranio-235 puede ser fisionado por neutrones a varios niveles de energía y la reacción en cadena puede permanecer en forma estable. Este material presenta la característica de que puede ser fisionado mediante neutrones de bajo nivel

energético.

El Uranio-238 no presenta la capacidad de mantener continúa una reacción en cadena pero éste puede ser fisionado por neutrones con alto contenido energético. Cuando el Uranio-238 es expuesto a este tipo de neutrones en un reactor nuclear, llega un momento en que el núcleo es fisionado hasta ser transformado en Plutonio-239 que es otro combustible nuclear empleado y en este caso dicho elemento tiene la capacidad de mantener una reacción en cadena, generando aproximadamente la misma cantidad de calor que el Uranio-235.

Por la característica que presenta el Uranio-238 para producir un material fisionable se le conoce como un isótopo fértil.

El Uranio ha resultado ser la materia prima básica en la industria de generación nuclear de potencia debido a estos dos isótopos.

El Uranio en estado natural se encuentra en forma mineral y su concentración suele ser muy baja, menos de 0.5% en peso. En algunos casos se llega a encontrar mineral con un 10% de Uranio, aunque ésto es en casos excepcionales.

Las formas más comunes de encontrar el mineral de

Uranio son las siguientes:

Oxido de Uranio

Silicato de Uranio

Vanadato Potásico de Uranio

Vanadato Cálcico de Uranio

Con objeto de aumentar la concentración del Uranio-235 del 0.71% a un 2 ó 3% que se requiere en los reactores que operan con agua, el Uranio es sometido a un proceso llamado de enriquecimiento. Por lo tanto el óxido de Uranio (U_2O_5) es convertido en hexafluoruro de Uranio (UF_6), que es un gas.

El proceso de enriquecimiento consiste en reducir el óxido de Uranio en dióxido de Uranio a una temperatura de 530 a 650°C mediante adición de Hidrógeno o Amoniacó disociado.

Posteriormente el dióxido de Uranio es convertido en tetrafluoruro de Uranio mediante la adición de Acido Fluorhídrico gaseoso a una temperatura de 450 a 650°C.

Finalmente el tetrafluoruro de Uranio es convertido a Hexafluoruro de Uranio mediante la adición de gas fluor a una temperatura de 350 a 500°C.

Este último compuesto es sometido a una destilación para eliminar impurezas, principalmente molibdeno y vanadio.

El gas UF_6 enriquecido es almacenado en tanques cilíndricos.

La forma en que se utiliza el Uranio en el reactor nuclear es como dióxido de Uranio, para lo cual el hexafluoruro de hidrógeno gaseoso ya enriquecido primeramente es hidrolizado, después se hace reaccionar con amoníaco y el compuesto que se obtiene es calcinado obteniéndose el trióxido de Uranio (UO_3), para finalmente reducirlo a dióxido de Uranio (UO_2) mediante hidrógeno a $800^\circ C$.

Otro de los combustibles que se emplean en la industria de generación de potencia es el Plutonio que es un elemento radioactivo con un número atómico de 94. El Plutonio es clasificado como un metal aunque éste no presenta las características propias de un metal ya que por ejemplo su conductividad térmica y eléctrica son bajas.

El Plutonio presenta 15 isótopos con un rango de peso atómico de 232 a 246, siendo todos radioactivos y su decaimiento se realiza a través de varias secuencias hasta llegar a isótopos estables como el bismuto y el plomo. El Plutonio-239 es el isótopo de mayor importancia ya que se produce fácilmente y puede mantener una reacción en cadena. Al usar plutonio en reactores de generación de potencia se obtienen altos porcentajes de isótopos que tienen masas atómicas mayores de 239 lo que complica considerablemente aspectos como manejo, utili

zación eficiente y el cálculo de la reacción en cadena. La causa de lo anterior se debe a que los isótopos con masa atómica mayor de 239 tienen un tiempo de vida media menor ya que el rango de tiempos de vida media para los isótopos del plutonio varía de 4.98hrs. a 3.8×10^4 años lo que significa que son isótopos con un mayor grado de inestabilidad.

A pesar de ésto, la tecnología para el empleo del plutonio prosigue y en este momento se evidencía que la mejor forma de utilizar el plutonio en reactores que emplean agua es en forma de óxido de Plutonio (PuO_2) mezclado con óxido de Uranio.

Otra enorme reserva de combustibles nucleares lo constituye el Torio que aunque no presenta isótopos fisionables, es un material fértil y mediante el bombardeo con neutrones dentro de un reactor se puede convertir Torio en Uranio-233, que es un isótopo del Uranio que no se encuentra en forma natural y que es capaz de mantener reacciones en cadena, justificándose su uso para generación de potencia eléctrica.

B) Tipos de Reactores Nucleares

El descubrimiento y desarrollo de métodos prácticos para la utilización de la energía nuclear ha evidenciado la existencia de una fuente de potencia de gran importancia y el lugar donde esa energía se obtiene es el reactor nuclear, que es el equipo en don

de se genera el calor resultante de la interacción de las partículas nucleares. En el momento presente sólo existe una reacción nuclear que es capaz de sostener una generación continua y a gran escala de calor, siendo dicha reacción la Fisión Nuclear.

Así también esta reacción nos ofrece la oportunidad de producir núcleos más pesados mediante la absorción de un neutrón, (Estos dos últimos aspectos han sido tratados en el inciso anterior).

El Reactor Nuclear es el equipo en el cual la fisión puede ser iniciada y mantenida bajo control siguiendo el camino de una reacción en cadena.

Los componentes básicos de un reactor nuclear son el combustible, el líquido de enfriamiento para la remoción del calor, el sistema de control de iniciación y continuidad de la reacción en cadena.

Podemos considerar que los reactores nucleares se diseñan para cumplir con alguno o varios de los siguientes objetivos.:

- Para producción de vapor para:
 - a) Generación de Energía Eléctrica
 - b) Propulsión marina
 - c) Generación de vapor en proceso
- Para producción de Plutonio u otros isótopos
- Para producción de Neutrones en investigación

- Para desarrollo de reactores experimentales

Así mismo, los reactores nucleares pueden ser clasificados en varias formas:

- a) En función de la energía del neutrón:
- 1.- Reactor Térmico.- En este tipo de reactor se incluye un material moderador con objeto de disminuir la energía cinética del neutrón. El moderador puede ser agua, agua pesada, grafito, líquidos orgánicos, u óxido de berilio.
 - 2.- Reactor Rápido.- En este caso la reacción de fi sión es iniciada mediante neutrones rápidos con alto contenido de energía. Los reactores de este tipo tie nen un menor tamaño que los reactores térmicos.
- b) En función del estado físico del combustible:
- 1.- Reactor Homogéneo.- En estos reactores el combustible es disuelto o suspendido en el agua o en me tales fundidos.
 - 2.- Reactor Heterogéneo.- En este caso el combustible se encuentra dentro de un paquete el cual se en cuentra protegido por un material.
- c) En función del tipo de combustible o material fisiona ble:

Los combustibles que pueden ser usados son:

- Uranio natural (0.7% en peso)
- Uranio-235
- Uranio enriquecido
- Plutonio-239
- Uranio-Plutonio
- Uranio-233

d) En función de la cantidad fisiónable generada por la conversión de un material fértil:

- 1.- Reactores que consumen y producen la misma cantidad de material.
- 2.- Reactores que consumen una cantidad mayor de material fértil y produce una menor cantidad de material fisiónable.
- 3.- Reactores que consumen una menor cantidad de material fértil y generan una mayor cantidad de material fisiónable.

e) En función del medio de enfriamiento empleado:

- 1.- Reactor de Agua Presurizada (PWR). - Se puede emplear agua o agua pesada como medio de enfriamiento aunque generalmente se emplea agua y no agua pesada.

En estos reactores el agua de enfriamiento se alimenta a una presión considerable por lo que la entalpía

promedio que sale del reactor es menor que la entalpía a la temperatura de saturación.

El agua presurizada es enviada al generador de vapor en donde se produce el vapor en el lado de presión más baja.

2.- Reactor con Agua en Ebullición (BWR).- En este reactor las condiciones de presión son moderadas lo que permite un diseño más simple del reactor así como de las tuberías. Así tenemos que en este caso se permite la generación del vapor en el propio reactor el cual es enviado directamente a la turbina generadora de energía eléctrica donde se condensa y es retornado al reactor.

En este tipo de sistema se requiere de un factor de seguridad muy importante ya que la temperatura del combustible es ligeramente mayor que la del vapor provocando que el volumen del vapor aumente, así también se requiere prevenir alguna fuga de radioactividad y se requiere de un sistema de purificación del agua de alimentación al reactor con objeto de remover productos de corrosión y cualquier otra impureza.

3.- Reactores que emplean otros medios de enfriamiento

to.- La Gran Bretaña es el pionero en la construcción de reactores que emplean Bióxido de Carbono como medio de enfriamiento seguido de Francia.

En los estados unidos se han diseñado reactores que emplean Helio y en Canada el diseño se ha especializado en reactores que emplean agua pesada.

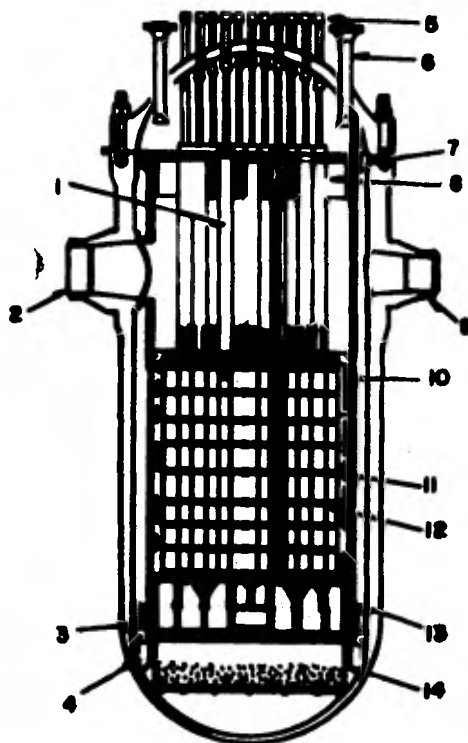
Podemos considerar que el tipo de reactor más empleado en las plantas de generación de potencia eléctrica es el reactor de agua presurizada, por lo cual nos avocaremos a su descripción, así como al planteamiento de algunos de los aspectos de su diseño.

En la figura I.29 tenemos representada la sección vertical de un reactor y cuyos componentes principales son los siguientes:

- 1.- Primero tenemos el tanque propiamente dicho el cual contiene el centro del reactor, haciendo posible la circulación del agua de enfriamiento entre la pared y el centro del reactor.

- 2.- En el centro del reactor se encuentra reunido el combustible nuclear y la barra de control.

- 3.- Las placas térmicas que absorben el calor emitido desde el centro del reactor y reducen la absorción de energía en forma de rayos gama y neutrones en la pa-



- 1 SECCION DE CONTROL
- 2 BOQUILLA DE SALIDA
- 3 RETEN DE INTERNOS
- 4 SOSTEN DE INTERNOS
- 5 ELEMENTOS DE CONTROL
- 6 BOQUILLA DE INSTRUMENTO
- 7 ELEMENTO DE ALINEACION
- 8 ESTRUCTURA SUPERIOR GUIA
- 9 BOQUILLA DE ENTRADA
- 10 CONTENEDOR O SOPORTE
- 11 ANILLO DE REFUERZO
- 12 ENSAMBLE DEL COMBUSTIBLE
- 13 SOPORTE DEL ENSAMBLE
- 14 DIVISOR DE FLUJO

UNAM

FACULTAD DE QUIMICA

FIGURA I-29

SECCION VERTICAL

red del tanque.

- 4.- Sistema por donde cirula el agua de enfriamiento a través del reactor.
- 5.- Cabeza del reactor, la cual puede removerse para reemplazar el centro del reactor así como las demás partes internas.
- 6.- Elementos estructurales para soporte y alineación del centro del reactor y los internos.

La energía calorífica es generada en el centro del reactor en el cual se encuentra el combustible nuclear. Este tipo de sistemas están diseñados generalmente para una generación aproximada de 1,500 - 3,500 Megawatts térmicos con una potencia eléctrica correspondiente a 500 - 1,200 Megawatts.

Para poder tener una idea más clara de las dimensiones que puede tener el centro de un reactor nuclear consideraremos un reactor que se diseña para tener una generación de electricidad de 800 Megawatts y cuyas dimensiones se dan a continuación.

Diámetro del reactor	:	345.5 cms.
Altura del Centro del reactor	:	348 cms.
No. de unidades de combustible	:	217 pzas.
Cantidad de Uranio	:	80 Tons.

Cada una de las unidades de combustible está construida de 176 barras de bióxido de Uranio (UO_2) con diámetro de aproximadamente 1 cm por 1.5 cm de longitud. Estas unidades se encuentran dentro de una pequeña carcaza cuyas paredes están hechas de Zircaloy, el cual es un material resistente a la corrosión, teniendo un espesor de 0.066 cms.

A esta carcaza se ensamblan las barras de control cuya longitud es de aproximadamente 394 cms.

Estas barras de control tienen como función el regular la cantidad de potencia que se genera en los materiales, con los que generalmente se construye son; Carburo de Calcio o bien aleación de Plata, Inconel y Cadmio. Estos materiales tienen la característica de tener una gran capacidad de absorción de neutrones, aspecto en el que se basa la función de control.

Materiales de Construcción.- Un aspecto que resulta ser de gran importancia es el hecho de contar con los materiales de construcción apropiados y éstos deberán tener las características y propiedades necesarias con objeto de satisfacer las necesidades y condiciones del servicio al que van a ser adaptados.

Los materiales empleados en la construcción de un Reactor Nuclear que opera con agua presurizada son:

- 1.- Acero Inoxidable 304.- Este material es empleado en la construcción del tanque exterior, internos y soportes del reactor así como en la estructura de soporte del centro del reactor.

- 2.- Zircaloy.- Este material es una aleación de Zirconio el cual es empleado en la carcaza que contiene las unidades de combustible, en la construcción de los tubos guía de las barras de control.

Como podemos observar, estos dos materiales hacen económica la construcción de este tipo de reactores y sólo el Zircaloy es un material especial ya que la mayoría de las partes del reactor son de acero inoxidable.

C) Descripción del Sistema de Generación de Energía Eléctrica mediante Combustibles Nucleares.

La diferencia básica que podemos establecer entre los sistemas de generación de energía eléctrica cuando empleamos vapor como medio de generación, es la forma en que producimos dicho fluido, ya que en un caso se genera vapor en una caldera y en otro caso lo producimos haciendo uso de un reactor nuclear. Por otro lado es importante mencionar que los sistemas de control y seguridad cuando se emplea un reactor nuclear son necesariamente más complicados debido a la naturaleza de los materiales que se manejan.

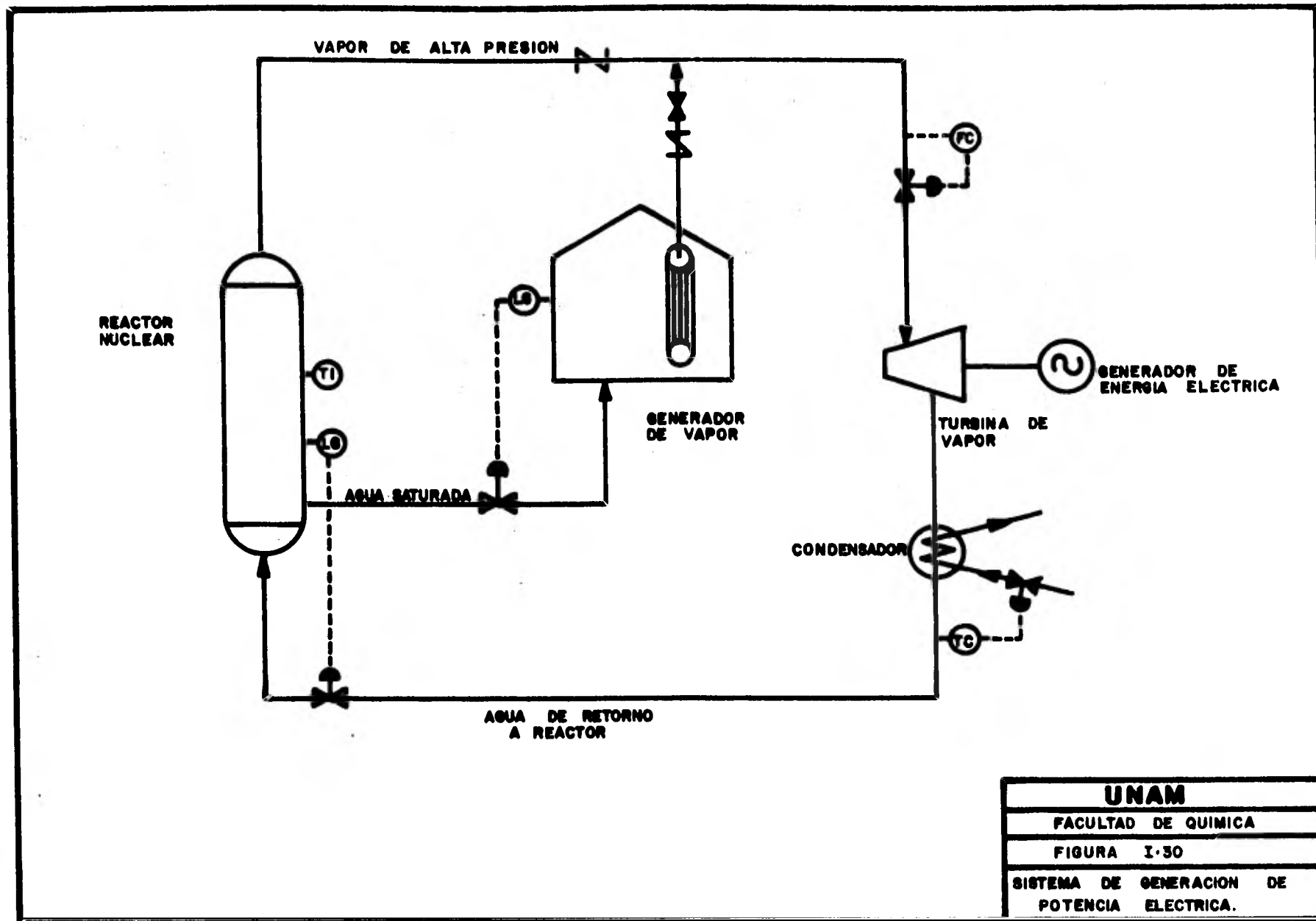
Por lo que respecta a las Plantas de Potencia Nucleares mencionaremos que existen dos sistemas que se han empleado hasta este momento, los cuales se diferencian en tipo de reactor usado.

1.- En uno de los tipos de planta de potencia nuclear se emplea un reactor en el cual el agua de enfriamiento se convierte en vapor dentro del mismo reactor y éste es alimentado directamente a la unidad turbogeneradora.

El empleo de este tipo de reactores permite generar vapor saturado así como agua saturada, la cual puede ser empleada en un generador de vapor adicional, aunque éste habrá de producirse a una presión menor.

En el caso de tenerse este tipo de sistema, se presenta la necesidad de una turbina que este diseñada para admitir el vapor a dos diferentes niveles de presión, tanto del vapor que proviene del reactor como del que proviene del generador de vapor.

En la figura I.30 tenemos representado en forma esquemática el sistema de generación basado en el empleo de un reactor dentro del cual se genera el vapor que va a ser alimentado a la turbina y además, como lo hemos mencionado anteriormente, el agua saturada se alimenta a un generador de vapor para después seguir el mismo camino que el vapor que se



UNAM
FACULTAD DE QUIMICA
FIGURA I-30
SISTEMA DE GENERACION DE POTENCIA ELECTRICA.

genera en el reactor.

Por lo que se refiere a la generación de energía eléctrica, ésta es producida en la forma que hemos ya explicado en los primeros incisos de este tema.

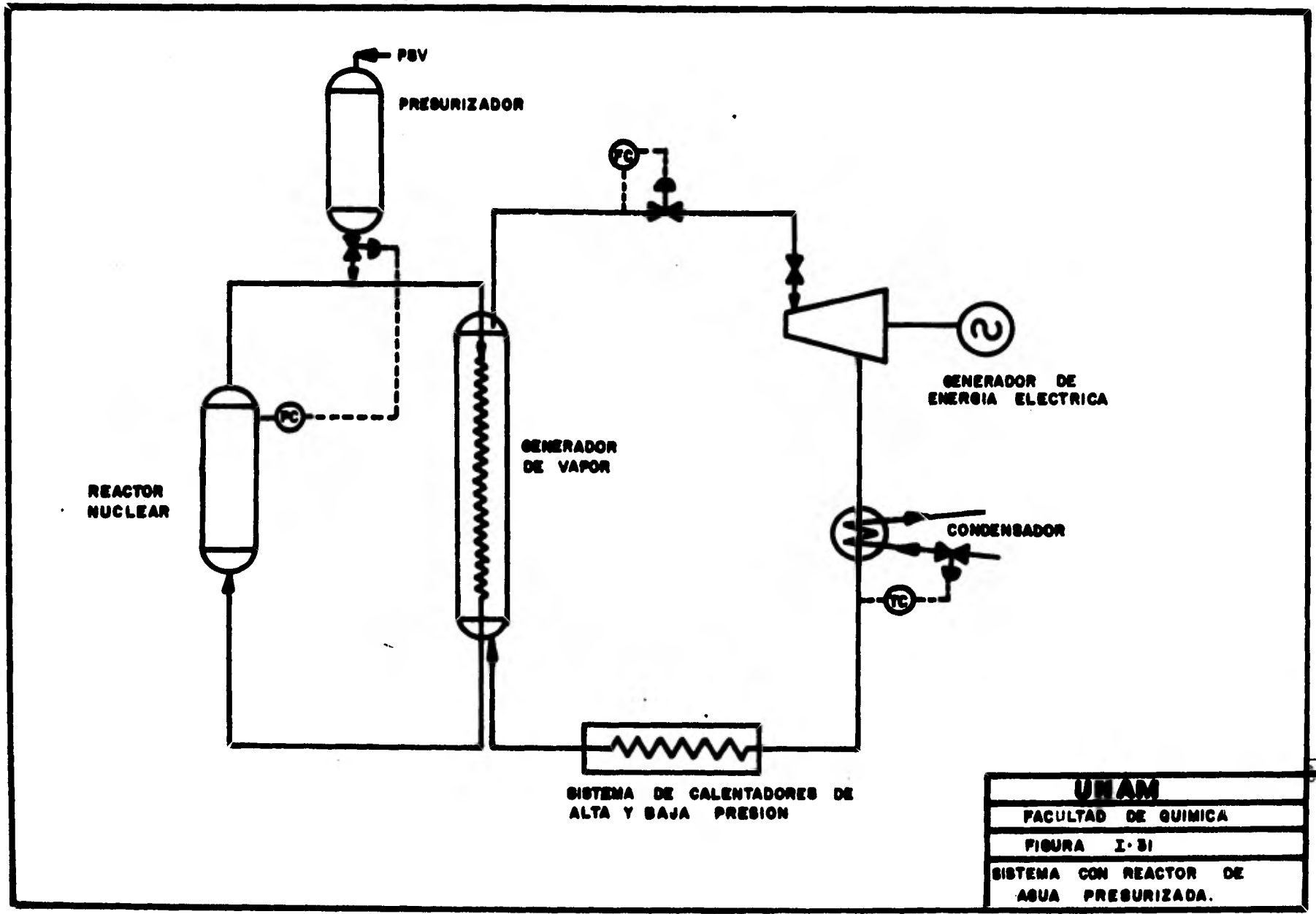
Este tipo de plantas operan a una presión de diseño relativamente bajas con respecto a las plantas que operan con agua presurizada, aspecto que permite el tener un reactor con un espesor de placa menor, criterio que también es aplicable al diseño de las tuberías. Por otro lado el aspecto de seguridad en este tipo de plantas se convierte en un punto de gran importancia ya que se obliga a un mantenimiento más riguroso en la turbina y demás equipos que integran el sistema con objeto de evitar cualquier fuga de radioactividad ya que existe un mayor riesgo de que esto suceda debido a que parte de las emisiones radioactivas pueden ser llevadas en el vapor que sirve para generar la energía eléctrica y por ende en el condensado que se obtiene de la turbina. Así también podemos mencionar otro punto de no menor importancia que el anterior y éste resulta ser la necesidad de tener un sistema de purificación del agua que alimentamos al reactor con objeto de evitar la presencia de impurezas y sustancias corrosivas en el agua que se alimenta al reactor evitando con esto algún ataque a las paredes del recipiente así como en las partes internas del reactor.

2.- El otro tipo de Planta de Potencia Nuclear que se emplea para la generación de energía eléctrica tiene la característica de emplear agua de enfriamiento bajo una presión considerable. El calor que es generado por la reacción de fisión es removido por el agua que circula a través del reactor.

En la figura I.31 tenemos representado este sistema, el cual puede ser dividido en dos subsistemas a la vez. El primero de ellos consiste en el reactor, el presurizador y el generador de vapor. El segundo subsistema está formado por el turbogenerador, el condensador, bomba de alimentación de agua al reactor así como de calentadores de alta y baja presión.

Al primer subsistema, que es en donde se genera el calor, podemos considerarlo como un circuito cerrado ya que el agua de enfriamiento absorbe el calor que se genera en el reactor y dicha agua es alimentada a alta presión al generador de vapor en donde se efectúa la transferencia de calor al otro fluido, que también es agua, convirtiéndose ésta última en vapor.

El agua proveniente del reactor, una vez que ha pasado por el generador de vapor se enfría, para ser alimentada de nuevo al reactor.



UNAM
FACULTAD DE QUIMICA
FIGURA I-31
SISTEMA CON REACTOR DE AGUA PRESURIZADA.

El segundo subsistema es el encargado de recibir el vapor generado, el cual es alimentado a la turbina para posteriormente ser condensado y retornado al generador de vapor.

Como podemos observar, en este último subsistema es donde generamos la energía eléctrica siendo ésta la forma convencional de generación que se planteó en la descripción del sistema de generación de potencia eléctrica mediante turbina de vapor.

En la siguiente tabla se plantean las condiciones típicas de operación en un sistema de este tipo:

<u>Sistema Primario</u>	<u>Rango de Operación</u>
Temperatura (°C)	290 - 320
Presión (Psig)	2000 - 2250
 <u>Sistema Secundario</u>	
Temperatura del vapor (°C)	265 - 275
Presión (Psig)	700 - 900
Potencia Eléctrica (MW)	500 - 1200

Podemos resumir que el sistema de suministro de vapor está integrado por cinco partes principales:

- 1.- El reactor nuclear, que consiste de un tanque a pre-

sión dentro del cual se encuentran las unidades de combustible y las barras de control. Es aquí donde se efectúa la reacción en cadena, produciéndose, como resultado de ésta, calor que es removido por el agua de enfriamiento a alta presión.

- 2.- El generador de vapor, donde el agua que proviene del reactor cede su contenido calorífico a través de las paredes de los tubos para generar el vapor que se alimenta a la turbina.
- 3.- Sistema de tuberías que transporta el agua de enfriamiento del reactor al generador de vapor recirculándolo al reactor.
- 4.- Bombas de manejo de agua de enfriamiento.
- 5.- Presurizador, con el que se mantiene el agua a una alta presión con objeto de evitar su ebullición.

Seguridad en una Planta de Potencia Nuclear.— Uno de los aspectos que tiene mayor importancia y al cual se le ha brindado especial atención es el de la seguridad de una planta de potencia nuclear.

La importancia que este aspecto guarda está basada en los múl

tiples riesgos que se tienen desde el punto de vista de la seguridad de una población, así como la posibilidad de alterar el equilibrio ecológico. Los peligros potenciales de radiaciones nucleares son tan importantes que han obligado a que en los programas de instalación de Plantas de Potencia Nuclear el aspecto de seguridad sea de primordial importancia.

Las emisiones nucleares que pueden afectar la salud de un individuo son las emisiones alfa, beta y gama, las que pueden tener acción nociva en todas las áreas de la planta, así como las emisiones de neutrones pueden tener algún efecto, sobretodo en la vecindad de un reactor que se encuentra en operación.

Por lo que respecta a las partículas alfa, éstas son de poco peligro cuando la fuente que emite dichas partículas se encuentra fuera del cuerpo humano y éstas partículas, por ejemplo, son detenidas por el uniforme del operario. Ahora bien, sí las emisiones alfa se emiten dentro del cuerpo humano podrá traer serias consecuencias. Lo anterior puede suceder si se ingiere o inhala material emisor de partículas alfa.

Con respecto a las partículas beta, éstas tienen la propiedad de penetrar más de una pulgada en una pieza de madera o de plástico y también pueden viajar muchas millas a través del aire.

Los rayos gama tienen un poder de penetración tan grande como

los rayos X.

Lo que hemos planteado anteriormente nos proporciona una idea con respecto a lo que puede estar expuesto el ser humano al emplear materiales nucleares, así como de las enfermedades que éste puede contraer al absorber estas emisiones (Cáncer, enfermedades en la sangre, cataratas, etc)

Por otro lado y desde el punto de vista técnico, el diseño de un reactor nuclear tiene una filosofía muy diferente al diseño de una bomba atómica, pero ambos pueden tener un mismo efecto, es decir, en ambos se puede generar una gran fuerza explosiva.

En un reactor existe un peligro potencial muy grande debido a que dentro de él se generan altas cantidades de energía por la generación de productos que resultan de la fisión nuclear. Por lo tanto el objetivo primordial de seguridad es el asegurar que estos productos, resultado de la fisión, permanezcan siempre dentro del reactor.

La experiencia que se ha tenido en la operación de reactores ha sido satisfactoria aunque cabe mencionar que hasta el año de 1972 el tipo de reactor empleado fue de bajas potencias y, por lo tanto de bajos grados de complejidad. En la actualidad el empleo de reactores nucleares en las grandes estaciones de generación de potencia eléctrica, ha aumentado la complejidad del diseño de los

mismos, ya que cada vez aumenta más la capacidad de generación de estas estaciones nucleares.

El diseño de cualquier tipo de reactor nuclear debe ir acompañado de un sistema de control con objeto de mantener la operación del mismo dentro de las condiciones especificadas así como el hecho de asegurar el paro de la planta en el momento que se requiera.

Los reactores nucleares son diseñados para mantener una reacción en cadena controlada, con lo cual el número de neutrones en cada generación sucesiva es la misma. Debido a esta generación constante de neutrones, el número de fisiones por unidad de tiempo y por lo tanto la producción de potencia eléctrica son constantes.

El sistema de seguridad que puede aplicarse hace uso de las leyes de la naturaleza que rigen estos procesos. Los reactores que se emplean en estaciones centrales de potencia tienen una tendencia autocorrectora de disminuir el número de fisiones cuando la reacción tiende al aumento de éstas. Además, en el momento en que la temperatura del combustible aumenta, la densidad disminuye y por lo tanto la reactividad.

Por ejemplo el Uranio-238 tiene la capacidad de absorber los neutrones que se generan en exceso. Estos neutrones no favorecen la reacción nuclear y actúan rápidamente retardando la reacción en cadena ya que el suministro en la corriente de neutrones dismi

nuye. A esta capacidad de absorción de neutrones se le denomina Efecto Doppler, el cual es función de la temperatura y puede ser expresado como el Coeficiente Doppler, que constituye una medida de la variación de la reactividad de un material nuclear dentro de un reactor con respecto a la temperatura.

Debido a que la potencia generada en el reactor es función de la temperatura podemos concluir que dicha potencia también se ve influenciada por el Efecto Doppler.

Los reactores nucleares son equipados con unas barras de control que tienen la capacidad de absorber neutrones. El mecanismo por el cual se logra lo anterior es mediante el movimiento de estas barras hacia el interior o exterior del lugar donde se efectúa la reacción, provocando una variación en la cantidad de neutrones que son alimentados al combustible nuclear.

Aunado a esto se incluye un sistema de instrumentos sensores que pueden provocar que dichas barras entren o salgan en forma automática y en una situación anormal estas barras entran instantáneamente al centro del reactor capturando neutrones.

Los sistemas electrónicos que activan las barras de control están diseñadas de tal forma que detectan cualquier cambio en las condiciones de operación del reactor. Estos sistemas previenen y evitan que el reactor opere bajo cualquier condición peligrosa.

Las condiciones peligrosas que obligan a sacar de operación un reactor nuclear son:

- 1.- Cuando la temperatura y presión del medio de enfriamiento presentan niveles altos.
- 2.- Cuando la presión del medio de enfriamiento presenta niveles bajos
- 3.- Cuando existe variación marcada en la potencia generada.
- 4.- Cuando haya transmisión de neutrones al medio de enfriamiento y se sobrepasen los límites.

Otro de los aspectos que es necesario tomar en cuenta en la seguridad de una planta nuclear es la calidad del agua ya que se requiere que ésta sea de una gran pureza, principalmente para prevenir la incrustación en las superficies de transferencia de calor corrosión y procesos de activación nuclear.

Como sabemos la corrosión puede dañar los materiales o también puede aumentar la concentración de los productos de corrosión, siendo éstos últimos los que provocan residuos activos en todo el sistema.

Si tenemos impurezas en el reactor, puede presentarse un efecto

to de los neutrones sobre estas partículas, haciéndolas radioactivas y las radiaciones pueden inducir reacciones que no ocurren normalmente. Estas condiciones crean la necesidad de mantener ciertos controles sobre la calidad del agua encaminados a eliminar las impurezas y evitar la inducción de reacciones químicas no deseables mediante la adición de aditivos como el potasio, litio o amoniaco.

Una de las impurezas más comunes es el ión cloruro así como el oxígeno y ambos pueden producir corrosión en el acero inoxidable, material que es usado en forma amplia en la construcción de reactores que emplean agua presurizada.

Con lo anterior resulta obvio la necesidad de tener un control rígido sobre las concentraciones del cloruro y oxígeno. La especificación de cloruro y oxígeno es:

Cloruro	0.15 Mg/lt
Oxígeno disuelto	0.10 Mg/lt
(Temperatura 150°F)	

Una de las sustancias que se emplean durante el inicio de la operación es la Hidrazina ya que ésta reacciona con el oxígeno produciendo nitrógeno y agua.

La velocidad de reacción es función de la temperatura y ésta es extremadamente rápida en el rango de 66 - 121°C y en forma para

lela se acelera una reacción de descomposición. A 260°C la hidrazina se descompone rápidamente y la desoxigenación química del agua no tarda mucho en presentarse.

En los sistemas que usan un reactor con agua presurizada se ha observado la presencia de varias reacciones en equilibrio como:

- 1.- Descomposición y formación del agua



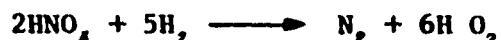
- 2.- Síntesis y descomposición de amoníaco



- 3.- Síntesis de ácido nítrico



- 4.- Reducción del ácido nítrico



Podemos considerar que la presencia de Hidrógeno desplaza el equilibrio de las reacciones previniendo la descomposición del agua y evitando la formación de ácido nítrico. Por esta razón los reactores de agua presurizada operan con un exceso de hidrógeno que se añade en forma de gas hidrógeno.

T E M A IV FUENTES ALTERNAS DE ENERGIA

A lo largo del presente trabajo se ha venido planteando la dependencia tan grande que se tiene de las fuentes de energía y así también se evidencia actualmente que dicha dependencia va en aumento,

A partir de datos estadísticos se observa que las necesidades mundiales de energía fueron cubiertas principalmente por petróleo, gas natural y carbón. El resto de esas necesidades se han visto satisfechas mediante otras fuentes como es el caso de la hidroelectricidad, la energía geotérmica y la energía nuclear.

