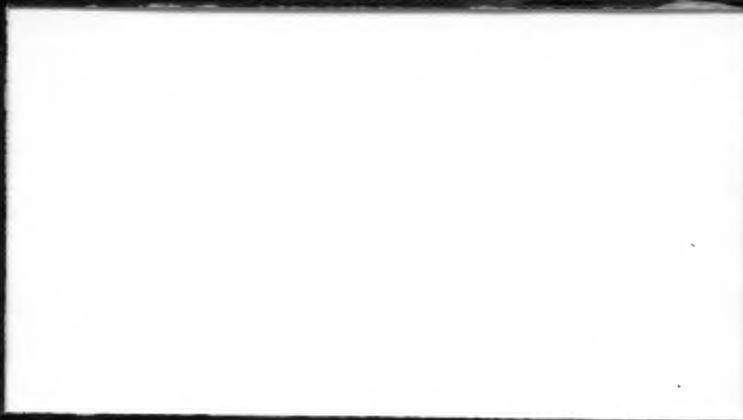


F - DE PFI
CE No. 7
1992
E J. 4

CUADERNOS SOBRE ENERGIA



Universidad Nacional Autónoma de México
Facultad de Ingeniería
División de Estudios de Posgrado

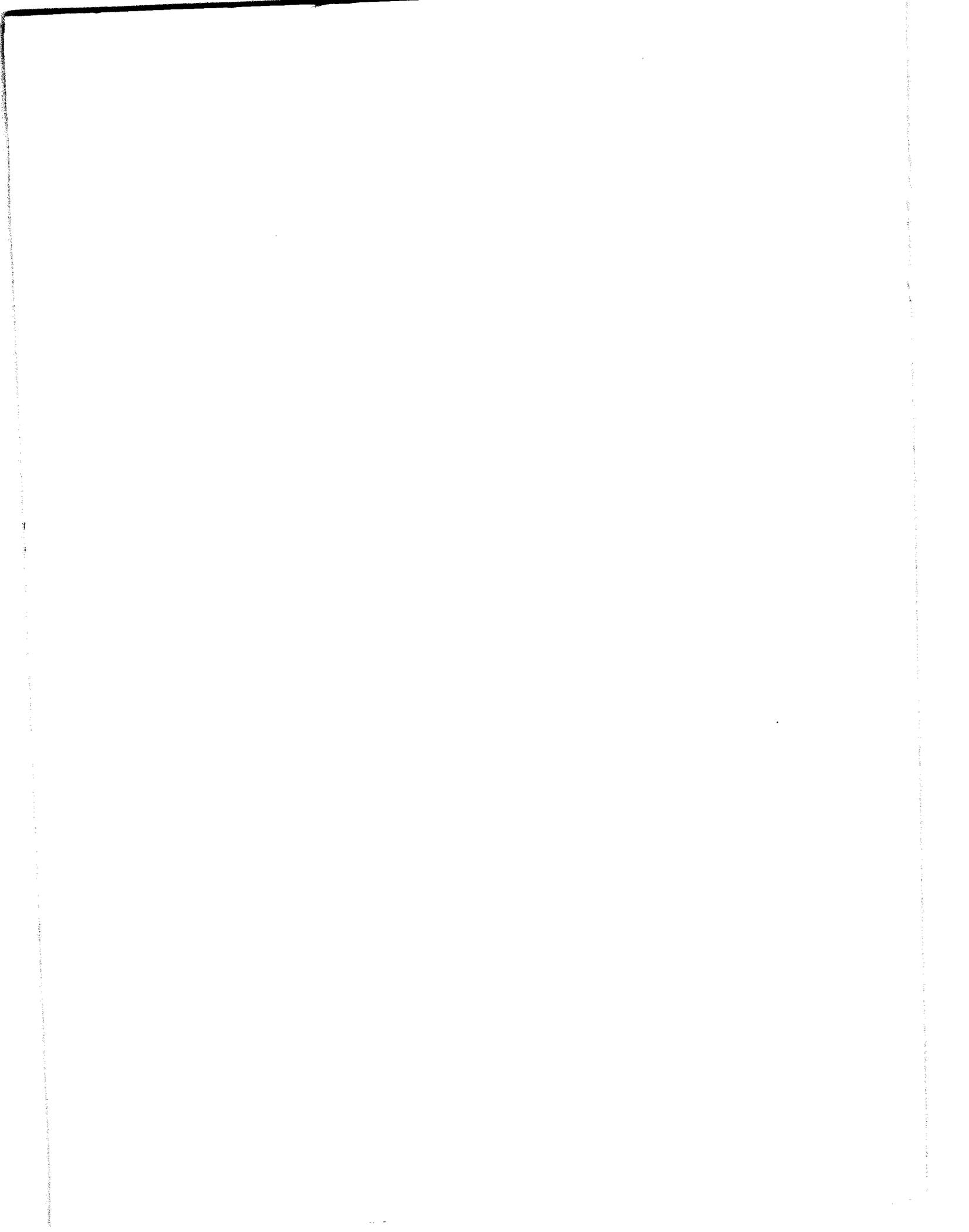
**DIPLOMADO EN
COGENERACION**

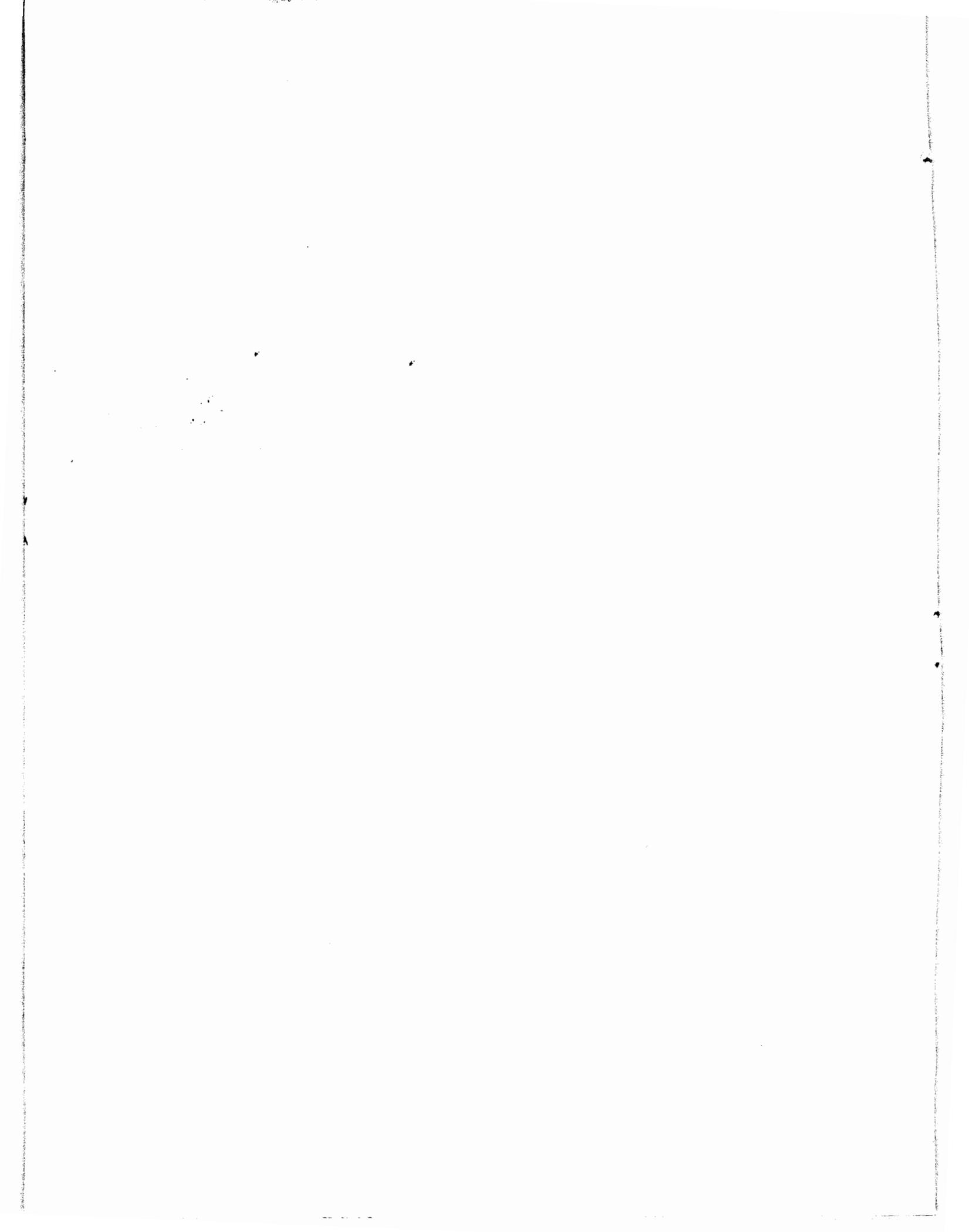
**Módulo II
"DISEÑO DE SISTEMAS DE COGENERACION"**

ING. ROGELIO RUIZ ESPARZA GUTIERREZ

No. 7

Diciembre de 1992

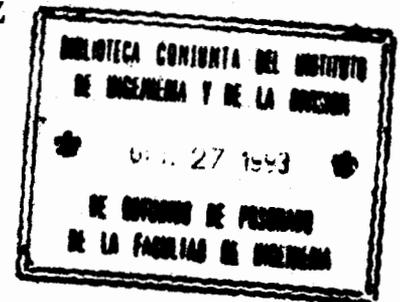




DIPLOMADO EN COGENERACION

Módulo II "DISEÑO DE SISTEMAS DE COGENERACION"

**Autor:
ING. ROGELIO RUIZ ESPARZA GUTIERREZ**



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
(UNAM)
FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
DEPTO. EXPLORACION Y EXPLOTACION DE REC. ENERGETICOS DEL SUBSUELO
AREA DE INGENIERIA ENERGETICA**

**FONDO NACIONAL DE APOYO A PLANES Y
PROGRAMAS DE AHORRO DE ENERGIA
(FONAE)**

**COMISION NACIONAL PARA EL AHORRO DE ENERGIA
(CONAE)**

**CONSEJO NACIONAL DE CIENCIA Y TECNOLOGIA
(CONACYT)**

**Area de Ingeniería Energética
Apartado Postal No. 70-256
Ciudad Universitaria
04510 México, D.F.
Tel. 5 50 87 12
Fax. 6 16 10 73**



1
DE 112
DE 117
1977
11.1

P R E S E N T A C I O N

La cogeneración sistema conocido y muy experimentado en los países más industrializados, es hoy una gran alternativa como modo de conservación de energía para la industria mexicana.