Lo anterior nos indica la necesidad imperiosa de independizar dentro de lo que sea posible, la producción de energía eléctrica a partir de hidrocarburos. Esto, es necesario enfatizarlo, ya que la demanda de potencia eléctrica es muy grande actualmente y tradicionalmente se han empleado las mismas fuentes para su producción.

El objetivo del presente tema es el planteamiento de las diferentes alternativas con las que se cuenta en este momento para la obtención de energía y que no han sido tratadas en los temas anteriores.

A) Energía Geotérmica

Una de las formas que más se conocen de este tipo de energía, es el descubrimiento de manantiales y escapes de vapor. El origen de esto es que a medida que se profundiza en el interior de la tierra, la temperatura va en aumento. Este incremento se conoce como Gradiente Geotérmico, el cual es del orden de 1°C por cada 30 ó 35 mts. de profundidad.

Aunado a lo anterior es necesario mencionar que bajo ciertas situaciones en la disposición de las capas terrestres, en especial por fallas o fracturas de la corteza, el magma ha emigrado a zonas cercanas a la superficie por donde circulan mantos acuíferos. Debido al contenido de energía calorífica que está presente en el magma, existe una transferencia de calor hacia el agua, provocando el calentamiento de ésta y se provoca la saturación de los intersticios en la estructura que conforma la roca, almacenándose en dichos puntos en las condiciones de presión y temperatura reinantes.

La energía absorbida por el agua provoca la evaporación de parte de ella y ésta se mantiene en forma de vapor a una presión mayor que la atmosférica y es por ello que cualquier fractura o falla en las capas terrestres es aprovechada para aliviar la presión.

Las posibilidades de aprovechar el calor geotérmico resultan ser muy grandes, ya que a una profundidad de 1,500 mts el agua se halla a una temperatura de 60°C aproximadamente y el agua que se emplea para satisfacer necesidades de calefacción a nivel doméstico es de prácticamente esta temperatura.

Para localizar zonas que tengan posibilidades de explotación de energía geotérmica se inicia con un proceso de exploración en el cual se identifican las manifestaciones superficiales. Además

es necesario estudiar las condiciones geológicas de donde se encuentra localizado el manto acuífero y es necesaria la medición de la energía que se disipa así como las condiciones de temperatura y presión del yacimiento.

Por lo que respecta al aprovechamiento de la energía de origen geotérmico para el funcionamiento de centrales eléctricas resulta ser complicado. Podemos decir que las plantas que funcionan haciendo uso de la geotermia se encuentran localizadas en zonas de vulcanismo secundario donde el agua caliente o el vapor afloran a la superficie o se encuentran a escasa profundidad. Generalmente los pozos perforados llegan hasta los estratos saturados de agua caliente ya que resulta factible que el agua o el vapor fluyan permanentemente a la superficie, ya sea por su contenido de gases o por su conversión parcial en vapor. Esta conversión a la fase de vapor se debe a que el agua se encuentra a una temperatura mayor que la temperatura de ebullición a presión atmosférica.

Existen algunos yacimientos en los que la temperatura del agua no es lo suficientemente alta y la cantidad del vapor que se puede obtener es muy baja y con ello la cantidad de trabajo utilizable es por consiguiente baja.

En otros casos la estructura geológica del subsuelo es tal, que permite que el agua caliente se evapore en el mismo sitio, al

macenándose en dicha fase. Si se perfora el subsuelo hasta llegar al yacimiento de vapor se puede lograr la obtención de un flujo de vapor, el cual puede ser saturado y en algunos casos se obtiene con temperaturas hasta de 50°C de sobrecalentamiento.

Los campos donde este tipo de pozos se localizan son conocidos como campos de vapor seco o campos con predominio de vapor.

Algunos ejemplos de campos geotérmicos los constituyen Ahuachapán, en la República de El Salvador; Wairakei, en Nueva Zelanda y Cerro Prieto en Mexicali.

Además se ha descubierto que en las costas del Golfo de México, en los estados de Tamaulipas y Veracruz, inmediatamente debajo de la plataforma continental a una profundidad de unos 3000 mts existe un yacimiento de agua caliente con una temperatura de 130°C y a una presión de 700Kg/cm , aunque se piensa que contenga cierta cantidad de hidrocarburos.

La situación mundial por lo que se refiere a la generación de energía eléctrica a partir de energía geotérmica es:

Para el año de 1978 la capacidad de energía eléctrica total instalada a nivel mundial era 1'400,000 Kw correspondiendo a Estados Unidos 600,000 Kw; a Italia 400,000 Kw; 200,000 Kw a Nueva Zelanda; 75,000 Kw a México; 30,000 Kw a Japón; 30,000 Kw a El Salvador y 10,000 Kw a Rusia.

Por lo que respecta a México y como respuesta a la necesidad de desarrollar fuentes alternativas de energía, por medio de Comisión Federal de Electricidad tenía para fines del año de 1979 un total de 3,000,200,000 Kw en proceso de construcción, de los cuales 5,000,000 Kw operarán con insumos distintos de los hidrocarburos, 2,500,000 Kw serán generados por plantas hidroeléctricas, 1,200,000 por carbón, 1,300,000 por Uranio y 30,000 Kw por geotermia. El resto se refiere a proyectos de plantas termoeléctricas convencionales.

Nuestro país, debido a sus condiciones geológicas y por la estrecha relación que guarda la existencia de áreas termales con zonas de volcanismo reciente y de debilidad en la corteza terrestre, se sitúa en una posición privilegiada al contar con más de 130 campos con posibilidades de explotación.

Por otro lado, la amplia distribución de estas fuentes a lo largo de la Península de Baja California, en la Sierra Madre Occidental y en otros puntos de la República permite la posibilidad de instalar plantas generadoras en casi cualquier región del país que lo requiera.

Con respecto a los costos de producción de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de este tipo de energía y en base a la experiencia tenida se observa que el costo del Kw producido en

términos generales, es más bajo que el de las fuentes convencionales o por lo menos competitivo.

Todo esto aunado a la ventaja que representa el poder disminuir, aunque sea en forma parcial, el consumo de un energético como el petróleo, cuyas reservas cada vez son menores en todo el mundo, coloca a la energía geotérmica en una posición favorable como fuente alternativa para la producción de electricidad, que sin resolver el problema de la creciente demanda, sí puede ser un apoyo importante en el desarrollo de los planes del sector eléctrico.

B) Carbón

Otra de las fuentes alternativas para la obtención de energía es el Carbón, el cual es considerado en la actualidad como uno de los más viables, ya que las reservas mundiales de carbón son mucho más cuantiosas que las de petróleo. La política llevada a cabo durante mucho tiempo por las compañías petroleras con respecto a mantener el precio del petróleo dentro de ciertos límites provocó que se perdiera la atención en el carbón y se consideró que dicha política sería irreversible.

En la actualidad esto se ha hecho reversible y tanto la industria química como la petroquímica intervienen en el desarrollo de programas energéticos. Un ejemplo de lo anterior lo constituye Estados Unidos, ya que los propios grupos de compañías petroleras

son las primeras interesadas en dar impulso a esos programas.

Con ésto el precio del carbón ha aumentado y con ello la explotación del mineral se ha hecho rentable.

Un factor de verdadera importancia, el cual hemos mencionado anteriormente es la crisis que se vive en materia petrolera. Además la industria química emplea grandes cantidades de energía eléctrica para la fabricación de sus productos, como por ejemplo, producción de cloro y sosa caústica que son métodos electrolíticos. Un estudio realizado por la Energy Research and Development Administration en Estados Unidos demostró que la industria química estará consumiendo en el transcurso del presente año el equivalente a 124 millones de toneladas de carbón como combustible en calderas. Para el año 2000 se espera que este valor aumentará a 216 millones de toneladas por año, más del 25% de todo el combustible empleado en calderas en esa fecha.

La cantidad de carbón estimada para 1978 era de 6700 millones de toneladas, lo cual es suficiente para abastecer al mundo por 200 años al actual régimen de uso y se estima que las reservas a futuro son del 130,000 millones de toneladas.

Por lo que respecta a los objetivos que se han planteado para hacer uso del carbón como fuente de energía el más importante es la conversión de carbón en petróleo o en gas sintético.

Dentro de los métodos que se han propuesto y experimentado para la conversión del carbón en otro combustible se tienen:

- 1.- Sólidos a Líquidos: De entre los innumerables sistemas para utilizar el carbón, uno de los más comunes es la conversión a un líquido que puede ser quemado como combustible o ser elaborado en la misma forma que el petróleo crudo que se refina hoy en día.

La idea de licuar el carbón no es nueva. Durante la Segunda Guerra Mundial los alemanes usaron la licuación del carbón para hacer gasolina. La planta SASOL en Sudáfrica ha estado produciendo combustibles líquidos y productos químicos a partir de carbón desde hace algún tiempo, y ese país planea ampliar la producción con una nueva planta a base de carbón, de 50 mil barriles diarios de capacidad.

Las restricciones de los proyectos de licuación del carbón son más bien económicos que técnicas. Uno de los problemas confrontados para la conversión del carbón, ya sea a líquido o gas, deriva de la naturaleza de la molécula de carbón. Sus materiales constitutivos principales -como el petróleo y gas- son carbono e hidrógeno. En el carbón sin embargo, no hay suficiente hidrógeno para permitir un estado fluído. Por consiguiente, la meta de los procesos de licua-

ción del carbón es añadir hidrógeno o eliminar carbón (como coque o carbón de madera).

El proceso de licuación más avanzado es el SASOL, en el cual el carbón se oxida primero en gasificadores para hacer gas de síntesis (CO y H_2). El gas se somete después al proceso de síntesis Fischer-Tropsch, para obtener una diversidad de productos.

Se puede usar este método para producir metanol a partir de carbón.

En E. U. A. se realizó el proyecto de licuación más avanzado a nivel de planta piloto que procesa 600 tons/día de carbón para producir 1,800 barriles diarios de combustóleo dicha planta arrancó a fines de 1978. El proceso es el H-Coal desarrollado por la Hydrocarbon Research, en el cual, el carbón forma un cieno con el petróleo (formado durante el proceso). Este cieno se calienta y somete a presión, bombeándose a un reactor, donde pasa a través de un lecho catalítico de molibdeno y cobalto comercial. El lecho del catalizador se mantiene en un estado ebullente por el hidrógeno que reacciona con el carbón.

2.- Sólidos a Gases: En el centro tecnológico de la General Electric se convierten 680 kilos de carbón en 3,570 me-

tros cúbicos de gas por hora. El producto es un gas combustible sintético que consiste principalmente en hidrógeno, nitrógeno y monóxido de carbono.

Este contiene aproximadamente 1,430 Kcal. por metro cúbico que equivalen a la sexta parte de la energía procedente de la misma cantidad de gas natural.

El combustible se produce en un gasificador de lecho fijo, 18.3 m. de altura, a una presión de 21.1 Kg/cm². El carbón se alimenta, luego de extruirse en forma de trozos de 15 cm. de diámetro por un sistema de cierre estanca al gas. Cada trozo consta de una mezcla de alquitrán y finas partículas de carbón. Una vez dentro del gasificador, la barra se rompe en pedazos que forman el lecho de gasificación. Todas las partículas finas de carbón se aprovechan gracias al método de extrusión. Como una de las soluciones poco usuales para licuar carbón, se utiliza carbón refinado como disolvente; en este método, el carbón forma ceno en un disolvente del proceso, que se precalienta y disuelve a 454°C y 100 Kg/cm². El producto es sólido a la temperatura ambiente pero puede ser fundido. Tiene un alto contenido calorífico (8620 Kcal por Kg.) y contiene un bajo porcentaje de azufre y ceniza.

En los procesos de hidrogenación Synthoil eliminan

el problema de las altas presiones usando catalizadores en el reactor.

3.- Calentamiento Instantáneo (o Hidrogenación Instantánea)

Menos importante desde el punto de vista comercial, pero más significativo para la industria química es la técnica conocida con el nombre de Hidrogenación Instantánea: la idea consiste en calentar rápidamente el carbón bajo presión con el hidrógeno. Desintegrando rápidamente la molécula grande de carbono y forzando los fragmentos fuera de los poros antes de que puedan recombinarse, se logra un cambio considerable en la distribución del producto. Un punto importante consiste en que aumenta el rendimiento en líquidos livianos, incluyendo el benceno, lográndose de un 6 - 8% normal al 12 - 15% de rendimiento.

- a) Combustible para Turbinas.- Para sustituir el gas natural, un gas sintético deberá contener el mismo valor en Kcal (1370 a 3650 Kcal/m³ en sintético contra 8457 Kcal/m³). Sin embargo, el producto de bajo poder calorífico obtenido de los gasificadores puede ser quemado igualmente para generar vapor para producción de electricidad y otras aplicaciones de proceso. No sería económico despachar tales gases por largas distancias, sin embargo, existe un gran número de aplicaciones para las cuales no se necesitarían tuberías

muy largas.

El gas sintético al igual que el natural reúne muchas ventajas como son: puede ser fabricado a partir de carbón, tratado para remover el azufre y otras impurezas. El proceso de bajo poder calorífico promete ser particularmente ventajoso en plantas energéticas de ciclos combinados. El producto puede ser quemado como combustible de una turbina a gas. Los gases del escape de la turbina pasan entonces a una caldera de recuperación de calor, para generar vapor que acciona una turbina a vapor.

El sistema total elimina la necesidad de usar limpiadores del gas de chimenea cuando se quema carbón, así como el uso de precipitadores electrostáticos y otros dispositivos de limpieza.

- b) Transformación del metanol en gasolina.- Otra alternativa que se presenta para la obtención de combustibles de alto octanaje es la síntesis de éstos a partir de metanol, el cual se encuentra en la naturaleza mezclado con agua en proporción de casi 5:1, esto es, la mezcla tiene un porcentaje del 83% de metanol, siendo el resto agua.

Actualmente existe una planta piloto de Mobil-Oil, la cual convierte de cada cuatro unidades de volumen, 1.5 unidades de un combustible de octanaje de 96.0. 2.5 unidades de agua y el sobrante es gas combustible.

Desde el punto de vista económico, el costo de gasolina a partir del metanol tiene actualmente el doble del precio actual del mismo combustible en los E. U. A., sin embargo, de acuerdo al ritmo de consumo del petróleo, en muy pocos años el precio será competitivo en el mercado.

Hablando un poco acerca del proceso diremos que el trabajo original de la Mobil se basa en un reactor de lecho fijo continuo, aunque en la planta piloto actual se tiene un lecho fluidizado el cual parece ser el camino más acertado.

En el reactor, se alimenta la mezcla de metanol y un catalizador por la parte inferior del equipo. Tanto el producto como el catalizador salen por la parte superior del reactor y se mandan a un separador el catalizador se alimenta nuevamente al reactor, o bien, es enviado a un regenerador para quemar el carbón residual. La reacción que se lleva a cabo es la

transformación del metanol a éter dimetílico por medio de una deshidratación reversible: el alcohol y el éter generan olefinas ligeras las cuales son transformadas en olefinas de mayor peso, posteriormente se convierten en parafinas, cicloparafinas y aromáticos. El rendimiento de la reacción del metanol a hidrocarburos es del 95%. El 64% de los hidrocarburos obtenidos son gasolina de alto octano, 29% es gas que contiene productos de tres y cuatro átomos de carbono, y por último, el 7% restante son productos de uno y dos átomos de carbono. La fracción de hidrocarburos de tres y cuatro carbonos, se puede pasar a una unidad de alquilación, donde se convierte una gran parte en gasolina también, el resto se manda como gas licuado de petróleo, conteniendo gas y etileno. En total, la cantidad de gasolina obtenida es del 88% del metanol dosificado al reactor principal.

Como se puede observar, en este proceso se ve la utilización de casi el 100% de un compuesto para producir energéticos, lo cual es atractivo para la industria si vemos el poco tiempo que queda para continuar y agotar las reservas mundiales de petróleo y su conversión a combustibles.

C) Energía Solar

La energía solar, como energético primario, puede ser considerada como una fuente infinita, ya que es de suponer, que cuando el sol no ilumine más a la tierra, la vida biológica probablemente desaparecerá. El sol es un reactor de fusión a gran escala, el cual podemos considerar como el único reactor nuclear totalmente aceptable desde el punto de vista ecológico. Como resultado de las reacciones nucleares que se llevan a cabo en el sol, éste emite radiación solar, la cual consiste en radiación electromagnética y corpuscular. En el aprovechamiento de la energía solar, es la primera que nos interesa para convertirla en energía útil al hombre.

La intensidad de la radiación electromagnética solar sobre una superficie perpendicular a los rayos del sol fuera de la atmósfera terrestre, pero en las cercanías de la tierra, corresponde a una densidad de potencia de 1353 watts/m². La distribución de la radiación en el espectro y la descomposición de la atmósfera ayuda a que parte de esta energía sea absorbida y dispersada, por lo que cambia su intensidad y su distribución espectral (energía difusa). Estos cambios los podemos apreciar viendo que en un día claro y despejado la energía al mediodía es de unos mil watts por metro cuadrado, mientras que la intensidad promedio durante el día es de 20 watts/m². aproximadamente.

De ésto se pueden sacar las dos desventajas principales de esta fuente alterna de energía: su baja densidad energética y su

intermitencia.

Primero se hará mención de los principales sistemas que se han desarrollado para la conversión y/o aprovechamiento de la energía solar. Posteriormente se presenta en forma resumida algunos de los principales proyectos relacionados con esta actividad.

Tecnologías para el aprovechamiento de la Energía Solar

En esta sección se presentarán las diferentes tecnologías que han sido propuestas para aprovechar esta fuente de energía. Estas han sido agrupadas de acuerdo con el tipo de conversión energética que se lleva a cabo en el proceso en el cual la energía solar se vuelve aprovechable.

a) Conversión Termal o Térmica.- En este proceso, se contempla la conversión de la radiación solar de baja densidad a calor de alta densidad energética. Los sistemas propuestos consisten en concentrar la radiación solar en un colector dentro del cual fluye un determinado fluido de trabajo que absorbe el calor. Este calor puede ser convertido directamente a energía química o transferido posteriormente a otro sistema de trabajo.

Se han propuesto dos sistemas para llevar a cabo la concentración de la radiación. El primero está basado en el

concepto de "La Torre" en el cual un gran número de reflectores cubriendo un área bastante grande se enfocan sobre un colector central montado en una torre. Cada reflector debe de tener su propio sistema mecánico de cambio de dirección que toma en cuenta el movimiento de la tierra con respecto al sol. El segundo consiste de reflectores fijos con tubos lineales que siguen el foco de esos, conforme la tierra gira. El tubo que lleva el fluido transmisor de calor es movido mecánicamente.

Con el fin de reducir pérdidas de energía, se ha propuesto que los colectores sean recubiertos de diferentes capas de materiales para que en forma selectiva aumenten la absorción y reduzcan la irradiación de energía al llegar a altas temperaturas. También, se ha propuesto recubrir estos colectores con una cubierta de vidrio para minimizar las pérdidas por convección.

Se han sugerido diferentes formas de almacenar esta energía calorífica con el fin de regular la conversión ya que la energía solar es intermitente. Estas van desde el uso de mezclas eutécticas hasta la conversión inmediata del calor a combustibles (energía química), por medio de reacciones termoquímicas. Especial atención han recibido los sistemas que disocian el agua para producir hidrógeno, no a través de una

reacción directa (por limitaciones de temperatura) sino lográndose por medio de ciclos de varias reacciones consecutivas a menos temperatura en las cuales uno de los productos es el deseado.

Con el fin de reducir las pérdidas de calor al transportar el fluido de trabajo (a conductor de la energía) se ha propuesto un sistema en el cual se hace uso de los cambios de entalpía en una reacción química. El fluido de trabajo, al llegar el colector se disocia en dos productos; esta reacción requiere de altas temperaturas para llevarse a cabo y es además endotérmica.

Este fluido es transportado a un cambiador de calor, en el cual, un catalizador hace que se recombinen, para producir la substancia original en una reacción exotérmica (que genera calor). Este calor es transferido a otro ciclo externo para efectuar la utilización que se desea a la energía.

b) Conversión Fotovoltaica.- Esta consiste en la transformación de la radiación solar directamente en energía eléctrica.

La radiación solar es absorbida en semiconductores generando pares de electrones que se separan en presencia de un campo eléctrico produciendo una corriente.

Los principales tipos de semiconductores que se han usado son: el monocristal de silicio y el Sulfuro de Cadmio. La factibilidad técnica de este proceso es bien conocida ya que en los últimos años se han usado para proveer energía a las sondas y laboratorios espaciales. El problema principal para llevar a cabo su aplicación a escala industrial es el costo de fabricación del semiconductor. Se estima que el costo por watt instalado debe de disminuir por un factor de 50 antes de llegar a ser competitivo con sistemas convencionales de generación eléctrica.

Múltiples propuestas se han hecho para captar la energía solar usando mosaicos semiconductores apropiados, entre otras tentativas están las células solares de silicio, convirtiendo el 12% de la energía solar incidente en electricidad, hay otras como la célula de arseniuro de galio con 18% de rendimiento.

Se han propuesto colocar en una órbita sincrónica alrededor de la tierra inmensos mosaicos de semiconductores, transmitiendo la energía a la tierra en forma de microondas. Para aumentar la captación se ha propuesto que la radiación solar sea concentrada con espejos parabólicos o de alguna otra forma sobre los mosaicos siendo éstos enfriados para no dañar el material semiconductor. Hasta la fecha, los experimentos se han realizado con los mosaicos expuestos directamente a la

radiación solar.

c) Conversión Fotoquímica.- Este proceso consiste en transformar la radiación solar directamente a energía química, es decir inducir reacciones químicas con los fotones solares que llevan a productos estables y ricos en energía.

Esta alternativa presenta una ventaja muy importante que es la relativa facilidad de almacenamiento de energía. El principal interés se ha despertado en la producción de hidrógeno (H_2) por medio de reacciones fotoquímicas y en especial la fotólisis del agua. Dos formas para llevar a cabo este proceso han sido propuestas en la literatura; la Fotoelectrodisociación del agua usando semiconductores y la Fotodisociación del agua usando catalizadores homogéneos.

La Fotoelectrodisociación se lleva a cabo en una celda electroquímica en donde el ánodo es un semiconductor con ciertas características especiales, y el cátodo un simple electrodo de platino. Bajo iluminación, la reacción electroquímica se lleva a cabo generando oxígeno en el ánodo e hidrógeno en el cátodo. Las eficiencias de conversión que hasta la fecha se han observado son bajas pero la investigación sobre electrodos que tengan características más adecuadas deben de llevar a eficiencias más altas.

Se ha propuesto que la fotólisis del agua se puede llevar a cabo usando catalizadores homogéneos del tipo de los hidruros metálicos.

Se han llevado a cabo experimentos en donde la eficiencia es bastante alta pero bajo irradiación en la longitud de onda del ultravioleta. Es necesario buscar el catalizador adecuado que funcione con alta eficiencia en el aspecto de la radiación solar.

d) Conversión Eólica.- Una pequeña fracción de la radiación solar que baña a la tierra es convertida en movimiento de grandes masas de aire, es decir en energía eólica. En algunos lugares, los vientos superficiales son lo bastante fuertes y constantes para ser una fuente de energía que puede hacer trabajo mecánico o generar energía eléctrica. Aunque los molinos de viento se han utilizado para diversas tareas desde hace mucho tiempo, el interés de hacer uso de la energía eólica a escala industrial es reciente.

El principal problema relacionado con esta conversión se encuentra en la intermitencia de los vientos lo cual requiere de un sistema de almacenamiento de energía. Varias formas han sido propuestas; entre éstas se encuentra el almacenar la energía en forma de gases comprimidos y el convertirla en hi

drógeno por un proceso de electrólisis del agua con eficiencia del 60 al 70%.

Aplicaciones a pequeña escala de esta forma de utilización de la energía solar tiene importancia en áreas rurales. Por otro lado, existen proyectos en otros países para aprovechar esta conversión para generar electricidad en la escala de varios megavatios por unidad.

e) Gradientes Térmicos de los Océanos.- Esta forma de aprovechar la energía solar consiste en hacer uso de la diferencia de temperaturas del agua a diferentes profundidades del océano para obtener trabajo.

Se han construido algunas plantas (en Cuba) y aunque la eficiencia de conversión es del 10%, la gran potencialidad y magnitud de esta fuente ha resurgido para el futuro próximo

La mayoría de los diseños modernos proponen para la planta el uso de un segundo fluido de trabajo con mayor presión de vapor que el agua tales como el amonio (NH_3) o algún hidrocarburo ligero. Aquí se presentan problemas de materiales por el medio corrosivo en el que se encuentra el equipo, y el diseño de los cambiadores de calor que tienen que ser mucho mayores que los usuales, pero que también trabajarán a

bajas presiones. Desde el punto de vista económico y técnico hay puntos favorables basados en estudios particulares de este sistema.

f) Calentamiento y Refrigeración.- En este caso la energía solar se usa para calentar directamente alguna substancia con la característica de que son relativamente bajas las temperaturas logradas. Esta actividad ha despertado mucho interés como medida de ahorro en los combustibles convencionales. Su aplicación se encuentra tanto en el agua del acondicionamiento ambiental de viviendas como en el área industrial y agrícola.

En el área de acondicionamiento ambiental de viviendas, se han diseñado diferentes sistemas, basados principalmente en la conversión de la radiación solar a calor, para calentamiento ambiental, acoplados a sistemas sencillos de almacenamiento de energía para las noches. Sistemas de aire acondicionado y refrigeración, también se han construido en base a la absorción de la energía solar. La obtención de agua caliente para uso doméstico es uno de los mayores éxitos en este campo.

En el área agrícola e industrial se está trabajando en el desarrollo de sistemas para el precalentamiento de mate

riales en proceso, en especial agua, así como sistemas de se
cado a base de aire precalentado.

Para destiladores solares de aguas salobres y obte-
ner agua purificada y un fin general por parte de la industria
para ahorrar combustibles convencionales.

ASPECTOS QUE CONSTITUYEN UN ESTUDIO TECNICO - ECONOMICO

	<u>PAG</u>
<u>T E M A I Estudio de Mercado</u>	162
a) Conceptos básicos e información que se requiere en un Estudio de Mercado	
b) Etapas de un Estudio de Mercado	
<u>T E M A II Determinación de la localización y tamaño de la planta</u>	175
a) Factores que determinan la localización de una planta	
b) Factores que determinan la localización final de una planta	
c) Factores que determinan el tamaño de una planta	
<u>T E M A III Estimado de Inversión Fija, Capital de Trabajo, Costos Fijos y Costos de Operación</u>	189
a) Inversión Fija y Capital de Trabajo	
b) Métodos de Estimación de la Inversión Fija y Capital de Trabajo	
c) Estimados de Costos de Operación	
<u>T E M A IV Evaluación del Proyecto</u>	209
a) Criterios de evaluación de proyectos	
b) Técnicas de evaluación económica de un proyecto	
c) Análisis de sensibilidad como parte de la evaluación económica de un proyecto	

T E M A V Estudio Técnico del Proyecto

- a) Pre-ingeniería del proyecto
- b) Ingeniería del Proyecto

C A P I T U L O II

=====

ASPECTOS QUE CONSTITUYEN UN ESTUDIO TECNICO - ECONOMICO.

Podemos considerar que los objetivos básicos de una empresa industrial son: Sobrevivir, crecer y contribuir al desarrollo. Así también podemos señalar que la Industria Nacional ha venido creciendo en forma acelerada observándose buenos resultados desde el punto de vista económico y ésta tiene una proyección de crecimiento muy importante.

Aún cuando muchas industrias han sido creadas, muchas de ellas se han visto en la necesidad de dar marcha atrás sin haber cumplido con esos objetivos básicos que planteamos en un principio. Las causas que pudieron haber motivado lo anterior tal vez hayan sido muchas pero no cabe duda que seguramente existieron serias deficiencias en la selección del tipo de industrias así como deficiencias de planeación y diseño técnico.

Lo anterior nos plantea la necesidad de hacer más eficiente a la Industria Nacional aplicando un sistema que sea capaz de aumentarla y debiendo aplicarse no sólo a aquellas industrias que estén en operación, sino también a toda industria que se encuentre implementando proyectos de cualquier naturaleza.

La implementación de un buen estudio técnico - económico nos puede ayudar evitando la toma de decisiones inadecuadas, entre las

cuales podemos mencionar las siguientes:

- 1.- Se puede tener una mala planeación de la producción ya que no se contempló el tipo adecuado de producto, ni el volumen del mismo.
- 2.- Se puede tener una mala selección del tipo de proceso o de los equipos que intervienen en el mismo.
- 3.- Una mala localización de la planta puede tener repercusiones en las inversiones y en los costos de producción
- 4.- El uso inadecuado de los recursos financieros, que en algunos casos se refleja en excesivas o innecesarias inversiones en activos fijos por la compra de equipos sobrediseñados.

El objetivo principal de este capítulo es el realizar un análisis de algunos de los aspectos que resultan de verdadera importancia para la formulación y evaluación de un proyecto industrial, lo que nos indica la necesidad de analizar, cada vez con más profundidad, todo proyecto que se desea emprender.

Es importante enfatizar que ya no son suficientes la intuición, la experiencia y la buena suerte para decidir si un proyecto es factible o no, sino que es necesario el empleo de ciertas técnicas ana

líticas para reducir las apreciaciones de tipo subjetivo.

Hasta este momento hemos mencionado al Proyecto Industrial sin haberlo definido: Podemos denominar a un proyecto como un conjunto de elementos técnicos, económicos, financieros y de organización que permite visualizar las ventajas y desventajas económicas de la adquisición, construcción, instalación y operación de una planta industrial.

Un proyecto puede tener su origen en cualquiera de las siguientes situaciones:

- 1.- La existencia de una demanda insatisfecha de un producto.
- 2.- El intentar reducir los costos de producción de un producto.
- 3.- La posibilidad de exportar o de sustituir importaciones
- 4.- Mejorar los sistemas de producción.
- 5.- Necesidad de fomentar el desarrollo en una región determinada.

Por otro lado, pueden existir un gran número de factores que pueden dar origen a un proyecto.

Los principales aspectos que constituyen un proyecto industrial son:

- a) Mercado de abastecimiento.
- b) Mercado de Consumo
- c) Definición del tamaño y localización de la planta.
- d) Ingeniería del Proyecto
- e) Determinación de la Inversión Fija y Capital de Trabajo.
- f) Costos y presupuestos de operación.
- g) Evaluación Económica.

A lo largo de cada uno de los temas que constituyen el presente capítulo, se analiza cada uno de los aspectos que hemos mencionado anteriormente.

T E M A I ESTUDIO DE MERCADO

- A) Conceptos básicos e información que se requiere en un estudio de mercado.

Podemos considerar que el estudio de mercado constituye la base en la que debe de sustentarse un estudio de preinversión y para ello se requiere que la información que se recopila sea lo suficientemente confiable y detallada.

En la formulación de un proyecto industrial, el estudio de mercado consiste fundamentalmente en estimar la cantidad de producto que sería posible vender, las especificaciones que éste debe tener así como el precio que los consumidores potenciales estarían dispuestos

a pagar. Otro de los aspectos que resultan ser de importancia es la proyección de la demanda probable del producto ya que ésto constituye uno de los factores que habremos de asociar para determinar la viabilidad del proyecto.

En un Estudio de Mercado existen varios que es importante definir, lo cual haremos a continuación:

Mercado

En términos generales, mercado es el sitio donde concurren la oferta y la demanda de un producto, es decir, es el punto donde se encuentran un conjunto de personas cuyos deseos, necesidades, recursos económicos y capacidades productivas establecen las fuerzas de la oferta y la demanda.

Demanda

La demanda es la cuantificación de una necesidad real o psicológica de los consumidores, los cuales tienen un poder adquisitivo suficiente para satisfacer dicha necesidad. Los principales factores que influyen en la demanda de un producto son: su precio, el nivel y la distribución del ingreso de los consumidores, el precio de productos competitivos y la preferencia de los consumidores.

Consumo

El consumo es el volumen total de unidades que se adquieren a un precio determinado y en un período dado. Existe otro concepto

relacionado con el consumo y, éste es el consumo aparente, el cual se determina adicionando a la producción las importaciones y restando las exportaciones.

Oferta

Oferta es la cantidad de un producto que los fabricantes del mismo están dispuestos a llevar al mercado y esto depende de los precios vigentes, de la capacidad de sus instalaciones y de la estructura económica de su producción.

Precio

El precio es el valor de intercambio de los productos. Los precios de los productos se fijan en el momento en que las fuerzas de la oferta y la demanda se satisfacen.

Por otro lado los precios sirven como un factor orientador para que el consumidor tome una decisión.

A través del Estudio de Mercado también se pretende determinar bajo qué condiciones se podría efectuar la venta de la cantidad de productos prevista, así como los factores que podrían modificar la distribución y venta del producto que se está estudiando.

Otro aspecto que también debemos señalar es que con el Estudio de Mercado se puede fijar en forma aproximada la capacidad máxima de la planta y además constituye un factor que frecuentemente influ

ye en forma importante en la localización de la nueva unidad productiva.

Podemos establecer una clasificación del tipo de información que resulta conveniente recopilar para efectuar un estudio de mercado:

- a) Información de tipo no estadístico
- b) Información de tipo estadístico

a) Información de tipo no estadístico

1.- Estudio del Producto

En este estudio se establece: La clase de producto por elaborar; las especificaciones exigidas por el mercado de consumo; los productos de la competencia, normas técnicas de calidad tanto nacionales como internacionales, tipo de productos sustitutos y complementarios, los subproductos que se obtienen en el proceso de producción, características y calidades de productos fabricados localmente o bien importados, identificación y localización de los competidores, volumen de venta de los competidores así como sus precios de venta. También es importante conocer sobre los competidores la tecnología de producción, capacidad instalada, fuentes de suministro y características de materias primas que emplean.

2.- Base del Mercado

En el caso de este estudio es necesario definir la distri

bución geográfica del mercado, población compradora potencial, nivel y tasa de crecimiento, ingresos de los compradores, poder de compra y evolución de los ingresos, canales de distribución disponibles, factores que limitan la distribución del producto.

Por otro lado deben de considerarse factores de tip socio-económico como: Limitación de los volúmenes de producción, control de precios, fomento a las exportaciones.

b) Información de tipo estadístico

Los estudios que conforman este tipo de información son:

1.- Comportamiento de la Demanda.

En este caso se incluye: Estimación de la demanda actual distribución geográfica de la demanda, determinación de la tasa de crecimiento histórico, proyección a futuro de la demanda indicada por la extrapolación de la tendencia histórica.

2.- Comportamiento de la Oferta

Se debe incluir en este caso: Situación actual indicada por estadísticas existentes, enumeración y características de los proveedores actuales, volúmenes de producción en el área de influencia del proyecto, grado de competencia entre proveedores, situación futura de la oferta (análisis de planes existentes para aumentar la capacidad instalada).

3.- Precio del Producto

A este respecto señalaremos que se debe analizar el precio actual y su desarrollo histórico, las series históricas de precios. Así también se considera la proyección de los precios y se debe establecer una comparación del precio doméstico contra el precio internacional.

Como en el caso anterior, existen otro tipo de aspectos que deben tomarse en cuenta, por ejemplo; Pronóstico de ventas domésticas al exterior.

Los resultados del Estudio de Mercado deben constituirse en el producto de proyecciones realistas de datos confiables. Con ello podemos lograr: que los inversionistas apoyen el proyecto ya que resulta atractiva la inversión, que se puede seleccionar el tipo de proceso más adecuado, así como definir la localización de la planta y diseñar o adquirir los equipos más convenientes.

En el Estudio de Mercado deberán plantearse las siguientes preguntas básicas:

- 1.- ¿Cuánto se podrá vender?
- 2.- ¿A qué precio?
- 3.- ¿Qué características debe tener el producto?
- 4.- ¿Cuáles serán los canales de comercialización?

Las respuestas a estas preguntas se deben referir a la demanda

actual y futura en el período de vida útil del proyecto.

Estas respuestas habrán de tener validez si la información con la que se cuenta es lo suficientemente veraz así como el tipo de análisis e interpretación al que se someta.

B) Etapas de un Estudio de Mercado

En términos generales podemos señalar que un Estudio de Mercado comprende dos etapas:

- 1.- Recopilación de antecedentes
- 2.- Análisis, interpretación y proyección de las funciones de mercado.

Ambas etapas exigen cierto grado de profundidad y detalle y és to depende del grado de avance en el que se encuentre el proyecto, es decir, la elaboración de un proyecto generalmente se realiza en tres etapas: La exploratoria o de prefactibilidad, la preliminar y la final.

En el estudio exploratorio o de prefactibilidad, únicamente es necesario conocer el orden de magnitud del mercado para el producto en estudio. Dicha estimación puede realizarse a partir de datos de producción interna, exportaciones o importaciones.

Con estos datos podemos realizar una proyección del consumo apa

rente mediante la obtención de una línea de tendencia.

Si comparamos dicha proyección contra la producción existente y por instalarse podemos obtener la demanda insatisfecha, la cual nos puede representar el mercado potencial para el producto.

Es importante señalar que cuando estemos realizando la proyección del mercado de un producto mediante una línea de tendencia estamos suponiendo que habrán de continuar presentándose las mismas condiciones de mercado que existían durante el período para el cual se obtuvieron dichos datos.

Cuando el estudio se encuentra en la fase exploratoria, podemos considerar que la construcción de la línea de tendencia es suficiente para estimar la magnitud del mercado. Sin embargo esta magnitud del mercado debe hacerse tomando en cuenta factores de tipo socioeconómico y deberá realizarse un ajuste a partir de los datos obtenidos por la investigación que se realice a nivel industrial. Finalmente, es importante contar con los datos que se pudieran desprender de una encuesta a nivel consumidor, la cual deberá de ser realizada por compañías que tengan amplia experiencia en la ejecución de este tipo de encuestas.

Por otro lado y con respecto a la proyección de la oferta los ajustes pueden realizarse tomando en cuenta factores como limitacio-

nes internas de la propia empresa, limitaciones externas que afectan a las empresas y planes de expansión de las empresas del ramo.

En el estudio preliminar conviene realizar un análisis de los aspectos relativos a la política gubernamental sobre desarrollo industrial ya que es de gran importancia conocer las tendencias políticas generales y en particular aquellas relacionadas con el tipo de industria que se planea instalar. A este respecto cabe mencionar que el Gobierno Mexicano ha definido su política sobre desarrollo industrial a través del Plan Global de Desarrollo.

A continuación plantearemos los elementos que constituyen cada una de las etapas de un Estudio de Mercado.

1.- Recopilación de antecedentes

- a) Consumo Aparente.- Para determinar el consumo para un producto determinado requerimos información estadística acerca de la producción, comercio exterior y consumo del producto desde un punto de vista estricto. Para determinar el consumo real de un producto requerimos datos sobre producción, importaciones, exportaciones y cambio en los inventarios en el área que se analiza. Sin embargo, es común no encontrar información fidedigna y confiable acerca de los inventarios, por lo que se considera al consumo aparente como una aproximación aceptable del consumo real

El consumo aparente es el resultado de la suma de la producción más las importaciones menos las exportaciones.

En los casos de productos de fácil conservación, que pueden almacenarse por períodos prolongados, los cambios en las existencias anuales son muy importantes y el empleo de cifras de consumo aparente en lugar de cifras de consumo real, pueden conducir a errores de cierta magnitud. En cambio, en el caso de tener productos perecederos los valores de consumo aparente pueden reemplazar satisfactoriamente a los de consumo real. En algunos proyectos la demanda del producto está ligada con índices tales como el nivel de ingreso, el grado de industrialización y la distribución del ingreso, en cuyo caso resulta de verdadera importancia el disponer de la información estadística correspondiente.

- b) Precios de venta.- Junto con las series estadísticas sobre los volúmenes de venta del producto debemos contar con información acerca de los precios para los diversos niveles de venta, es decir, precio de origen, precio al distribuidor y precio al consumidor.

La información anterior nos permite establecer el costo de comercialización del producto, así como el margen de utilidad en cada etapa y a su vez nos ayuda a preveer el alcance de la

reacción de las empresas ya establecidas, la cual tendrá como fin el proteger su participación en el mercado, impidiendo, a través de reducciones de precios o de otro tipo de medidas, la penetración del producto de la nueva empresa.

- c) Características de la competencia.- Como se mencionó anteriormente es necesario conocer cuales son los fabricantes y los proveedores del producto en estudio.

A partir de dicha información se habrá de determinar el origen de los productos de la competencia, así como la capacidad de producción de las instalaciones, el porcentaje de utilización, así como la localización y las características de las plantas más importantes.

- d) Especificaciones del producto.- Esta parte del estudio tiene por objeto precisar no sólo las especificaciones o características del producto que se pretende elaborar, sino también conocer sus principales usos, así como las exigencias del mercado en cuanto a calidad, forma de presentación, etc.

En el caso de existir normas oficiales de calidad o bien especificaciones establecidas por las empresas consumidoras del producto, éstas deberán de ser revisadas a fin de introducir en el proyecto todos los elementos necesarios para que éste cumpla

con dichas especificaciones. Lo anterior es aplicable a productos destinados a la exportación.

En algunos casos, los requisitos oficiales se refieren a normas que se deben observar durante la elaboración del producto, por ejemplo, las condiciones higiénicas de producción en la industria alimentaria, control sanitario de materias primas, etc

- e) Aspectos de Comercialización.- La importancia que pueda tener este aspecto es función del tipo de producto que se está estudiando. Si el producto presenta problemas especiales de comercialización, será necesario detallar en qué consisten éstos, para posteriormente buscar soluciones tomando en cuenta el costo que nos representará el tomar dichas soluciones.

Entre los problemas que se pueden encontrar durante el estudio de la comercialización podemos mencionar el siguiente ejemplo: enfrentamiento con un monopolio de distribución, como ocurre cuando los principales canales de distribución son controlados por una sola empresa.

Así también se presenta el caso de que la venta de un producto queda subordinada al otorgamiento de una serie de servicios en forma adicional, tales como mantenimiento o reparación suministro de refacciones, asesoría técnica para el empleo del

producto. Estos y otro tipo de requerimientos deben de ser to mados en cuenta ya que pueden implicar mayores inversiones y aumento en costos de operación.

2.- Análisis, interpretación y proyección de los valores históricos.

El objetivo que se pretende alcanzar al analizar e interpretar los datos que han sido recopilados es el establecer una relación cuantitativa entre las funciones del mercado (Demanda y Oferta) y las variables que condicionan su magnitud para que de esta manera podamos estimar o proyectar su comportamiento a futuro.

Para analizar los datos que se han obtenido podemor proceder de la siguiente forma:

- Determinar el período por analizar
- Seleccionar los datos obtenidos, eliminando aquellos que procedan de situaciones anormales
- Clasificar y calificar los datos según su procedencia y grado de confiabilidad
- Ordenación y presentación de datos en forma de tablas y gráficas.
- Análisis de las gráficas con objeto de detectar algún comportamiento anormal y búsqueda de la causa.

- Empleando los métodos estadísticos se definen las variables del mercado y se establecen los límites de confianza dentro de los cuales se encuentran los datos.

T E M A L I D E T E R M I N A C I O N D E L A L O C A L I Z A C I O N Y T A M A Ñ O D E L A P L A N T A

A) Factores que determinan la localización de una planta

Podemos considerar que uno de los aspectos más importantes de un Estudio Técnico-Económico es aquél que corresponde a la localización de la nueva unidad industrial.

La selección de la localización de una planta debe estar cimentada en un estudio minucioso de múltiples factores que deben de tomarse en cuenta.

El objeto del presente inciso es plantear los factores que deberán considerarse para la localización de una planta.

La determinación del lugar donde ha de instalarse una planta se suele llevar a cabo en dos etapas: En la primera se selecciona el área general en que se estima que conviene localizarla y la segunda, se elige la ubicación precisa para efectuar su instalación.

En este inciso se tratará el primer punto y en el siguiente se tocará el punto acerca de la ubicación final.

1.- Localización del Mercado de Consumo

Este es un aspecto que debemos tomar en consideración ya que la localización y el grado de dispersión del mercado tiene influencia sobre las consideraciones de distribución y sobre el costo de transportación. En el caso de pensar en la localización de la planta cerca del mercado de consumo nos vemos obligados a pensar en cuanto habrán de costarnos los insumos para la fabricación del producto. Por lo tanto habrá de realizarse un estudio económico de estos dos aspectos con objeto de determinar un punto en el cual podamos equilibrarlos.

Podemos considerar que por lo general existe la tendencia de que una planta industrial quede orientada hacia el mercado de abastecimiento o el de consumo, en función de las características de la materia prima y del producto terminado.

En general las materias primas pagan menores tarifas que los productos terminados, sin embargo se puede presentar el caso de que el volumen de materias primas sea tan grande que conviene localizar la planta cerca de la zona de producción de éstas.

2.- Disponibilidad de las Materias Primas

El volumen y las características que la materia prima debe tener para la fabricación de nuestro producto deben de ser consideradas y a su vez también es necesario analizar dichas

características para las materias primas disponibles.

Lo anterior influye en la determinación del tamaño de la planta como en la selección de los procesos y los equipos que deben instalar.

Puesto que el estudio de la disponibilidad de materias primas viene a constituirse en el mercado de abastecimiento, resulta necesario recopilar información cualitativa y cuantitativa que permita el realizar proyecciones de los volúmenes y precios de las materias primas disponibles.

La elección de la fuente de las materias primas, aunque no se encuentre en el sitio de la planta, es un factor en extremo importante para definir su ubicación final.

En muchos casos, el estudio de la situación de las materias primas puede preceder al análisis de otros factores para la localización de la planta ya que es necesario conocer cuáles van a ser los requerimientos finales de materia prima. Así también es necesario definir las normas mínimas para la elección de estos productos. Una vez determinadas estas normas, pueden localizarse todas las fuentes posibles de materia prima y proseguir con un análisis más detallado de las mismas.

En el caso de que la planta esté proyectada para manejar materias primas o productos de gran peso o volumen a grandes distancias, suele resultar conveniente orientar la localización hacia los lugares donde exista conexión con transporte de ferrocarril o marítimo.

4) Mano de obra

El aspecto de la mano de obra debemos analizarlo debido a la repercusión que tiene sobre la estructuración de los costos de operación en una planta, ya que es un rubro que contribuye en forma importante.

Para definir la disponibilidad y características de la mano de obra se requiere:

- Determinar los requerimientos de mano de obra
- Determinar las tarifas de salarios
- Determinar la disponibilidad de la mano de obra
- Determinar el desarrollo histórico de las inquietudes laborales en la región
- Determinar aspectos asociados a la mano de obra, tales como, las disposiciones jurídicas, incluyendo leyes de protección laboral, compensaciones a trabajadores pactos colectivos de trabajos.

gunos casos podría redundar en un costo por inversión muy alto.

6) Combustible y energía

Toda planta de proceso requiere de dos servicios que son básicos para su operación: Vapor y Energía eléctrica.

Como en el caso anterior, es necesario definir los consumos que se tendrán de estos dos servicios considerando las necesidades actuales así como a futuro.

Por lo que respecta a la generación de energía eléctrica, su disponibilidad puede constituirse en un factor determinante en la localización de la planta, sobre todo en aquellos casos de plantas cuya operación en condiciones rentables depende en alto grado del suministro a bajo costo de este servicio.

Por lo general el suministro de energía eléctrica se compra a las compañías de servicio público.

Cuando en una posible localización no resulta factible llevar a cabo la conexión de la planta a las líneas principales de transmisión de energía eléctrica a un costo razonable o cuando el costo por el consumo es alto se presentan las alternativas: Instalar una unidad generadora o bien buscar otra localización.

Con respecto al suministro de combustible, la necesidad de abastecer la planta con determinado combustible también puede orientar la localización de la planta hacia ciertas regiones, aunque no constituye un factor determinante, ya que si contamos con facilidades de suministro y transporte no es indispensable que haya disponibilidad local del combustible.

7) **Facilidades para eliminación de desechos.**

En la localización de la unidad productiva se requiere tomar en cuenta las disposiciones de tipo legal orientadas a la regulación de la contaminación en la zona que se ha seleccionado.

8) **Condiciones climatológicas.**

La decisión de localizar una planta puede estar influenciada por las condiciones climatológicas, ya que si las condiciones son favorables pueden tener influencia en la eficiencia del personal, así también puede determinar ciertos requerimientos especiales para la construcción de los equipos, incrementando los costos de producción, etc.

Deben de reunirse los datos de las condiciones climatológicas de la zona correspondiente a cierto número de años. Entre las condiciones climatológicas que deberán revisarse para cada localización podemos mencionar:

- Presión Atmosférica
- Temperatura
- Precipitación pluvial
- Humedad relativa
- Velocidades máximas de vientos
- Vientos dominantes
- Zona sísmica, etc.

9) Factores de la comunidad

Uno de los factores que aparentemente no tienen una gran influencia y que sin embargo deben ser tomados en cuenta, es el aspecto de la comunidad. Este aspecto es el carácter de los servicios, instalaciones, comodidades y atractivos que ofrece la comunidad.

Entre la información que nos puede servir con objeto de evaluar esta situación se encuentra la siguiente:

- Nivel de Ingreso
- Tendencia migratoria
- Actividades económicas
- Actividades recreativas
- Aspecto de vivienda

B) Factores que determinan la localización final de la planta

El paso que sigue después de haber seleccionado la zona o re-

gión donde se habrá de localizar la planta, es la determinación del sitio específico.

Para seleccionar el sitio preciso es necesario disponer de cierta información como la siguiente:

- Area del terreno requerido para las necesidades actuales y para expansiones futuras.
- Necesidades de línea férreas y carreteras y otros medios de transporte
- Consumos de energía eléctrica, gas y demás servicios.
- Instalaciones y cimentaciones requeridas para equipo y maquinaria.
- Volúmen y características de aguas residuales.

A partir de la definición de los aspectos anteriores se evalúan aquellos terrenos disponibles bajo las siguientes consideraciones.

- Superficie disponible
- Topografía del terreno
- Características mecánicas del suelo
- Costos
- Proximidad a las vías de comunicación
- Proximidad a los servicios públicos
- Tipo de transporte
- Servicios de desague, agua luz, teléfono
- Aspectos habitacionales

Para decidir cuál habrá de ser el sitio adecuado se evalúan en forma comparativa todas estas características para cada uno de los sitios que se consideren convenientes.

C) Factores que determinan el tamaño de una planta

La definición de la capacidad que habrá de ser considerada en el diseño de una nueva planta depende, entre otras cosas, de la cantidad de producto que puede ser vendido y ésto debe de estar determinado mediante el Estudio de Mercado correspondiente. Dicho estudio nos proporciona la información suficiente para determinar el volumen estimado de venta en el momento de arrancar la planta así como a futuro.

Además existen otro tipo de factores tanto técnicos como económicos que nos van a influir en la determinación de la capacidad.

El presente inciso tiene como objeto el determinar aquellos factores que deben de ser tomados en cuenta en el momento de definir la capacidad de la planta.

En general los factoes que influyen de manera predominante en la selección del tamaño de una planta industrial son los siguientes:

- 1) Característicad del mercado de consumo.- En este aspecto es necesario revisar la información obtenida con objeto de determi-

nar si la dimensión del mercado potencial permite montar o no la planta industrial considerada y ésto a su vez depende de que ese mercado potencial sea mayor o menor que la capacidad mínima de la planta que sea posible construir.

Por otro lado, también es importante estudiar la distribución geográfica del consumo ya que con ello podremos decidir si habrán de instalarse una o más plantas. Este punto guarda relevancia en el caso de productos perecederos y en el caso de otro tipo de productos cuyo precio unitario no permite incorporar elevados costos por flete.

Al aumentar el tamaño de la planta se reduce el costo unitario de inversión y los costos unitarios de producción, por lo que se presenta la tendencia a construir plantas de mayor tamaño a fin de cubrir la mayor área de consumo. Por otra parte, al abastecer una mayor área de consumo los costos por flete aumentan y puede llegar a un punto en el cual las reducciones en los costos unitarios de producción originados en los aumentos por el tamaño de planta se vean igualados por el aumento en el costo por concepto de fletes.

- 2) Características del mercado de abastecimiento.- En el caso

del abastecimiento de las materias primas es necesario determinar la disponibilidad de éstas en el momento actual y a futuro y será necesario efectuar un ajuste de la capacidad pre-seleccionada por este concepto.

Como en el caso anterior también es necesario analizar la distribución geográfica del abastecimiento ya que también se tendrá una repercusión en el precio unitario por el traslado de las materias primas al punto donde se localice la planta.

- 3) Economías de Escala.- Para entender la forma en que influye este concepto en la determinación de la capacidad de una planta es necesario que definamos el término: Se conoce como economías de escala a la reducción en los costos de operación de una planta debidas a incrementos en su tamaño o bien al aumento en los costos de producción debido a la alteración de alguno de los factores que influyen en ella.

Las economías de escala pueden ser el resultado de diversos efectos como:

- El costo de inversión por unidad instalada es menor al aumentar la capacidad de la Planta.

- Los costos unitarios de producción se reducen al dividirse los costos fijos en un mayor número de unidades de producción.
- Al aumentar el volumen de producción, las necesidades de materia prima aumentan. Por lo tanto, se pueden obtener mejores precios de adquisición con la consi-guiente influencia que ésto representa en el costo unitario del producto.
- Una mayor producción por diversificación de los pro-ductos manufacturados reduce los costos fijos unita-rios al lograrse un aprovechamiento más eficiente de las instalaciones industriales.

La reducción en los costos unitarios de operación a tra-vés de las economías de escala tiende a ampliar los radio máxi-mos de captación de materia prima y de distribución de produc-tos, permitiendo por lo general ampliar el tamaño de la planta

- 4) Disponibilidad de Recursos Financieros.- Uno de los factores que pueden limitar la capacidad de una planta es la disponibili-dad de recursos financieros para la inversión en activo fijo así como de capital de trabajo.

Es importante mencionar que un proyecto de tipo industrial no requiere que se disponga del monto total de los recursos desde el inciso de su realización, ya que la adquisición, ins-

talación y puesta en marcha de la planta requiere de un determinado período de tiempo, lo cual debe de tomarse en cuenta antes de decidir si este factor obliga a reducir el tamaño de la planta y ésto obliga a buscar diversas fuentes de financiamiento.

- 5) Política Económica.- La política económica vigente en una región puede tener influencia en el tamaño de la planta, a través del establecimiento de diversos incentivos. Estos incentivos pueden estar encaminados a sustituir importaciones, fomentar exportaciones o bien favorecer el desarrollo de una región.

T E M A III ESTIMADO DE INVERSION FIJA, CAPITAL DE TRABAJO, COSTOS

FIJOS Y COSTOS DE OPERACION

A) Inversión Fija y Capital de Trabajo

Para poder materializar un proyecto es necesario asignar una determinada cantidad de recursos a lo que se denomina Inversión de Capital, dividiéndose a su vez en Inversión Fija y en Capital de Trabajo.

1.- Inversión Fija

La Inversión fija constituye todas las erogaciones efectuadas en bienes y equipo. (Terreno, oficinas, reactores, bombas, etc.) Para un proyecto podemos dividirla en dos componentes.

- Inversión Fija Depreciable.- Esta inversión está constituida por equipos e instalación, transporte, maquinaria.

- Inversión Fija Amortizable.- Esta se encuentra constituida por investigación y desarrollo, ingeniería y supervisión, costos de preoperación y arranque.

Con la inversión fija la adquisición de los bienes se efectúa generalmente durante la etapa de instalación de la planta y son empleados a lo largo de su vida útil.

La cuantía relativa y la naturaleza de los rubros que integran la inversión fija variarán considerablemente en función del tipo de proyecto, pero en términos generales incluye el costo de los siguientes rubros:

- Investigación y Estudios Previos.
- Organización de la empresa
- Patentes y conocimientos técnicos especiales.
- Ejecución del proyecto.
- Terreno
- Maquinaria y Equipo
- Instalación de maquinaria y equipo
- Obra Civil
- Servicios auxiliares e Instalaciones complementarias
- Ingeniería, Supervisión y Administración de la instalación.

- Pruebas de preoperación y arranque
- Intereses generados por financiamiento durante la realización del proyecto.

2.- Capital de Trabajo

Este aspecto consiste en los recursos económicos que se emplean para poder realizar las operaciones de producción, distribución y venta de los productos elaborados.

Los principales renglones que es necesario considerar para estimar el capital de trabajo son los siguientes:

- Inventario de materias primas
- Inventario de productos en proceso
- Inventario de producto terminado
- Cuentas por cobrar
- Dinero en efectivo
- Cuentas por pagar

El costo del capital de trabajo varía de un 10% a un 25% de capital fijo y puede aumentar hasta un 50% ó más en casos en los cuales los productos producidos tienen demanda periódica por grandes inventarios que se tienen por largos períodos de tiempo.

B) Métodos de estimación de la Inversión Fija y Capital de Trabajo.

Existen varios métodos para estimar los costos que se derivan de un proyecto industrial y la selección del método depende del grado de exactitud requerido.

En general son tres los métodos empleados en la industria para estimar la inversión fija.

- Estimado por orden de magnitud
- Estimado semidetallado mediante uso de factores
- Estimado detallado.

Estos estimados se emplean en estudios de factibilidad y constituyen un criterio para seleccionar diversas alternativas de inversión, políticas presupuestarias, etc.

1.- Estimado por orden de magnitud

Cuando se emplea éste método para estimar la Inversión Fija se puede tener una aproximación de $\pm 50\%$ y algunos casos de $\pm 30\%$ a $\pm 70\%$ dependiendo del tamaño del proyecto. En estos casos la exactitud del estimado se ve sacrificada por la rapidez de obtener un resultado.

Este método está basado en índices de costos, relaciones de costo y datos históricos.

Índice de Costo

Los datos que podemos obtener para estimar costos me diante este método, son básicamente históricos y por lo tanto no pueden ser aplicados tal y como se obtienen, ya que es necesario tomar en cuenta que el valor del dinero se deprecia continuamente en función del tiempo. Con ésto resulta necesario emplear algún método para convertir los costos que se tuvieron en años pasados a costos presentes.

Esto lo podemos efectuar mediante el uso de diversos índices que nos proporcionan el costo relativo de un as- pecto determinado en términos del costo en un período ba se.

Entre los índices empleados en estimados de costos pa ra plantas se encuentran en "The Chemical Engineering Plant Cost Index" y "Nelson Refinery Construction Index". La re vista "The Engineering News Record Construction Cost Index" nos proporciona datos para estimado de obra civil. Para el caso de equipo industrial y costos de construcción se emplea "The Marshall and Swift Equipment Cost Index".

Si el costo en un año determinado se conoce, el costo actual equivalente puede obtenerse mediante la siguiente

expresión:

$$\text{Costo Actual} = \frac{\text{Indice Actual}}{\text{Indice en el período del costo original}}$$

Lo anterior lo podemos expresar en forma diferente:

$$\text{Costo en año B} = \frac{\text{Indice del año B}}{\text{Indice del año A}} \times \text{Costo en el Año A}$$

Donde:

Año A = Año Base

Año B = Año Actual

En la siguiente tabla se muestran los índices de Marshall y Stevens así como los del Chemical Engineering

AÑO	MARSHALL & STEVENS EQUIPO 1926 = 100	CHEMICAL ENGINEERING COSTO DE PLANTA 1957 - 1959 = 100
1970	303.3	125.7
1971	321.3	132.2
1972	332.0	137.2
1973	344.1	144.1
1974	398.4	165.4
1975	444.3	182.4
1976	472.1	192.1
1977	505.4	204.1

El empleo de estos índices nos proporciona un estimado general pero con una eproximación no mayor a un $\pm 10\%$ sí el período considerado es menor de 10 años.

Por otro lado es necesario mencionar que no existen índices para considerar todos los factores económicos involucrados, así como cambios de productividad o condiciones locales.

Relación Costo-Capacidad de Planta

El costo de una planta puede aproximarse cuando disponemos del costo de proyectos similares pero con diferentes capacidades de planta. En general, el aumento de costos no sigue una relación lineal, es decir, si se duplica la capacidad de la planta el costo no se duplica exactamente. La razón de ésto es que la fabricación de un equipo grande involucra las mismas operaciones que un equipo de menor tamaño y el tiempo de ejecución así como la cantidad de material no se reduce linealmente.

La expresión que se emplea para la estimación de la Inversión Fija de una planta similar a la proyectada pero de diferente capacidad, es la siguiente:

$$CB = CA \times \left[\frac{QB}{QA} \right]^x$$

Donde:

CB = Costo de la capacidad B

CA = Costo de la capacidad A

QB = Capacidad de B

QA = Capacidad de A

X = Factor de capacidad-costo

El factor de costo-capacidad varía de acuerdo al tipo de proyecto que se esté analizando y el rango varía de 0.2 a 0.8. Por ejemplo, las plantas de vapor generadoras de electricidad tienen un factor de 0.8 aproximadamente, para plantas de tratamiento de aguas el rango empleado es de 0.7 a 0.8.

A falta de información el promedio del factor empleado para plantas químicas es de 0.75.

Relación Costo de equipo con factor de Lang.

En este caso la inversión puede estimarse utilizando el factor de Lang aplicado al costo de adquisición de equipo, en la siguiente forma:

$$I = E \times L$$

Donde:

I = Inversión fija de la planta proyectada

E = Inversión en equipo básico

L = Factor de Lang

El factor de Lang depende fundamentalmente del estado

físico de los materiales en proceso.

<u>TIPO DE PROCESO</u>	<u>FACTOR DE LANG</u>
Proceso de sólidos	3.1
Proceso de sólidos y líquidos	3.63 - 4.1
Proceso de líquidos	4.74 - 4.8

Este método no es muy preciso y su mayor ventaja es que se obtiene el costo de equipo en forma rápida. El factor de Lang incluye todo aquello que se relaciona con el diseño y construcción de la planta, es decir, desde costos de ingeniería hasta aspectos de construcción (Tuberías, aislamiento, montaje de equipo así como las utilidades del contratista)

Por otro lado, también incluye el costo de edificios, comedores, calles, preparación del terreno.

2. Estimado semidetallado mediante uso de factores

Cuando se emplea este método para determinar el costo de una planta se puede tener un grado de confiabilidad de un $\pm 15\%$ y un rango de 10 a 20%. Para la mayoría de los proyectos este nivel de confiabilidad es adecuado para tomar una decisión, dándole al potencial inversionista la suficiente información para decidir si continuar o no.

Los estimados semidetallados, que frecuentemente son empleados para los estimados finales, requieren más información que los estimados por orden de magnitud. Es en este caso no son empleadas ecuaciones matemáticas, ni costos históricos, o similitud de capacidades, sino que se utiliza como base el costo total del equipo de proceso, el cual se multiplica por una serie de factores para estimar cada uno de los principales rubros de la inversión fija. El valor de estos factores depende del estado físico de las materias primas y productos manejados en la planta. Los siguientes factores pueden emplearse como una guía.

<u>C O N C E P T O</u>	<u>SOLIDOS</u>	<u>SOLIDOS Y LIQUIDOS</u>	<u>LIQUIDOS Y GASES</u>
1 Costo total del equipo	1.0	1.0	1.0
2 Transporte, seguros, impuestos y derechos aduanales:			
a) Equipo local	0.05	0.05	0.05
b) Equipo extranjero	0.3	0.3	0.3
3 Gastos de instalación	0.35	0.30	0.35
4 Tuberías	0.10	0.30	0.60
5 Instrumentación	0.05	0.15	0.30
6 Aislamientos	0.05	0.05	0.10
7 Instalaciones Eléctricas	0.10	0.15	0.15
8 Edificios y Servicios	0.35	0.30	0.20
9 Terreno y acondicionamiento	0.1	0.1	0.1
10 Servicios auxiliares	0.2	0.30	0.4
Costo físico de la Planta	2.65	3.0	3.55
Ingeniería y Supervisión de construcción	0.55	0.65	0.75
Imprevistos	0.5	0.6	0.65
Inversión Fija	3.7	4.27	4.95

Existen otro tipo de factores que pueden ser aplicados para estimar la inversión fija. A continuación se proporciona otra tabla donde se muestran dichos factores.

<u>C O N C E P T O</u>	<u>% DEL COSTO DE EQUIPO</u>
Instalación de Equipo	34
Instalación de Tubería	20
Instalación de Instrumentación	5
Instalación Eléctrica	4
Edificios	5
Instalación de Servicios	5
Instalación de almacenamiento de materias primas	2
Ingeniería, Escalación	15
Imprevistos	10

Es conveniente señalar que en la primera tabla se señala el terreno como un porcentaje del costo del equipo, sin embargo, este costo de terreno es función de la ubicación final del mismo.

3. Estimado Detallado

El grado de exactitud cuando se emplea este método es de un 5% a un 10%, por lo que se requiere contar con todos los datos básicos de ingeniería, tales como especificaciones de maquinaria, equipo y obra civil. A partir de ello se obtienen cotizaciones y presupuestos para todos y cada uno de los rubros que

componen el costo físico de la planta.

Los costos indirectos se calculan como un porcentaje de este último costo y así obtenemos el costo para cada uno de los conceptos planteados en el método anterior, considerándose en la misma forma los gastos de ingeniería, supervisión de construcción, costos y preoperación y arranque,

Por otro lado y con respecto a la estimación del Capital de Trabajo podemos mencionar que los principales renglones que es necesario considerar para realizar dicho estimado son:

1. Inventario de materias primas
2. Inventario de productos en proceso
3. Inventario de productos terminados
4. Cuentas por cobrar
5. Dinero en efectivo
6. Cuentas por pagar

El costo del capital de trabajo varía de un 10% a un 25% de la inversión fija y en algunos casos puede aumentar hasta un 50% como por ejemplo en las plantas que fabrican productos cuya demanda es periódica y con ello se tienen grandes inventarios durante largos períodos de tiempo.

C) Estimados de costos de Operación

Con objeto de determinar la factibilidad de un proyecto indus-

trial, es necesario el calcular los ingresos y egresos que se considera se van a tener. La determinación de la inversión fija necesaria es sólo una parte de un estimado de costo completo. La otra parte la constituye el estimado de costos de operación, el cual se elabora utilizando las cifras de volúmenes y precios de los insumos necesarios para operar la planta a los niveles previstos.

El grado de exactitud con el que se estiman los costos de operación, resulta ser tan importante como el estimado de la inversión fija. El error más común en el estimado de los costos de operación es el considerar un mayor número de elementos que provocan un aumento en el estimado de estos costos.

Con lo anterior, resulta conveniente el dividir dichos costos en sus elementos, los cuales se muestran a continuación:

1.- Costos directos de operación (Costos Variables)

1.1 Materia Prima

La cantidad de materia prima por unidad de producto, podemos determinarla a partir del balance de materia. Es necesario determinar este costo, el cual lo podemos estimar a partir de ecuaciones de costo específicas o bien de costos publicados. Los gastos de transporte e impuestos deben ser incluidos.

1.2 Mano de obra de operación

El costo de mano de obra de operación lo podemos definir a partir del número de técnicos y operarios requeridos para la operación de la planta. Por otro lado, es necesario tomar en cuenta el nivel de preparación y grado de especialización requerido, ya que estos dependen de la naturaleza del proceso, así como de la capacidad de la planta. Cabe señalar sin embargo, que un determinado número de técnicos y operarios se pre-establece y se mantiene como base fija para cada período anual, independientemente del volumen de producción.

Para determinar el costo de este concepto deberán considerarse los sueldos y salarios para el lugar seleccionado en el estudio de localización de la planta. Existe un método que nos sugiere que los requerimientos de mano de obra varían en forma exponencial entre 0.2 a 0.25 en función del radio de capacidades de la planta.

1.3 Supervisión de Operación

En forma adicional al personal de operación se requiere de personal para la supervisión de la producción. El costo por este tipo de supervisión es del orden de 15% a 20% del costo de la mano de obra directa de operación.

1.4 Servicios Auxiliares

El costo de los servicios, como el vapor, electricidad

gas, combustible, agua de enfriamiento, aire de planta e instrumentación, varía en forma considerable ya que es función del tipo de proceso, de la localización de la planta y del volumen de producción. Como una aproximación para el costo de estos servicios se condiera de un 10% a un 20% de los costos de operación.

En el caso de una ampliación de la planta, el consumo de servicios no varía directamente y una variación exponencial de 0.9 del radio de capacidades es una buena aproximación.

1.5 Mantenimiento y Reparación.

Este es un costo que deberá tomarse en consideración, ya que para que una planta opere eficientemente, se requiere efectuar gastos a estos niveles. El monto de estos costos depende de las condiciones de operación, de las características de los materiales empleados y de la intensidad de operación de las instalaciones. Estos costos incluyen cargos por materiales, mano de obra y supervisión de mantenimiento.

Podemos determinar el costo por este concepto como un porcentaje de la Inversión Fija el cual puede variar entre un 3% y 15%, siendo los valores promedio entre un 8% y 10%

1.6 Suministros de Operación.

En este renglón se consideran a todos aquellos productos que se requieren para la operación de la planta y que no pueden ser considerados como materias primas, ni como materiales de mantenimiento. Como ejemplo de lo anterior podemos citar, los lubricantes, materiales de limpieza y artículos de protección y aseo de operarios.

El costo anual por este concepto se estima como un 2% de la inversión fija o bien como un 15% del costo total de mantenimiento y reparación.

1.7 Otros Costos

Existen otro tipo de costos como regalías por patentes renta de máquinas copiadoras, máquinas de escribir, laboratorios, cuyo costo varía de un 2% a un 10% del costo de mano de obra, o del gasto de operación. En este caso se debe considerar el caso específico del que se trate.

2.- Costos Indirectos de Operación. (Costos fijos)

Estos cargos son una consecuencia directa de la inversión fija y, por lo tanto, tienden a permanecer constantes y son independientes del volumen del producción.

2.1 Depreciación y Amortización.

La disminución en el valor de los equipos, edificios

y otros objetos materiales se denomina depreciación y en el caso bienes intangibles se denomina amortización. Ambos conceptos representan un costo que debe ser incluido en los costos indirectos de operación. Las tasas de depreciación y amortización son establecidas por las dependencias fiscales oficiales, ya que afectan el monto de las utilidades gravables. En el caso de México, la Ley Fiscal permite la depreciación de activos fijos tangibles y la amortización de activos fijos intangibles y cargos diferidos. Los gastos de organización, ingeniería, prueba y puesta en marcha de planta, asistencia técnica, adquisición de tecnología se amortizan a una tasa del 10%.

Por lo que respecta al activo fijo las tasas de depreciación varían en función de la rama de actividad de la empresa así como en función del tipo de activo fijo del que se trate. A continuación se plantean algunos ejemplos:

	<u>TASA DE DEPRECIACION</u>
- Edificio y Construcciones	3 %
- Mobiliario y equipo de oficina	10 %
- Transporte para la Industria de <u>Construcción</u>	20 %
- Equipo de <u>Cómputo</u>	25 %
- Equipo para prevenir contaminación ambiental	35 %

2.2 Impuestos sobre la propiedad

El monto anual por este tipo de impuestos también depende de las leyes fiscales vigentes en el lugar donde se proyecta localizar la planta.