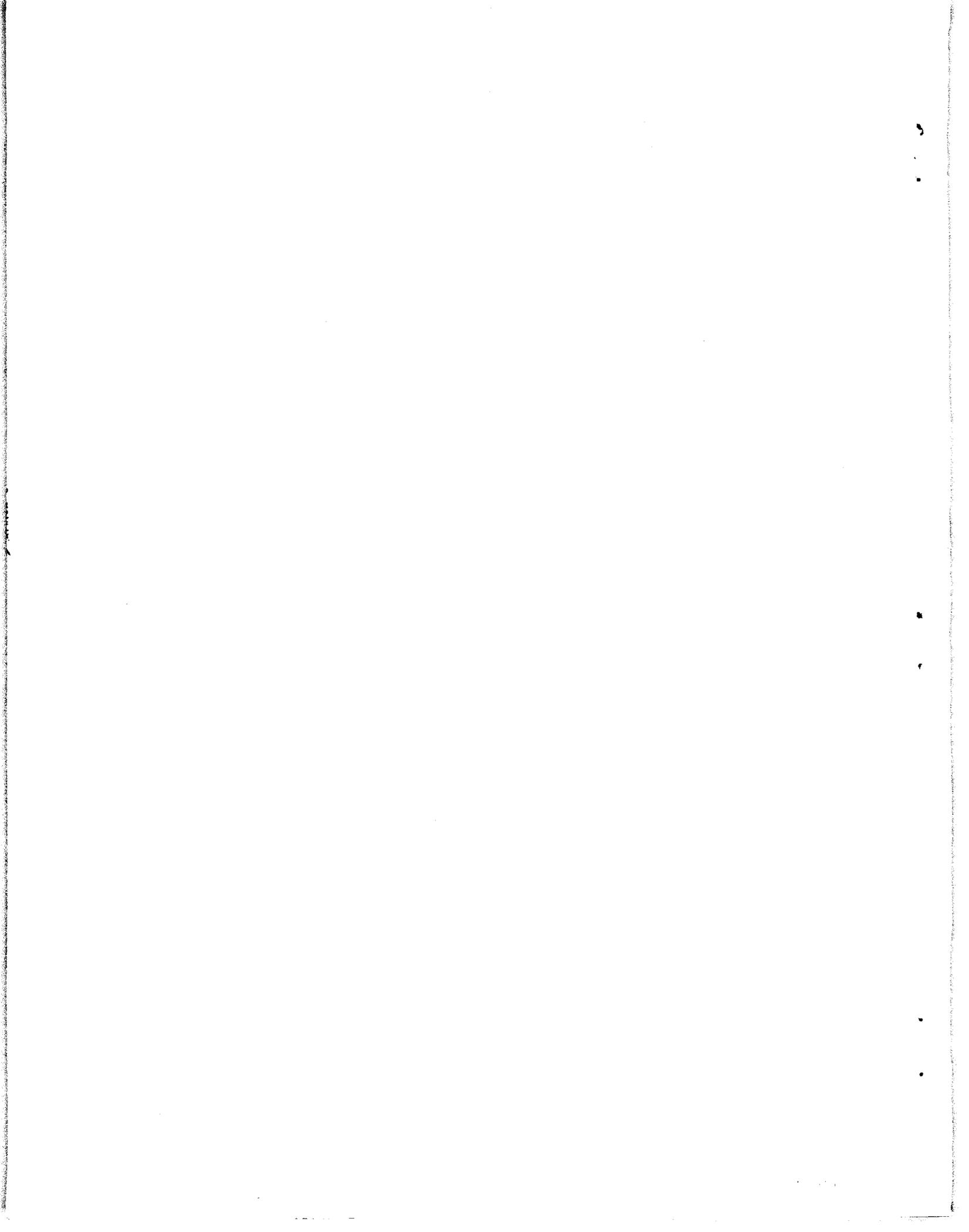
La cogeneración es la producción conjunta de electricidad y calor por el propio usuario, lo cual conlleva un rendimiento energético global más elevado, reduciéndose el consumo total y, en consecuencia, la factura energética, sin alterar los procesos productivos o calidad de los servicios.

La Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), con el patrocinio del Fondo Nacional de Apoyo a Planes y Programas de Ahorro de Energía (FONAE), la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE) y el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT), consientes de la necesidad de formar especialistas en el tema ha llevado a cabo el primer **DIPLOMADO EN COGENERACION** que se imparte en el país, a través de la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería (DEPFI).

Como apoyo a los estudiantes del diplomado, la DEPFI publica el material didáctico generado para dicho fin, en cuatro volúmenes de Cuadernos sobre Energía, cuyos títulos y autores se muestran a continuación:

- Módulo I : Esquemas de Cogeneración
M.I. Arturo F. Monedero de la Vega
- Módulo II : Diseño de Sistemas de Cogeneración
Ing. Rogelio Ruíz Esparza Gutiérrez
- Módulo III: Evaluación Económica de Proyectos de Cogeneración
Ing. Luis Fernández González
- Módulo IV : Perspectivas e impactos de la Cogeneración en México
Ing. Eduardo Buendía Domínguez

Ing. Luis Fernández González
Jefe del Area de Ingeniería Energética



INDICE

1.- RECOPIACION DE DATOS E INFORMACION	1
1.1. Aspectos a considerar en la elaboración de la encuesta.	1
1.2. Identificación de la instalación industrial.	3
1.3. Datos energéticos básicos.	4
1.4. Descripción general de la instalación.	11
1.5. Datos adicionales de la instalación industrial.	11
1.6. Planes y perspectivas de la instalación industrial.	12
1.7. Ejemplo numérico.	13
2.- ANALISIS ENERGETICO	33
2.1. Capacidad instalada, eléctrica y térmica.	33
2.2. Consumos de electricidad y combustibles.	34
2.3. Perfiles de demanda eléctrica y térmica.	37
2.4. Estimación del potencial de cogeneración.	40
3.- CARACTERIZACION ENERGETICA DE LA EMPRESA	42
3.1. Costo de energéticos.	42
3.2. Indices de consumo energético.	43
3.3. Análisis de posibilidades de conservación de la energía.	45
3.4. Implantación de las medidas adoptadas.	47
3.5. Evaluación de demandas térmica y eléctrica.	48
3.6. Condiciones de operación de la planta.	55

4.- SELECCION DEL TIPO DE SISTEMA DE COGENERACION	57
4.1. Proyectos nuevos.	57
4.2. Instalaciones ya existentes.	57
4.3. Dimensionamiento del sistema.	57
4.4. Definición del nivel de cogeneración.	58
4.5. Selección de alternativas de sistemas a analizar.	59
5.- EVALUACION DE LOS BENEFICIOS NETOS DE LAS OPCIONES DE LOS SISTEMAS DE COGENERACION	105
5.1. Evaluación de períodos de operación a diferentes cargas.	105
5.2. Ahorro en el consumo eléctrico e incremento en el consumo de combustible.	107
6.- ESPECIFICACION DE EQUIPOS PRINCIPALES	113
6.1. Turbinas de vapor.	113
6.2. Turbinas de gas.	114
6.3. Calderas de recuperación de calor.	114
6.4. Calderas a fuego directo.	115
Nomenclatura	116
Bibliografía	119
Referencias	120

MODULO II. DISEÑO DE SISTEMAS DE COGENERACION

1.- RECOPIACION DE DATOS E INFORMACION

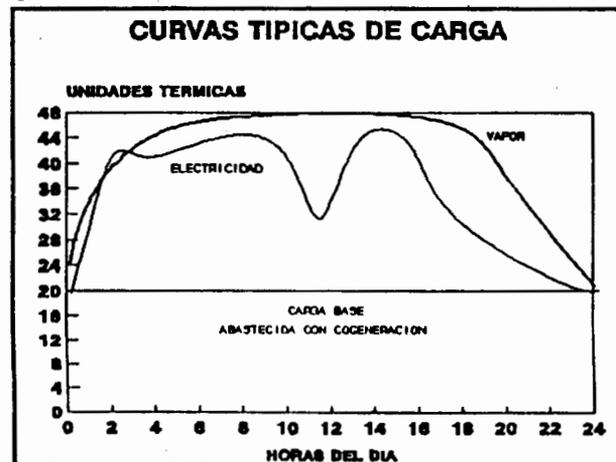
1.1. ASPECTOS A CONSIDERAR EN LA ELABORACION DE LA ENCUESTA

Después del Sector Eléctrico y del Transporte, el usuario industrial es el consumidor más relevante de energéticos a nivel nacional. Desde los pequeños talleres, hasta las grandes fábricas, consideran a los energéticos un recurso indispensable. Aún más, debido a las condiciones progresivamente críticas por las que atraviesa la industria, solo los industriales que toman decisiones rápidas y efectivas pueden confiar en que sus empresas salgan avantes.

Debido a los incrementos que han sufrido los precios de la energía en los últimos años y la falta de eficiencia de los procesos, empieza a ser atractiva la inversión en proyectos de ahorro de energía, con el fin de rediseñar equipos y procesos con base a criterios de optimización energética, así como el aprovechamiento de los calores de desecho y eliminación de pérdidas innecesarias permitiendo lograr ahorros considerables a mediano y largo plazo. Entre los proyectos de inversión relacionadas con un uso más adecuado de la energía están los correspondientes a sistemas de cogeneración.

La aplicación de estos sistemas ha experimentado diferentes fluctuaciones, relacionadas en la mayoría de los casos con la oferta energética disponible. Actualmente, debido a las diferencias de costos y abastecimiento entre la energía eléctrica y los combustibles, la rentabilidad de este sistema es atractiva.