En algunos lugares estos impuestos alcanzan un nivel del 4% anual sobre el valor de la inversión fija. En aquellas zonas de poco desarrollo la tasa de impuesto disminuye y en algunos casos cuando se desea desarrollar industrialmente alguna zona el gobierno federal otorga una serie de incentivos fiscales que es importante tomar en cuenta.

2.3 Seguros de planta

El monto que por este concepto se considera, depende del nivel de riesgo de la operación y de la disponibilidad de medios de protección. Este costo representa anualmente un 1% a 2% de la inversión fija

2.4 Rentas

En el caso de que tenga equipo rentado, terreno, etc., este costo se deberá incluir y el monto se considera como un 10% del valor de la propiedad.

3.- Gastos Generales

Son aquellos gastos que se requiere efectuar para la dis-

tribución del producto y mantener en operación la planta.

3.1 Gastos Administrativos.

Este renglón incluye los egresos por concepto de sueldos del personal de administración, contabilidad y compras, gastos de asesorías legales, gastos de servicion técnicos, mantenimiento y suministros de oficinas, comunicaciones, etc. Estos gastos administrativos varían considerablemente en función del tipo de planta, sin embargo, cuando no se cuenta con datos que sirvan de base para hacer una estimación más precisa se puede presuponer que su monto es de 5% a 10% de los ingresos por ventas.

3.2 Gastos de distribución y venta

Comprende los gastos derivados del conjunto de actividades que tienen como propósito hacer llegar el producto hasta el consumidor, tales como el pago de los sueldos, los gastos derivados de la adquisición de materiales y otros gastos de las oficinas de ventas, el pago de comisiones a los vendedores, los gastos de embarque y distribución del producto así como los gastos de publicidad y asistencia técnica a los consumidores.

Los gastos de distribución y venta varían no sólo con el tipo y diversidad de productos vendidos y la localiza-

ción de la planta, sino también con el número de compradores y el volumen adquirido por cada uno de ellos. El orden de magnitud de estos gastos en lo general varía entre el 5% y el 25% del costo total del producto.

3.3 Gastos de Investigación y Desarrollo

Estos gastos son aquellos en los que se incurre para introducir eficiencia en la tecnología de producción y en el desarrollo de nuevos productos o de nuevos usos para el producto, todo ello para mantener y mejorar la posición de la empresa en el mercado. En países con mercados altamente competidos se considera necesario invertir en estas actividades del 2 al 5% del total de las ventas.

3.4 Gastos financieros

Para la realización del proyecto se requiere generalmente además de los recursos económicos aportados por los socios, de un crédito refaccionario, el cual tiene un costo, representado esencialmente por los intereses del capital así obtenido. Los gastos financieros son equivalentes al monto de estos intereses por año, y son considerados fijos para cada período anual, si bien pueden variar de un año a otro. La tasa de interés sobre los créditos refaccionarios depende esencialmente de la fuente que suministre estos recursos, y suele variar entre 8 y 13% anual sobre saldos insolutos.

4.- Cargos Fijos de Operación

Son aquellos cargos necesarios para coordinar los servicios de la planta, impartir seguridad industrial y proporcionar servicios a los empleados de la planta. Se incluyen en este rubro los gastos por concepto de superintendencia de planta, laboratorios de control de calidad, cuadrillas de salvamento, cuerpo de bomberos, servicios médicos, servicios de comedor, servicios recreacionales, servicios de vigilancia.

T E M A IV

EVALUACION DEL PROYECTO

En los temas anteriores se ha descrito la metodología para cuantificar, analizar y seleccionar los aspectos que constituyen un proyecto industrial. Estos aspectos están relacionados con elementos técnicos, comerciales, económicos, administrativos y financieros que resultan fundamentales para la viabilidad y perspectivas del desarrollo propio del proyecto.

Para que un proyecto de tipo industrial resulte satisfactorio debe estar ampliamente justificado y se procede a su evaluación en primer lugar, por medio de criterios empresariales de tipo cuantitativo, los cuales pueden ser definidos como parámetros que relacionan cuantitativamente las inversiones que se proyecta realizar, con los beneficios que se generen.

El primer inciso de este tema tiene por objeto el planteamiento de los criterios de evaluación de proyectos que son empleados más

comunmente.

A) Criterios de Evaluación de Proyectos

Como se mencionó anteriormente, para que un proyecto resulte atractivo, éste deberá estar justificado desde los puntos de vista empresarial o social. Es decir, se deberá preveer una rentabilidad aceptable que justifique la canalización de recursos hacia el proyecto o bien debe existir una justificación muy clara de los beneficios sociales esperados frente a los costos de inversión y de operación del proyecto.

Dentro de los criterios de Evaluación de Proyectos podemos mencionar los siguientes:

- 1.- Criterios Económicos.- Los criterios de tipo económico son los más comunmente empleados por las empresas, ya que desde el punto de vista de los inversionistas los méritos de un proyecto se valúan esencialmente en función de la proporción entre las utilidades previstas y el monto de los recursos que es necesario invertir para la ejecución del proyecto.

Estos criterios proporcionan elementos para que la empresa decida entre escoger un proyecto u otro.

- 2.- Criterios sociales.- Existen algunos proyectos en los

cuales el propósito fundamental es el bienestar de una so
ciedad y en consecuencia de un país. Es dentro de este
tipo de proyectos en los que la actividad estatal tiene
mayor ingerencia y son denominados de infraestructura eco
nómica.

En estos casos la evaluación no puede hacerse con cri
terios cuantitativos basados en utilidades económicas, pues
to que éstas suelen ser bajas o nulas; además el verdadero
motivo del proyecto, en estos casos, es la rentabilidad o
beneficios inducidos en la estructura económica, de ahí
que un análisis de costos - beneficios sea la forma más
apropiada de evaluar la bondad de estos proyectos.

- 3.- Criterios de Prestigio.- Una empresa podría proseguir un
proyecto únicamente por razones de prestigio, sin que los
criterios económicos sean tomados muy en cuenta. Por ejem
plo, una empresa puede continuar vendiendo un producto por
haber sido el primero en haberlo lanzado al mercado.
- 4.- Soporte a otras líneas de productos.- En cuanto se ve
amenazada una línea de productos, puede resultar necesario
efectuar una inversión que en sí misma no es muy atractiva
pero que sirve de soporte o de protección a esta línea que
que de otra manera perdería su participación en el mercado.
- 5.- Políticas Gubernamentales.- Puede ser que en un momento

dado las políticas gubernamentales contituyan un factor decisivo para la evaluación de un proyecto como por ejem plo el otorgamiento de concesiones fiscales.

B) Técnicas de Evaluación Económica de un Proyecto

Existen muchos métodos para la evaluación de inversiones y en algunos de ellos se toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo, es decir, se toma en cuenta que los beneficios que se generan en un proyecto disminuyen su valor en el futuro como resultado del proceso inflacionario. Así también existen otro tipo de métodos que no toman en cuenta dicho criterio por lo que resultan ineficientes. De estos métodos podemos mencionar los siguientes:

- Tiempo de Recuperación de la Inversión
- Rentabilidad sobre la Inversión
- Análisis de Costos-Beneficios

1.- Tiempo de Recuperación de la Inversión

En éste método se determina el número de años en los que la inversión se recupera, en base a los beneficios que se generan por la inversión, excluyéndose el capital de trabajo. Una de las desventajas de este método es que no se estiman los beneficios del proyecto después de que la inversión ha sido recuperada. En el caso de que, el tiempo de recuperación de la inversión sea igual o ligeramente menor a la vida estimada para el proyecto, significa

poco atractivo. Por otro lado, si el tiempo de recuperación de la inversión es considerablemente menor que la vida estimada, el proyecto puede resultar más atractivo.

Existen muchas formas de determinar este índice. Las más comúnmente usadas son:

- 1.1 Tiempo de recuperación de la inversión basado en la utilidad bruta anual promedio.

La fórmula empleada es:

$$P.T. = \frac{\text{Inversión Fija}}{\text{Utilidad Bruta Anual Promedio}} = \frac{I}{G}$$

- 1.2 Tiempo de recuperación de la inversión basado en la utilidad neta anual promedio.

En este caso se emplea la siguiente fórmula:

$$P.T. = \frac{\text{Inversión Fija}}{\text{Utilidad Neta Anual Promedio}}$$

$$P.T. = \frac{I}{G - i(I + Iw) - t(G - dI)}$$

Donde:

- G = Utilidad Bruta
- I = Inversión Fija
- In = Capital de Trabajo
- i = Tasa de Interés
- d = Tasa de Depreciación sobre la Inversión Fija
- t = Tasa de Impuesto

- 1.3 Tiempo de recuperación de la inversión basado en el flujo de caja anual promedio

La ecuación empleada es:

$$P.T. = \frac{\text{Inversión Fija}}{\text{Flujo de Caja Anual Promedio}} = \frac{I}{P + dI}$$

Donde:

$$P = G - i (I + I_w) - t (G - dI)$$

p = Cargo por depreciación anual

(Las demás siglas tienen el mismo significado que en el caso anterior)

El flujo de caja es la cantidad total de dinero que se obtiene mediante la suma del cargo por depreciación anual a la utilidad neta.

2.- Rentabilidad sobre la Inversión

Este parámetro es uno de los más simples y consiste en dividir la utilidad neta anual promedio entre el monto de la inversión realizada, incluyendo el capital de trabajo.

La ecuación empleada en este caso es la siguiente:

$$ROI = \frac{\text{Utilidad Anual Promedio}}{\text{Inversión Fija} + \text{Capital de Trabajo}} \times 100$$

$$ROI = \frac{U}{I + I_w} \times 100$$

Este índice económico puede tener significados diferentes si no se indican claramente los elementos tomados en

cuenta para medir la utilidad. Por ejemplo, puede o no haberse incluido la depreciación del activo fijo, impuestos o también gastos de financiamiento del proyecto, por lo que se debe emplear la utilidad neta para determinar este parámetro.

3.- Análisis de Costos-Beneficios

Como se mencionó en el inciso anterior, existen algunos proyectos que por su naturaleza la evaluación de estos no se basa en criterios de tipo económico. En este análisis se trata de calcular la totalidad de los beneficios que inducirá el proyecto y compararlos con los costos totales del proyecto.

El término beneficio en un análisis de esta naturaleza se refiere a los ahorros obtenidos por la implementación de un proyecto. Entre los proyectos en que se aplica esta relación podemos mencionar:

- Zonas de Riego
- Apertura de Areas de Cultivo
- Carreteras
- Campañas contra enfermedades

La relación empleada para el cálculo de este parámetro de evaluación es la siguiente

$$R.B.C. = \frac{\text{Valor de los Beneficios Totales}}{\text{Valor de los Costos Totales}} \geq 1$$

La relación Beneficio/Costo de un proyecto es buena si vale más de 1 ya que ésto significa que los beneficios son aceptables para un costo total determinado.

Hasta este momento se han planteado índices de evaluación económica en los cuales no se ha tomado en cuenta la pérdida del valor del dinero a través del tiempo, ya que los flujos de caja o bien las ganancias generadas en un proyecto decrecen en valor debido a la inflación.

A continuación se analizan algunos métodos que comparan las utilidades o los flujos de caja en un período de tiempo determinado. Entre estos métodos podemos mencionar:

- Valor Presente
- Tasa Interna de Rentabilidad
- Tiempo máximo de Recuperación de la Inversión

1.- Valor Presente

Con objeto de poder comparar gastos o ganancias hechas en tiempos diferentes, se debe de calcular su valor presente.

La ecuación por medio de la cual calculamos dicho valor es:

$$V.P. = \frac{E}{(1 + \alpha)^M}$$

Donde:

E = Valor al cual se determinó el valor presente

d = Tasa de descuento considerado

M = Número de Años que median entre el año corriente y el momento que se hizo o se efectúa la erogación.

Por lo que respecta a la tasa de descuento podemos decir que el valor más empleado para el cálculo de estos valores es la tasa promedio corriente en el sistema bancario o bien la tasa que por políticas empresariales se establezca.

El criterio de evaluación más aproximado para un proyecto resulta de la comparación de los valores presentes de los flujos netos anuales con los valores presentes de las inversiones realizadas.

El rendimiento de un proyecto puede evaluarse en forma más adecuada si se considera desde el punto de vista financiero, como un conjunto ordenado de flujo de fondos. El flujo inicial, es negativo pues constituye el importe de la inversión así como otros costos inmediatos; posteriormente se obtienen flujo de fondos positivos.

La suma de los valores presentes de estos fondos está dada por la ecuación:

$$Vp (Ri - I) = -I + \frac{R1}{1 + i} + \frac{R2}{(1 + i)^2} + \frac{R3}{(1 + i)^3}$$

Donde:

Vp = Valor presente

I = Inversión requerida

R = Flujo de efectivo neto

i = Tasa de descuento o actualización

El criterio empleado en este caso para definir la bondad de un proyecto es que si para una tasa superior a la tasa bancaria usual la suma de los valores presentes de la inversión y de los flujos de efectivos netos es positiva se puede considerar que el proyecto tiene buena rentabilidad.

2.- Tasa Interna de Rentabilidad

En este método se determina la rentabilidad de un proyecto con base en el valor presente neto de los flujos de efectivo calculados a diversas tasas de rentabilidad.

La tasa de rentabilidad que aplicada a los flujos de efectivo anuales durante el período considerado permite igualar la suma de los flujos de efectivo actualizados

con la inversión prevista es la tasa interna de rendimiento del proyecto, es decir, esto significa el interés que se espera sobre la inversión.

En otras palabras, éste es un método de ensayo y error, ya que se van suponiendo diversas tasas de rentabilidad y calculando los valores presentes netos correspondientes, hasta que se encuentra una rentabilidad que da lugar a un valor presente neto igual a cero.

La expresión matemática para el cálculo de este índice es la siguiente:

$$0 = - I + \frac{R_1}{1 + \alpha} + \frac{R_2}{(1 + \alpha)^2} + \frac{R_3}{(1 + \alpha)^3} + \dots + n$$

Donde:

I = Inversión inicial del proyecto

R = Flujo de efectivo neto

α = Tasa de rentabilidad interna

n = Valor de rescate del activo fijo

Es conveniente señalar que la diferencia básica que existe entre este método y el anterior radica en el hecho de que en el método anterior se proporciona el valor presente neto de los flujos de efectivo a una rentabili-
dad prefijada y en este último se obtiene el valor preci

so del rendimiento esperado del proyecto.

3.- Tiempo Máximo de Recuperación de la Inversión.

Para determinar este índice de evaluación se fija una rentabilidad sobre la inversión mínima y se incluye el valor del dinero a través del tiempo.

La expresión matemática para determinar este parámetro es la siguiente:

$$PT_m = \frac{1 + t}{\left(\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}\right) + (ROI_m - i) - d}$$

Donde:

n = Tiempo de vida útil del proyecto

ROI_m = Mínima rentabilidad sobre inversión

d = Tasa de depreciación

t = Tasa de impuesto

C) Análisis de Sensibilidad como parte de la evaluación económica de un proyecto

En la formulación de los proyectos industriales es frecuente encontrar que los resultados económicos previsibles son dependientes de los valores asignables a las variables de los mercados de materias primas y productos, a la eficiencia de los procesos y a otras variables de diversa índole. En tales casos, la supeditación de los resul

tados económicos previsibles de la operación de la empresa a valores pre-establecidos de dichas variables, que actúan como parámetros, da lugar a que el estudio carezca de flexibilidad, ya que no están incluidos los efectos que se derivarían de cambios en los parámetros y condiciones originalmente considerados.

El realizar la formulación y evaluación de un proyecto no proporciona la totalidad de criterios que nos lleven a tomar la decisión de aprobar un proyecto. Para poder llegar a la toma de dicha decisión no es suficiente saber que los diferentes renglones que constituyen el análisis financiero se realizaron con los datos más probables, sino que también resulta necesario el tener conocimiento de como se vería afectado el proyecto si los valores pre-establecidos de aquellas variables que intervienen en el proyecto, sufren alguna variación.

En vista del gran número de variables involucradas en un proyecto, es necesario efectuar el Estudio de Sensibilidad del Proyecto, ante variaciones de algunos de los parámetros supuestos, por ejemplo.

- Tasa de Crecimiento de Ventas
- Precio de Venta
- Presupuesto de Inversión
- Factores de Escalación para mano de Obra o Supervisión

El Análisis de Sensibilidad consiste en elaborar un nuevo análi

sis financiero, variando uno de los parámetros establecidos y haciendo permanecer constantes los demás. Las variaciones de este parámetro pueden realizarse bajo una base optimista, con suposiciones que favorezcan al proyecto, así como con suposiciones pesimistas que lo perjudiquen. En cada caso se obtiene una nueva tasa de rendimiento interna.

Con la tasa interna de rendimiento obtenida en el estado original del proyecto y con las nuevas tasas obtenidas con la variación de los parámetros seleccionados se pueden hacer gráficas en coordenadas cartesianas en las cuales podemos observar el comportamiento de la rentabilidad del proyecto.

Cuando se emplean coordenadas cartesianas estamos relacionando exclusivamente dos variables, de las cuales una resulta ser independiente.

En el análisis económico de algunos proyectos, frecuentemente es necesario expresar la relación entre tres variables, por ejemplo, la rentabilidad de una planta industrial en función de las variaciones en el costo de la materia prima y en el precio de venta del producto final o bien en función del precio de venta en el mercado local y del precio para exportación.

En estos casos la representación gráfica se dificulta en un sistema de ejes cartesianos y no es posible visualizar fácilmente

los resultados previsibles que se originarían por un cambio en las condiciones originalmente consideradas.

Para poder efectuar la correlación de tres o más variables se hace uso de diagramas triangulares.

En estos diagramas cada lado del triángulo representa una variable a la cual se le establece un rango de variación y se debe dividir la escala adecuadamente.

Para poder determinar el valor de una de las variables debemos de establecer con anterioridad el valor de las otras dos.

El análisis de sensibilidad nos evidencia qué tan sensible resulta el proyecto ante la variación de algún parámetro y nos proporciona un criterio más para la evaluación de un proyecto.

T E M A V ESTUDIO TECNICO DEL PROYECTO

El aspecto de ingeniería en la formulación de un proyecto industrial podemos denominarlo como pre-ingeniería en las fases anteriores al diseño detallado de la planta y tiene por objeto el llenar una doble función: primero, la de generar la información que permita hacer una evaluación económica del proyecto y, en segundo lugar, la de establecer las bases técnicas sobre las que se habrá de diseñar, construir y arrancar la nueva unidad productiva, en caso de que el proyecto demuestre ser económicamente atractivo.

Podemos considerar que la ingeniería de un proyecto contempla tres fases:

La primera de ellas consiste en una serie de actividades que tienen por objeto obtener la información necesaria para la selección de un proceso de producción adecuado.

En la segunda fase se especifica y dimensiona, en forma preliminar, el equipo, maquinaria, magnitud de la obra civil, magnitud de la obra eléctrica, y con esta base se puede estimar la inversión que se requiere, así como los gastos de operación de la planta.

Por último, en la fase final se elabora la Ingeniería de Detalle en la que se elabora el diseño detallado de la planta y se hace una estimación precisa de la inversión requerida para llevar a cabo la construcción, instalación y puesta en marcha de la planta.

En la realización de la Ingeniería del proyecto se llevan a cabo operaciones de retroalimentación de información, ya que los resultados de unas actividades sirven para orientar las que siguen y los resultados obtenidos sirven para tomar decisiones en torno a las primeras. Así podemos observar, que la selección de un proceso para elaborar algún producto se hace de una manera preliminar, y con esta base y los estudios realizados para determinar el tamaño de la planta, se hacen estimaciones preliminares relativas a la inversión y a los costos de producción; a su vez, con estos resultados se revisan los pro

cesos alternativos considerados originalmente para hacer una selección definitiva del proceso que habremos de emplear.

Los resultados de la estimación de la inversión y de los costos de producción, junto con la información que se obtiene de los estudios de mercado y de abastecimiento, son elementos determinantes de las posibilidades de realización del proyecto sobre bases firmes, tanto técnicas como económicas.

A) Pre-Ingeniería del Proyecto

Los principales rubros de carácter técnico que es necesario llevar a cabo como parte de esta etapa son:

1.- Evaluación de Materias Primas

A partir del estudio de disponibilidad de materias primas el cual se mencionó como uno de los factores que influye en la determinación de la localización de una planta, contamos con información acerca del volumen del que se dispone. Aunado a lo anterior es necesario contar con un estudio de las características físicas, químicas y biológicas de las diversas clases de materia prima de que se dispone con el objeto de tener algunos elementos que nos sirvan de base para la selección del proceso adecuado para la producción del producto deseado, así como para el diseño de la planta y sistema de producción.

2.- Obtención de información técnica sobre los procesos de fabricación.

Antes de efectuar la selección del proceso es necesario el investigar los diferentes procesos que existen para el producto que se desea fabricar con objeto de definir las ventajas y desventajas que presenta cada uno de ellos, para poder finalmente efectuar una selección adecuada.

3.- Selección del proceso o sistema de producción

Para efectuar la selección de un proceso, éste deberá cumplir con los volúmenes de producción requeridos, con las especificaciones del producto que demanda el mercado así como de ser factible de llevarse a cabo en los equipos de que se dispone. En la mayoría de los proyectos de tipo industrial es necesario establecer una comparación de los diversos procesos que pueden emplearse, con objeto de seleccionar aquel sistema que permita obtener los mejores resultados, así como el que permita el aprovechamiento máximo de los recursos disponibles. Existen varios factores que deben tomarse en cuenta para la selección del proceso y de ellos mencionaremos los siguientes: Disponibilidad de tecnología, costos de producción en los que se incluyan regalías, inversión requerida, balance de mano de obra requerida, materias primas requeridas, posibilidad de adaptación a las condiciones reinantes, consideraciones sobre productos y residuos de proceso.

4.- Elaboración de diagramas de flujo

En las primeras etapas del proyecto se procede a la elaboración de diagramas de flujo preliminares, en los cuales se muestra únicamente la secuencia de operación, así como los equipos principales que intervienen en el proceso. Esta información sirve como base para poder realizar una estimación de la Inversión Requerida a fin de realizar la evaluación económica del proyecto. Conforme se avanza en el proyecto, se van añadiendo datos hasta poder llegar a la especificación de los equipos. Junto con estos diagramas se proporciona información detallada sobre las condiciones de operación del proceso.

5.- Elaboración de balances de materia y energía

Una vez establecido el proceso y los diagramas de flujo, es necesario hacer los balances de materia y energía para cada una de las operaciones involucradas en el proceso. En este caso se determinan las cantidades de materia y energía que entran y salen en cada etapa del proceso y se elaboran con base en los rendimientos de productos intermedios y finales, y en los consumos de servicio y de energía previstos. Estos balances permiten definir las capacidades de cada una de las unidades y los requerimientos de servicio de las mismas.

Como en el punto anterior, estos datos nos proporcionan elementos para poder calcular los costos de operación y junto con la inversión estimada efectuar el análisis y evaluación eco

nómica.

B) Ingeniería del Proyecto

Después de haber efectuado la formulación y evaluación del proyecto, se procede al análisis de los resultados obtenidos a fin de seguir adelante con el proyecto en el caso de que la rentabilidad resulte atractiva y el análisis de sensibilidad nos haya proporcionado los criterios suficientes para tomar la decisión de invertir en dicho proyecto.

Una vez tomada la decisión de continuar, se prosigue con la etapa de Ingeniería de Detalle, construcción y finalmente arranque de la nueva unidad productiva.

Para poder iniciar la etapa de Ingeniería de Detalle es necesario asignar a un Gerente de Proyecto, si es que éste no ha sido nombrado con anterioridad. La responsabilidad del Gerente de Proyecto es la de vigilar que todas y cada una de las actividades que constituyen la totalidad del diseño, construcción y arranque de la planta, se lleven a cabo en forma exitosa.

El Gerente de Proyecto hace uso de toda la información detallada de todos los aspectos importantes relacionados con el proceso, para poder iniciar las especificaciones de la Ingeniería de Detalle, así como de todos y cada uno de los aspectos que intervienen en la planta. Por ejemplo, la agitación que se requiere en un reactor puede ser un

factor importante para la obtención de un producto que cumpla con las especificaciones definidas para dicho producto.

Los detalles de las especificaciones mecánicas del equipo de proceso son determinadas por los ingenieros especializados en los diferentes equipos en forma conjunta con el ingeniero de proceso. Dentro de las actividades de la Ingeniería de Detalle se tienen los siguientes grupos de especialistas.

- Bombas y Compresores
- Intercambiadores de calor
- Diseño de recipientes
- Instrumentos
- Hornos
- Materiales para tuberías
- Equipos varios

Después de que se ha llevado a cabo la selección del equipo de una planta, su diseño se complementa a través de planos o dibujos en los cuales se describen las cinco categorías principales: Diseño de Tuberías, Diseño Estructural, Diseño Eléctrico, Diseño de Instrumentación y Diseño Mecánico de Recipientes.

Como mencionamos anteriormente en esta etapa del proyecto se generan planos y cabe mencionar que ésto constituye un aspecto de verdadera importancia ya que constituye la clave para una buena operación,

para una construcción económica, para una distribución funcional del equipo y edificios, así como para un mantenimiento bien planeado y eficiente. Dentro de los planos que tienen una mayor importancia podemos nombrar: Plano de localización general, Plano de localización de equipos, Diagrama de tuberías e instrumentación, Planos de cimentaciones de equipo, etc.

En forma paralela a las actividades que hemos mencionado anteriormente se efectúan los trabajos de obra civil y eléctrica de tal manera que se satisfagan los requerimientos de la planta industrial, con base en los planos de distribución de equipos y planta, características y requerimientos de proceso, disposiciones oficiales, características del terreno, características del manejo y transporte de materiales, aspectos de seguridad etc..

Por último mencionaremos que la programación, instalación y puesta en marcha de la planta es otro aspecto que se desarrolla durante la etapa de Ingeniería de Detalle y tiene por objeto la coordinación de las actividades correspondientes, de tal manera que se aprovechen al máximo los recursos humanos y económicos, así como el tiempo en el que se tiene programado el ejecutar la obra. Así también ayuda a establecer un programa de inversiones que sirve como base para finalizar en forma oportuna esta fase del proyecto y permite obtener una mayor continuidad entre la etapa de instalación y operación normal de la planta.

ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO PARA LA INSTALACION DE UNA UNIDAD GENERADOR
RA DE CORRIENTE ELECTRICA CON CAPACIDAD DE 10,000 Kw

	<u>PAG</u>
<u>T E M A I Estudio Técnico</u>	233
a) Descripción del Sistema de Generación de Energía Eléctrica	
b) Planteamiento de alternativas de generación de energía eléctrica	
c) Determinación del consumo de vapor y energía eléctrica	
d) Bases y antecedentes del estudio técnico	
<u>T E M A I I Estudio Económico</u>	259
a) Estimado de costo de generación de vapor	
b) Estimado de Inversión Fija	
c) Estimado de costos de generación de energía eléctrica	
d) Análisis de rentabilidad	
e) Análisis de sensibilidad	
f) Impacto de la inflación en el proyecto	

C A P I T U L O I I I
=====

En los capítulos anteriores hemos tratado dos aspectos que constituyen el fundamento del presente capítulo, ya que en el primero de ellos se hizo un planteamiento de los sistemas que pueden emplearse para la generación de energía eléctrica en una planta de proceso, así como para la generación de electricidad a nivel estatal. Por otro lado, en el segundo capítulo hemos mencionado aquellos aspectos que es necesario tomar en cuenta en el momento de efectuar la evaluación técnico-económica de cualquier tipo de proyecto.

El presente capítulo tiene como objetivo fundamental, el hacer uso de todos los conceptos vertidos a lo largo del presente trabajo y así poder integrar un estudio técnico-económico que nos proporcione los criterios suficientes a fin de poder verificar qué tan viable resulta la instalación de una Unidad Generadora de Energía Eléctrica en una planta de proceso.

Resulta importante señalar que el enfoque que se le pretende dar a este capítulo es eminentemente práctico, ya que este es un estudio que se realizó en una empresa del sector privado, la cual tomó la decisión de abrir un proyecto con objeto de analizar y determinar la rentabilidad que podría obtenerse al efectuar la instalación de una Unidad Generadora de Energía Eléctrica que había sido comprada

con anterioridad y cuyo costo se encuentra totalmente cubierto.

Cabe señalar que la instalación de dicha unidad generadora se constituye en una de las alternativas de solución, ya que también existe la posibilidad de no instalarla y proceder a su venta. Por otro lado, resulta importante enfatizar que hoy en día es necesario el analizar todo proyecto de inversión que se plantee a fin de tener elementos de decisión lo suficientemente sólidos para seguir adelante o dar marcha atrás en la ejecución del mismo proyecto.

Uno de los motivos que influyeron para abrir dicho proyecto era la perspectiva planteada por el aumento en el costo de combustible, aspecto que tiene repercusión en un aumento en el costo de la energía eléctrica suministrada por Comisión Federal de Electricidad. Aunado a lo anterior y ante la importancia que a nivel mundial y nacional han alcanzado los energéticos debido a su carencia y en algunos casos a su origen no renovable, la implementación de un proyecto de la naturaleza como el presente resulta ser congruente con los planes de racionalización en el consumo de energéticos que para tal efecto el Gobierno Federal ha puesto en marcha. Así también cabe hacer mención que debido a las características particulares de los procesos empleados en la planta, el consumo de energía eléctrica es considerable, manifestándose con esto la importancia que guarda un suministro confiable del fluido eléctrico. Dicho suministro confiable se vio deteriorado recientemente a raíz de la situación que se vivió en el país

motivada por los cortes de energía eléctrica que se efectuaron y con ello se manifestó la incapacidad de Comisión Federal de Electricidad para satisfacer las necesidades que se evidenciaron en ese momento.

T E M A I ESTUDIO TECNICO

A) Descripción del Sistema de Generación de Energía Eléctrica

En el capítulo I del presente trabajo hemos hecho una descripción del Sistema de Generación de Energía Eléctrica empleando una turbina de vapor y es diho sistema el que habrá de servir de base en este estudio.

En la presente descripción estableceremos que el vapor que ser virá como elemento motriz en la turbina, se genera en la caldera, a la cual se adiciona calor, que proviene de la combustión de los gases residuales que alimentamos, así como del gas natural que empleamos como soporte en dicha combustión.

Es así, mediante la adición de calor al agua que se alimenta a la caldera como se genera el vapor de alta presión, el cual es alimentado a la turbina que tiene acoplado el generador de energía eléc trica, o bien, este vapor puede ser empleado para satisfacer las necesidades de proceso y para ello resulta necesario reducir la presión de dicho vapor en una estación reductora.

En el caso de emplear el vapor de alta presión para mover la tur
bina, tenemos un aprovechamiento de la energía contenida en dicho va-
por, ya que es mediante la conversión de la misma, en energía cinética
como obtenemos una fuerza que efectúa un trabajo.

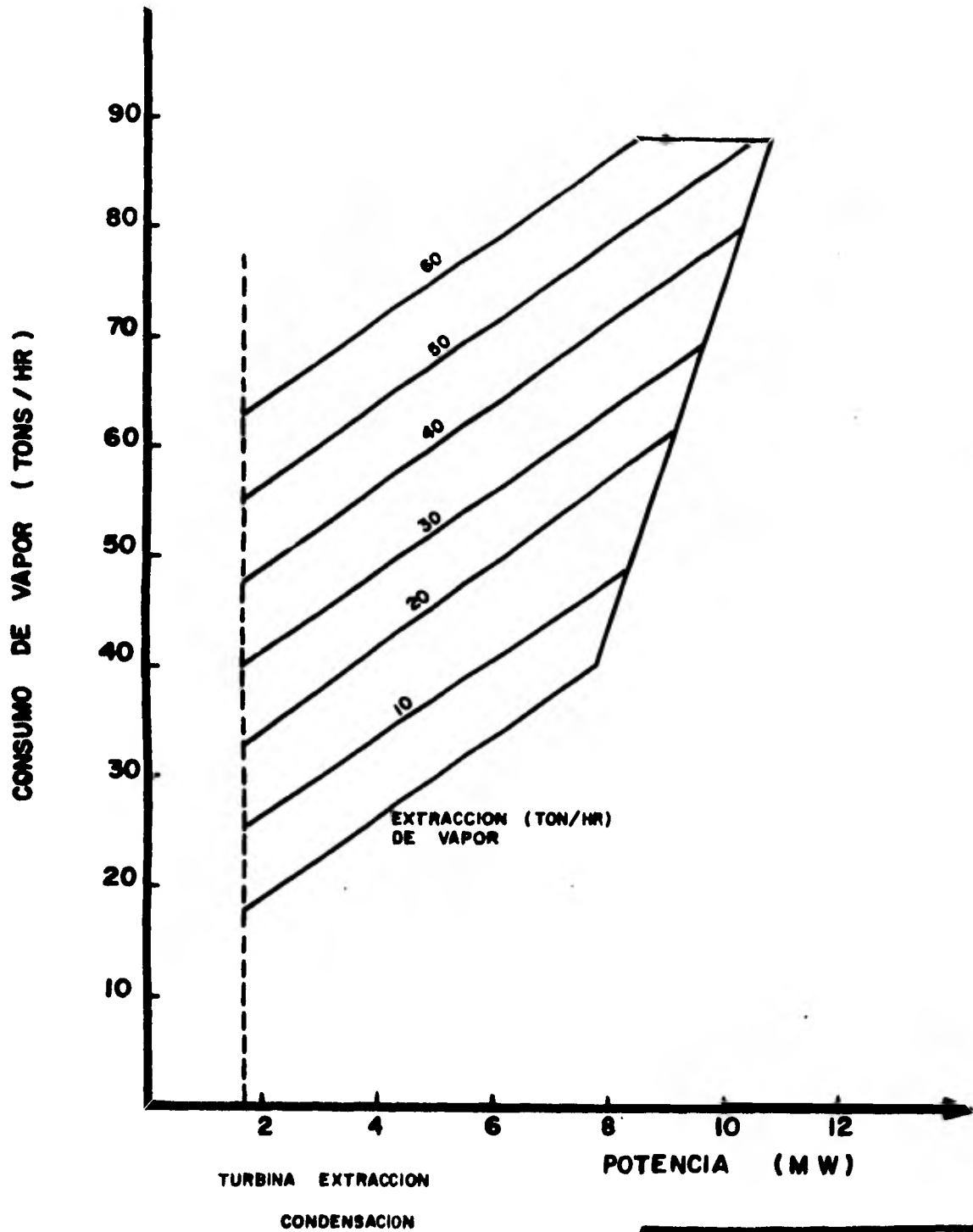
En la gráfica que se muestra en la figura III.1 se observa el
comportamiento de la turbina con respecto a la cantidad de vapor ali-
mentado, ya que en base a dicha alimentación, así como en función de
la cantidad de energía eléctrica generada, se habrá de tener una de-
terminada cantidad de condensado.

Por ejemplo, para generar 10 Mw, la cantidad mínima de vapor re-
querida es de 75 tons/hr y se extraen 37 tons/hr de condensado.

Como lo mencionamos anteriormente el vapor de alta presión se
alimenta a la turbina, la cual está acoplada al generador provocando
se el movimiento del rotor mediante un reductor de velocidad. Parte
del vapor que es alimentado a la turbina se condensa en un condensador
de superficie y se alimenta al deaerador para la eliminación de oxí-
geno, para posteriormente recircularlo a la caldera.

Por otro lado, el vapor que no se condensa se obtiene a una pre-
sión de 220 lb/in² el cual es empleado para satisfacer necesidades
de proceso así como para mover turbinas.

Por lo que respecta a los equipos que componen el sistema de



FACULTAD DE QUIMICA

FIGURA III-1

DIAGRAMA DE EXTRACCION

generación que habrá de ser empleado, básicamente son dos, Caldera y Turbogenerador, de los cuales a continuación se señalan sus características más importantes.

CALDERA

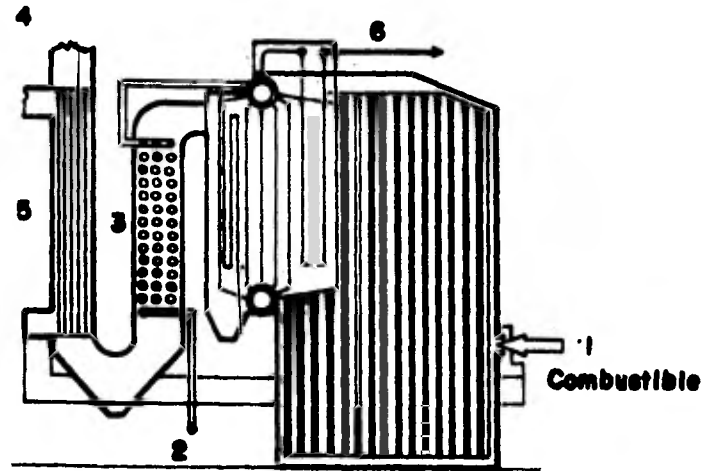
La caldera fue diseñada para recobrar el poder calorífico de los gases residuales y al mismo tiempo empleará como soporte, gas natural (fig III.2)

La capacidad máxima de generación de la unidad es de 255,665 lb/hr (116 Tons/hr)

Por otro lado, el diseño se ha basado en los siguientes datos para los gases residuales:

Análisis típico:

COMPUESTO	BASE SECA	BASE HUMEDA
CO	10.69	6.95
H ₂	11.04	7.18
CH ₄	0.11	0.07
C ₂ H ₂	0.21	0.14
N ₂	71.23	46.30
CO ₂	6.4	4.16
O ₂	0.32	0.21
H ₂ O	- -	<u>35</u>
TOTAL	100.00	100.00



1. ALIMENTACION DE COMBUSTIBLE
2. ALIMENTACION DE AGUA DESMINERALIZADA
3. ECONOMIZADOR
4. SALIDA DE GASES DE COMBUSTION
5. PRECALENTADOR DE AIRE
6. VAPOR DE TURBINA

UNAM
FACULTAD DE QUIMICA
FIGURA III-2
CALDERA

Poder calorífico promedio 1871 BTU/m³

Densidad 0.03 lb/ft³

Especificaciones:

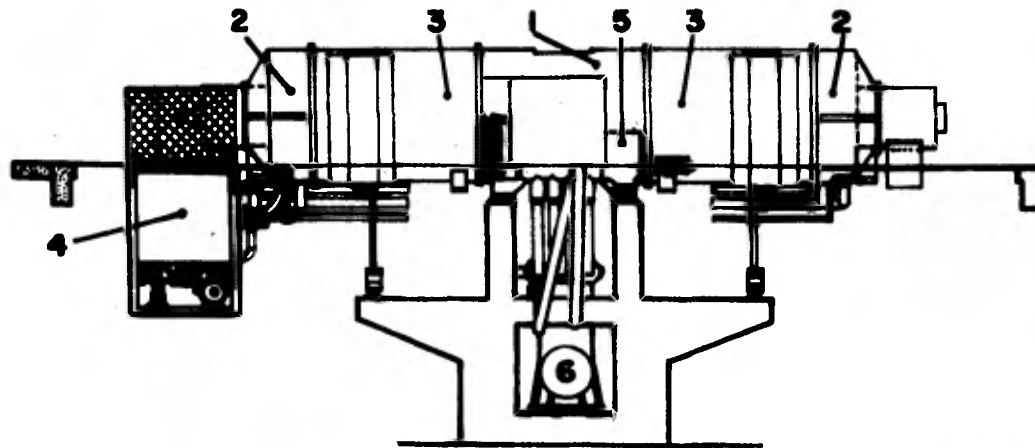
Tipo : Tubos de agua
 Capacidad : 2556661 lb/hr (116 tons/hr)
 Presión a la salida del sobrecalentador : 600 psig
 Presión de diseño : 700 psig
 Temperatura a la salida del sobrecalentador: 752 °F
 Temperatura del agua de alimentación : 260 °F
 Temperatura de los gases residuales : 350 °F
 Consumo de los gases residuales : 186,000 m³/hr
 Consumo de combustible soporte usando 100%
 Gas natural disponible : 3,310 m³/hr
 Eficiencia : 72%
 Aire en exceso : 9.5%

TURBOGENERADOR (Fig. III.3)

Especificaciones:

1. Turbina

Tipo : Extracción - condensación
 Operación : Contrapresión
 No. de carcazas : Una



1. ARMAZON DE LA TURBINA
2. ARMAZON TERMINAL
3. GENERADOR
4. TANQUE DE ACEITE
5. VALVULA DE ENTRADA
6. CONDENSADOR

UNAM

FACULTAD DE QUIMICA

FIGURA III-3

TURBO GENERADOR

Presión entrada	: 42 atmósferas
Temperatura entrada	: 400 °C
Potencia	: 10,000 Kw
Presión de extracción	: 16.5 Atmósferas
Flujo de extracción máxima	: 47 Tons/hr
Presión vacío	: 0.095 atmósferas
Temperatura agua de enfriamiento:	26 °C
Velocidad	: 8,000 R.P.M.

2. Generador

Tipos	: Trifásico-Sincrónico
Potencia máxima	: 12,500 Kw
Potencia activa	: 10,000 Kw
Factor de potencia	: 0.8
Voltaje nominal	: 4.16 Kv
Frecuencia	: 60 Hertz
Eficiencia a potencia reactiva	: 97 %

B) Planteamiento de Alternativas de Generación de Energía Eléctrica

A lo largo del primer capítulo hemos hecho mención de los diversos sistemas que podemos emplear para la Generación de Energía Eléctrica, aspecto que nos ofrece un gran número de alternativas de generación debido a la naturaleza propia de dichos sistemas y a este res

pecto podemos señalar que son las distintas fuentes de energía, (geotermia, carbonífera, hidráulica, nuclear y térmica a base de hidrocarburos), las que nos determinan el sistema que habrá de utilizarse.

Tomando como base la política que el Gobierno Mexicano ha establecido a éste respecto, la industria se ha visto en la necesidad de satisfacer sus requerimientos de energía eléctrica mediante la adquisición de la misma a Comisión Federal de Electricidad y en aquellos casos en que una empresa intenta satisfacer dichos requerimientos mediante sistemas propios, las alternativas de generación son menores ya que en ello influyen aspectos de tipo técnico y económico.

Si nos enfocamos a la Industria de Proceso, ésta posee características muy peculiares que pueden orientar la selección del sistema de generación de energía eléctrica, y son los sistemas en los que se emplean turbinas de vapor o gas como elemento motriz, los más apropiados para satisfacer las necesidades que éste tipo de industria plantea. Por otro lado y en base a las características del proceso resulta necesario el elaborar una balance que indique los requerimientos de vapor y electricidad que se tienen y así se logra tomar la decisión de emplear una turbina de gas o bien una de vapor.

Particularizando en el caso que motivó el presente estudio, tenemos que a partir de las características del proceso productivo existen requerimientos tanto de vapor como de electricidad y cabe señalar que en este momento la planta se encuentra operando y para

ello se tiene funcionando una caldera que satisface necesidades de vapor del área de proceso, así como del área de servicios

Así también y como se mencionó al principio de este capítulo, en este momento se tiene comprada una unidad generadora de energía eléctrica formada por una turbina de vapor y un generador sincrónico y con lo anterior, queda prácticamente definido el tipo de sistema que habrá de servirnos de base ya que lo que se pretende es la obtención de energía eléctrica como subproducto de la generación de vapor.

Otro de los aspectos que es necesario mencionar y que también se desprende de las características propias del proceso de refiere a que en el proceso productivo se obtienen gases de escape con un poder calorífico aceptable, los cuales pueden ser empleados como combustible en la caldera y con ello el costo por generar vapor disminuye, aspecto que, influye en el costo de la energía eléctrica que se obtiene como subproducto

La generación de energía eléctrica, así como la distribución eficiente del vapor generado en la caldera, nos obliga a efectuar un análisis cuidadoso para poder determinar cual ha de ser la forma más efectiva de utilizarlo.

Debido a las características del equipo de generación de energía

eléctrica podemos deducir que existen múltiples alternativas para operar la turbina de vapor y la forma óptima en que habremos de hacerlo está en función de la cantidad de vapor de la que se dispone o bien, de la cantidad de energía eléctrica que debe ser generada.

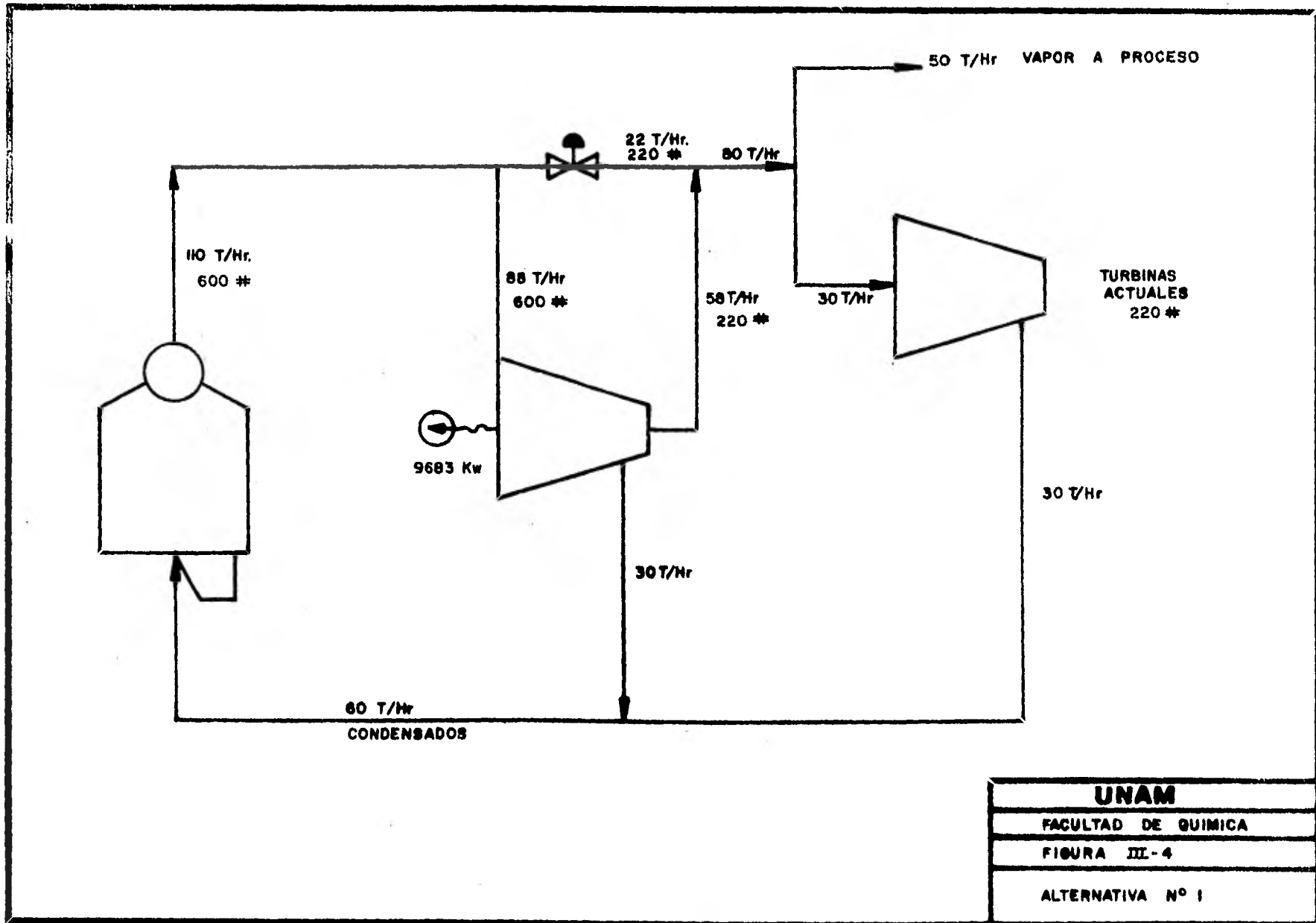
A continuación se hace el planteamiento de las alternativas que habrán de servirnos de base para poder efectuar el estudio económico y así elegir la alternativa de generación más conveniente.

ALTERNATIVA No. 1

Esta alternativa consiste en generar 110 tons/hr de vapor y resulta necesario satisfacer las siguientes necesidades:

- Vapor a proceso : 50 Tons/hr (220#)
- Vapor a servs. auxiliares; 65.3 Tons/hr (220#)
- Consumo energía eléctrica: 8,890 Kw

Para poder generar 8,890 Kw y obtener la máxima cantidad de vapor de extracción, a partir de la gráfica III.4, observamos que se requieren 88 Tons/hr de vapor de 600# y tenemos por otro lado, 22 Tons/hr de vapor para reducir de 600# a 220 # en una estación reductora, por lo tanto tendremos 80 Tons/hr disponibles en 220# para satisfacer las necesidades de 50 Tons/hr en proceso y 30 Tons/hr de servicios auxiliares, lo cual nos arroja un déficit de 35.3 Tons/hr de vapor y a partir de la tabla III, deducimos que esto representa una cantidad de 1,057 H.P. equivalentes a 793 Kw.



UNAM
FACULTAD DE QUIMICA
FIGURA III-4
ALTERNATIVA N° 1

Con lo anterior, el consumo de energía eléctrica aumenta a 9,683 Kw.

En la figura III.4, se muestra el balance de vapor para esta alternativa.

ALTERNATIVA No. 2

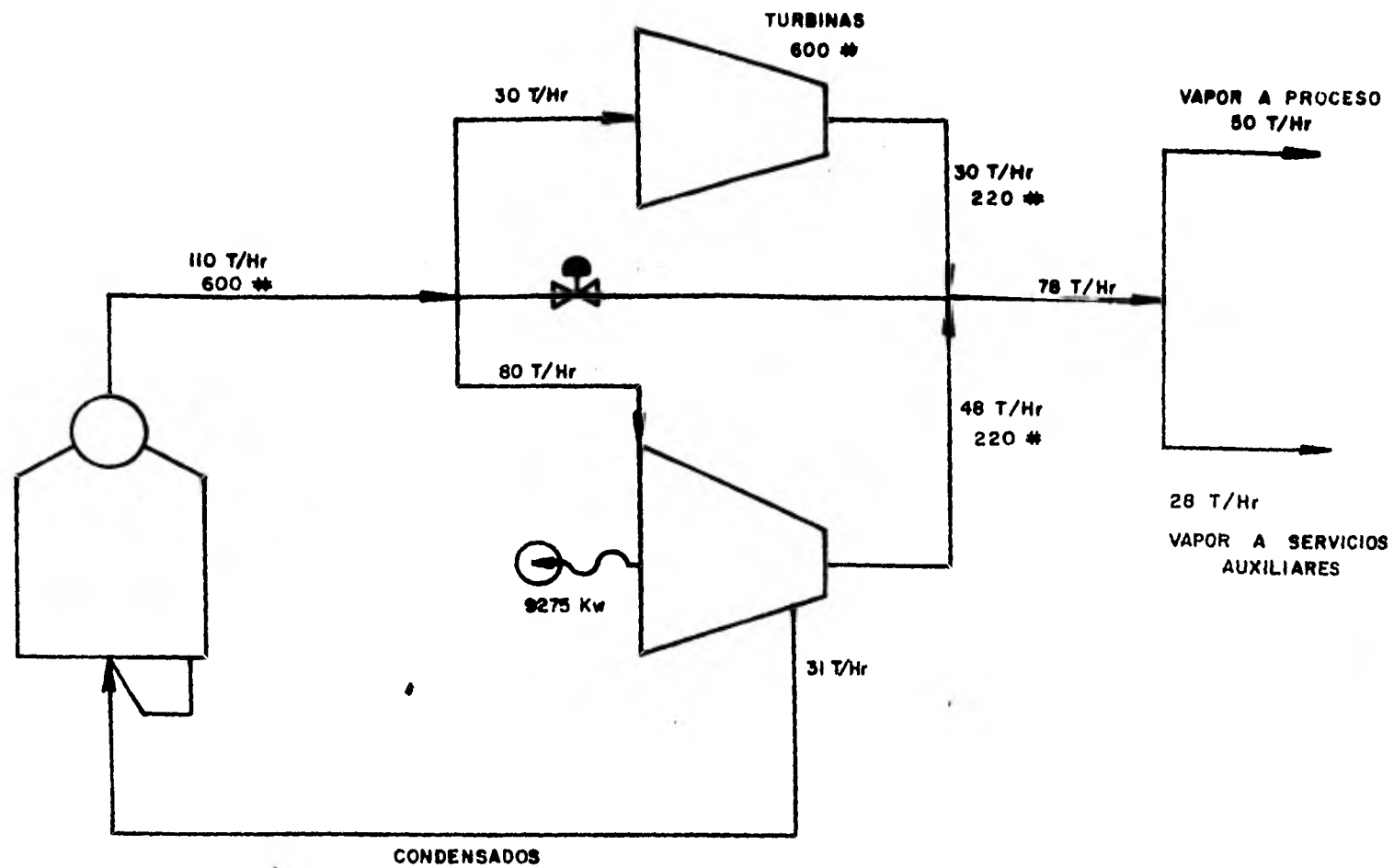
En esta alternativa se intenta satisfacer las mismas condiciones que se establecieron en el caso anterior, con la diferencia que en este caso se propone el cambio de las turbinas que anteriormente operan a 220# por turbinas de 600# con objeto de recuperar las 30 Tons/hr de vapor a una presión intermedia y no condensarlo.

Con ésto logramos tener una mayor cantidad de vapor para satisfacer las necesidades que se tienen.

En la figura III.5, se muestra el Balance de Vapor para esta alternativa, y en él podemos observar que con la modificación de turbinas a 600# se logra aumentar la cantidad de vapor disponible para servicios auxiliares y sólo quedan 7 tons/hr de déficit, lo que representa 375 Kw, por lo que la base de generación de esta alternativa es de 9,275 Kw.

ALTERNATIVA No. 3

En la alternativa anterior se evidenció el hecho de que al modi



UNAM

FACULTAD DE QUIMICA

FIGURA III-5

ALTERNATIVA N° 2

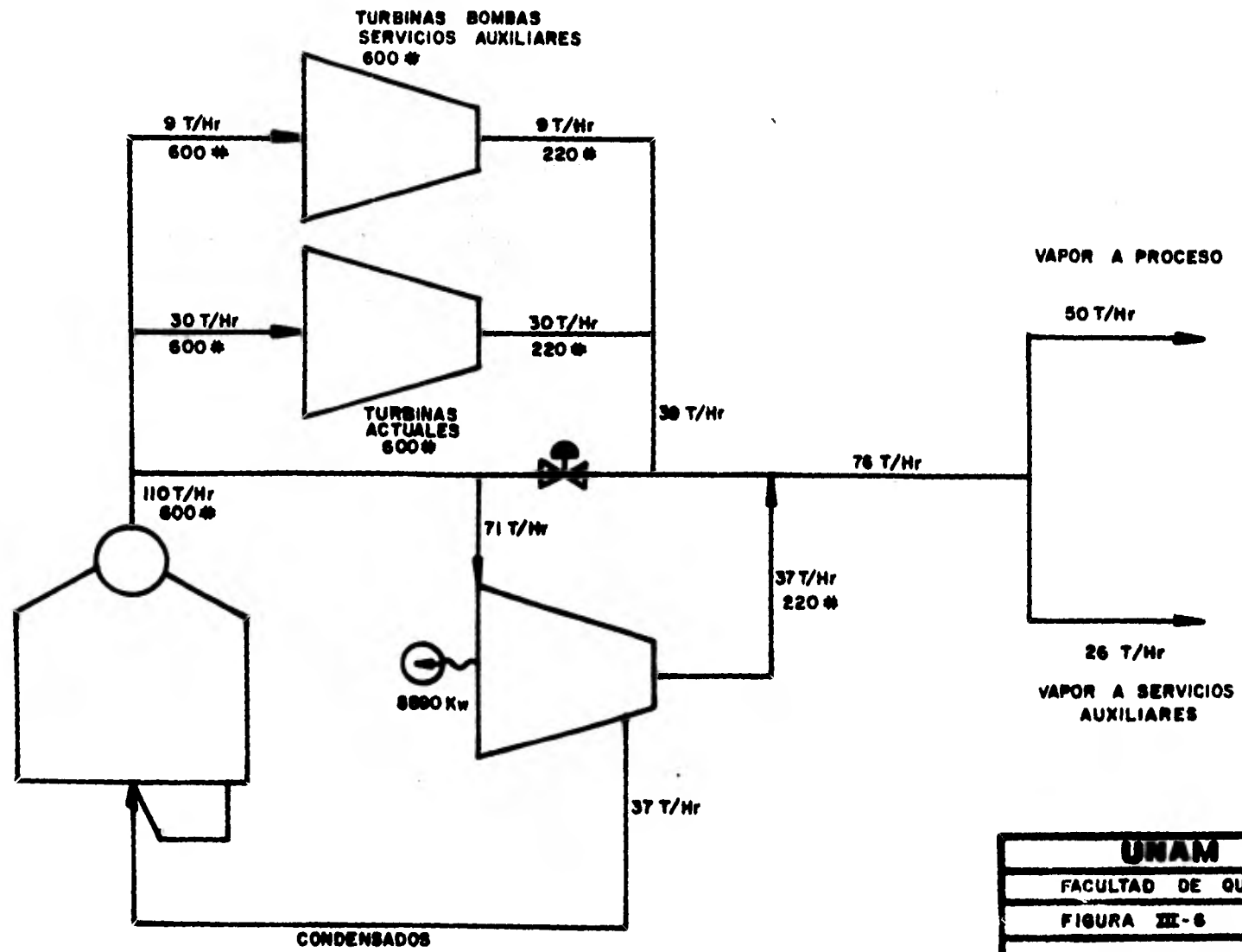
ficar algunas turbinas a 600#, las cuales actualmente operan en 220# se logra disponer de una mayor cantidad de vapor para satisfacer las necesidades que se presentan. Esta alternativa se basa en la premisa anterior y en ella se considera la modificación adicional de dos turbinas más cuyo consumo es de 9 Tons/hr.

Al efectuar el Balance de Vapor, el cual se muestra en la figura III.6 nos damos cuenta de que se tiene satisfecha la demanda total de vapor y el consumo de energía eléctrica es de 8,890 Kw, exclusivamente.

ALTERNATIVA No. 4

Con objeto de establecer una comparación entre las alternativas anteriores, con una situación que también puede resultar factible, podemos plantear en este caso la alternativa de no instalar el turbogenerador, lo cual redundaría en tener una demanda insatisfecha de vapor de 5 Tons/hr lo cual significa un consumo de 225 Kw y con ello la demanda total es de 9,115 Kw, los cuales serán consumidos en su totalidad a Comisión Federal de Electricidad.

En el siguiente inciso se muestra la forma en que se determinó el consumo de vapor y energía eléctrica, los cuales fueron empleados como base para el planteamiento de las alternativas antes señaladas



UNAM
FACULTAD DE QUIMICA
FIGURA III-6
ALTERNATIVA N° 6

C) Determinación del Consumo de Vapor y Energía Eléctrica

Consumo de vapor

Por lo que respecta al vapor generado en la caldera queremos señalar que éste es empleado como fuente de energía en diversas etapas del proceso productivo así como elemento motriz de las turbinas que se encuentran tanto en el área de Proceso como de Servicios Auxiliares.

En el Balance de Vapor (Fig. III.7) se muestran los consumos de vapor tanto en las líneas de producción # 1 y 2 así como en cada una de las turbinas del área de Servicios Auxiliares que consumen vapor.

La determinación de los consumos mencionados anteriormente fueron obtenidos a partir de datos de operación y a continuación se muestra el Balance para el Deaerador, Tanque de Purgas y Caldera

1. Condiciones de trabajo

Altura sobre el nivel del mar: 5,750 ft

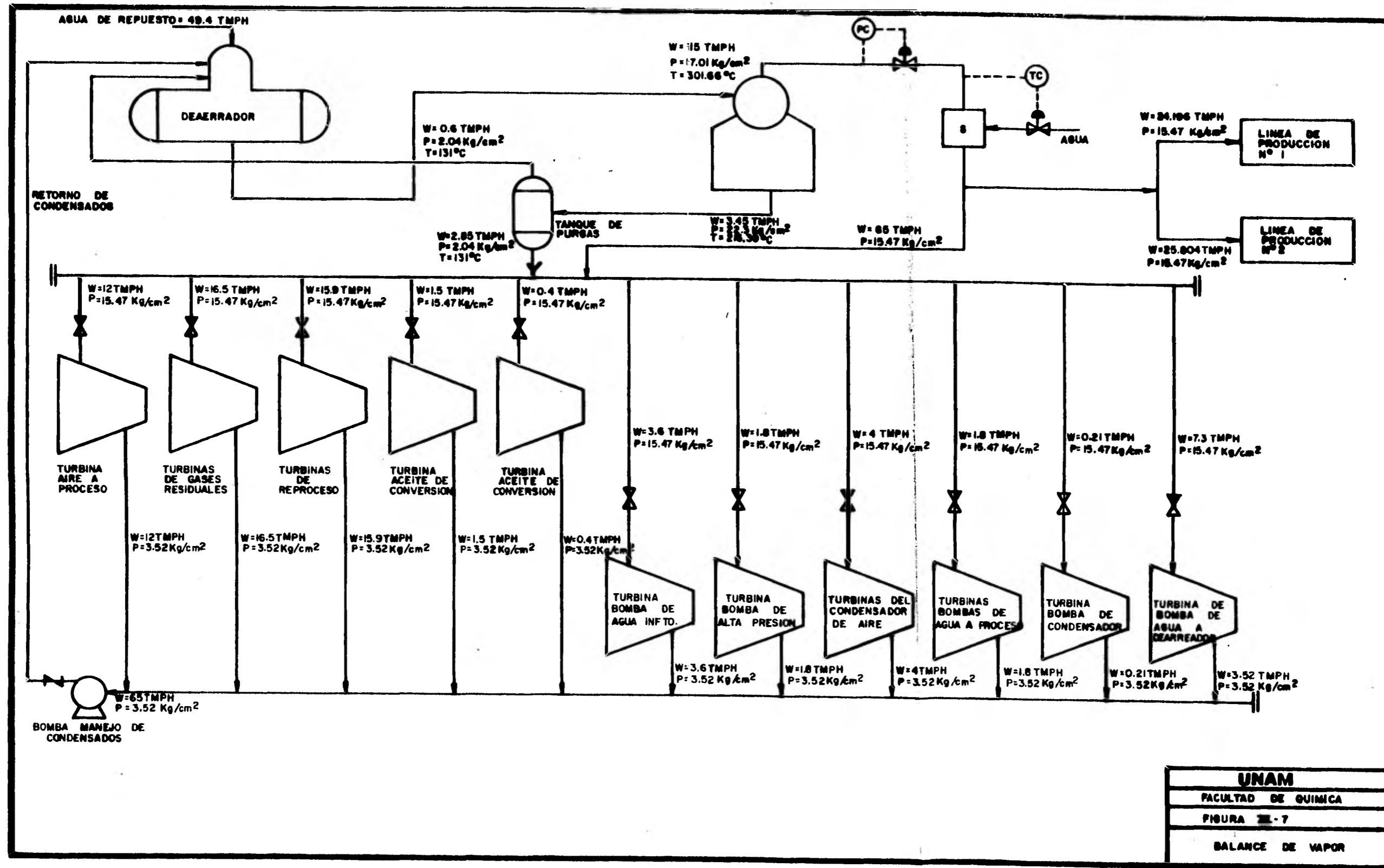
$$P_{atm} = 1.033 (1 - 6,87 \times 10^{-6} H)^{5.256}$$

Dónde H = 5,750 ft

$$P_{atm} = 0.83598 \text{ Kg/cm}^2 = 11.8937 \text{ psi.}$$

2. Condiciones del vapor generado

$$W = 253,863 \text{ Lb/Hr} = 115 \text{ T.M.P.H.}$$



$$P = 242 \text{ Psig} = 253.8937 \text{ psia} = 17.014 \text{ Kg/cm}^2$$

$$t = 575 \text{ }^\circ\text{F} = 301.66 \text{ }^\circ\text{C}$$

3. Purga Continua

La determinación de la purga continua la consideramos como un 3% de la cantidad total del vapor generado

$$W_{p.c.} = 0.03 W = 0.03 (253,863 \text{ lb/hr})$$

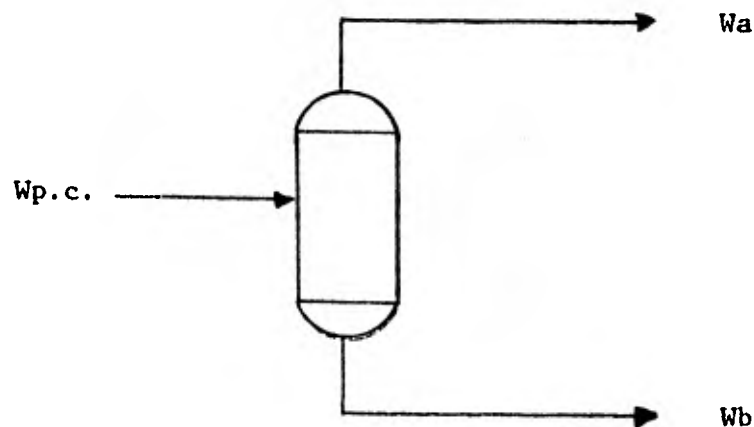
$$W_{p.c.} = 7616 \text{ lb/hr} = 3.45 \text{ T.M.P.H.}$$

$$\text{Presión en el domo de vapor} = 302 \text{ psig} = 313.8937 \text{ psig}$$

$$\text{Presión en domo} = 22.3 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\text{Temperatura} = 421.49 \text{ }^\circ\text{F} = 216.39 \text{ }^\circ\text{C}$$

4. Balance en el Tanque de Purgas



$$1- W_{p.c.} = W_a + W_b$$

$$2- W_{p.c.} H_{p.c.} = W_a H_a + W_b H_b$$

$$3- W_a = W_{pc} - W_b$$

Dónde H = Entalpía

Substituyendo en ecuación 2

$$4- Wp.c. Hp.c. = (Wp.c. - Wb) Ha + Wb Hb$$

$$5- Wp.c. Hp.c. = Wp.c. Ha - Wb Ha + Wb Hb$$

Factorizando

$$6- Wp.c. (Hp.c. - Ha) = Wb (Hb - Ha)$$

$$7- Wb = Wp.c. \left(\frac{Hp.c. - Ha}{Hb - Ha} \right)$$

$$Wp.c. = 7616 \text{ lb/hr}$$

$$Hp.c. = 398.9 \text{ BTU/lb}$$

Para poder definir la entalpía H_a se requiere determinar la presión de operación del tanque de purgas

$$P_{op} = P_{deaerador} + \Delta P$$

$$P_{deaerador} = 23.539 \text{ psig}$$

$$\Delta P = 5.3 \text{ psig}$$

$$P_{op} = 23.539 + 5.5 = 29.039 \text{ psig} = 40.93 \text{ psig}$$

$$T_a = 268 \text{ }^\circ\text{F} = 131 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$H_a = 1169.5 \text{ BTU/lb (Vapor saturado)}$$

$$H_b = 235.7 \text{ BTU/lb (Líquido saturado)}$$

Sustitución en ecuación 7

$$Wb = 7616 \left(\frac{398.9 - 1169.5}{235.7 - 1169.5} \right) = 6284.9 \text{ lb/hr}$$

$$Wb = 2.85 \text{ T.M.P.H.}$$

$$W_a = W_{p.c.} - W_b = 3.45 - 2.85 = p.6 \text{ T.M.P.H.}$$

A continuación se muestra el desgloce del consumo de vapor para las áreas de Proceso y Servicios Auxiliares.

TABLA I
CONSUMO VAPOR PARA PROCESO

Vapor 15.47 Kg/cm²

EQUIPO	CONSUMO ACTUAL TONS/HR	CONSUMO MAXIMO TONS/HR
<u>Línea de Producción No. 1</u>		
Coaguladores	14.876	15.0
Hervidor columna destilación	0.635	0.660
Precalentador columna destilación	0.499	0.499
Hervidor columna solvente	2.68	2.8
Precalentador columna solvente	0.122	0.122
Precalentador solvente a reactores	4.67	4.9
Area acabado	<u>0.714</u>	<u>0.714</u>
SUB TOTAL	24.196	24.695

TABLA II
 CONSUMO VAPOR AREA PROCESO

Vapor de 15.47 Kg/cm²

EQUIPO	CONSUMO ACTUAL TONS/HR	CONSUMO MAXIMO TONS/HR
<u>Línea de Producción No. 2</u>		
Coaguladores	13.61	13.61
Hervidor columna de sol- vente	6.81	7.1
Precalentador solvente a reactores	4.67	4.9
Area de acabado	<u>0.714</u>	<u>0.714</u>
	25.804 =====	26.324 =====

TABLA III
 CONSUMO DE VAPOR AREA DE SERVICIOS AUXILIARES

Vapor de 15.47 Kg/cm²

POTENCIA DE TURBINAS HP	CANT	A P L I C A C I O N	CONSUMO DE VAPOR TONS/HR. ACTUAL
1,800	1	Aire a proceso	12.0
245	4	Gases residuales	16.5
100	9	Reproceso de producción	15.9
100	1	Aceite conversión	1.5
20	1	Aceite conversión	0.4
200	1	Bomba agua enfriamiento	3.6
100	1	Bomba alta presión	1.8
75	3	Condensador de aire	4.0

POTENCIA DE TURBINAS HP	CANT	A P L I C A C I O N	CONSUMO DE VAPOR TONS/HR. ACTUAL
50	2	Bomba agua de proceso	1.8
12	1	Bomba condensador	0.21
500	1	Bomba agua a deaerador	<u>7.3</u>
CONSUMO TOTAL			65.0

TABLA IV

RESUMEN CONSUMO ACTUAL DE VAPOR

D E S C R I P C I O N	CONSUMO (TONS/HR)
Línea de producción No. 1	24.196
Línea de producción No. 2	25.804
Servicios Auxiliares	<u>65.0</u>
T O T A L	<u>115.0</u> =====

C) Consumo de Energía Eléctrica

En la actualidad se cuenta con una subestación eléctrica con capacidad de 10,000 Kva, la cual es alimentada por C.F.E. en 110 Kv y se reduce esta tensión a 4.16 Kv que es el voltaje de distribución primaria de las instalaciones de la planta. Con objeto de establecer el consumo de energía eléctrica, se procedió a analizar la facturación pagada a C.F.E. durante los años de 1978, 1979 y 1980 y así poder determinar un consumo promedio.

AÑO	CONSUMO (KW)
1978	5,562
1979	5,438
1980	5,937

El promedio de consumo detectado durante los tres años de operación es : 5,645 Kw.

Por otro lado, en este momento se está operando un compresor de aire con vapor, el cual tiene un consumo nominal de 1,125 Kw. En el momento de entrar en operación el turbogenerador, éste tendrá consumos propios que ascienden a 1,170 Kw.