En la siguiente figura se muestran las curvas de demanda de energía eléctrica y térmica de una industria que, al utilizar un sistema de cogeneración, permite abastecerse de una carga base, lo que beneficia en una reducción de la factura energética y con una cierta autonomía y seguridad de los procesos frente a fallas eléctricas de la red. Además se observa en esta figura que el sistema de cogeneración no suministra toda la energía requerida por la planta industrial.



Para cubrir los picos de la demanda, se puede pensar en algunos otros sistemas de cogeneración más pequeños o bien abastecerse como lo hace usualmente. (usando una caldera para suministrar la energía térmica faltante o comprar a la red la energía eléctrica faltante)

Indudablemente, dada la variedad de los procesos industriales y esquemas de cogeneración asociadas al proceso industrial, el análisis de cada proyecto tendrá características propias. Sin embargo, será necesario establecer parámetros que permitan un rápido ordenamiento de los distintos proyectos conforme a sus méritos económicos a fin de identificar aquellos cuyo potencial y atractivo económico justifique el análisis detallado de todos estos aspectos.

Para la realización de un estudio para definir el esquema de cogeneración óptimo, es de gran utilidad la aplicación de una encuesta, ya que en la misma se obtendrán datos para determinar los costos actuales de operación de energía térmica y eléctrica; las condiciones reales de trabajo (altitud, temperaturas promedio anuales, etc.); la localización y disponibilidad de espacio para la instalación de un nuevo sistema; los consumos promedio de energía eléctrica y térmica usados por la planta industrial; la disponibilidad de diferentes tipos de combustibles; limitaciones ambientales y cualquier otro elemento que aporte información a la decisión del uso de sistemas de cogeneración.

De esta manera es muy importante que el diseño de la encuesta sea conciso, de fácil aplicación, buscando solo la información necesaria para el estudio. La encuesta debe ser lo suficientemente flexible para acomodar diversos intereses de los usuarios.

La aplicación de la encuesta debe cumplir con los siguientes objetivos:

- Recolectar datos energéticos (técnicos y económicos) de la empresa.
- Describir el estado de los equipos y operación de los mismos
- Establecer la actitud de la industria hacia el estudio realizado.

Para cumplir con estos objetivos la encuesta debe de cubrir los siguientes aspectos:

- Identificación general de la instalación industrial.
- Datos energéticos básicos.
- Descripción general de la instalación industrial.
- Datos adicionales (técnicos y económicos)
- Planes y perspectivas de la instalación industrial.

Estos seis aspectos están destinados a evaluar las oportunidades para aprovechar en forma más óptima el consumo de combustible así como disminuir o evitar el consumo de energía eléctrica externa, utilizando un sistema de cogeneración apropiado al proceso industrial en estudio.

1.2. IDENTIFICACION DE LA INSTALACION INDUSTRIAL

En esta fase se debe de determinar las partes principales de la industria y sus funciones. Para esto se debe de registrar:

- 1.2.1. Nombre del Director General de la instalación y nombre del grupo industrial al que pertenece.
- 1.2.2. Nombre y localización de la instalación. (Registrando las industrias cercanas a la instalación en estudio)
- 1.2.3. Giro y/o actividad.
- 1.2.4. Dirección y teléfonos para comunicaciones posteriores. (Registrando datos tanto de la planta como de oficinas en México.)
- 1.2.5. Nombre y cargo de las personas responsables de dar la información para el llenado de la encuesta.
- 1.2.6. Registro del tiempo de operación de la instalación:
 - * Modalidad de operación (turnos).
 - * Horas al año en que se trabaja.
 - * Períodos de vacaciones y mantenimiento de la instalación.

1.2.7. Condiciones ambientales de la instalación:

- * **Presión atmosférica.**
- * **Temperaturas máximas y mínimas.**

1.2.8. Índice energético de la planta:

Para definir el índice de consumo energético de la instalación y compararlo con otras empresas similares nacionales o internacionales es necesario conocer la producción total anual. De esta manera se dividirá el consumo total de energía por unidad de producción.

1.3. DATOS ENERGETICOS BASICOS

El objetivo de esta sección es la de determinar cuales son los sistemas principales de consumo de energía (procesos de calentamiento, plantas procesadoras u operadoras, generación eléctrica, aire acondicionado , refrigeración, etc.), efectuar una investigación de los equipos, especificar los datos operacionales de los principales equipos, obtención de los consumos energéticos, considerando los siguientes rubros: energía eléctrica (comprada o autogenerada), combustibles, y vapor e identificar posibilidades de implementar o incrementar sistemas de cogeneración.

En la encuesta se deberá concentrar toda esta información dentro de un período de tiempo no mayor a un año y no menor a un mes. Los principales datos a obtener son:

1.3.1. Consumo de Energía Eléctrica:

Se especifica el total de consumo de energía eléctrica (ya sea comprada o autogenerada) que requiere la instalación industrial:

- * **Demanda máxima promedio, kW**
- * **Consumo anual, MWh**

Con el fin de establecer las variaciones de las cargas, es necesario contar con los consumos diarios de la energía eléctrica o en el caso de no tener dicha información, especificar los consumos máximos y mínimos dentro de un mes tipo de producción de la planta. En el caso de existir grandes variaciones es importante indicar la causa.

1.3.1.1. Energía Eléctrica comprada:

Con el apoyo de los últimos 12 facturas de compra de energía eléctrica se obtendrá la siguiente información, tanto en horario base como en horario punta:

- * Período de facturación.
- * Demanda Máxima, kW.
- * Consumo, kWh.
- * Factor de Potencia, %
- * Costo de la energía, (cargo por consumo y por demanda).

1.3.1.2. Energía Eléctrica Autogenerada:

En el caso de que la planta industrial cuente con un sistema de autogeneración o cogeneración, se debe de recolectar la información antes mencionada (inciso 1.1), tanto en horario base como en punta, y estableciendo un costo promedio de dicha generación, así como el tiempo de operación del equipo. Es importante especificar el sistema empleado para dicha generación:

- * Turbina de vapor:
 - A contrapresión.
 - A condensación.
 - A contrapresión con extracción.
 - A condensación con extracción.
- * Turbina de gas.
- * Motor alternativo.

En el caso de utilizar un sistema diferente o la combinación de alguno de ellos se especifica en la encuesta.

Para el caso del generador, se debe de anotar las capacidades según los datos nominales o de placa, las de operación actual y las condiciones físicas en que se encuentra. La principal información a obtener es:

- * Marca y año de fabricación y/o operación.
- * Capacidad nominal y en el caso de operación, establecer un promedio de generación en kW.
- * Horas de operación anual, h/año.
- * Energía generada, en kWh.

1.3.2. Consumo de Energía Térmica.

El consumo de energía térmica se reporta de una manera similar a la de la electricidad, aunque en este caso se debe de considerar los combustibles empleados en el proceso, producción de vapor y equipos o procesos que utilizan dicho fluido.

1.3.2.1. Combustibles:

Se debe de especificar los diferentes combustibles comprados, así como los obtenidos como un subproducto de los procesos en la instalación industrial:

- * Combustóleo.
- * Gas natural.
- * Carbón.
- * Diesel.
- * Bagazo.
- * Licor negro.
- * Madera, etc

La información adicional requerida es:

- * Consumo mensual.
- * Costo.
- * Poder calorífico (en caso que se tenga este dato).

1.3.2.2. Producción de Vapor.

Se especifica el total de producción de vapor que requiere la instalación industrial:

- * Producción anual en toneladas.

Con el fin de establecer las variaciones de las cargas, es necesario contar con los consumos diarios de vapor o en el caso de no tener dicha información, especificar los consumos máximos y mínimos dentro de un mes típico de producción de la planta. En el caso de existir grandes variaciones es importante indicar la causa.

1.3.2.2.1. Generadores de vapor:

Para el caso del generador de vapor se debe de anotar la siguiente información, como mínimo (considerando los datos de placa, así como las de operación actual):

- * Tipo de caldera (acuotubular, pirotubular o caldera de recuperación)
- * Marca y año de fabricación y/o operación.
- * Combustible empleado y consumo.
- * Presión manométrica a que se genera el vapor, se anotan las unidades que normalmente utiliza la planta industrial.
- * Temperatura a la que se genera el vapor.
- * Capacidad de generación de vapor, en toneladas por hora.

- * Producción de vapor. En este caso se especifican los valores máximos y mínimos obtenidos en un año o en su defecto la producción media, expresado en toneladas por hora.
- * Temperatura de agua de alimentación al generador de vapor.
- * Flujo de agua de alimentación al generador de vapor.
- * Porcentaje del retorno de condensado al generador de vapor.
- * Horas de operación.
- * Valor de la eficiencia del generador de vapor considerada en la instalación industrial.

1.3.2.2.2. Equipos que consumen vapor:

Los principales consumidores de vapor son: los equipos motrices (turbocompresor, turbinas para transmisión), turbinas de vapor y el proceso en sí de la instalación industrial (como fluido térmico).

En lo que se refiere a equipos consumidores de vapor se requiere anotar la siguiente información:

i).- Equipos motrices:

- * Tipo de equipo (turbocompresor, turbina para transmisión, etc.)
- * Potencia media de operación, en kW.
- * Consumo de vapor, en t/h
- * Presión manométrica que requiere el equipo.
- * Horas de operación (mensuales o

anuales).

ii).- Turbina de vapor:

Se debe de especificar los datos nominales o de placa, así como las condiciones de operación actual.

- * Tipo de equipo (con extracción, a contrapresión o a condensación o sus combinaciones).
- * Marca y año de fabricación y/o operación.
- * Presiones y temperatura de entrada y salida, ya sea por una extracción, a contrapresión o a condensación.
- * Consumo de vapor a la entrada del equipo y a la salida, ya sea por una extracción, a contrapresión o a condensación. Para este parámetro es importante especificar los valores máximos y mínimos que se utilizan durante el año o en su defecto un promedio.

iii).- Turbina de gas:

Aunque la turbina de gas no es un consumidor de vapor, si es importante anotar sus características de funcionamiento, ya que aportan al proceso tanto energía eléctrica como térmica. Los datos mínimos a obtener tanto nominales o de placa, como de operación real son:

- * Marca y año de fabricación y/o operación.
- * Presiones y temperaturas de entrada y salida del aire.