Finalmente los planes en el aumento de capacidad de la planta prevee un aumento en el consumo de energía eléctrica por 950 Kw.

CONSUMO TOTAL

1.	Consumo promedio	5,645 Kw
2.	Consumo compresor de aire	1,125 Kw
3.	Usos propios del turbogenerador	1,170 Kw
4.	Consumo por planes expansión	<u>950 Kw</u>
		8,890 Kw

D) Bases y Antecedentes del Estudio Técnico

En el año de 1976 se tomó la decisión de poner en marcha un proyecto para generar en forma autónoma la energía eléctrica que

se consumía en la planta, para lo cual se procedió a la compra de los siguientes equipos:

- Caldera con capacidad de 116 T/hr
- Turbogenerador con capacidad de 10,000 Kw

En el momento de efectuar un análisis más profundo de este proyecto se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- No se contaba con el permiso oficial para la autogeneración de energía eléctrica
- La instalación simultánea del turbogenerador y la caldera arrojaba un índice de rentabilidad bajo y un tiempo de recuperación de la inversión muy largo
- La inversión para la instalación y compra de equipo auxiliar significaba un alto secuestro de efectivo

Basándose en lo anterior se decidió llevar a cabo el proyecto en dos etapas y la primera de ellas consistió en montar la caldera debido a que la unidad que estaba operando tuvo que ser puesta fuera de servicio, ya que las fallas en el suministro de vapor a la planta estaban agudizándose por el mal estado de la caldera con la que se estaba operando.

Por lo que concierne al turbogenerador, se optó en primer lugar,

por realizar los trámites para la obtención del permiso para autoabastecimiento, el cual fue obtenido bajo las siguientes premisas:

- En el proceso productivo se obtienen gases residuales de los cuales puede aprovecharse su poder calorífico para la generación de vapor a un menor costo.
Por otro lado y debido a la naturaleza contaminante de dichos gases, resulta más conveniente la combustión de éstos, en lugar de ventearlas a la atmósfera, ya que los controles sobre la contaminación de gases del tipo CO, H₂ y SO₃ son más rígidos cada día.
- La generación de energía eléctrica se considera como un subproducto de la generación de vapor.
- La energía eléctrica generada será con fines exclusivos de autoabastecimiento, y la capacidad del turbogenerador satisfice las necesidades del suministro eléctrico
- Se mantendrá una carga fija contratada con C.F.E., en la cantidad que dicha dependencia estableciera.
- Debido a las características especiales del proceso, se requiere de un suministro confiable del fluido eléctrico ya que cualquier falla en la red de distribución puede provocar la caída de los interruptores de la planta, por ejemplo, cuando existe

una variación de un 10% o mayor en el voltaje.

- Las obras e instalaciones a ejecutar, se realizarán en conformidad con los requisitos técnicos y de seguridad que especifica el reglamento de Obras e Instalaciones Eléctricas.

Tal como lo mencionamos anteriormente, como resultado de las gestiones realizadas ante las autoridades correspondientes, se obtuvo dicho permiso y es aquí cuando surge la necesidad de efectuar un análisis con objeto de definir que tan conveniente resulta la instalación del turbogenerador, aspecto que habremos de analizar en el siguiente tema.

T E M A I I ESTUDIO ECONOMICO

A) Estimado de Costo de Generación de Vapor

El aspecto de generación de vapor es de primordial importancia ya que constituye uno de los renglones en lo que a costo de generación de energía eléctrica se refiere.

Como se mencionó en el primer inciso del tema anterior, actualmente se tiene una cantidad de gases de escape igual a 186,000 M³/hr y aunque esta cantidad puede ser usada en su totalidad, estamos considerando emplear una mezcla de gases de escape y gas natural como

soporte, ya que puede presentarse el caso de que alguna de las dos líneas de producción quede temporalmente fuera de operación.

A continuación se hace un análisis del costo de generación de vapor y en el cual se están considerando los siguientes aspectos:

- Costo del gas natural usado como combustible, tomando en cuenta la cantidad de gases de escape empleada
- Costo de energía eléctrica
- Depreciación
- Mano de obra directa
- Mano de obra supervisión
- Prestaciones
- Mantenimiento
- Costo reactivos químicos
- Seguridad y protección
- Seguros y fianzas
- Agua de repuesto

Por otro lado, ya habíamos hecho la observación de que habrá de tomarse como base la generación de 110 Tons/Hr y 335 días de ope

ración anuales, los que significan 8,040 hrs.

RESUMEN DE COSTOS DE GENERACION

DE VAPOR 110 T/Hr.

A L T E R N A T I V A	COSTO ANUAL DE PRODUCCION	COSTO TON DE VAPOR GENERADO
Usando 100% de gases de escape disponible	24'199,689	17.38
Usando 50% de gases de escape disponible	36'088,839	40.81
Usando 100% Gas Natural	48'228,435	54.55

COSTOS DE GENERACION DE VAPOR

Bases:

110 T/H de Generación
100% de Gas Natural
8,040 Hrs de Operación

<u>DESCRIPCION</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>COSTO UNITARIO*</u>	<u>COSTO ANUAL</u>	<u>COSTO T/HR DE VAPOR GENERADO</u>
Gas Natural	M ³	11,847 m ³ /Hr	0.35	\$33'337,458	37.70
Gases de Escape	M ³	--	--	--	--
Energía Eléctrica	Kw-Hr	665	0.682	3'646,381	4.12
Depreciación	--	--	--	5'100,000	5.77
Mano de obra directa	H - H	29,200	34.69	1'012,875	1.15
Mano de obra Supervisión	H - H	2,920	82.19	240,000	0.27
Prestaciones	--	--	--	438,506	0.50
Mantenimiento	--	--	--	1'200,000	1.36
Reactivos Químicos	--	--	--	2'882,822	3.26
Seguridad y protección	--	--	--	18,000	0.020
Seguros y fianzas	--	--	--	140,137	0.16
Agua	M ³	24	1.20	212,256	0.24
T O T A L				\$48'228,435	54.55

262

* Los costos unitarios corresponden a Junio de 1981

COSTOS DE GENERACION DE VAPOR

Bases: 110 T/hr de Generación
50% de Gases de escape disp.
8,040 hr de Operación anuales

<u>DESCRIPCION</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>COSTO UNITARIO*</u>	<u>COSTO ANUAL</u>	<u>COSTO T/HR DE VAPOR GENERADO</u>
Gas Natural	M ³	7,533 m ³ /hr	0.35	\$21'197,862	23.96
Gases de Escape	M ³	93,000	--	--	--
Energía Eléctrica	KW-HR	665	0.682	3'646,381	4.12
Depreciación	--	--	--	5'100,000	5.77
Mano de obra directa	H - H	29,200	34.96	1'012,875	1.15
Mano de obra Supervisión	H - H	2.920	82.19	240,000	0.27
Prestaciones	--	--	--	438,506	0.50
Mantenimiento	--	--	--	1'200,000	1.36
Reactivos Químicos	--	--	--	2'882,822	3.26
Seguridad y Protección	--	--	--	18,000	0.020
Seguros y Fianzas	--	--	--	140,137	0.16
Agua	M ³	24	1.10	212,256	0.24
T O T A L				\$36,088,829	40.81

* Los costos unitarios corresponden a Junio de 1981

COSTOS DE GENERACION DE VAPOR

Bases: 110 T/hr de Generación
 100% de gases de escape disp.
 8,040 Hrs de Operacion anuales

<u>DESCRIPCION</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>COSTO UNITARIO*</u>	<u>COSTO ANUAL</u>	<u>COSTO T/HR DE VAPOR GENERADO</u>
Gas Natural	M ³	3,308 m ³ /hr	0.35	\$ 9'308,712	10.53
Gases de escape	M ³	186,000	--	--	--
Energía eléctrica	KW-HR	665	0.682	3'646,381	4.12
Depreciación	--	--	--	5'100,000	5.77
Mano de obra directa	H - H	29,200	34.69	1'012,875	1.15
Mano de Obra supervisión	H - H	2,920	82.19	240,000	0.27
Prestaciones	--	--	--	428,506	0.50
Mantenimiento	--	--	--	1'200,000	1.36
Reactivos Químicos	--	--	--	2'882,822	3.26
Seguridad y Protección	--	--	--	18,000	0.020
Seguros y fianzas	--	--	--	140,137	0.16
Agua	M ³	24	1.10	212,256	0.24
T O T A L				\$24'199,689	27.38

* Los costos unitarios corresponden a Junio de 1981

ANALISIS DE COSTOS DE PRODUCCION
 GENERACION DE VAPOR
 110 Ton/hr

Costos de Operación

Combustible:

- Costo de combustible con 100% de gas natural

$$W_c = \frac{W_v \times AH}{N \times A} = \frac{242,506 \text{ lb/hr} \times 1,380 \text{ BTU/hr}}{0.80 \times 35,310 \text{ BTU/m}^3} = 11,847 \text{ m}^3/\text{hr}$$

Considerando un costo unitario de gas natural como \$0.35/M³, y una generación de vapor de 110 T/hr

$$\text{Costo ton. de vapor} = \frac{11,847 \times 0.35}{110} = \$37.70$$

- Costo de combustible con 100% de Gases de escape:

Para la fecha de puesta en operación del proyecto, se dispondrá de 187,000 M³/hr de gases de escape con un poder calorífico de 1871 BTU/m³

Considerando alimentar al Generador el total de los gases de escape disponibles, la eficiencia del equipo será del 72% por lo que los BTU requeridos para evaporar 110 T/hr (242,506 lb/hr) será:

$$\text{BTU requeridos} = \frac{242,506 \text{ lb/hr} \times 1,380 \text{ BTU/lb}}{0.72} = 464.8 \times 10^6 \text{ BTU/hr}$$

$$\text{Con gases de escape tendremos} = 186,000 \text{ m}^3/\text{hr} \times 1,871 \text{ BTU/m}^3 = 348 \times 10^6 \text{ BTU/hr}$$

$$\text{Gas Natural requerido} = \frac{464.8 \times 10^6 - 348 \times 10^6}{35,310} = 3,308 \text{ m}^3/\text{hr}$$

$$\text{Costo ton. de vapor} = \frac{3,308 \times \$0.35}{110} = \$10.53$$

Al reducir el uso de los gases de escape disponibles, el requerimiento del gas natural aumenta repercutiendo en la eficiencia del equipo, la cual será del 74%

- Costo de combustible con 50% de Gases de escape disponibles.

Eficiencia del equipo : 76%

$$\text{Gases de escape disponibles} = 186,000 \text{ m}^3/\text{hr} \times 0.5 = 93,000 \text{ m}^3/\text{hr}$$

$$\text{BTU evap.} = \frac{242,506 \text{ lb/hr} \times 1,380 \text{ BTU/lb}}{0.76} = 440.3 \times 10^6 \text{ BTU/hr}$$

$$\text{Con gases de escape tenemos} = \frac{93,000 \text{ m}^3/\text{hr} \times 1,871 \text{ BTU/m}^3}{174 \times 10^6} = 174 \times 10^6 \text{ BTU/hr}$$

$$\text{Gas natural requerido} = \frac{440.3 \times 10^6 - 174 \times 10^6}{35,310} = 7,533.2 \text{ m}^3/\text{hr}$$

$$\text{Costo por ton., de vapor} = \frac{7,533.2 \times \$0.35}{110} = \$23.96$$

En la table siguiente se muestra el comportamiento del generador de vapor en función de los gases de escape disponibles. Así también se observa que la eficiencia del equipo se verá modificada por la misma

<u>GASES DE ESCAPE (%)</u>	<u>GASES DE ESCAPE (m³/hr)</u>	<u>EFICIENCIA GENERADOR (%)</u>	<u>GAS NATURAL (m³/hr)</u>	<u>COSTO TON DE VAPOR (\$)</u>
100	186,000	72	3,308	10.53
50	93,000	76	7,533	23.96
0	0	80	11,847	37.70

Energía Eléctrica

Tomando en cuenta los equipos que intervienen en la generación de vapor, la carga total conectada, sería del orden de 665 Kw, considerando una operación anual de 8,040 hrs y un costo por Kw-hr con tratado en tarifa 8 es de 0.682, tendremos:

$$\text{Costo/hora} = 665 \times 682 = 453.53$$

$$\text{Costo Ton. vapor} = \$199.50 + 110 \text{ tons.} = 4.123 \text{ \$/T.V.}$$

Depreciación

Para este cálculo se considero 9% anual del costo de equipo e in tangibles y 3% para obras civiles; de acuerdo con esto tenemos:

$$\text{Equipos e intangibles: } \$55'000,000 \times 0.09 = \$4'950,000$$

$$\text{Obra civil} \quad : \quad 5'000,000 \times 0.03 = \underline{150,000}$$

$$\text{Costo Anual} \quad \$5'100,000$$

$$\text{Costo ton. de vapor} = 5'100,000 \div (8,040 \times 100) = \$5.77$$

Mano de Obra Directa

Sueldo diario estimado:

Operadores \$350

Ayudantes \$190

Considerando cinco operadores y cinco ayudantes, tenemos al año

Operadores $350 \times 5 \times 365 = \$ 666,125$ anuales

Ayudantes $190 \times 5 \times 365 = \$ 346,750$ anuales

Sueldo anual total : \$ 1'012,875

Horas hombre anuales: $2,920 \times 10 = 29,200$ H/H año

Costo por H/H = $1'012,875 \div 29,200 = 34.69$ \$/H-H

Costo por ton de vapor = $1'012,875 \div (8,040 \times 100) = 1.15$ \$/ton

Mano de Obra Supervisión

Sueldo inicial estimado:

Supervisor \$ 20,000

Se considera un supervisor y tendremos

Supervisor: $\$20,000 \times 12 = \$240,000$ \$/año

Sueldo anual = \$240,000

Horas-hombre anuales = $2,920 \times 1 = 2,920$ h/h año

Costo por H/H: $\$240,000 \div 2,920 = \82.19 H/H

Costo por Ton de vapor = $240,000 \div (8,040 \times 110) = 0.27$

Costo por Ton de vapor = 0.27 \$/Ton vapor

Seguridad y Protección

Se considera el equipo de seguridad y protección para el personal que operará en la planta y el costo se calcula como un 1.54% del mantenimiento.

Se considera un costo anual de : $1'200,000 \times 0.015 = 18,000$

Costo por ton de vapor = $18,000 + (8,040 \times 110) = 0.020$

Costo por ton de vapor = 0.020 \$/T.V.

Seguros y Fianzas

Para este concepto se considerará el 0.003 del costo del equipo

Costo anual = $47'500,000 \times 0.003 = \$140,137$

Costo por ton de vapor = $140,137 + (8,040 \times 110) = 0.16$

Costo por ton de vapor = 0.16 \$/Ton vapor

Agua

Se consideran 24 T/hr de agua de regeneración y estimando un costo de \$1.10 tendremos:

Costo anual = $24 \text{ T/hr} \times 8,040 \times 1.10 = 212,256$

Costo por ton de vapor = $212,256 + (8,040 \times 110) = 0.24$

Costo por ton de vapor = 0.24 \$/Ton vapor

Prestaciones

Para este concepto se ha considerado un 35% del total de los salarios

Mano de obra directa : \$ 1'012,875

Mano de obra supervisión: 240,000

T O T A L \$ 1'252,875

Costo anual = $1,252,875 \times 0.35 = 438,506$

Costo por Ton de vapor = $438,506 + (8,040 \times 110) = 6.50$

Costo por Ton de vapor = 0.50 \$/Ton de vapor

Mantenimiento

Para este punto consideramos un 3% del valor del equipo

Costo anual = $40'000,000 \times 0.03 = 1'200,000$

Costo por ton de vapor = $1'200,000 + (8,040 + 110) = 1.36$ \$Ton/vapor

Reactivos Químicos

Los reactivos se emplean para el tratamiento interno de caldera y para regenerar los lechos desmineralizadores.

Costo anual = 2'882,822

Costo por ton de vapor = \$3.26

B) Estimado de Inversión Fija

El presente inciso contempla el estimado de inversión fija para cada una de las alternativas planteadas al inicio del presente capítulo y se toma en consideración las condiciones específicas de cada una de ellas.

La base del análisis de la inversión fija que se realiza lo constituye la definición del equipo de proceso y auxiliar requerido en cada una de las alternativas, ya que en base al costo estimado para este concepto, se aplica un factor para estimar cada uno de los renglones que integran la inversión.

Los conceptos que constituyen la Inversión Fija señalada a continuación son los siguientes:

- 1.0 Equipo de proceso y auxiliar
- 2.0 Montaje e instalación mecánica
- 3.0 Obra civil
- 4.0 Instalación eléctrica
- 5.0 Instalación tuberías
- 6.0 Instalación instrumentos
- 7.0 Aislamiento
- 8.0 Gastos y permisos de importación
- 9.0 Ingeniería
- 10.0 Supervisión especializada y arranque
- 11.0 Escalación

ALTERNATIVA IInversión Fija

1.0	Equipo de proceso y auxiliar	\$ 48'963,601
2.0	Montaje e instalación mecánica	14'689,080
3.0	Obra Civil	7'344,540
4.0	Instalación eléctrica	4'896,360
5.0	Instalación tuberías	14'689,080
6.0	Instalación instrumentos	7'344,540
7.0	Aislamiento	979,272
8.0	Gastos y permisos de importación	7,661,150
9.0	Ingeniería	3'917,088
10.0	Supervisión especializada y arranque	<u>1'468,908</u>
	T O T A L	\$111'953,619
	Imprevistos 10%	<u>11'195,361</u>
	GRAN TOTAL	\$123'148,980 =====

Análisis de la Inversión Fija

1.0	Equipo de proceso y auxiliar	
-	Turbogenerador y refacciones	\$ 30'644,601
-	Condensador e Inyectores	2'129,000
-	Turbina para bomba agua de enfriamiento de 300 H.P.	1'395,000
-	Turbina bomba de agua de alimentación a caldera 500 H.P.	1'395,000

-	Tanque de condensados 110 M ³	\$ 500,000
-	Bombas (2) manejo de condensados de condensador de superficie	1'000,000
-	Motores (3) para ventiladores de torre de enfriamiento	900,000
-	Bombas (2) manejo de condensados a deaerador	2'000,000
-	Bombas (2) manejo de agua de enfriamiento	5'000,000
-	Torre de enfriamiento	4'000,000
-	Caseta de medición de gas	<u>250,000</u>
	Subtotal	\$ 49'963,601

2.0 Se aplican los siguientes factores sobre el costo de equipo de proceso y auxiliar para la determinación de los demás conceptos que integran la inversión fija

-	Montaje e instalación mecánica	30%
-	Obra civil	15
-	Instalación eléctrica	10
-	Instalación tuberías	30
-	Instalación Instrumentos	15
-	Gastos y permisos de importación	25*
-	Ingeniería	8
-	Supervisión especializada y arranque	3
-	Aislamiento	2

* Sólo se aplica sobre el costo de turbogenerador

(Los factores que se están empleando son resultado de la experiencia tenida en la construcción de plantas petroquímicas y termoeléctricas)

3.0 Se indica a continuación el estimado de la inversión para los conceptos mencionados anteriormente

-	Montaje e instalación mecánica	\$ 14'689,080
-	Obra civil	7'344,540
-	Instalación eléctrica	4'896,360
-	Instalación tuberías	14'689,080
-	Instalación instrumentos	7'344,540
-	Gastos y permisos de importación	7'661,150
-	Ingeniería	3'917,088
-	Supervisión especializada y arranque	1'468,908
-	Aislamiento	979,272

ALTERNATIVA II

Inversión fija

1.0	Equipo de proceso y auxiliar	\$ 60'651,601
2.0	Montaje e instalación mecánica	18'195,480
3.0	Obra civil	9'097,740
4.0	Instalación eléctrica	6'065,160
5.0	Instalación tuberías	18'195,480
6.0	Instalación instrumentos	9'097,740

7.0	Aislamiento	\$ 1'213,032
8.0	Gastos y permisos de importación	7'661,150
9.0	Ingeniería	4'852,138
10.0	Supervisión especializada y arranque	<u>1'819,548</u>
	T O T A L	\$136'849,054
	Imprevistos 10%	<u>13'684,905</u>
	GRAN TOTAL	<u>\$150'533,964</u> =====

Análisis de la inversión fija

En esta alternativa se contempla la sustitución de 6 turbinas que actualmente operan con vapor de 220 Lb/in² por turbinas que operan con vapor de 600 lb/in² y con ello se recuperan 30 tons/hr de vapor a una presión de 220 Lb/in².

De la tabla III observamos que las turbinas a sustituir son las siguientes:

- 1 Turbina de 1,800 H.P. (aire de proceso)
- 4 Turbina de 245 H.P. (gases residuales)
- 1 Turbina de 100 H.P. (aceite de conversión)

Por otro lado es necesario mencionar que el equipo de proceso y auxiliar mencionado en la Alternativa I también es requerido en este caso y solo es necesario adicionar el costo de las turbinas mencionadas anteriormente

1	Turbina de 1,800 H.P.	\$ 4'900,000
4	Turbina de 245 H.P.	5'923,000
1	Turbina de 100 H.P.	<u>865,000</u>
	T O T A L	\$11'688,000

ALTERNATIVA III

Inversión Fija

1.0	Equipo de proceso y auxiliar	\$ 63'788,601
2.0	Montaje e instalación mecánica	19'136,580
3.0	Obra Civil	9'568,290
4.0	Instalación Eléctrica	6'387,860
5.0	Instalación tuberías	19'136,580
6.0	Instalación instrumentos	9'568.290
7.0	Aislamiento	1'275,772
8.0	Gastos y permisos de importación	7'661,150
9.0	Ingeniería	5'103,088
10.0	Supervisión especializada y arranque	<u>1'913,658</u>
	T O T A L	\$143'530,869
	Imprevistos 10%	<u>14'353,086</u>
	GRAN TOTAL	\$157,883,955 =====

Análisis de la Inversión Fija

Para el caso de la presente alternativa y con objeto de satisfacer la demanda total de vapor, estamos proponiendo la modifica-

ción adicional de dos turbinas, incluyendo las señaladas en la anterior alternativa.

Estas dos turbinas consumen actualmente 9 Tons/hr de vapor y con la modificación de presión se aprovecha la misma cantidad pero en 220 Lb/in²

De la tabla III se observa que las turbinas adicionales a sustituir son las siguientes:

- 1 Turbina de 500 H.P. (bomba agua a deaerador)
- 1 Turbina de 100 H.P. (bomba alta presión)

En igual forma, se requiere del equipo señalado en la Alternativa I

1	Turbina de 500 H.P.	\$ 2'272,000
1	Turbina de 100 H.P.	<u>865,000</u>
	T O T A L	\$ 3'137,000

C) Estimado de Costo de Energía Eléctrica

En este inciso se habrán de plantear las condiciones que se han tomado en cuenta para calcular el costo por generar energía en cada una de las alternativas, las cuales fueron planteadas anteriormente

A continuación se presenta el análisis de dicho costo, en el

cual se incluyen los siguientes conceptos:

- Costo del vapor consumido
- Costo por depreciación del equipo
- Mano de obra directa
- Mano de obra indirecta
- Prestaciones
- Mantenimiento
- Cargos fijos a C.F.E.
- Agua
- Supervisión
- Supervisión anual especializada
- Seguridad y Protección
- Seguros y Fianzas

RESUMEN DE COSTOS DE
 GENERACION DE ELECTRICIDAD
 9,683 Kw
 ALTERNATIVA I

<u>A L T E R N A T I V A</u>	<u>Costo Anual</u>	<u>Costo por Kw-Hr</u>
Usando 100% de Gases de Escape disp	\$ 23'366,500	0.3000
Usando 50% de Gases de Escape disp.	26'605,816	0.3416
Usando 100% de Gas Natural	29'919,904	0.3842

COSTO DE GENERACION DE ELECTRICIDAD
9,863 Kw.
ALTERNATIVA I

Bases:
1 Hr.
186,000 m³/hr de Gases de
Escape disp 8,040 hrs de
Operación Anual

<u>DESCRIPCION</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>COSTO UNITARIO*</u>	<u>COSTO ANUAL</u>	<u>COSTO POR KW-HR</u>
Vapor	Ton.	30 T/hr	27.38 \$/Ton.	\$ 6'604,056	0.848
Depreciación	--	-	--	9'635,153	0.1238
Mano de Obra Directa	H - H	29,200	40.50	1'182,600	0.0149
Mano de Obra de Supervisión	H - H	2,920	82.19	240,000	0.0310
Prestaciones	--	-	--	1'497,910	0.0064
Mantenimiento	--	-	--	1'468,908	0.0189
Cargos fijos a C.F.E.	--	-	--	858,960	0.0110
Agua	m ³	2'190,900	1.1	2'409,990	0.0031
Supervisión Anual Especializada	--	-	--	300,000	0.0039
Seguridad y Protección	--	-	--	22,033	0.0003
Seguros y Fianzas	--	-	--	146,890	0.0019
T O T A L				\$23'366,500	0.3009

* Los costos unitarios corresponden a Junio de 1981

GASTO DE GENERACION DE ELECTRICIDAD
9,000 Kw.
ALTERNATIVA I

Bases:

1 hr
93,000 m³/hr de Gases de Es-
cape disp. 8,040 Hrs de
Operación Anual

<u>DESCRIPCION</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>COSTO UNITARIO*</u>	<u>COSTO ANUAL</u>	<u>COSTO POR KW-HR</u>
Vapor	Ton.	30 T/hr	40.81	\$ 9'843,372	0.1264
Depreciación	--	-	--	9'635,153	0.1238
Mano de Obra Directa	H - H	29.200	40.50	1'182,600	0.0149
Mano de Obra Supervisión	H H	2,920	82.19	240,000	0.0310
Prestaciones	--	-	--	1'491,918	0.0064
Mantenimiento	--	-	--	1'468,908	0.0169
Cargos fijos a C.F.E.	--	-	--	858,970	0.0110
Agua	m ³	2'190,900	1.1	2'409,990	0.0310
Supervisión Anual Especializada	--	-	--	300,000	0.0039
Seguridad y Protección	--	-	--	22,033	0.0003
Seguros y Fianzas	--	-	--	146'940	0.0019
T O T A L				<u>\$26'605,816</u>	<u>0.3416</u>

281

* Los costos unitarios corresponden a Junio de 1981

COSTO DE GENERACION DE ELECTRICIDAD
9,000 Kw.
ALTERNATIVA I

Bases:
1 Hr.
100 % de Gas Natural
8,040 Hrs. de Operación
Anuales

<u>DESCRIPCION</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>COSTO UNITARIO*</u>	<u>COSTO ANUAL</u>	<u>COSTO DE KW-HR</u>
Vapor	Ton.	30 T/hr	54.55	\$13'157,460	0.1690
Depreciación	--	-	--	9'635,153	0.1238
Mano de Obra Directa	H - H	29,200	40.50	1'182,600	0.0149
Mano de Obra Supervisión	H - H	2,920	82.19	240,000	0.0310
Prestaciones	--	-	--	497,910	0.0064
Mantenimiento	--	-	--	1'468,908	0.0189
Cargos Fijos a C.F.E.	--	-	--	858,960	0.0110
Agua	m ³	2'190,900	1.1	2'409,990	0.0310
Supervisión Anual Especializada	--	-	--	300,000	0.0039
Seguridad y Protección	--	-	--	22,033	0.0003
Seguros y Fianzas	--	-	--	<u>146,890</u>	<u>0.0019</u>
T O T A L				\$29'919,940	0.3842

* Los costos unitarios corresponden a Junio 1981

Análisis de Costos de Generación de Electricidad
9,683 Kw
ALTERNATIVA I

Vapor

1. Usando 100% de Gases de escape disponibles (186,000 m³/hr)

Costo de vapor : \$27.38 Ton

Cantidad de vapor condensado: 30 Tons/hr

Costo anual = 30 Tons/hr x 8,040 x \$27.38 = \$6'604,056

Costo por Kw-hr = 6'604,056 ÷ (8,040 x 9.683) = 0.0848

2. Usando 50% de Gases de escape disponibles (93,000 m³/hr)

Costo vapor : \$ 40.81 Ton

Cantidad de vapor condensado : 30 Tons/hr

Costo anual = 30 T/hr x 8,040 x \$40.81 = \$ 9'843,372

Costo por Kw-Hr = 9'843,372 ÷ (8,040 x 9,683) = 0.1264

3. Usando 100% Gas Natural

Costo vapor: \$54.55 Ton

Cantidad de vapor condensado: 30 Tons/hr

Costo anual = 30 T/hr x 8,040 x \$54.55 = \$ 13'157,460

Costo por Kw-Hr = 13'157,460 ÷ (8,040 x 9,683) = 0.1690

Depreciación

Para este caso vamos a considerar una depreciación anual del 3%

para obra civil y del 9% para equipos e intangibles a 10 años

Equipos e Intangibles	=	104'609,079 x 0.09	=	9'414,817
Obra civil	=	7'344,540 x 0.03	=	<u>220,336</u>
Costo anual	=		=	9,635,153
Costo por Kw-Hr	=	9'635,153 + (8,040 x 9,683)	=	0.1238

Mano de Obra Directa

Sueldo diario estimado:

Operadores : \$420.00

Ayudantes : 228.00

Considerando 5 operadores y 5 ayudantes tendremos anualmente:

Sueldo operadores: 420 x 5 x 365 = \$ 766,500/año

Sueldo ayudantes : 228 x 5 x 365 = 416,100/año

Sueldo anual total: \$1'182,600

Horas hombre anuales: 2,920 x 10 = 29,200 H-H/año

Costo por H-H : 1'182,600 / 29,200 = \$40.50 H-H

Costo por Kw-Hr : 1'182,600 + (8,040 x 9,683) = 0.0152

Mano de Obra Supervisión

Se considera un supervisor con un sueldo mensual de: \$20,000

Sueldo anual : 20,000 x 12 = 240,000 \$/año

Horas Hombre anuales = 2,920 x 1 = 2,920

Costo por H-H = 240,000 / 2,920 = 82.19 \$/H-H

Costo por Kw-Hr = 240,000 + (8,040 x 9,683) = 0.0031 \$/Kw

Prestaciones

Para este renglón consideramos un 35% del total de los salarios

Mano de obra directa: 1'182,600

Mano de obra supervisión: 240,000

1'422,600

Costo anual = 1,422,600 x 0.35 = 497,910

Costo por Kw-Hr = 497,910 / 8,040 x 9,683 = 0.0064 \$/Kw-Hr

Mantenimiento

Para este aspecto consideramos un 3% sobre el valor del equipo de proceso y auxiliar

Costo anual : 48'963,601 x 0.03 = 1'468,908

Costo por Kw-Hr : 1'468,908 / 9,683 x 8,040 = 0.0189 \$/Kw-Hr

Cargos fijos a C.F.E.

De acuerdo con los trámites efectuados con C.F.E., para mantener un contrato por 2,000 Kw, los cargos fijos que se tendrían que pagar a esta dependencia serían del orden de \$35.79 por cada Kw. de demanda base de facturación considerados bajo régimen de tarifa 8 por lo que el costo anual será:

Costo anual = 2,000 Kw x 35.79 x 12 = \$ 858,960

Costo por Kw-Hr = 858,960 ÷ (8,040 x 9,683) = 0.0110 \$/Kw-Hr

Agua

Para este concepto se considera el agua de repuesto (MAKE UP) de la torre de enfriamiento, cantidad que se estima en un 10% del volumen total manejado por la torre, la cual es de una capacidad de 12,000 G.P.M.

$$\text{Cantidad de agua} = 12,000 \times 0.1 \times 3.785 \times 60 = 272.5 \text{ m}^3/\text{hr}$$

$$\text{Costo anual} = 272.5 \times 8,040 = 2'190,900 \times 1.1 = \$ 2'409,990$$

$$\text{Costo por Kw-Hr} = 2'409,990 \div (8,040 \times 9,683) = 0.0310 \text{ \$/Kw-Hr}$$

Supervisión Anual Especializada

En este concepto consideramos un costo anual de \$ 300,000 por supervisión anual especializada

$$\text{Costo anual} = \$ 300,000$$

$$\text{Costo por Kw-Hr} = 300,000 \div 9,683 \times 8,040 = 0.0039 \text{ \$/Kw-Hr}$$

Seguridad y Protección

Se considera un 1.5% del costo anual de mantenimiento

$$\text{Costo anual: } \$ 22,033$$

$$\text{Costo por Kw-hr} = 22,033 \div (8,040 \times 9,683) = 0.0003 \text{ \$/Kw-Hr}$$

Seguros y Fianzas

Para este concepto consideramos el 0.3% del valor del equipo

$$\text{Costo anual} = 48'963,601 \times 0.003 = \$ 146,890$$

$$\text{Costo por Kw-Hr} = 146,890 \div (8,040 \times 9,683) = 0.0019 \text{ \$/Kw-hr}$$

RESUMEN DE COSTOS DE GENERACION DE ELECTRICIDAD 9,683 Kw

ALTERNATIVA I

Costo de Kw-Hr por concepto de vapor	<u>Variable</u>
Depreciación	0.1238
Mano de obra directa	0.0149
Mano de obra supervisión	0.0031
Prestaciones	0.0064
Mantenimiento	0.0189
Cargos fijos a C.F.E.	0.0110
Agua	0.0310
Supervisión anual especializada	0.0039
Seguridad y Protección	0.0003
Seguros y Fianzas	<u>0.0019</u>
Costo Variable	0.2152

Costo de Kw-Hr = 0.2109 + Costo de Kw-hr por concepto de vapor

RESUMEN DE COSTOS DE GENERACION
9,275 Kw

ALTERNATIVA II

<u>A L T E R N A T I V A</u>	<u>COSTO ANUAL</u>	<u>COSTO POR KW-HR</u>
Usando 100% Gases de escape disp	\$26'112,998	0.3501
Usando 50% Gases de escape disp	29'360,291	0.3960
Usando 100% Gas natural	31'884,849	0.4409

COSTO DE GENERACION DE ELECTRICIDAD
9,275 Kw
ALTERNATIVA II

Bases:
1 Hr
100% de Gases de escape disp.
8,040 Hrs. de Operación

<u>DESCRIPCION</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>COSTO UNITARIO *</u>	<u>COSTO ANUAL</u>	<u>COSTO POR KW-HR</u>
Vapor	Ton.	31 T/hr	27.38 \$/Ton.	\$ 6'824,191	0.0915
Depreciación	--	-	--	11'770,551	0.1578
Mano de Obra Directa	H - H	29,200	40.50	1'182,600	0.0159
Mano de Obra de Supervisión	H - H	2,900	82.19	240,000	0.0032
Prestaciones	--	-	--	497,910	0.0067
Mantenimiento	--	-	--	1'819,548	0.0244
Cargos fijos a C.F.E.	--	-	--	858,960	0.0115
Agua	m ³	2'190,900	1.1	2'409,990	0.0323
Supervisión Anual Especializada	--	-	--	300,000	0.0040
Seguridad y Protección	--	-	--	27,293	0.0004
Seguros y Fianzas	--	-	--	181,955	0.0024
T O T A L				<u>\$26'112,998</u>	<u>0.3501</u>

290

* Los costos unitarios corresponden a Junio de 1981

COSTO DE GENERACION DE ELECTRICIDAD
9,275 Kw
ALTERNATIVA II

Bases:

1 Hr.
9,300 m³/hr Gases de escape
disponibles 2,040 Hrs
de Operación Anual

<u>DESCRIPCION</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>COSTO UNITARIO*</u>	<u>COSTO ANUAL</u>	<u>COSTO POR KW-HR</u>
Vapor	Ton.	31 Ton.	40.81 \$/Ton.	\$10'171,484	0.1364
Depreciación	--	-	--	11'770,551	0.1578
Mano de Obra Directa	H - H	29,200	46.50	1'182,600	0.0159
Mano de Obra Supervisión	H H	2,920	82.19	240,000	0.0032
Prestaciones	--	-	--	497,910	0.0067
Mantenimiento	--	-	--	1'819,548	0.0244
Cargos fijos a C.F.E.	--	-	--	858,960	0.0115
Agua	m ³	2'190,900	1.1	2'409,990	0.0323
Supervisión Anual Especializada	--	-	--	300,000	0.0040
Seguridad y Protección	--	-	--	27,293	0.0004
Seguros y Fianzas	--	-	--	181,955	0.0024
T O T A L				<u>\$29'460,291</u>	<u>0.3960</u>

* Los costos unitarios corresponden a Junio de 1981

COSTO DE GENERACION DE ELECTRICIDAD
9,275 Kw
ALTERNATIVA II

Bases:
1 Hr
100% de Gas Natural
8,040 Hrs de Operación
Anual

<u>DESCRIPCION</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>COSTO UNITARIO*</u>	<u>COSTO ANUAL</u>	<u>COSTO POR KW-HR</u>
Vapor	Ton.	31 T/hr	54.55 \$/Ton.	\$13'596,042	0.1832
Depreciación	--	-	--	11'770,551	0.1578
Mano de Obra Directa	H-H	29,200	40.50	1'182,600	0.0159
Mano de Obra Supervisión	H-H	2,900	82.19	240,000	0.0032
Prestaciones	--	-	--	497,910	0.0067
Mantenimiento	--	-	--	1'819,548	0.0244
Cargos Fijos a C.F.E.	--	-	--	858,960	0.0115
Agua	m ³	2'190,900	1.1	2'409,990	0.0323
Supervisión Anual Especializada	--	-	--	300,000	0.0040
Seguridad y Protección	--	-	--	27,293	0.0004
Seguros y Fianzas	--	-	--	181,955	0.0024
T O T A L				\$32.884,849	0.4409

* Los costos unitarios corresponden a Junio de 1981

Análisis de Costos de Generación de Electricidad
9,275 Kw
ALTERNATIVA II

Vapor

1. Usando 100% de Gases de escape disponibles (186,000 m³/hr)

Costo de vapor \$ 27.38

Cantidad de vapor condensado: 31 T/hr

Costo anual = $31 \times 8,040 \times 27.38 = 6'824,191$

Costo por Kw-hr = $6'824,191 \div (8,040 \div 9,275) = 0.0915$

2. Usando el 50% de Gases de escape disponibles (93,000 m³/hr)

Costo de vapor \$ 40.81

Cantidad de vapor condensado: 31 T/hr

Costo anual = $31 \times 8,040 \times 40.81 = 10'171,484$

Costo por Kw-hr = $10'171,484 \div (8,040 \times 9,275) = 0.1364$

3. Usando 100% Gas natural

Costo de vapor % 54.55

Cantidad de vapor condensado: 31 T/hr

Costo anual = $31 \times 8,040 \times 54.55 = 13'596,042$

Costo por Kw-hr = $13'596,042 \div (8,040 \times 9,275) = 0.1823$

Depreciación

Para este concepto vamos a considerar una depreciación anual del

3% para obra civil y 9% para equipos e intangibles a 10 años

$$\text{Equipo e intangibles} = 127'751,319 \times 0.09 = 11'497,619$$

$$\text{Obra civil} = 9'097,740 \times 0.03 = \underline{272,932}$$

$$\text{Costo anual} = 11'770,551$$

$$\text{Costo por Kw-hr} = 11'770,551 \div (8,040 \times 9,275) = 0.1578$$

Mano de Obra Directa

Sueldo diario estimado:

Operadores \$ 420.00

Ayudantes \$ 228.00

Considerando 5 operadores y 5 ayudantes tendremos anualmente

Sueldo operadores : $420 \times 5 \times 365 = 766,500$ \$/año

Sueldo ayudantes : $228 \times 5 \times 365 = 416,100$ \$/año

Sueldo anual total: \$1'182,700

Horas Hombre anuales = $2,920 \times 10 = 29,200$ H-H/año

Costo por H-H = $1,182,600 / 29,200 = 40.50$ \$/H-H

Costo por Kw-Hr = $1'182,600 \div (8,040 \times 9,275) = 0.0159$

Mano de Obra Supervisión

Se considera un supervisor con un sueldo mensual de \$20,000

Sueldo anual = $20,000 \times 12 = \$240,000$ \$/año

Horas Hombre Anuales = 2,920 H-H/ año

Costo por H-H = $240,000 / 2,920 = \$ 82.19$

Costo por Kw-Hr = $240,000 \div (8,040 \times 9,275) = 0.0032$ \$/Kw-hr

Prestaciones

Para este renglón consideramos un 35% del total de los salarios

Mano de obra directa = 1'182,600

Mano de obra supervisión = 240,000

1,422,600

Costo anual = 1'422,600 x 0.35 = 497,910

Costo por Kw-hr = $497,910 + (8,040 \times 9,275) = 0.0067$

Mantenimiento

Para este concepto consideramos un 3% sobre el valor del equipo de proceso y auxiliar

Costo anual = 60'651,601 x 0.03 = 1'819,548

Costo por Kw-hr = $1'819,548 + (8,040 \times 9,275) = 0.0244$

Cargos Fijos a C.F.E.

De acuerdo con los trámites efectuados con C.F.E. para mantener un contrato por 2,000 Kw los cargos fijos que se tendrían que pagar a esta dependencia serían del orden de \$35.79 por cada Kw de demanda base de facturación considerados bajo el régimen de tarifa 8 por lo que el costo anual será:

Costo anual = 2,000 Kw x 35.79 x 12 = \$ 858,960

Costo por Kw-hr = $858,960 + (8,040 \times 9,275) = 0.0115$ \$/kw-hr

Agua

Para este concepto se considera el agua de repuesto (Make Up) de la torre de enfriamiento, cantidad que se estima en un 10% del volumen total manejado por la torre, la cual es de una capacidad de 12.000 GPM, considerando un costo de 1.10 por M³ tendremos:

$$\text{Cantidad de agua: } 12,000 \times 0.1 \times 3.785 \times 60 = 262.5 \text{ m}^3/\text{hr}$$

$$\text{Costo anual : } 272.5 \times 8,040 = 2'190,900 \times 1.1 = 2'409,990$$

$$\text{Costo por Kw-hr} = 2'409,990 \div (8,040 \times 9.275) = 0.0323$$

Supervisión Anual Especializada

En este caso consideramos un costo anual de \$300,000 por supervisión anual especializada.

$$\text{Costo anual} = \$ 300,000$$

$$\text{Costo por Kw-hr} = 300,000 / 9,275 \times 8,040 = 0.0040 \text{ \$/kw-hr}$$

Seguros y Fianzas

Para este concepto consideramos el 0.3% del valor del equipo

$$\text{Costo anual} = \$60'651,601 \times 0.003 = 181,955$$

$$\text{Costo por Kw-hr} = 181,955 \div (8,040 \times 9,275) = 0.0024 \text{ \$/Kw-hr}$$

Seguridad y Protección

Se considera un 1.5% del costo anual de mantenimiento

Costo anual \$ 27,293

Costo por Kw-hr = $27,293 + (8,040 \times 9,275) = 0.0004$ \$/kw-hr

RESUMEN DE COSTOS DE GENERACION DE ELECTRICIDAD 9,275 Kw

ALTERNATIVA II

Costo de Kw-hr por concepto de vapor	<u>Variable</u>
Depreciación	0.1578
Mano de obra directa	0.0159
Mano de obra supervisión	0.0032
Prestaciones	0.0067
Mantenimiento	0.0244
Cargos fijos a C.F.E.	0.0115
Agua	0.0323
Supervisión anual especializada	0.0040
Seguridad y Protección	0.0004
Seguros y Fianzas	<u>0.0024</u>
Costo Variable	0.2586

Costo de Kw-hr = 0.2586 + Costo variable por concepto de vapor

RESUMEN DE COSTOS DE GENERACION

8,896 Kw

ALTERNATIVA III

<u>A L T E R N A T I V A</u>	<u>COSTO ANUAL</u>	<u>COSTO POR KW-HR</u>
Usando 100% Gases de escape disp	\$29'111,862	0.3932
Usando 50% Gases de escape diep	32'107,018	0.4490
Usando 100% Gase natural	26'294,394	0.5062

COSTO DE GENERACION DE ELECTRICIDAD
8,896 Kw
ALTERNATIVA III

Bases:
1 Hr
100% de Gases de escape disp
8,040 Hrs. de Operación
Anual

<u>DESCRIPCION</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>COSTO UNITARIO *</u>	<u>COSTO ANUAL</u>	<u>COSTO POR KW-HR</u>
Vapor	Ton.	37 T/hr	27.38 \$/Ton.	\$ 8'145,002	0.1139
Depreciación	--	-	--	12'343,673	0.1726
Mano de Obra Directa	H - H	29,200	40.50	1'182,600	0.0165
Mano de Obra Supervisión	H - H	2,920	82.19	240,000	0.0034
Prestaciones	--	-	--	497,910	0.0070
Mantenimiento	--	-	--	1'913,658	0.0268
Cargos Fijos a C.F.E.	--	-	--	858,960	0.0120
Agua	m ³	2'190,900	1.1	2'409,990	0.0337
Supervisión Anual Especializada	--	-	--	300,000	0.0042
Seguridad y Protección	--	-	--	28,705	0.0004
Seguros y Fianzas	--	-	--	191,364	0.0027
T O T A L				\$28'111,862	0.3932

* Los costos unitarios corresponden a Junio de 1981.

COSTO DE GENERACION DE ELECTRICIDAD
8,896 Kw
ALTERNATIVA III

Bases:

1 Hr.
62,000 m³/hr de Gases de escape disp.; 8,040 Hrs de Operación Anual

<u>DESCRIPCION</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>COSTO UNITARIO *</u>	<u>COSTO ANUAL</u>	<u>COSTO POR KW-HR</u>
Vapor	Ton.	37 T/hr	40.81 \$/Ton.	\$12'140.158	0.1697
Depreciación	--	-	--	12'343,673	0.1726
Mano de Obra Directa	H - H	29,200	40.50	1'182,600	0.0165
Mano de Obra Supervisión	H - H	2,920	82.19	240,000	0.0034
Prestaciones	--	-	--	497,910	0.0070
Mantenimiento	--	-	--	1'913,658	0.0268
Cargos Fijos a C.F.E.	--	-	--	858,960	0.0120
Agua	m ³	2'190,900	1.1	2'409,990	0.0337
Supervisión anual Especializada	--	-	--	300,000	0.0042
Seguridad y Protección	--	-	--	28,705	0.0004
Seguros y Fianzas	--	-	--	<u>191,364</u>	<u>0.0027</u>
T O T A L				\$32'107,018	0.4490

* Los costos unitarios corresponden a Junio de 1981

COSTO DE GENERACION DE ELECTRICIDAD
8,896 Kw
ALTERNATIVA III

Bases:
 1 Hr
 100% Gas Natural
 8,040 Hrs de Operación
 Anual

<u>DESCRIPCION</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>COSTO UNITARIO*</u>	<u>COSTO ANUAL</u>	<u>COSTO POR KW-HR</u>
Vapor	Ton.	37 T/hr	54.55 \$/Ton.	\$16'227,534	0.2269
Depreciación	--	-	--	12'343,673	0.1726
Mano de Obra Directa	H - H	29,200	40.50	1'182,600	0.0165
Mano de Obra Supervisión	H - H	2,920	81.29	240,000	0.0034
Prestaciones	--	-	--	497,910	0.0070
Mantenimiento	--	-	--	1'913,658	0.0268
Cargos fijos a C.F.E.	--	-	--	858,960	0.0120
Agua	m ³	2'190,900	1.1	2'409,990	0.0337
Supervisión Anual Especializada	--	-	--	300,000	0.0042
Seguridad y Protección	--	-	--	28,705	0.0004
Seguros y Fianzas	--	-	--	191,364	0.0027
T O T A L				\$36'194,394	0.5062

* Los costos unitarios corresponden a Junio de 1981

Análisis de Costos de Generación de Electricidad

8,896 Kw

ALTERNATIVA III

Vapor

1. Usando 100% de Gases de escape disponibles (186,000 m³/hr)

Costo de vapor : \$ 27.38

Cantidad de vapor condensado: 37 T/hr

Costo anual = $37 \times 27.38 \times 8,040 = 8'145,002$

Costo por Kw-hr = $8'145,002 \div (8,040 \times 8,896) = 0.1139$

2. Usando 50% de Gases de escape disponibles (93,000 m³/hr)

Costo de vapor : \$ 40.31

Cantidad de vapor condensado: 37 T/hr

Costo anual = $37 \times 40.31 \times 8,040 = 12'140,158$

Costo por Kw-hr = $12'140,158 \div (8,040 \times 8,896) = 0.1697$

3. Usando el 100% de Gas Natural

Costo de vapor : \$ 54.55

Cantidad de vapor condensado: 37T/hr

Costo anual = $37 \times 54.55 \times 8,040 = 16'227,534$

Costo por Kw-hr = $16'227,534 \div (8,040 \times 8,896) = 0.2269$

Depreciación

Para este caso vamos a considerar una depreciación anual del 3%

para obra civil y del 9% para equipo e intangibles a 10 años

Equipos e intangibles : $133'962,579 \times 0.09 = 12'056,632$
 Obra civil : $9'368,290 \times 0.03 = \underline{287,041}$
 Costo anual : $12'343,673$
 Costo por Kw-hr : $12'343,673 \div (8,040 \times 8,896) = 0.1726$

Mano de Obra Directa

Sueldo diario estimado:

Operadores : \$ 420.00

Ayudantes : \$ 223,00

Considerando 5 operadores y 5 ayudantes tendremos anualmente:

Sueldo operadores : $420 \times 5 \times 365 = 766,500$ \$/año

Sueldo ayudantes : $223 \times 5 \times 365 = \underline{416,100}$ \$/año

Sueldo total anual: $1'182,600$ \$/año

Horas Hombre anuales: $2,920 \times 10 = 29,200$ H-H/año

Costo por H-H : $1'182,600 \div 29,200 = 40.50$ \$/H-H

Costo por Kw-hr : $1'182,600 \div (8,040 \times 8,896) = 0.0165$

Mano de Obra Supervisión

Se considera un sueldo mensual de un supervisor de \$ 20,000

Sueldo anual : $20,000 \times 12 = 240,000$ \$/año

Horas Hombre anuales: $2,920 \times 1 = 2,920$ H-H/año

Costo por H-H : $240,000 / 2,920 = 82.19$

Costo por Kw-Hr: $240,000 \div (8,040 \times 8,896) = 0.0034$

Prestaciones

Para este concepto consideramos un 35% del total de los salarios

Mano de Obra directa : 1'182,600

Mano de obra supervisión : 240,000

1'422,600

Costo anual = 1'422,600 x 0.35 = 497,910

Costo por Kw-hr = 497,910 + (8,040 x 8,896) = 0.0070

Mantenimiento

Para este renglón consideramos un 3% del costo del equipo de pro
ceso y auxiliar

Costo anual : 63'738,601 x 0.03 = 1'913,658

Costo por Kw-hr = 1'913,658 + (8,040 x 8,896) = 0.0268

Cargos Fijos a C.F.E.

De acuerdo con los trámites efectuados con C.F.E. para mantener un contrato de 2,000 Kw los cargos fijos que se tendrían que pagar a esta dependencia serían del orden de \$35.79 por cada Kw de demanda base de facturación considerados bajo el régimen de tarifa 8 por lo que el costo anual será:

Costo anual = 2,000 x 35.79 x 12 = \$ 858,960

Costo por Kw-hr = 858,960 + (8,040 x 8,896) = 0.0120

Agua

Para este concepto se considera el agua de repuesto (Make Up) de la torre de enfriamiento, cantidad que se estima en un 10% del volumen total manejado por la torre, la cual es de una capacidad de 12,000 GPM.

Considerando un costo de \$1.10 por M³ tendremos:

Cantidad de agua : $12,000 \times 0.1 \times 3,785 \times 60 = 272.5 \text{ m}^3/\text{hr}$

Costo anual : $272.5 \times 8,040 = 2'290,900 \times 1.1 = 2'409,990$

Costo por Kw-hr: $2'409,990 \div (8,040 \times 8,896) = 0.0337$

Supervisión Anual Especializada

En este caso consideramos un costo anual de \$300,000 por supervisión especializada

Costo anual = \$ 300,000

Costo por Kw-hr = $300,000 \div (8,040 \times 8,896) = 0.0042$

Seguridad y Protección

Se considera un 1.5% del costo anual de mantenimiento

Costo anual = 28,705

Costo por Kw-hr = $28,705 \div (8,040 \times 8,896) = 0.004$

Seguros y Fianzas

Consideramos un 0.03% del valor del equipo

Costo anual : $63'788,601 \times 0.003 = 191,364$

Costo por Kw-hr = $191,364 + 8,040 \times 8,896) = 0.0027$

RESUMEN DE COSTOS DE GENERACION DE ELECTRICIDAD 8,896 Kw

ALTERNATIVA III

Costo de Kw-hr por concepto de vapor	<u>Variable</u>
Depreciación	0.1726
Mano de obra directa	0.0165
Mano de obra supervisión	0.0334
Frestaciones	0.0070
Mantenimiento	0.0258
Cargos fijos a C.F.E.	0.0120
Agua	0.0337
Supervisión Anual especializada	0.0042
Seguridad y Protección	0.0004
Seguros y Fianzas	<u>0.0027</u>
Costo Variable	0.2793

Costo de Kw-hr = 0.2793 + Costo variable por concepto de vapor

ALTERNATIVA IV .

Esta alternativa contempla la posibilidad de no instalar el turbo generador aspecto que significaría un costo anual de operación como el que a continuación se señala:

Costo de energía eléctrica (9,115 Kw; 0.632 \$/kw y 8,040 horas de operación)	\$ 49'980,097
Costo del vapor condensado en turbinas (30 T/hr; 40,81 \$/Ton y 8,040 horas de operación)	<u>9'843,372</u>
T O T A L	\$ 59'823,469

El costo anual de operación que tenemos en la presente alternativa nos sirve como parámetro de comparación para evaluar desde un punto de vista económico una de las alternativas planteadas anteriormente

D) Análisis de Rentabilidad

El análisis de rentabilidad que se realiza en el presente inciso tiene por objeto el evaluar, desde un punto de vista económico, los beneficios que la instalación del turbogenerador puede producir y al mismo tiempo nos proporciona un criterio para seleccionar la alternativa que resulte más conveniente.

La evaluación económica de este estudio contempla los siguientes aspectos:

- 1.0 Análisis de depreciación de equipo y obra civil
- 2.0 Flujo de efectivo anual
- 3.0 Valor presente neto
- 4.0 Tasa interna de rentabilidad
- 5.0 Tiempo de recuperación de la inversión
- 6.0 Estudio del financiamiento del proyecto

Por otro lado, a continuación se plantean las premisas en las que se basa el presente análisis

1. Se considera una depreciación del 3% para obra civil y del 9% para equipo y demás conceptos que integran la inversión
2. Los valores empleados para la inversión, son los que aparecen en el inciso "B" del presente capítulo para cada una

de las alternativas

3. El costo de Kw/hr comprado a Comisión Federal de Electricidad es de 0.682 \$/kw determinado mediante el procedimiento establecido por dicha dependencia para tarifa 8 y vigente a junio de 1981.
4. Se considera que al no modificar las turbinas con que se cuenta actualmente, se condensan 31 tons/hr sin aprovechar su poder calorífico, aspecto que repercute económicamente.
5. No se considera el beneficio en costo que obtendría el turbogenerador ya que las 31 tons/hr que se condensan retornan a la caldera provocando un ahorro de energía debido a la temperatura a la que se alimentan dichos condensados.
6. El cálculo de los índices de rentabilidad se realizan considerando el empleo del 100% de gases de escape disponibles

RESUMEN TECNICO ECONOMICO.

=====

RESUMEN TECNICO - ECONOMICO
(A PESOS CONSTANTES)

ALTERNATIVA	INVERSION FI JA ESTIMADA	COSTO ENERGIA C.F.E.	ELECTRICA GENERADA	COSTO ANUAL DE VAPOR CONSENSA DO EN TURBINAS	COSTO ANUAL DE OPERACION	AHORRO VS NO HACER NADA	V.P.N. a 20 %	T.I.R. %	T.R.I. (años)
I	\$123'148,980	- -	23'366,500	\$9'843,372	\$31'209,872	\$ 26'614,188	(9851)	17,685	4.6
II	150'583,964	- -	26'112,998	- -	26'112,998	33'710,471	43'737	27,946	3.3
III	157'883,955	- -	28'111,862	- -	28'111,862	31'711,607	30'056	25'321	3.6
IV	32'773,601	49'980,097	- -	9'843,372	59'823,469	- -	--	--	--

Los cálculos que se muestran están basados en la consideración de alimentar a la caldera el 100% de los Gases de Escape disponibles.

TABLA DE DEPRECIACIONES
=====

TABLA DE DEPRECIACIONES

AÑO	<u>1</u>	<u>2</u>	<u>3</u>	<u>4</u>	<u>5</u>	<u>6</u>	<u>7</u>	<u>8</u>	<u>9</u>	<u>10</u>
ALTERNATIVA # 1										
<u>Costo Original en Activos</u>										
- Equipo	104'609,079	----->								
- Obra Civil	7'344,540	----->								
T O T A L	111'953,619	----->								
<u>Depreciación</u>										
- Equipo 9% anual	9'414,817	----->								
- Obra Civil 3% anual	220,336	----->								
T O T A L	9'653,153	----->								
<u>Valor en libros</u>										
- Equipo	95'194,262	85'779,445	76'364,628	66'949,811	57'534,995	48'120,177	38'705,360	29'290,543	19'875,726	10'460,909
- Obra Civil	7'124,204	6'903,868	6'683,532	6'463,196	6'242,860	6'022,524	5'802,188	5'581,852	5'361,516	5'141,180
T O T A L	102'318,466	92'683,313	83'048,160	73'413,007	63'777,854	54'142,701	44'507,548	34'872,395	25'237,242	15'602,089

TABLA DE DEPRECIACIONES

AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<u>ALTERNATIVA # 2</u>										
<u>Costo Original en Activos</u>										
- Equipo	127'751,319	----->								
- Obra Civil	9'097,740	----->								
T O T A L	136'849,059	----->								
<u>Depreciación</u>										
- Equipo 9% anual	11'497,619	----->								
- Obra Civil 3% anual	272,932	----->								
T O T A L	11'770,551	----->								
<u>Valor en Libros</u>										
- Equipo	116'253,700	104'756,081	93'258,462	81'760,843	70'263,224	58'765,605	47'267,986	35'770,367	24'272,748	12'775,129
- Obra Civil	8'824,808	8'351,876	8'278,944	8'060,012	7'733,080	7'460,148	7'187,216	6'914,284	6'641,352	6'386,420
T O T A L	125'078,508	113'317,957	101'537,406	90'820,855	77'996,304	66'225,753	54'455,202	42'684,651	30'914,100	19'143,549

TABLA DE DEPRECIACIONES

AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ALTERNATIVA # 3										
<u>Costo Original en Activos</u>										
- Equipo	133'962,579	----->								
- Obra Civil	9'568,290	----->								
T O T A L	143'530,896	----->								
<u>Depreciación</u>										
- Equipo 9% anual	12'056,632	----->								
- Obra Civil 3% anual	287,041	----->								
T O T A L	12'343,673	----->								
<u>Valor en Libros</u>										
- Equipo	121'905,947	109'849,315	97'792,683	85'736,051	73'679,419	61'622,787	49'566,155	37'509,523	25'452,891	13'396,259
- Obra Civil	9'281,249	9'994,208	8'707,167	8'420,126	8'133,085	7'846,044	7'559,003	7'271,962	6'984,921	6'697,880
T O T A L	131'187,196	118'843,523	106'499,850	94'156,177	81'812,504	69'468,831	57'125,158	44'781,485	32'437,812	20'094,139

FLUJO DE EFECTIVO ANUAL
=====

**FLUJO DE EFECTIVO ANUAL
(PESOS CTES)**

AÑO -1 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

ALTERNATIVA 1
Empleando 100% Gases
de escape disp.

	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
A. Entradas												
- D.P.C.F.E.	-	-	49'980,097	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Depreciación	-	-	9'653,153	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Valor de rescate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15'602,089
T O T A L	-	-	59'633,250	59'633,250	59'633,250	59'633,250	59'633,250	59'633,250	59'633,250	59'633,250	59'633,250	75'235,339
B. Salidas												
- Inversión Fija	-32'773,601	-90'375,379	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- C.G.E.E.	-	-	-23'366,500	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Costo vapor condensado en turbinas	-	-	- 9'843,372	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T O T A L	-32'773,601	-90'375,379	-33'209,872	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FLUJO DE EFECTIVO NETO	-32'773,601	-90'375,379	26'423,378	26'423,378	26'423,378	26'423,378	26'423,378	26'423,378	26'423,378	26'423,378	26'423,278	42'025,467

**FLUJO DE EFECTIVO ANUAL
(PESOS CTES)**

ARO -1 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

ALTERNATIVA 1
Empleando 100% Gas
Natural

A. Entradas

- D.P.C.F.E.	-	-	49'980,097	----->									
- Depreciación	-	-	9'653,153	----->									
- Valor de Rescate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15'602,089
T O T A L	-	-	59'633,250	59'633,250	59'633,250	59'633,250	59'633,250	59'633,250	59'633,250	59'633,250	59'633,250	59'633,250	75'235,339

B. Salidas

- Inversión Fija	-32'773,601	-90'375,379	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- C.G.E.E.	-	-	-29'919,904	----->									
- Costo vapor condensado en turbinas	-	-	- 9'843,372	----->									
T O T A L	-32'773,601	-90'375,379	-39'763,276	----->									

FLUJO DE EFECTIVO NETO -32'773,601 -90'375,379 19'869,974 10'869,974 19'869,974 19'869,974 19'869,974 19'869,974 19'869,974 19'869,974 19'869,974 19'869,974 35'472,063

**FLUJO DE EFECTIVO ANUAL
(PESOS CTES)**

ARO	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ALTERNATIVA 2												
Empleando 100% Gases de escape												
A. Entradas												
- D.P.C.F.E.	-	-	49'980,097	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Depreciación	-	-	11'770,551	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Ahorro por vapor no condensado	-	-	9'843,372	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Valor de rescate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19'143,549
T O T A L	-	-	71'594,020	71'594,020	71'594,020	71'594,020	71'594,020	71'594,020	71'594,020	71'594,020	71'594,020	90'737,569
B. Salidas												
- Inversión Fija	-32'773,601	-117'760,363	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- C.G.E.E.	-	-	-26'112,998	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T O T A L	-32'773,601	-117'760,363	-26'112,998	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FLUJO DE EFECTIVO NETO	-32'773,601	-117'706,363	45'481,022	45'481,022	45'481,022	45'481,022	45'481,022	45'481,022	45'481,022	45'481,022	45'481,022	64'624,571

**FLUJO DE EFECTIVO ANUAL
(PESOS CTES)**

AÑO	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ALTERNATIVA 2 Empleando 100% Gas Natural												
A. Entradas												
- D.P.C.F.E.	-	-	49'980,097	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Depreciación	-	-	11'770,551	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Ahorro por vapor no condensado	-	-	9'843,372	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Valor de rescate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19'143,549
T O T A L	-	-	71'594,020	71'594,020	71'594,020	71'594,020	71'594,020	71'594,020	71'594,020	71'594,020	71'594,020	90'737,569
B. Salidas												
- Inversión Fija	-32'773,601	-117'760,363	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- C.G.E.E.	-	-	-32'884,849	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T O T A L	-32'773,601	-117'760,363	-32'884,849	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FLUJO DE EFECTIVO NETO	-32'773,601	-117'760,363	38'709,171	38'709,171	38'709,171	38'709,171	38'709,171	38'709,171	38'709,171	38'709,171	38'709,171	52'028,398

FLUJO DE EFECTIVO ANUAL
(PESOS CTES)

ANO	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ALTERNATIVA 3 Empleando 100% Gases de escape disp												
A. Entradas												
- D.P.C.F.E.	-	-	49'980,097	----->								
- Depreciación	-	-	12'343,673	----->								
- Ahorro por vapor no condensado	-	-	9'843,372	----->								
- Valor de rescate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20'094,139
T O T A L	-	-	72'167,142	72'167,142	72'167,142	72'167,142	72'167,142	72'167,142	72'167,142	72'167,142	72'167,142	92'261,281
B. Salidas												
- Inversión Fija	-32'773,601	-125'110,354	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- C.G.E.E.	-	-	-28'111,862	----->								
T O T A L	-32'773,601	-125'110,354	-28'111,862	----->								
FLUJO DE EFECTIVO NETO	-32'773,601	-125'110,354	44'055,280	44'055,280	44'055,280	44'055,280	44'055,280	44'055,280	44'055,280	44'055,280	44'055,280	64'149,419

FLUJO DE EFECTIVO ANUAL
(PESOS CTES)

AÑO	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ALTERNATIVA 3 Empleando 100% Gas Natural												
<u>A. Entradas</u>												
- D.P.C.F.E.	-	-	49'980,097	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
- Depreciación	-	-	12'343,673	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
- Ahorro por vapor no condensado	-	-	9'843,372	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
- Valor de rescate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20'094,139
T O T A L	-	-	72'167,142	72'167,142	72'167,142	72'167,142	72'167,142	72,167,142	72'167,142	72'167,142	72'167,142	92'261,281
<u>B. Salidas</u>												
- Inversión Fija	-32'773,601	-125'110,354	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- C.G.E.E.	-	-	-36'194,394	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
T O T A L	-32'773,601	-125'110,354	-36'194,394	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
FLUJO DE EFECTIVO NETO	-32'773,601	-125'110,354	35'972,748	35'972,748	35'972,748	35'972,748	35'972,748	35'972,948	35'972,948	35'972,948	35'972,948	56'066,887

VALOR PRESENTE NETO

=====

Valor Presente Neto
(Pesos ctes)

Alternativa I

<u>AÑO</u>	<u>FLUJO DE EFECTIVO ANUAL (M.M.)</u>	<u>FACTOR DE DESCUENTO A 20%</u>	<u>V. P. N. A 20 %</u>
0	(123'149)	0	(123'149)
1	26'423	0.8333	22'018
2	26'423	0.6944	18'348
3	26'423	0.5787	15'291
4	26'423	0.4822	12'741
5	26'423	0.4019	10'619
6	26'423	0.3349	8'849
7	26'423	0.2791	7'374
8	26'423	0.2325	6'143
9	26'423	0.1938	5'121
10	42'026	0.1615	6'787

V.P.N. A 20% = (9'851)

Alternativa II

<u>AÑO</u>	<u>FLUJO DE EFECTIVO ANUAL (M.M.)</u>	<u>FACTOR DE DESCUENTO A 20%</u>	<u>V. P. N. A 20 %</u>
0	(150'534)	0	(150'534)
1	45'481	0.8333	37'890
2	45'481	0.6944	31'584
3	45'481	0.5787	26'320

<u>AÑO</u>	<u>FLUJO DE EFECTIVO ANUAL (M.M.)</u>	<u>FACTOR DE DESCUENTO A 20%</u>	<u>V. P. N. A 20 %</u>
4	45'481	0.4822	21'931
5	45'481	0.4019	18'789
6	45'481	0.3349	15'231
7	45'481	0.2791	12'694
8	45'481	0.2325	10'574
9	45'481	0.1938	8'814
10	64'625	0.1615	10'437

V.P.N. A 20% = 43'737

Alternativa III

<u>AÑO</u>	<u>FLUJO DE EFECTIVO ANUAL (M.M.)</u>	<u>FACTOR DE DESCUENTO A 20%</u>	<u>V. P. N. A 20 %</u>
0	(157'884)	0	(157'884)
1	44'056	0.8333	36'712
2	44'056	0.6944	30'592
3	44'056	0.5787	25'495
4	44'056	0.4822	21'244
5	44'056	0.4019	17'706
6	44'056	0.3349	14'754
7	44'056	0.2791	12'296
8	44'056	0.2325	10'234
9	44'056	0.1938	8'538
10	64'149	0.1615	10'360

V. P. N. A 20% = 30'056

Tasa Interna de Rentabilidad
(Pesos Ctes)

Alternativa I

<u>AÑO</u>	<u>FLUJO DE EFECTI- VO ANUAL (M.M.)</u>	<u>V. P. N.</u>
0	(123'149)	(123'149)
1	26'423	22'452
2	26'423	19'078
3	26'423	16'211
4	26'423	13'775
5	26'423	11'705
6	26'423	9'946
7	26'423	8'452
8	26'423	7'181
9	26'423	6'102
10	42'026	8'247

$$\Sigma = 0$$

$$\text{T.I.R.} = 17.685 \%$$

ALTERNATIVA II

<u>AÑO</u>	<u>FLUJO DE EFECTI- VO ANUAL (M.M.)</u>	<u>V. P. N.</u>
0	(150'534)	(150'534)
1	45'481	35'547

<u>AÑO</u>	<u>FLUJO DE EFECTI- VO ANUAL (M.N.)</u>	<u>V. P. N.</u>
2	45'481	27'783
3	45'481	21'715
4	45'481	16'972
5	45'481	13'264
6	45'481	10'367
7	45'481	8'103
8	45'481	6'333
9	45'481	4'950
10	64'625	5'497
		$\Sigma = (3)$

T.I.R. = 27.946%

ALTERNATIVA III

<u>AÑO</u>	<u>FLUJO DE EFECTI- VO ANUAL (M.M.)</u>	<u>V. P. N.</u>
0	(157'884)	(157'884)
1	44'056	35'154
2	44'056	28'052
3	44'056	22'384
4	44'056	17'861
5	44'056	14'252
6	44'056	11'372
7	44'056	9'075

<u>AÑO</u>	<u>FLUJO DE EFECTI- VO ANUAL (M.M.)</u>	<u>V. P. N.</u>
8	44'056	7'241
9	44'056	5'778
10	64'149	<u>6'714</u>
		$\Sigma = (1)$

T.I.R. = 25.321%

TIEMPO DE RECUPERACION DE LA INVERSION
=====

TIEMPO DE RECUPERACION DE LA INVERSION

	<u>T. R. I.</u>
ALTERNATIVA I	4.6 años
ALTERNATIVA II	3.3 años
ALTERNATIVA III	3.6 años

ESTUDIO DE FINANCIAMIENTO
DEL
PROYECTO

Estudio del Financiamiento del Proyecto

En la formulación de un proyecto es necesario el análisis de los aspectos relacionados con el posible financiamiento del proyecto a fin de determinar cuales habrán de ser las fuentes de los recursos económicos y así poder efectuar el proyecto.

Es necesario señalar que existen varias formas de financiar un proyecto:

1. Empleando Recursos Propios.

Esto se logra por nuevas aportaciones de los accionistas, reinvertiendo utilidades o empleando reservas de depreciación.

2. Mercado de Capitales

Mediante la venta de acciones y emisión de obligaciones financieras al mercado de valores.

3. Préstamos

Acudiendo a diversas instituciones de crédito, proveedores, cuentas de acreedores, ya sea a corto, mediano o largo plazo.

Por otro lado mencionaremos que existen varios factores los que habrán de tomarse en cuenta para determinar el tipo de finan-

ciamiento que se empleará para la ejecución del proyecto.