- * Consumo de combustible.

iv).- Fluido térmico

En esta parte de la encuesta se anota las condiciones de vapor, agua, aire o cualquier otro termofluido que se utiliza en el proceso de una planta industrial. Esta información es valiosa, ya que define el calor útil que requiere el proceso y de esta manera es uno de los elementos importantes para definir un sistema de cogeneración. Los datos mínimos a obtener son:

- * Tipo de fluido.
- * Consumo y tipo de combustible, que se utiliza para dar las condiciones del fluido para el proceso.
- * Producción anual de dicho fluido.
- * Condiciones de presión y temperatura del fluido.
- * En que parte del proceso se utiliza dicho fluido.

v).- Aire acondicionado y refrigeración.

Una de las aplicaciones de los sistemas de cogeneración es el aprovechamiento de la energía térmica para calefacción o para refrigeración a través de los sistemas de absorción. Por tal motivo es importante anotar si la instalación industrial requiere de estos servicios y especificar la siguiente información:

- * Tipo de unidad.
- * Capacidad de dichos equipos.

- * Consumo de energía eléctrica o térmica según el tipo de unidad.
- * Temperatura promedio que se requiere.
- * Porcentaje de utilización de acuerdo a las estaciones del año, anotando principalmente en verano e invierno.

1.4. DESCRIPCION GENERAL DE LA INSTALACION

Con el fin de verificar la información operacional obtenida en la encuesta es importante llevar a cabo un balance de masa y energía, por lo que a través de la descripción general de la instalación industrial se confirmará la confiabilidad de los datos obtenidos. Para esto se requiere realizar una descripción breve de:

- a. Proceso.
- b. Red de vapor.
- c. Red eléctrica.

En dicha descripción se debe de anotar consumos de combustibles, de vapor (considerando vapor de alta, media y baja presión y condensados), consumo de energía eléctrica, y todos aquellos valores que nos puedan servir para establecer el estado actual de la planta industrial. En el caso de no tener el valor de un parámetro necesario, es posible utilizar valores empíricos, es decir, de acuerdo a la experiencia de la planta industrial o valores obtenidos del manual de diseño del equipo o sistema correspondiente.

1.5. DATOS ADICIONALES DE LA INSTALACION INDUSTRIAL

Uno de los factores que determinan la factibilidad de instalar un sistema de cogeneración es la confiabilidad y costo del servicio eléctrico. Por tal motivo es importante anotar el número de cortes del suministro eléctrico, tanto de la red eléctrica como de la misma autogeneración, duración máxima y promedio de dichos cortes y los costos que le representan a la industria por estos cortes.

Para el caso de las industrias que ya están autogenerando es necesario recopilar la información en cuanto a los costos del combustible, mantenimiento y operación de la planta de energía.

Finalmente, en el caso de que se tuvieran posibilidades de instalar o incrementar un sistema de cogeneración es necesario anotar el espacio disponible de la planta tanto externo como interno.

1.6. PLANES Y PERSPECTIVAS DE LA INSTALACION INDUSTRIAL

Uno de los parámetros importantes para la instalación de sistemas de cogeneración es la actitud de la gente, ya que a través de la experiencia de operación de la planta industrial puede ser que exista una negativa hacia estos sistemas o viceversa, es decir, que han tenido buenos resultados y tienen el interés de incrementar sus sistemas. Por tal motivo es de gran ayuda conocer cuales son las perspectivas y planes a futuro (para los próximos 10 años) de la planta industrial en estudio, tanto desde el punto de vista del proceso productivo como el de instalar y/o incrementar su instalación de autogeneración.

Por otro lado, también se requiere conocer si los responsables de la instalación industrial están interesado en tener excedentes eléctricos y venderlos a la red o venderlo a algún vecino industrial.

También es importante detectar el interés en realizar inversiones para este tipo de sistemas y el tipo de financiamiento que utiliza normalmente.

Otro aspecto a considerar en la encuesta es la posibilidad de utilizar gas natural (en el caso de que actualmente se este consumiendo combustóleo). La posibilidad esta en función de que un gaseoducto pase cerca la planta. Este factor es importante para la definición de un sistema de cogeneración para dicha planta.

1.7. EJEMPLO NUMERICO:

A continuación se presenta como ejemplo el caso de una empresa del sector químico, cuyo nombre se omite por razones de confidencialidad, sin embargo los datos son reales. El ejemplo aquí descrito servirá de base para los módulos siguientes de este diplomado.

La planta química produce hilo de nylon y de polipropileno (fibras sintéticas), para aplicaciones industriales, lo que implica que tenga importantes consumos por refrigeración. El estado en que se encuentran las calderas y equipo de refrigeración es aceptable, con una antigüedad de uso de 20 años para los mas viejos, con buen estado de conservación por un adecuado mantenimiento.

Actualmente acaban de implantar modernos equipos para monitoreo y control de caldera mediante procesadores electrónicos, desde una consola común para las cuatro calderas que tienen normalmente operando, teniendo como objeto principal el control óptimo de la combustión para fines de eficiencia y control de emisiones.

También tienen una planta de tratamiento de agua para las calderas y otra para tratamiento de aguas negras utilizadas en las torres de enfriamiento.

La demanda promedio de vapor es de 60 t/h y la capacidad instalada es de 133 t/h. Utiliza como combustible principal al gas natural y todas sus necesidades eléctricas son abastecidas por la red de C. F. E.. Por los volúmenes de consumo la energía eléctrica se emplea como materia prima.

Con relación a la subestación alimentadora principal, cuenta con un solo alimentador de 115 kV, de tipo convencional abierto. Los servicios generales están en 4.16 kV y luego se reducen a 440/220-127 V.A.C. a 60 Hz., la subestación de 4.16 kV es del tipo METAL-CLAD.

La cogeneración en esta planta química es sumamente recomendable, debido a que se reúnen las condiciones o características indispensables, térmicas/electricas. A continuación se presenta los resultados de la aportación de la encuesta a esta empresa.

3.- CONTACTO:

RESPONSABLE:	1).- <u>XXXXXXXXXXXXXXXXXX</u>
CARGO:	<u>GERENTE DE INGENIERIA</u>
RESPONSABLE:	2).- <u>XXXXXXXXXXXXXXXXXX</u>
CARGO:	<u>SUPERINTENDENTE DE SERVICIOS</u>

4.- PROGRAMA DE TRABAJO:

HORARIO DE TRABAJO						
HORAS AL AÑO: <u>8760</u>						
HORAS/DIA/SEMANA						
Lunes	Mártes	Miercoles	Jueves	Viernes	Sabado	Domingo
24	24	24	24	24	24	24
SEMANAS/AÑO:				<u>52</u>		
PERIODO DE VACACIONES:				_____ _____		
PERIODO DE MANTENIMIENTO:				_____ _____		

5.- CONDICIONES AMBIENTALES:

PRESION ATMOSFERICA:	<u>1.033 kg/cm² (1 Bar)</u>
TEMPERATURA AMBIENTE:	
MAXIMA:	<u>35 °C (Promedio)</u>
MINIMA:	<u>18 °C</u>
TEMPERATURA MEDIA:	
BULBO SECO:	<u>25 °C</u>
BULBO HUMEDO:	<u>15 °C</u>

6.- PRODUCCION TOTAL ANUAL:

MES	PRODUCTO	UNIDAD	CANTIDAD
Ene-91	Hilo de Nylon	ton	853
Feb-91	Hilo de Nylon	ton	793
Mar-91	Hilo de Nylon	ton	908
Abr-91	Hilo de Nylon	ton	944
May-91	Hilo de Nylon	ton	850
Jun-91	Hilo de Nylon	ton	789
Jul-91	Hilo de Nylon	ton	858
Ago-91	Hilo de Nylon	ton	952
Sep-91	Hilo de Nylon	ton	845
Oct-91	Hilo de Nylon	ton	925
Nov-91	Hilo de Nylon	ton	851
Dic-91	Hilo de Nylon	ton	968
Prom.	Hilo de Nylon	ton/mes	878

SECCION B. DATOS ENERGETICOS BASICOS

1.- ENERGIA ELECTRICA:

CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA EN LA PLANTA:

DEMANDA MAXIMA PROM. kW	CONSUMO ANUAL MWh	DEMANDA MAXIMA MENSUAL *	
		MAXIMO kWh	MINIMO kWh
27,260	228,000	28,359	24,059

* Si existen variaciones grandes indique si son debidas a la variación de la producción o a otra causa:

1.1 ENERGIA ELECTRICA COMPRADA:

De: _____ de 19 ____ a _____ de 19 _____

TARIFA:								
PUNTA					BASE			
MES	kW	MWh	FACT. POT.	COSTO/MES	kW Media	MWh	FACT. POT	COSTO/MES
1					24,059	17,900	0.96	3'015,234,464.00
2					24,554	16,500	0.96	2'827,312,336.00
3					25,134	18,700	0.95	3'160,655,368.00
4					26,528	19,100	0.96	3,255,809,000.00
5					26,747	19,900	0.95	3'338,846,880.00
6					26,389	19,000	0.95	3'219,526,056.00
7					27,554	20,500	0.95	3'431,914,360.00
8					27,285	20,300	0.95	3'405,008,088.00
9					26,667	19,200	0.95	3'245,377,888.00
10					25,403	18,900	0.94	3'185,405,896.00
11					26,250	18,900	0.94	3'175,705,048.00
12					25,672	19,100	0.95	3'214,186,728.00

1.2

CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA AUTOGENERADA

h/d	POTENCIA PROM. kW	ENERGIA ANUAL MWh	SISTEMA EMPLEADO*
-	-	-	-

- * (A) TURBINA DE VAPOR
(A1) CONTRAPRESION
(A2) CONDENSANTE
- (B) TURBINA DE VAPOR CON EXTRACCION
(B1) EXTRACCION - CONDENSACION
(B2) EXTRACCION - CONTRAPRESION
- (C) TURBINA DE GAS
- (D) MOTOR ALTERNATIVO (GASOLINA, DIESEL, ETC)
- (E) OTROS: ESPECIFIQUE: _____

1.2.1 DATOS DEL GENERADOR:

DATOS NOMINALES O DE PLACA				DATOS DE OPERACION		
MARCA AÑO	CAPACIDAD kW	F.P.	TENSION kV	CAPACIDAD kW (PROM.)	OPERACION h/año	ENERGIA GENERADA MWh/año

1.2.2 ENERGIA ELECTRICA AUTOGENERADA:

De: _____ de 19____ a _____ de 19_____

TARIFA:								
PUNTA					BASE			
MES	kw	MWh	FACT. POT.	COSTO/MES	kw	MWh	FACT. POT	COSTO/MES
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11								
12								

EL SISTEMA DE AUTOGENERACION ELECTRICA ES INDEPENDIENTE O INTERCONECTADO A LA RED: _____

SI EXISTE TRANSFORMADOR ENTRE SU PLANTA Y LA RED DIGA CUAL ES SU CAPACIDAD: _____ kVA.

INDIQUE, LA DISTANCIA APROXIMADA DE SU PLANTA DE FUERZA A LA LINEA DE TRANSMISION O SUBESTACION DE CFE MAS CERCANA: _____

1.2

CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA AUTOGENERADA

h/d	POTENCIA PROM. kW	ENERGIA ANUAL MWh	SISTEMA EMPLEADO*
-	-	-	-

- * (A) TURBINA DE VAPOR
(A1) CONTRAPRESION
(A2) CONDENSANTE
- (B) TURBINA DE VAPOR CON EXTRACCION
(B1) EXTRACCION - CONDENSACION
(B2) EXTRACCION - CONTRAPRESION
- (C) TURBINA DE GAS
- (D) MOTOR ALTERNATIVO (GASOLINA, DIESEL, ETC)
- (E) OTROS: ESPECIFIQUE: _____

1.2.1 DATOS DEL GENERADOR:

DATOS NOMINALES O DE PLACA				DATOS DE OPERACION		
MARCA AÑO	CAPACIDAD kW	F.P.	TENSION kV	CAPACIDAD kW (PROM.)	OPERACION h/año	ENERGIA GENERADA MWh/año

1.2.2 ENERGIA ELECTRICA AUTOGENERADA:

De: _____ de 19____ a _____ de 19_____

TARIFA:								
MES	PUNTA				BASE			
	kw	MWh	FACT. POT.	COSTO/MES	kw	MWh	FACT. POT	COSTO/MES
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11								
12								

EL SISTEMA DE AUTOGENERACION ELECTRICA ES INDEPENDIENTE O INTERCONECTADO A LA RED: _____

SI EXISTE TRANSFORMADOR ENTRE SU PLANTA Y LA RED DIGA CUAL ES SU CAPACIDAD: _____ kVA.

INDIQUE, LA DISTANCIA APROXIMADA DE SU PLANTA DE FUERZA A LA LINEA DE TRANSMISION O SUBESTACION DE CFE MAS CERCANA: _____

2.- ENERGIA TERMICA:

CONSUMO DE ENERGIA TERMICA EN LA PLANTA:

2.1 COMBUSTIBLE:

De: _____ de 19____ a _____ de 19_____

MES	*TIPO DE COMBUSTIBLE: <u>GAS NATURAL</u>		*TIPO DE COMBUSTIBLE: <u>COMBUSTOLEO</u>	
	CANTIDAD: Nm ³	COSTO \$	CANTIDAD: litros	COSTO \$
		PODER CALORIFICO: <u>37.300 kJ/Nm³</u>		PODER CALORIFICO: <u>42.340 kJ/l</u>
1	3,580,000	662'300,000	759,300	160'212,300
2	3,230,000	597,550,000	504,300	106'407,300
3	4,570,000	845,450,000	123,600	26'079,600
4	4,260,000	788,100,000	228,000	48'108,000
5	4,030,000	745,550,000	111,100	23'442,100
6	3,220,000	595,700,000	327,000	68'997,000
7	3,430,000	634,550,000	687,400	145,041,400
8	3,600,000	666,000,000	553,700	116'830,700
9	3,020,000	558,700,000	980,300	206'843,300
10	3,490,000	645,650,000	691,900	145'990,900
11	3,420,000	632,700,000	903,100	190'554,100
12	4,110,000	760,350,000	794,900	167'723,900

* (A) COMBUSTOLEO (litros)

* (B) DIESEL (litros)

* (C) GAS (Nm³)

* (D) OTRO: _____

2.2 PRODUCCION DE VAPOR:

MES	PRODUCCION (ton)*	
	ALTA PRESION: 48 kg/cm ² , 400 °C	MEDIA PRESION: 17 kg/cm ² , Sat.
1	35,262	6,223
2	29,733	5,247
3	38,165	6,735
4	36,380	6,420
5	31,450	5,550
6	28,263	4,988
7	31,025	5,475
8	34,850	6,150
9	32,300	5,700
10	35,275	6,225
11	33,320	5,880
12	38,148	6,732

* Si existen variaciones grandes indique si son debidas a la variación de la producción o a otra causa:

2.2.1 GENERADORES DE VAPOR

No.	* Tipo de Unidad	Fabricante Año	Combust.	DATOS NOMINALES O DE PLACA			DATOS REALES DE DEMANDA O USO:					
				Flujo de Vapor ton/h	Presión Mm. kg/cm ²	Temp. °C	Presión Mm. kg/cm ²	Temp. °C	Flujo de Vapor (Unidades)**			Operación (Año)
									Mínimo	Medio	Máximo	
3,4,5	A2	CERREY 1972	GAS	18	21	SATURADO	17	206				
6	A2	ZURN 1960	GAS	45	63	400	45	400				
7	A2	B & W 1970	GAS	34	53	400	48	400				

* ESPECIFICAR:
 (A) CALDERA:
 (A1) PIROTUBULAR
 (A2) ACUOTUBULAR

(B) CALDERA DE RECUPERACION CON O SIN POSTCOMBUSTION
 ** PONER LAS UNIDADES QUE NORMALMENTE UTILIZA.

ESPECIFICAR LOS SIGUIENTES DATOS:

A).- EFICIENCIA DE LA CALDERA: 80% APROX.

B).- RETORNO DE CONDENSADOS
 A LA CALDERA: 80 % TEM: 120 °C

2.2.2 EQUIPOS MOTRICES ACCIONADOS CON VAPOR

No.	* TIPO DE EQUIPO	POTENCIA MEDIA OPERACION kW	FLUJO DE VAPOR ton/h	PRESION MAN. kg/cm ²	HORAS DE OPERACION (AL AÑO)
1	A	3,000	35	48	8760
2	C	200	12	17	8760
3	C	120	7	17	8760

* ESPECIFICAR EL TIPO DE EQUIPO MOTRIZ:

(A) TURBOCOMPRESOR

(B) TURBINA PARA TRANSMISION

(C) ESPECIFIQUE: TURBOCHILLER

2.2.3

DATOS DE LAS TURBINAS PARA GENERACION ELECTRICA:

A. TURBINA DE EXTRACCION/CONDENSACION

DATOS NOMINALES O DE PLACA										
No.	Fabricante Σ Δ	ENTRADA			EXTRACCION**			CONDENSACION		
		Presión Min. (Unidades)*	Temperatura (Unidades)	Flujo (Unidades)	Presión Min. (Unidades)	Temperatura (Unidades)	Flujo (Unidades)	Presión Min. (Unidades)	Temperatura (Unidades)	Flujo (Unidades)

DATOS DE OPERACION										
ENTRADA			EXTRACCION				CONDENSACION			
Presión (Unidades)*	Temperatura (Unidades)	Flujo Min. (Unidades)	Presión (Unidades)	Temperatura (Unidades)	Flujo (Unidades)		Presión Min. (Unidades)	Temperatura (Unidades)	Flujo (Unidades)	
					MAX	MIN			MAX	MIN

* PONER UNIDADES QUE NORMALMENTE UTILIZA.

** EN CASO DE TENER OTRA EXTRACCION ESPECIFICAR Y DAR LOS DATOS RESPECTIVOS.

B. TURBINA DE CONTRAPRESION

No.	FABRICANTE AÑO	DATOS NOMINALES O PLACA					DATOS DE OPERACION				
		ENTRADA			SALIDA		ENTRADA			SALIDA	
		PRESION Min. MAXIMA	TEMP. MAXIMA	FLUJO MAXIMO	PRESION Min. MAXIMA	TEMP.	PRESION Min.	TEMP.	FLUJO	PRESION Min.	TEMP

2.2.4 TURBINA DE GAS

No.	FABRICANTE AÑO	DATOS NOMINALES O PLACA					DATOS DE OPERACION				
		ENTRADA			SALIDA		ENTRADA			SALIDA	
		PRESION Min. MAXIMA	TEMP. MAXIMA	FLUJO MAXIMO	PRESION Min. MAXIMA	TEMP.	PRESION Min.	TEMP.	FLUJO	PRESION Min.	TEMP

2.2.5 FLUIDO TERMICO

(AGUA, AIRE O CUALQUIER OTRO TERMOFLUIDO)

TIPO DE FLUIDO	TIPO DE COMBUST.	CONSUMO COMBUST. ANUAL UNIDADES:	PRODUCC. ANUAL UNIDADES:	PRODUCCION MENSUAL* (UNIDADES):		PRESION MAN. UNIDADES:	TEMP. PROMEDIO UNIDADES:	UTILIZACION
				MAX.	MIN.			