A continuación señalaremos algunos de ellos:

1. Deberá considerarse el tipo de activo que va a financiarse ya que si se va a financiar un activo circulante, éste deberá de ser por medio de fondos a corto plazo, y en el caso de activo fijo el financiamiento deberá hacerse con fondos a largo plazo.
2. Es necesario analizar el impacto que se tendrá sobre las utilidades de la empresa, considerando la participación de recursos propios y externos en forma conjunta o bien en forma independiente.
3. Es necesario calcular en qué tanto exceden las utilidades de la empresa sobre la carga total de la deuda representada por los intereses y amortización de la deuda.
4. En caso de la emisión de acciones y obligaciones financieras es necesario analizar el efecto que dicha situación crearía en el control interno de la empresa
5. Es recomendable que se mantenga una reserva de capacidad de obtención de pasivos aspecto que permitiría analizar la conveniencia de recurrir a financiamiento externo en vez del

interno

6. Es importante el análisis de la situación que prevalece en el mercado del dinero y capitales así como de las políticas monetarias y crediticias que establece el sistema bancario

7. Así también un análisis de la situación en la que se encuentra la empresa con objeto de determinar el financiamiento más favorable y que implique menor riesgo así como menor costo.

Con lo anterior podemos concluir que las formas de financiar un proyecto pueden ser tan variadas como las posibilidades del mercado de dinero que existan en ese momento. Por otro lado, la planeación de un proyecto de inversión debe tener una íntima relación con las posibilidades de financiamiento, el cual deberá ofrecer los menores riesgos y el menor costo.

E) Análisis de Sensibilidad

En el capítulo anterior se planteó en que consistió el análisis de sensibilidad de un proyecto, así como los objetivos que se persiguen al llevarlo a cabo.

El análisis de sensibilidad que habrá de presentarse en el presente inciso tiene como fin el observar la variación que sufren los

índices de rentabilidad manejados anteriormente, cuando se ven modificadas algunas de las variables independientes que tienen influencia sobre los mismos y para lo cual habremos de emplear el siguiente procedimiento:

1. Selección de los índices que habrán de ser empleados para analizar la sensibilidad del proyecto.
2. Selección de parámetros que van a ser sensibilizados
3. Seleccionar un rango de variación para cada uno de los parámetros y calcular el valor correspondiente del índice.

Para el presente estudio, los índices que habrán de servirnos de base son; Valor Presente Neto, Tasa Interna de Rentabilidad, y el Tiempo de Recuperación de la Inversión.

Por lo que respecta a los parámetros que vamos a proceder a sensibilizar podemos señalar que son básicamente tres conceptos los que determinan la rentabilidad del proyecto y éstos son: Costo de Generación de Energía Eléctrica, Inversión Fija y Costo de la Electricidad consumida a Comisión Federal de Electricidad.

A partir de la definición de estos parámetros podemos concluir que lo importante es determinar qué es lo que sucede cuando existe

un aumento en el valor de los mismos, por lo que el porcentaje de variación será del 15% el cual es considerado como un valor posible de variación.

Finalmente, es importante señalar que este análisis sólo será realizado para la alternativa II, la cual obtuvo los índices de rentabilidad más altos y cuyas implicaciones de tipo técnico la hacen también posible de llevarse a cabo.

A fin de facilitar el manejo de los diferentes conceptos involucrados en este análisis habremos de emplear las siguientes abreviaturas:

Costo de Generación de Energía Eléctrica	=	C.G.E.E.
Inversión Fija	=	I.F.
Lo que se deja de pagar a C.F.E.	=	D.P.C.F.E.
Valor Presente Neto	=	V.P.N.
Tasa Interna de Rentabilidad	=	T.I.R.
Tiempo de Recuperación de la Inversión	=	T.R.I.

RESUMEN DE RESULTADOS PARA LAS
COMBINACIONES PROPUESTAS EN EL
ANALISIS DE SENSIBILIDAD
(PESOS CTES)

<u>COMBINACION</u>	<u>V.P.N. A 20 %</u>	<u>T.R.I. (años)</u>	<u>T.I.R. (%)</u>
+15, +15, +15	56'833	3.2	29.296
+15, +15, 0	22'931	3.7	23.899
+15, 0, +15	58'365	3.0	31.207
0, +15, +15	73'385	3.1	31.889
0, 0, +15	72'570	2.9	33.105
0, +15, 0	39'728	3.4	26.563
+15, 0 0	26'813	3.2	24.985
0, 0, 0	43'737	3.3	27.946

ANALISIS DE SENSIBILIDAD
(PESOS CTES)

COMBINACION CGEN. I.F. DPCFE. (+15, +15, +15)	AÑO												
	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
ALTERNATIVA II													
100% Gases de escape disp													
A. Entrada													
- D.P.C.F.E.	-	-	57'477	----->									
- Depreciación	-	-	15'537	----->									
- Valor de rescate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22'016	
- Ahorro por vapor no condensado	-	-	9'843	----->									
T O T A L	-	-	82'857	----->									104'873
B. Salidas													
- Inversión Fija	-32'774	-135'424	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- C.G.E.E.	-	-	-30'030	----->									
T O T A L	-32'774	-135'424	-30,030	----->									
FLUJO DE EFECTIVO NETO	-32'774	-135'424	52'827	----->									74'843
V.P.N.	20% = 56'833												
T.I.R.	= 29'296 %												
T.R.I.	= 3.2 años												

ANALISIS DE SENSIBILIDAD
(PESOS CTES)

AÑO	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
COMBINACION												
CGEE.												
I.F.												
DPCFE.												
(+15, +15, 0)												
ALTERNATIVA II												
100% Gases de escape disp												
<u>A. Entradas</u>												
- D.P.C.F.E.	-	-	49'980	----->								
- Depreciación	-	-	15'537	----->								
- Valor de rescate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22'016
- Ahorro por vapor no condensado	-	-	9'843	----->								
- T O T A L	-	-	75'360	----->								
<u>B. Salidas</u>												
- Inversión Fija	-32'774	-135'424	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- C.G.E.E.	-	-	-30'030	----->								
T O T A L	-32'774	-135'424	-30'030	----->								
FLUJO DE EFECTIVO NETO	-32'774	-135'424	45'330	----->								
V.P.N. 20%	= 22'931											
T.I.R.	= 23.899%											
T.R.I.	= 3.7 años											

ANALISIS DE SENSIBILIDAD
(PESOS CTES)

		AÑO											
		-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
COMBINACION													
<u>CGEE.</u>	<u>I.F.</u>	<u>DPCFE.</u>											
(+15,	0,	+15)											
ALTERNATIVA II													
100% Gases de escape disp													
A. Entradas													
- D.P.C.F.E.	-	-	57'477	----->									
- Depreciación	-	-	11'771	----->									
- Valor de rescate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19'144
- Ahorro por vapor no condensado	-	-	9'843	----->									
- T O T A L	-	-	79'091	----->									98'235
B. Salidas													
- Inversión Fija	-32'774	-117'760	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- C.G.E.E.	-	-	-30'030	----->									
T O T A L	-32'774	-117'760	-30,030	----->									
FLUJO DE EFECTIVO NETO	-32'774	-117'760	49'091	----->									68'205
V.P.N.	20% = 58'365												
T.I.R.	= 31.207%												
T.R.I.	= 3.0 años												

ANALISIS DE SENSIBILIDAD
(PESOS CTES)

AÑO	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
COMBINACION													
CGEE.	0,	+15,	+15										
I.F.													
DPCFE.													
ALTERNATIVA II													
100% Gases de escape disp													
A. Entradas													
- D.P.C.F.E.	-	-	57'477	----->									
- Depreciación	-	-	15'537	----->									
- Valor de rescate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22'016	
- Ahorro por vapor no condensado	-	-	9'843	----->									
- T O T A L	-	-	82'857	----->									105'673
B. Salidas													
- Inversión Fija	-32'774	-135'424	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- C.G.E.E.	-	-	-26'113	----->									
T O T A L	-32'774	-135'424	-26'113	----->									
FLUJO DE EFECTIVO NETO	-32'774	-135'424	56'744	----->									79'560
V.P.N.	20%	=	73'385										
T.I.R.		=	31'889										
T.R.I.		=	3.1 años										

ANALISIS DE SENSIBILIDAD
(PESOS CTES)

COMBINACION CGEE. I.F. DPCFE. (0, 0, +15)	AÑO												
	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
ALTERNATIVA II													
100% Gases de escape disp													
A. Entradas													
- D.P.C.F.E.	-	-	57'477	----->									
- Depreciación	-	-	11'771	----->									
- Valor de rescate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.144	
- Ahorro por vapor no condensado	-	-	9'843	----->									
- T O T A L	-	-	79.091	----->									98'235
B. Salidas													
- Inversión Fija	-32'774	-117'760	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- C.G.E.E.	-	-	-26'613	----->									
T O T A L	-31'774	-117.760	-26'613	----->									
FLUJO DE EFECTIVO NETO	-31'774	-117.760	52'478	----->									71'622
V.P.N. 20%	= 72'570												
T.I.R.	= 33.105												
T.R.I.	= 2.9 años												

ANALISIS DE SENSIBILIDAD
(PESOS CTES)

COMBINACION	AÑO											
	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CGEE. I.F. DPCFE. (0, +15, 0)												
ALTERNATIVA II												
100% Gases de escape disp												
A. Entradas												
- D.P.C.F.E.	-	-	49'980									
- Depreciación	-	-	13'537									
- Valor de rescate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22'016
- Ahorro por vapor no condensado	-	-	9'843									
- T O T A L	-	-	75'360									97'376
B. Salidas												
- Inversión Fija	-32.774	-135.424	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- C.G.E.E.	-	-	-26'613									
T O T A L	-32'774	-135'424	-26'613									
FLUJO DE EFECTIVO NETO	-32'774	-135'424	48'474									70'763
V.P.N. 20%	=		39'728									
T.I.R.	=		26'536									
T.R.I.	=		3.4 años									

ANALISIS DE SENSIBILIDAD
(PESOS CTES)

COMBINACION CGEE. I.F. DPCFE. (+15, 0, 0)	AÑO											
	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ALTERNATIVA II												
100% Gases de escape disp												
A. Entradas												
- D.P.C.F.E.	-	-	49'980	-	-	-	-	-	-	-	-	90'738
- Depreciación	-	-	11'771	-	-	-	-	-	-	-	-	90'738
- Valor de rescate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19'144
- Ahorro por vapor no condensado	-	-	9'843	-	-	-	-	-	-	-	-	90'738
T O T A L	-	-	71'594	-	-	-	-	-	-	-	-	90'738
B. Salidas												
- Inversión Fija	-32'774	-117'760	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- C.G.E.E.	-	-	-30,030	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T O T A L	-32'774	-117'760	-30,030	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FLUJO DE EFECTIVO NETO	-32'774	-117'760	41'564	-	-	-	-	-	-	-	-	60'708
V.P.N. 20%	= 26'813											
T.I.R.	= 24'985%											
T.R.I.	= 3.2 años											

F) Impacto de la Inflación en el Proyecto

Dentro de la evaluación de proyectos podemos considerar que es común el ignorar los efectos de la inflación sobre los resultados de dicha evaluación. En la actualidad la inflación ha alcanzado niveles considerables en la mayoría de los países y México no ha escapado de este fenómeno. Por tal motivo resulta necesario analizar el efecto de la inflación sobre los criterios de medición de los resultados que se obtienen a pesos constantes, bajo una perspectiva de inflación continua

Por lo que respecta a cual habrá de ser la tasa de inflación que se debe considerar, señalaremos que la literatura emplea el Índice General de Precios, existiendo una limitación en dicho índice debido al tamaño reducido de la muestra ya que al considerar los costos, la mano de obra al igual que los servicios se ven afectados sólo en forma indirecta, siendo lo adecuado la determinación de índices particulares para cada proyecto.

Como en el caso del Análisis de Sensibilidad presentado en el inciso anterior, serán los Índices de Rentabilidad de la Alternativa II los que habremos de impactar con el efecto de la inflación.

Con lo mencionado anteriormente, los parámetros que emplearemos para realizar nuestro Flujo de Efectivo a precios constantes serán:

1. Lo que se deja de pagar a Comisión Federal de Electricidad.- En este caso tomaremos como base el incremento del 1.5% mensual que C.F.E. decretó, lo cual representa un incremento del 18% anual.

2. Ahorro por vapor no condensado.- En la estructuración del costo del vapor generado contribuyen varios conceptos para lo cual habremos de emplear el Índice General de Precios cuya proyección nos proporciona un valor de un 25% promedio, en base a los índices de precios del sector.

3. Costo de Generación de Energía Eléctrica.- Así como en el caso anterior y debido a la contribución de varios conceptos al costo de este parámetros, emplearemos el Índice General de Precios utilizado en el punto anterior.

Es importante señalar que la predicción de las tasas de inflación no puede hacerse con precisión más allá de dos años. Si se toma en cuenta que la tasa de crecimiento de la economía Mexicana se sitúa entre un 7 y 8%, podemos considerar que proyectos de muy poco riesgo requerirán de un 2 y 3%, en proyectos con riesgo de un 7 y 8% y hasta quizá a tres veces la tasa de crecimiento (25%).

La inflación se ha constituido en un elemento que puede obstacu

lizar el proceso de inversión, pero continúa siendo importante el análisis de cuáles proyectos pueden emprenderse a pesar de ello ya que, si no es posible erradicarla, es verdaderamente importante no disminuir el ritmo de la inversión ya que en esta forma el proceso inflacionario se retroalimentará.

ALTERNATIVA II

VALOR PRESENTE NETO

(PESOS CORRIETNES)

Valor Presente Neto
(Pesos Corrientes)

Alternativa II

(Empleando 100% de Gases de escape disponible)

<u>AÑO</u>	<u>FLUJO DE EFECTIVO ANUAL (M.M.)</u>	<u>FACTOR DE DESCUENTO A 30 %</u>	<u>V. P. N. A 30 %</u>
0	(150'534)	0	(150'534)
1	50'410	0.7692	38'777
2	55'942	0.5917	33'102
3	62'113	0.4552	28'272
4	68'950	0.3501	24'142
5	76'462	0.2694	20'599
6	84'627	0.2072	17'536
7	93'401	0.1594	14'887
8	102'664	0.1226	12'586
9	112'237	0.0943	10'584
10	140'979	0.0725	10'227
			$\Sigma = 60'178$

V.P.N. 30% = 60'178

Alternativa II

(Empleando 100% de Gas Natural)

<u>AÑO</u>	<u>FLUJO DE EFECTIVO ANUAL (M.M.)</u>	<u>FACTOR DE DESCUENTO A 30 %</u>	<u>V. P. N. A 30 %</u>
0	(150'534)	0	(150'534)

ALTERNATIVA II

TASA INTERNA DE RENTABILIDAD

(PESOS CORRIENTES)

<u>AÑO</u>	<u>FLUJO DE EFECTIVO ANUAL (M.M.)</u>	<u>FACTOR DE DESCUENTO A 30 %</u>	<u>V. P. N. A 30 %</u>
1	41'945	0.7692	31'264
2	45'361	0.5917	26'840
3	48'887	0.4552	22'253
4	52'417	0.3501	18'351
5	55'796	0.2694	15'031
6	58'794	0.2072	12'182
7	61'111	0.1594	9'741
8	62'301	0.1226	7'638
9	61'783	0.0943	5'826
10	77'911	0.0725	5'649

$$\Sigma = 5'241$$

V.P.N. 30% = 5'241

Tasa Interna de Rentabilidad
(Pesos Corrientes)

Alternativa II

(Empleando 100% de Gases de Escape disponibles)

<u>AÑO</u>	<u>FLUJO DE EFECTIVO ANUAL (M.M.)</u>	<u>V. P. N.</u>
0	(150'534)	(150'534)
1	50'410	35'619
2	55'942	27'930
3	62'113	21'912
4	68'950	17'187
5	76'462	13'467
6	84'627	10'532
7	93'401	8'213
8	102'664	6'379
9	112'237	4'927
10	140'979	4'373
		<u>Σ = 4</u>

T. I. R. = 41'525 %

Alternativa II

(Empleando 100% de Gase Natural)

<u>AÑO</u>	<u>FLUJO DE EFECTIVO ANUAL (M.M.)</u>	<u>V. P. N.</u>
0	(150'534)	(150'534)
1	41'945	31'983
2	45'361	26'374
3	48'887	21'674
4	52'417	17'720
5	55'796	14'383
6	58'794	11'556
7	61'111	9'159
8	62'301	7'120
9	61'783	5'384
10	77'911	<u>5'177</u>

$$\Sigma = (4)$$

$$T. I. R. = 31.145 \%$$

C O N C L U S I O N E S

=====

A lo largo del presente trabajo hemos abordado el tema de la Generación de Energía Eléctrica, del cual no podemos negar su gran importancia, ya sea a nivel mundial, de un país o bien a nivel de una sola industria. Así también resulta importante señalar que la selección del sistema de Generación de Electricidad que habrá de ser empleado para satisfacer determinadas necesidades va a depender de múltiples factores, pudiendo ejemplificar los siguientes: Tipo de Industria, Tipo de Proyecto, Tipo de Proceso, requerimientos y disponibilidad de servicios desde un punto de vista cualitativo y cuantitativo.

La Generación de Energía Eléctrica es un aspecto que está íntimamente ligado con el concepto "Energético" y si analizamos en forma detenida la situación que en materia energética estamos viviendo actualmente, encontraremos que existen problemas a este nivel realmente complejos y sus dimensiones son mundiales.

A finales de la década de los años veinte, el consumo mundial de energía se basó en mayor proporción en el carbón y en el período de 1929 - 1935 se mostró una disminución en su tasa anual de crecimiento de 3% a un 2%. A partir de 1950 la tasa se elevó al 5% anual observándose una mayor participación del petróleo y del gas natural

para satisfacer las necesidades energéticas. En el año de 1980, el consumo mundial de energía fue cubierto por el carbón en un 33%, por el petróleo en un 46% y por el gas natural en un 21%. De continuar la misma tendencia en el consumo, se considera que para 1985 el carbón contribuya con un 22%, el petróleo con un 57% y el gas natural con un 18%.

Ante la situación que se plantea, la OPEP realizó un estudio en 1980 en el cual prevee un fuerte incremento en el consumo de petróleo ya que se requerirán 23.5 millones de barriles diarios de petróleo para el año 2000. Pero esta cantidad no podrá ser surtida a menos de que se reduzca el 60% de los envíos a las naciones industrializadas o bien se desarrollen proyectos que busquen fuentes alternas de energía. Por otro lado es importante plantear el desequilibrio tan marcado en el consumo de energéticos, ya que los países industrializados consumieron en los años de 1975 y 1980, el 88.6% y el 87.9% respectivamente, del total de la energía comercial producida, esperándose que dichos países en 1985 consuman el 86.6%

De lo anterior surge la necesidad de una estrategia a nivel mundial a fin de evitar un problema de mayor magnitud el cual, puede presentarse a corto plazo. Dicha estrategia deberá alcanzar un futuro energético más diversificado y deberá equilibrar los aspectos tecnológicos, económicos, económicos y políticos que influyen en este problema.

Por lo que se refiere al ámbito nacional, México no ha permanecido ajeno a esta situación y ante la importancia que los energéticos han alcanzado, el Gobierno Federal ha definido, mediante el Programa de Energía, los lineamientos que en esta materia siguen actualmente al país.

Los objetivos principales que dicho programa persigue son los siguientes:

1. Satisfacer las necesidades nacionales de energía
2. Racionalizar la producción y el uso de la energía
3. Diversificar las fuentes de energía primaria, prestando particular atención a los recursos renovables
4. Conocer con mayor precisión los recursos energéticos del país.

Por lo que se refiere al petróleo y al gas natural este plan establece en base a sus proyecciones, que la extracción de petróleo crudo y gas sería de 3.5 millones de barriles diarios en 1985 y de 4.1 millones en 1990, la de gas natural ascendería a 4.300 millones y a 6,900 millones de pies cúbicos diarios en esos años, respectivamente. Así también el programa pretende garantizar en 1990 una rela

ción entre reservas y producción de 23 veces en el caso del petróleo y de 19 veces en el caso del gas natural. Por otro lado, el programa de inversiones en este renglón intentará el cubrir las necesidades internas de productos ligeros, particularmente de gasolinas y kerosinas, mediante incremento de capacidad en las refinerías.

Con respecto al carbón el plan prevee que, en promedio, será necesario ampliar la capacidad de producción en casi 3 mil millones de toneladas cada dos años debido al aumento en el consumo interno del acero. En el terreno de la generación de energía eléctrica también se tienen planes para el empleo de carbón no coquizable.

Este plan preve que si la expansión de la industria siderúrgica continúa empleando los procesos existentes en la misma proporción que hasta el momento, el consumo bruto de carbón aumentaría de 8.9 millones de toneladas en 1979 a 28.7 millones de toneladas en 1990, los cuales serían cubiertos con holgura ya que las reservas probadas de carbón coquizable son 1,500 millones de toneladas.

En materia de energía eléctrica, cabe señalar que en los últimos 20 años la generación eléctrica aumentó a una tasa media anual del 10%. El programa preve que la demanda aumentará entre un 12 y 13% anualmente y se plantea una meta fundamental que consiste en asegurar el suministro de energía eléctrica, evitando situaciones como la que se presentó en julio de 1980 mediante un aumento en el margen

real de las reservas y la disponibilidad de los equipos instalados.

El programa de energía señala las distintas alternativas con base al equilibrio que se busca en la utilización racional de nuestros recursos e intenta diversificar las fuentes primarias de generación a fin de abatir la dependencia que se tiene de los hidrocarburos ya que en el presente éstos participan con más de dos terceras partes. Por otro lado, se considera que las energías hidráulica, geotérmica, carbonífera y nuclear son más económicas que la generada con hidrocarburos, por lo que se plantea un amplio margen para desarrollarlas simultáneamente conforme al potencial de cada una de ellas.

En cuanto a los recursos hidroeléctricos el plan proyecta desarrollar el 40% de la reserva total para el año 2000 y el 20% para el año 1990.

Aunque el plan no establece proyectos específicos en este renglón, sin embargo hace énfasis en las características de la energía hidráulica haciendo de ella una fuente particularmente atractiva, por lo que se propone una mayor coordinación entre las dependencias gubernamentales que administran este recurso a fin de determinar mejor el potencial hidroeléctrico aprovechable en el país.

Por lo que se refiere a la energía geotérmica, el plan justifica la asignación de recursos para la exploración y explotación consecuen

te ya que los beneficios potenciales son significativos y se establece como meta mínima de 620 Megawatts para el año de 1990.

En cuanto al carbón, a la fecha se han probado reservas por 600 millones de toneladas de carbón no coquizable lo que permite una generación de 4000 Megawatts con lo que se tendría un 11% de la generación bruta de electricidad para el año 1990.

En materia de energía nuclear y con la entrada en operación en 1983 y 1984 de los reactores de Laguna Verde, se podrá contar con una generación de 2,500 Megawatts y el objetivo del programa es que en el año 2000 se tengan instalados 20,000 Megawatts de capacidad nuclear.

La energía solar se establece como un recurso, cuya aportación al balance energético se considera marginal y el plan contempla que puede ayudar a mejorar las condiciones de vida y producción de comunidades no integradas al sistema eléctrico nacional por lo que se proyecta asignar recursos para el desarrollo de tecnologías.

En el programa de energía se pueden percibir implicaciones correspondientes a recursos humanos, económicos, bienes y servicios, así como tecnológicos, aspecto que obliga al establecimiento de programas que sirvan de apoyo para que dicho plan cumpla sus objetivos y debemos de estar conscientes de que sin la participación de todo

el sector industrial no se podrá llegar a la meta planteada.

En el presente estudio hemos planteado el aspecto de la autogeneración de energía eléctrica en una planta de proceso mediante la instalación de un turbogenerador, lo cual considero un proyecto que apoya la optimización en el empleo de los recursos energéticos y a su vez cumple con la conservación del medio ambiente, aspectos que considero de gran importancia.

Con lo anterior a continuación se indican las conclusiones que de este estudio se dependen.

1. En este momento se cuenta con el permiso oficial para generación continua de energía eléctrica con fines de autoabastecimiento, estableciéndose como carga mínima de contratación a C.F.E. 1,500 Kw
2. Por la proyección de incremento en la capacidad de la unidad productiva se preve un aumento en el consumo del fluido eléctrico.
3. La caldera de alta presión, la cual resulta vital para este proyecto, se encuentra en operación. Por lo que se refiere a la unidad generadora, ésta se encuentra totalmente construida, aspecto que reduce el tiempo de ejecución del proyecto

4. La situación que se vivió en el país a partir del mes de junio de 1980, en el que el sector oficial agotó temporalmente sus reservas de energía eléctrica lo obligó a adoptar un plan de reducción en el consumo del fluído a nivel nacional, lo cual afectó el ritmo de producción de la planta con las consecuencias de tipo económico correspondientes.

Los factores que motivaron tal situación fueron:

- a. Prolongado estiaje que afectó las centrales hidroeléctricas las cuales contribuyen con un 28% a la generación bruta de energía eléctrica
- b. Descompostura simultánea en las unidades de Altamira Tams. y Salamanca, Gto. por falta de mantenimiento preventivo.
- c) Existía diferencia entre las capacidades nominal y real de los equipos, situación que arroja una menor capacidad de generación

Así también C.F.E. manifestó que se carecía de reservas para afrontar cualquier falla eventual en alguna de sus unidades por lo que estaba operando con estrechos márgenes de reserva. Esta situación provocó que el plan de emergencia concluyera un año después

en junio de 1981

Ante esta situación resulta evidente la inseguridad de contar con el fluído eléctrico en forma continúa, aspecto que como se ha mencionado resulta vital debido a las características del proceso productivo

Por otro lado, el Programa de Energía, en el que se establece la perspectiva de crecimiento del sector eléctrico, depende de factores de tipo político, económicos, tecnológicos y humanos que pueden influir en una forma nociva evitando con ello la obtención de los resultados proyectados.

5. Por lo que se refiere al costo de la energía eléctrica, Comisión Federal de Electricidad definió una postura muy clara a este respecto en el mes de julio de 1980, ya que por decreto el precio del Kw-hr se encuentra incrementándose en un 1.5% mensual a partir de ese mes. Aunque el plan de incremento preveía un año de vigencia, a la fecha continúa dicha política, sin que exista una definición con respecto a cuándo habrá de concluir dicho aumento en los precios.

C.F.E. justifica el aumento en base a que el sector eléctrico requiere de mayor disponibilidad de recursos como

micos obtenidos por medios que no comprometan su estabili-
dad. Por otro lado también se argumenta que los problemas
financieros por los que atravieza obedecen a que los au-
mentos de tarifas son menores que los índices inflaciona-
rios y aunado a ello el aumento en los costos de operación
son del orden de dichos índices sin que se repercuta este
aumento en el precio de venta del Kw-hr en la misma propor-
ción.

Sumado a lo anterior, el programa de expansión que para
este sector se tiene planeado nos obliga a pensar en un
incremento en el costo de la energía eléctrica por lo me-
nos al ritmo que actualmente se tiene, ya que habrá de
requerirse la obtención de recursos económicos, vía aumento
de tarifas, para poder afrontar el compromiso. Este as-
pecto se ve reforzado por el plan de reducción de subsi-
dios a paraestatales que el Gobierno Federal ha implemen-
tado a fin de sanear la economía de estas empresas.

6. El aprovechamiento de los gases de escape, los cuales son
subproducto del proceso, disminuyen el consumo de gas natu-
ral requerido en la caldera provocando a su vez un abati-
miento en la contaminación ambiental debido a la naturale-
za tóxica de estos gases. Por otro lado, con el empleo
de estos gases el costo de generación de vapor y por conse-

cuencia el de generación de electricidad se ven reducidos.

7. En las alternativas II y III se propone la substitución de turbinas que actualmente operan con vapor de 220# por turbinas de 600 # ya que nos permite un aprovechamiento integral del poder calorífico del vapor, logrando con ello un ahorro tanto energético como económico. Por otro lado, en ambos casos, el sistema de distribución de vapor y generación de electricidad propuesto, satisface las necesidades que se tienen de ambos fluidos.
8. Con la instalación del turbogenerador se ve disminuida la dependencia que a la fecha se tiene del suministro de Comisión Federal de Electricidad y con ello aseguramos la continuidad en la operación de la planta. Por otro lado y con objeto de asegurar la operación, en casos de emergencia se considera la contratación de una carga fija de 2,000 Kw a C.F.E., así como para contar con suministro durante los paros programados para mantenimiento del turbogenerador.
9. Tomando como base los índices de rentabilidad obtenidos a precios constantes, los cuales se muestran en el Resumen Técnico-Económico del Capítulo III, podemos observar que desde este punto de vista la Alternativa II, resulta ser la más conveniente por tener el índice de rentabili

dad y tiempo de recuperación de la inversión más atractivos. Lo anterior se debe a que en la Alternativa III se considera el cambio de un mayor número de turbinas que las consideradas en la Alternativa II, aspecto que repercute en un aumento de inversión fija y por consecuencia la rentabilidad de la Alternativa III disminuye. Así también, desde un punto de vista operativo y de control resulta más conveniente el manejo de un menor número de turbinas tal y como se propone en la Alternativa II.

10. Del Análisis de Sensibilidad de la Alternativa II que se elaboró en el último capítulo, se obtuvieron valores máximos y mínimos a pesos constantes para la Tasa Interna de Rentabilidad los cuales fueron 33.105% y 23.899% respectivamente. Lo anterior nos arroja una variación de $\pm 16\%$ con respecto a la Tasa de Rentabilidad obtenida sin la sensibilización, haciendo a esta alternativa sensible a las variables empleadas en el análisis. Es importante señalar que la situación que nos llevaría a tener la tasa de rentabilidad más baja sería por la influencia del incremento en el costo de generación de energía eléctrica y al mismo tiempo tener un aumento en la Inversión Fija la cual ya contempla un 10% por concepto de imprevistos.

En el caso de la rentabilidad más alta, el aumento en el

costo del Kw-hr comprado a C.F.E. es el factor que deter
minará dicha rentabilidad, con la limitante de que la In
versión Fija y el Costo de Generación de Energía Eléctri
ca no se vean modificados.

11. Del análisis efectuado, a fin de observar el impacto de la inflación en el proyecto, se observa que la rentabili
dad de la Alternativa II es mayor a pesos corrientes que a pesos constantes ya que la Tasa Interna de Rentabilidad aumenta de 27.946% a 41.525% lo que representa un incre-
mento del 48.6% en dicho índice. Lo anterior tiene como base el hecho de que la inflación represente un aumento en el costo de la energía eléctrica comprada a C.F.E. así como en el ahorro por no condensar el vapor hasta haber aprovechado el poder calorífico en forma total, dando como resultado un mayor ahorro, a pesar de que el costo por generar la energía eléctrica también se incrementa.
12. El aspecto del costo del capital (que en la actualidad re
sulta ser muy alto) y la estrategia financiera que se pre
tenda seguir para la ejecución del proyecto nos puede ser
vir de criterio para seleccionar la Alternativa II por ser la que menor inversión requiere.
13. Tal vez la rentabilidad obtenida a pesos constantes no cumple con la tasa mínima de corte que algunas empresas

establecen para sus proyectos, aunque ya hemos planteado que el impacto de la inflación es benéfico en este caso, no debemos considerar a este estudio como un proyecto aislado sino como parte integrante de un conjunto de proyectos los cuales deberán de ser impactados en el Estado de Resultados de la empresa y será hasta este momento cuando podamos decidir si se trata de un proyecto de alta o baja rentabilidad

Por otro lado, a lo largo del presente trabajo y dentro de esta misma sección, hemos venido planteando criterios de otra naturaleza que deberán de ser tomados en cuenta para la toma de una decisión.

14. El hecho de no instalar el turbogenerador implicaría un alto secuestro de efectivo, lo cual visto desde un punto de vista relacionado con el costo actual del dinero no resulta ser conveniente ya que se continuaría perdiendo dinero simplemente por el hecho de no percibir los intereses que podría producir esta inversión

15. Se propone seleccionar la Alternativa II ya que tanto técnica como económicamente ofrece las mejores ventajas

Finalmente, considero que resulta importante el hecho de apoyar la implementación de proyectos de naturaleza como el presente en el

que mediante el autoabastecimiento de un servicio requerido por un proceso productivo se logra disminuir los costos de operación de una planta aumentando por consecuencia su productividad, así también, se logra disminuir el impacto nocivo en nuestro medio ambiente evitándole así un mayor deterioro y al mismo tiempo se optimiza el empleo de nuestros recursos energéticos, aspectos que, independientemente de otros, son congruentes con un sano desarrollo empresarial.

B I B L I O G R A F I A
=====

1. Babcock & Wilcox, "STEAM / its use and generation"
The Babcock and Wilcox Company. New York 1972
2. Peters Max S. and Timmerhaus Klaus D. "Plant Design and Economics for Chemical Engineers" . McGraw Hill Book Company,
Second Edition, 1968
3. "Power Production in Steam consuming industries" Stal-Laval
Company. Sweden 1979
4. Swain Philip and Arrot William "Power Handbook Basic power
facts made easy" McGraw Hill Publication, New York 1979
5. Gaffert A Gustaf, "Steam Power Station" McGraw Hill Book Com-
pany 1960
6. Howard F. Rase and M.H. Barrow, "Ingeniería de Proyecto para
Plantas de Proceso" John Wiley and Sons Ed. 1973
7. Gambhir S.P., Heil T.J., Schuelke T.F. "Steam use and Distribu-
tion" . Chemical Engineering, December 18, 1978 - McGraw Hill
Publication

8. Javetski John "Cogeneration". Power, April 1978- Vol. 122, No. 4
McGraw Hill Publication
9. Severns W.H., Degler H.E., Miles J.C., "Steam, Air and Gas
Power" - John Wiley and Sons, New York 1954
10. Baudat N.P. and James O.R. " Application of a Power recovery
System to gas turbine exhaust gases" A.S.M.E. Paper 79-GT-167
11. Riggs James L. "Engineering Economics" - McGraw Hill Book
Company 1977
12. Baasel William D. "Preliminary Chemical Engineering Plant Design"
American Elsevier Publishing Co. New York , 1976
13. Currie Robert S., Areghini David G., Whyte M. Douglas "The
Combined Cycle" Turbomachinery International, July-Aug 1979
14. Secretaria de Patrimonio y Fomento Industrial - Programa de
Energía - Noviembre 18, 1980
15. Organización de las Naciones Unidas - World Energy Supplies
1971 - 1975 Statistical Papers - Series J No. 19 y 20

QUETZALCOATL

Quetzalcóatl, fue quizás el más complejo y fascinante de todos los Dioses mesoamericanos. Su concepto primordial, sin duda muy antiguo en el área, parece haber sido el de un monstruo serpiente celeste con funciones dominantes de fertilidad y creatividad. A este núcleo se agregaron gradualmente otros aspectos: la leyenda lo había mezclado con la vida y los hechos -- del gran Rey sacerdote Topiltzin, cuyo título sacerdotal era el propio nombre del Dios del que fue especial devoto. En el momento de la conquista, Quetzalcóatl, considerado como Dios único desempeñaba varias funciones: Creador, Dios del viento, Dios del planeta Venus, héroe cultural, arquetipo del sacerdocio, patrón del calendario y de las actividades intelectuales en general, etc. Un análisis adicional es necesario para poder desentrañar los hilos aparentemente independientes que entran al tejido de su complicada personalidad.



IMPRESO EN LOS TALLERES DE:
EDITORIAL QUETZALCOATL, S. A.
MEDICINA No. 37 LOCALES 1 Y 2 (ENTRADA POR PASEO DE LAS
FACULTADES) FRENTE A LA FACULTAD DE MEDICINA DE C. U.
MEXICO 20, D. F. TELEFONOS: 548-61-80 Y 5-48-58-56