* Si existen variaciones grandes indique si son debidas a la variación de la producción o a otra causa:

2.2.6 AIRE ACONDICIONADO Y REFRIGERACION

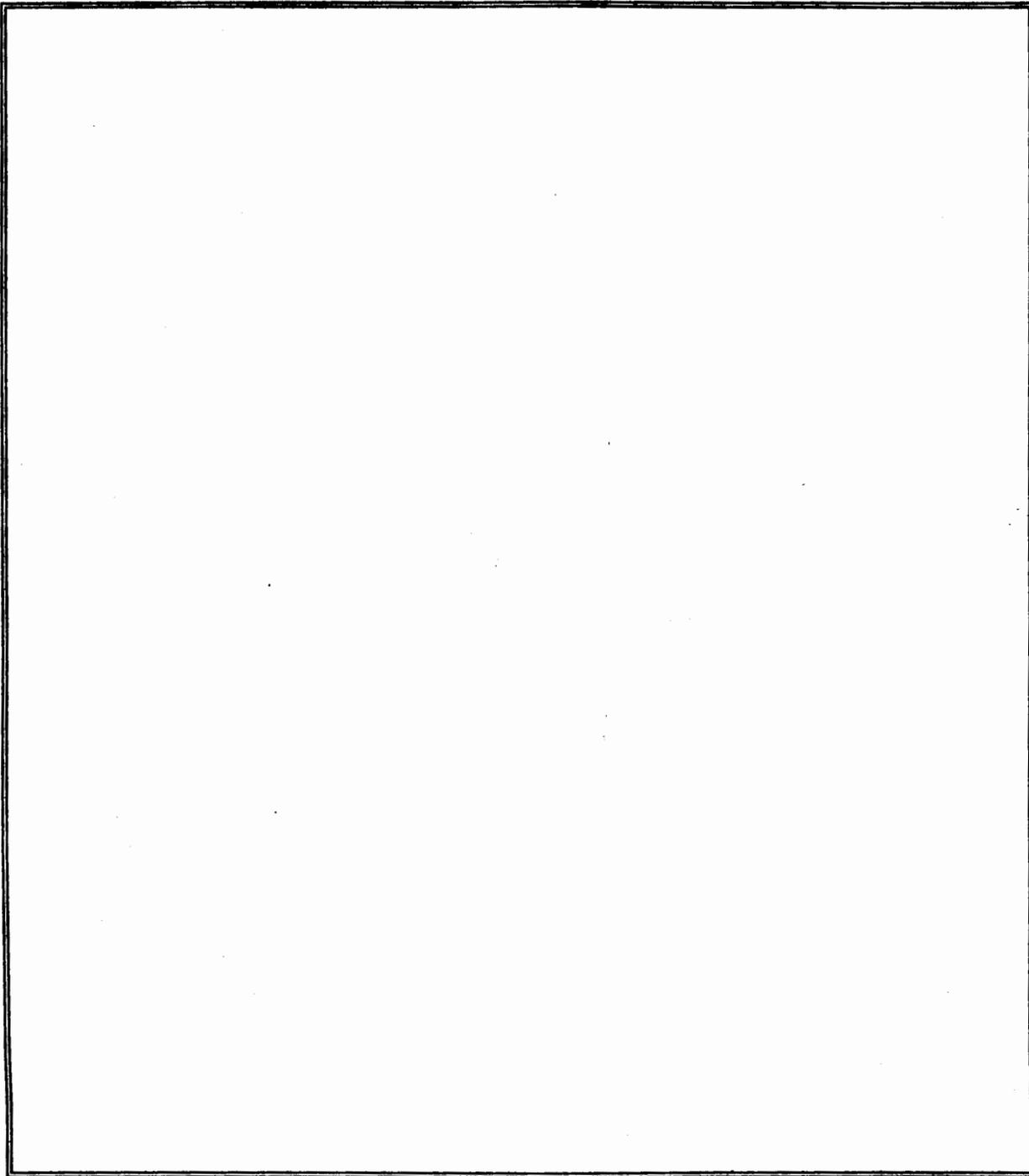
TIPO DE UNIDAD*	CAPACIDAD UNIDADES:	CONSUMO UNIDADES:		TEMPERATURA PROMEDIO UNIDADES:	PORCENTAJE DE HORAS DE OPERACION	
		ELECTRICO	TERMICO		VERANO %	INVIERNO%

- (A) COMPRESION
- (B) ABSORCION
- (C) OTRO, ESPECIFICAR: _____

SECCION C. DESCRIPCION GENERAL DE LA INSTALACION

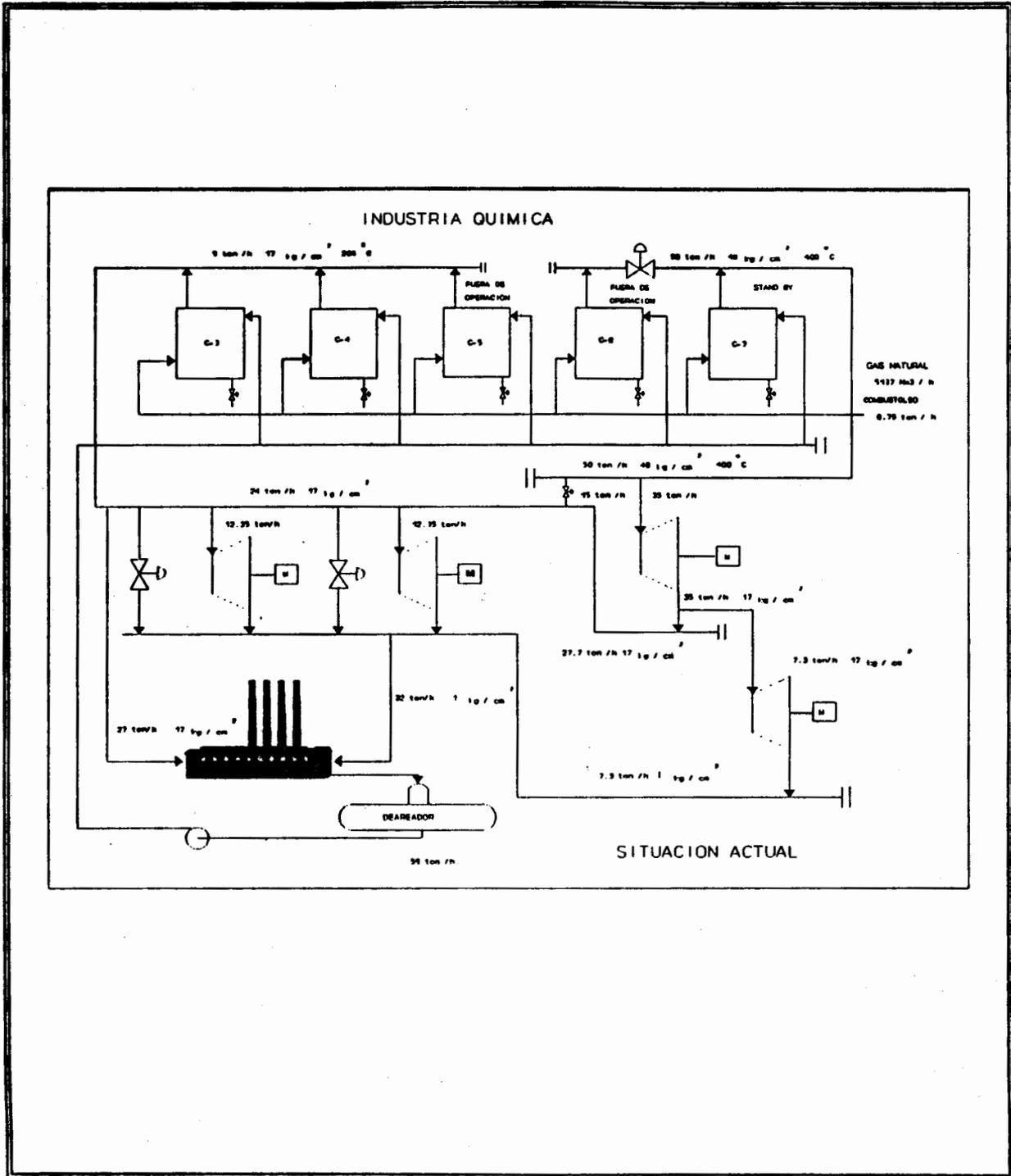
1.- PROCESO

A CONTINUACION, HAGA UNA BREVE DESCRIPCION DEL PROCESO PRODUCTIVO DE LA PLANTA Y SUS PRODUCTOS PRINCIPALES:



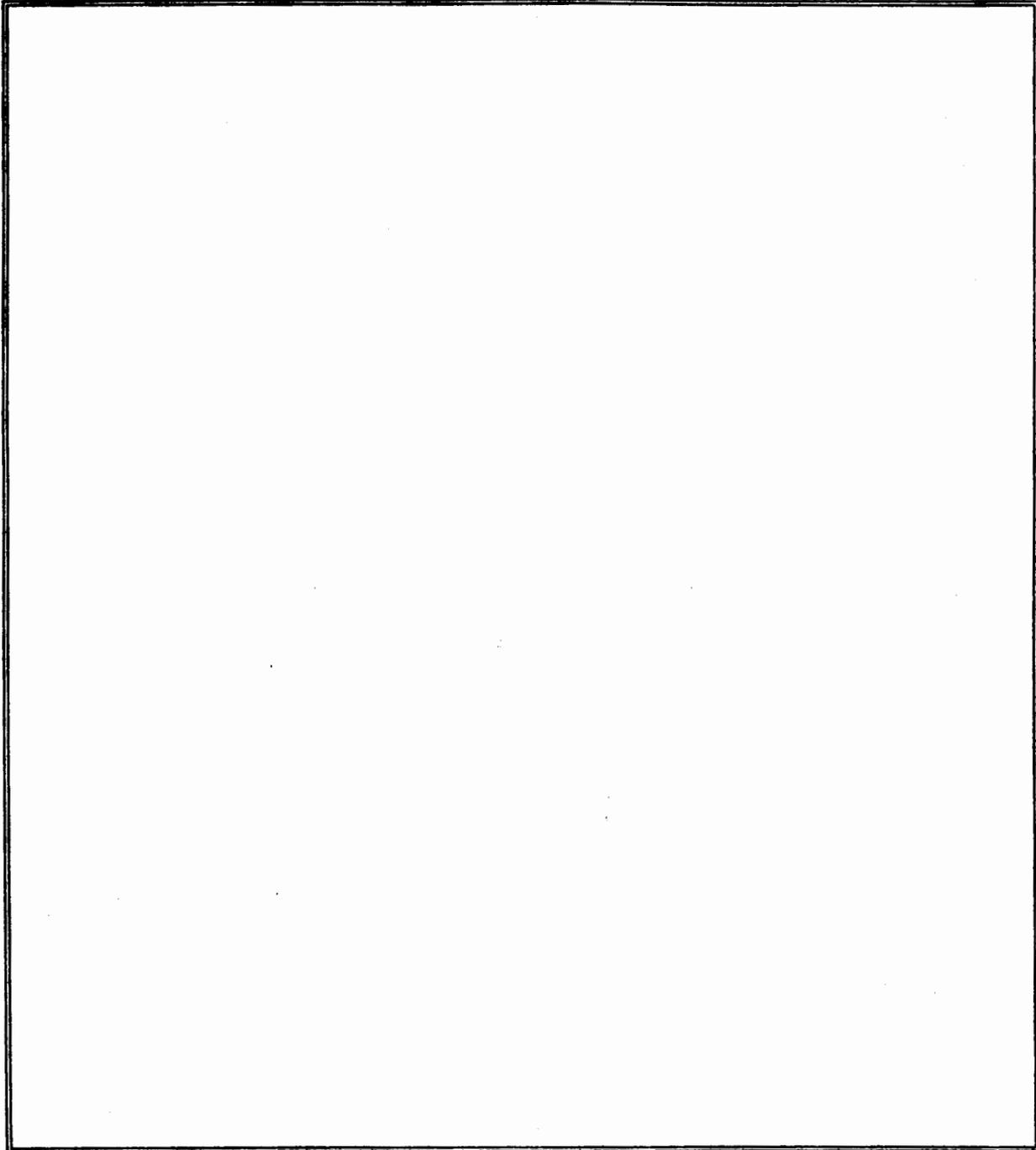
2.- RED DE VAPOR

A CONTINUACION HAGA UNA DIAGRAMA SIMPLE DE LA RED DE VAPOR Y LOS FLUJOS APROXIMADOS. INDICAR LAS PRESIONES Y TEMPERATURAS REQUERIDAS EN CADA PROCESO:



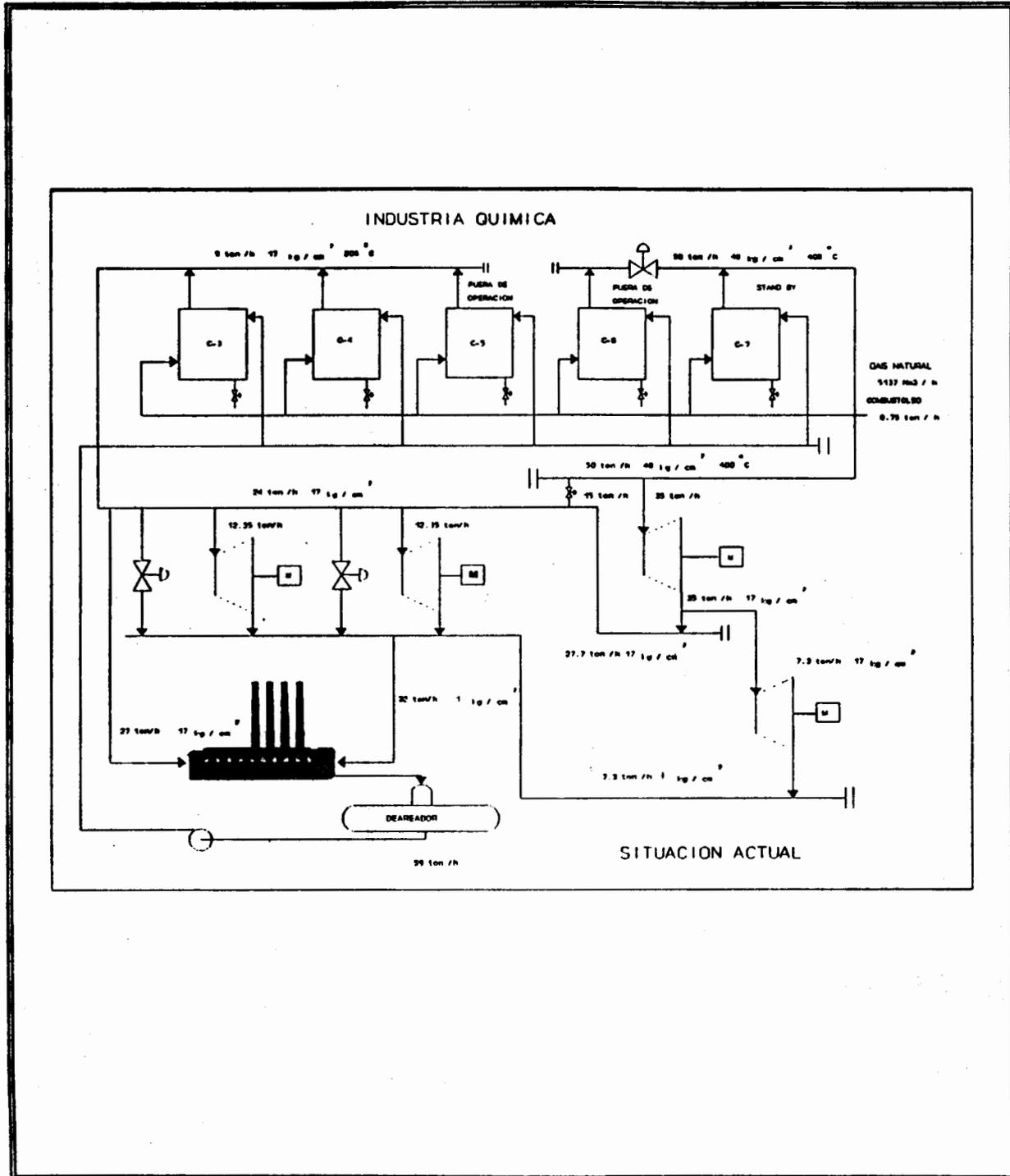
3.- RED ELECTRICA

A CONTINUACION, HAGA UN DIAGRAMA SIMPLE DE LA RED ELECTRICA INTERNA DE LA PLANTA:



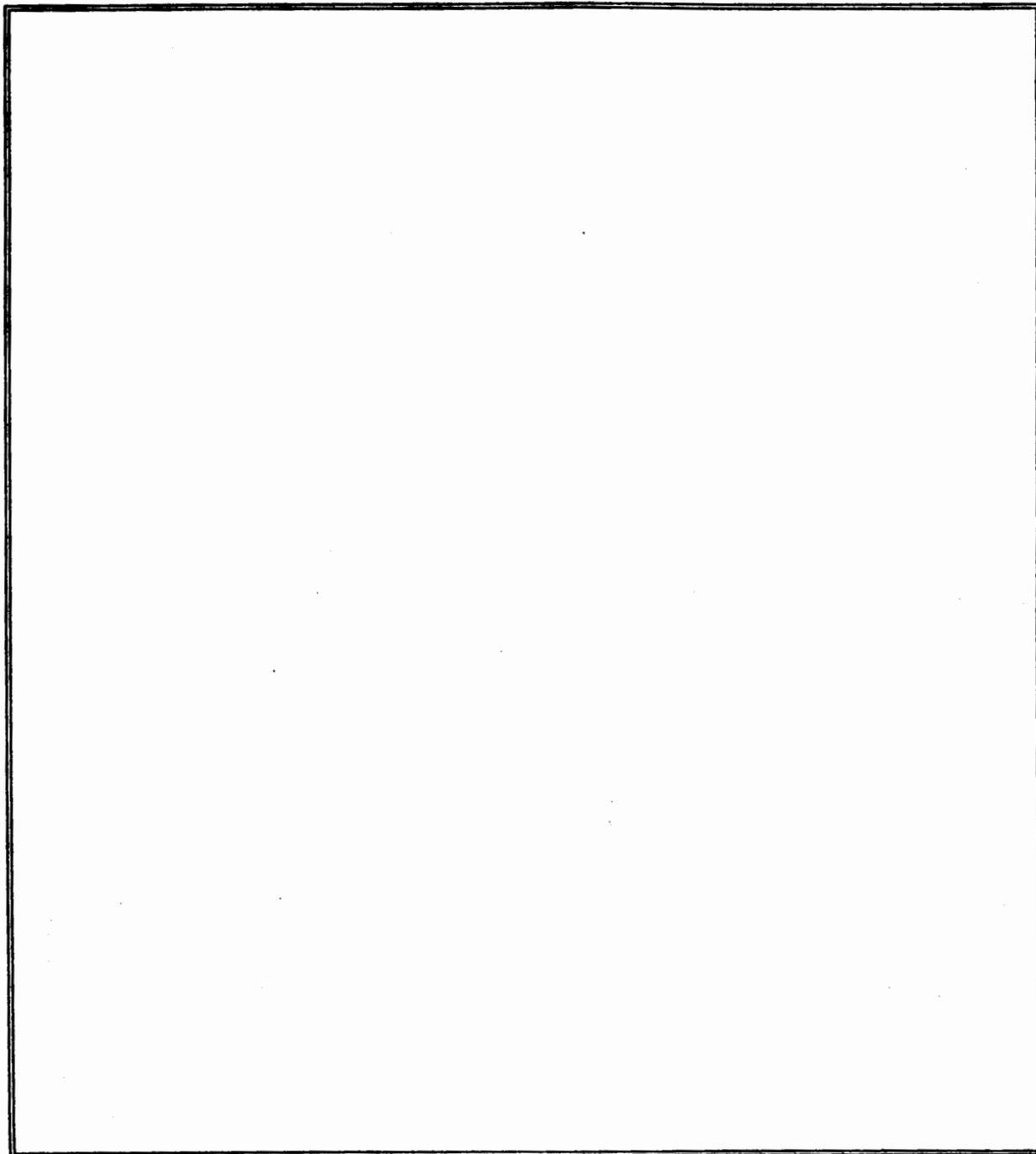
2.- RED DE VAPOR

A CONTINUACION HAGA UNA DIAGRAMA SIMPLE DE LA RED DE VAPOR Y LOS FLUJOS APROXIMADOS. INDICAR LAS PRESIONES Y TEMPERATURAS REQUERIDAS EN CADA PROCESO:



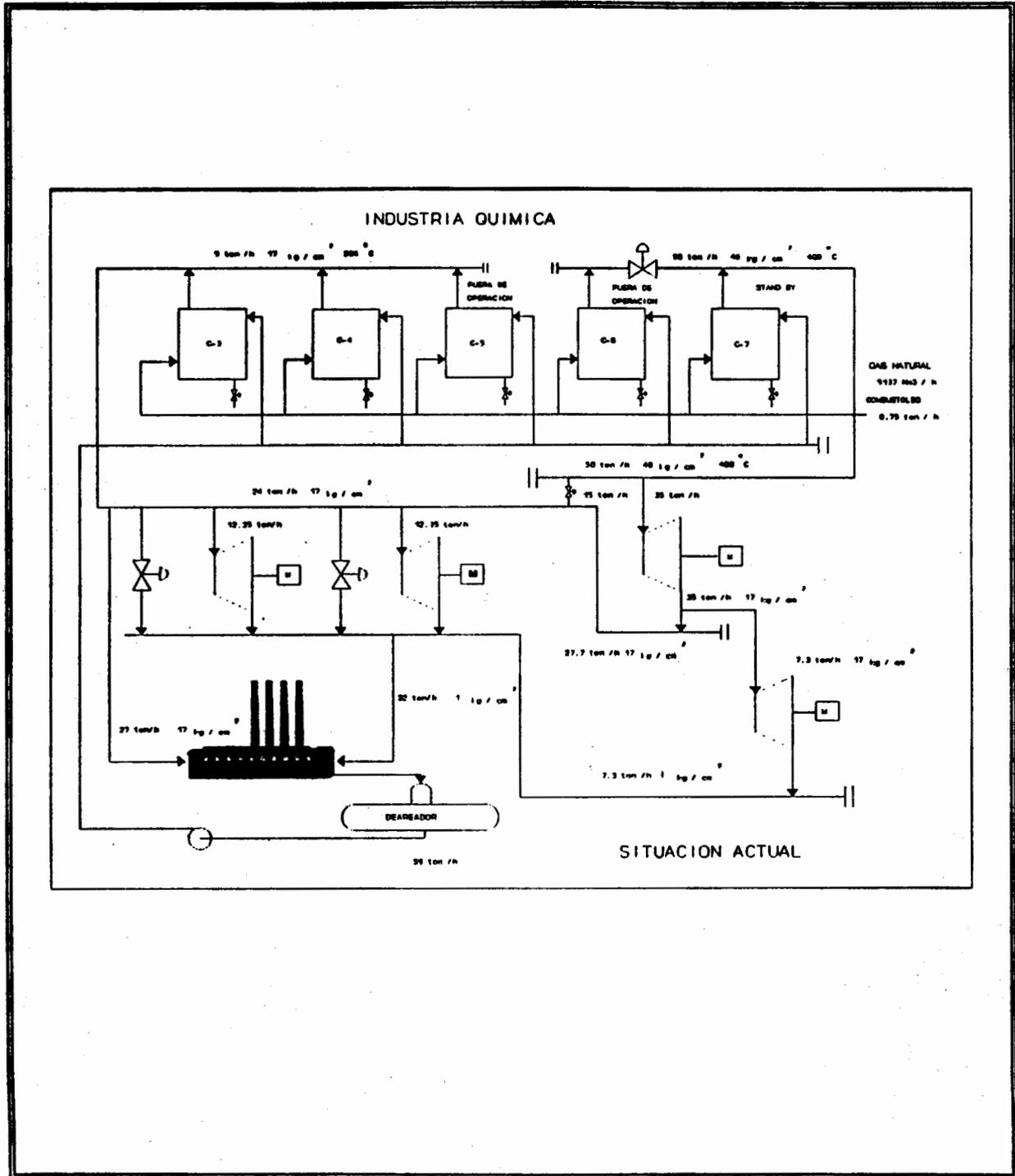
3.- RED ELECTRICA

A CONTINUACION, HAGA UN DIAGRAMA SIMPLE DE LA RED ELECTRICA INTERNA DE LA PLANTA:



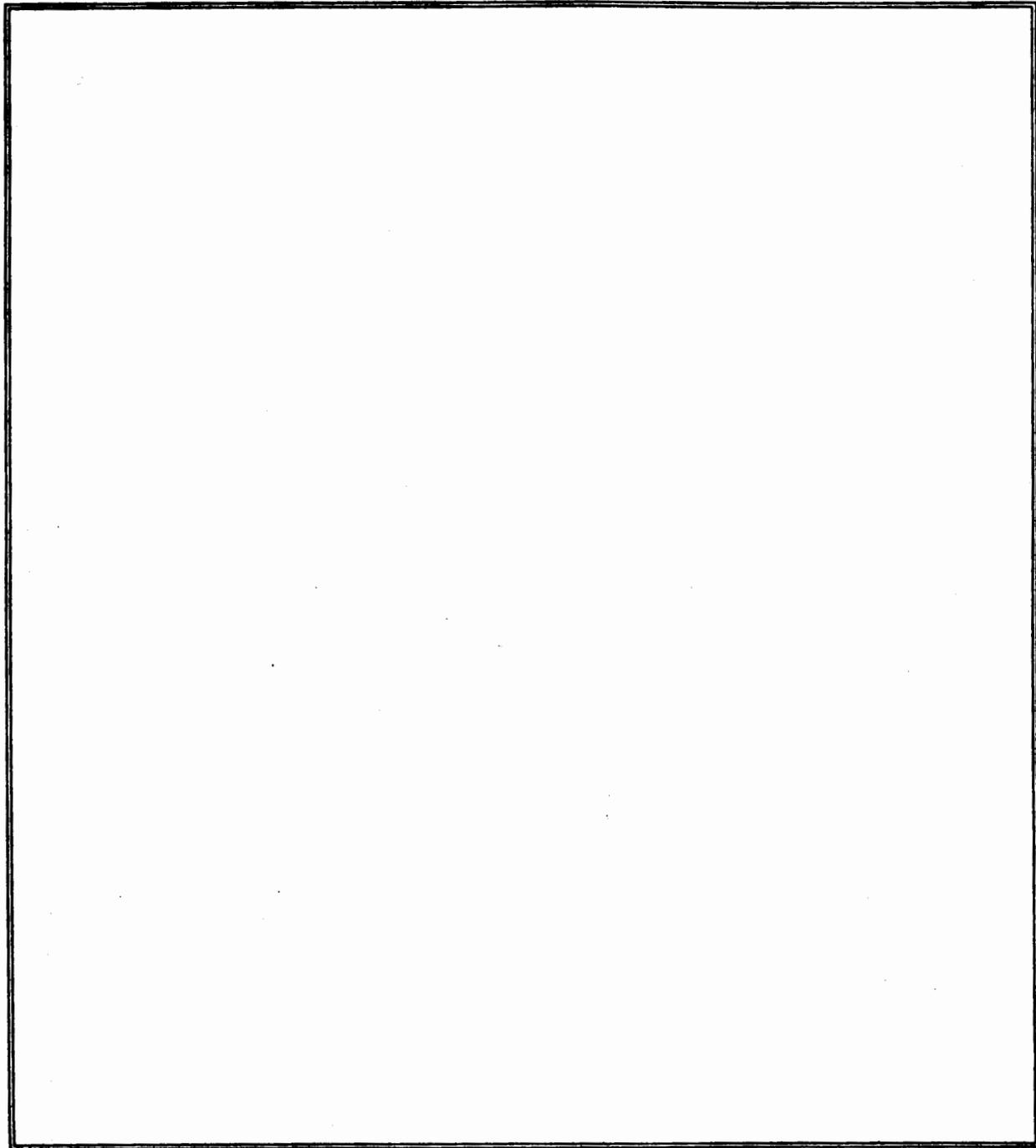
2.- RED DE VAPOR

A CONTINUACION HAGA UNA DIAGRAMA SIMPLE DE LA RED DE VAPOR Y LOS FLUJOS APROXIMADOS. INDICAR LAS PRESIONES Y TEMPERATURAS REQUERIDAS EN CADA PROCESO:



3.- RED ELECTRICA

A CONTINUACION, HAGA UN DIAGRAMA SIMPLE DE LA RED ELECTRICA INTERNA DE LA PLANTA:



SECCION C. DATOS ADICIONALES DE LA INSTALACION

1.- CONFIABILIDAD Y COSTOS DE SERVICIO ELECTRICO

1.1 ESTIME CUANTOS CORTES DE SUMINISTRO ELECTRICO (DE LA RED Y DE AUTOGENERACION) OCURRIERON EN EL ULTIMO AÑO.

NUMERO DE CORTES DE LA RED: 23

DURACION PROMEDIO: INSTANTANEO

DURACION MAXIMA: UNA HORA 15 MINUTOS

NUMERO DE CORTES DE AUTOGENERACION: _____

DURACION PROMEDIO: _____

DURACION MAXIMA: _____

1.2 COSTOS A LA PLANTA INDUSTRIAL POR LOS CORTES DEL SUMINISTRO ELECTRICO: _____ POR CORTE
_____ ANUAL

1.3 COSTOS ANUALES APROXIMADOS DE MANTENIMIENTO Y OPERACION DE LA PLANTA DE ENERGIA:

1.4 COSTOS ANUALES TOTALES DE COMBUSTIBLE PARA AUTOGENERACION:

2.- ESPACIO DISPONIBLE PARA LA INSTALACION DE UN SISTEMA DE COGENERACION.

2.1 FUERA DE LA INSTALACION: _____

2.2 DENTRO DE LA INSTALACION: _____

* ALTURA DEL PISO AL TECHO: _____

SECCION D. PLANES Y PERSPECTIVAS DE LA INSTALACION

1. TIENE PLANES DE INCREMENTAR SU PROCESO PRODUCTIVO EN LOS PROXIMOS 10 AÑOS:

SI NO

EN CASO AFIRMATIVO ESPECIFIQUE EL PORCENTAJE DE INCREMENTO:

2. TIENE PLANES DE INSTALAR Y/O INCREMENTAR SU INSTALACION DE AUTOGENERACION :

X SI NO

EN CASO AFIRMATIVO ESPECIFIQUE LA CAPACIDAD PLANEADA: 100 MW

- 3.- ACTUALMENTE LA LEGISLACION MEXICANA PERMITE LA VENTA DE ENERGIA ELECTRICA A LA RED PUBLICA. EN CASO DE QUE EN SU PLANTA TUVIERA EXCEDENTES DE ENERGIA ELECTRICA ESTARIA USTED INTERESADO EN CONTEMPLAR SU VENTA A LA RED?

SI

- 4.- CONAE ES UN ORGANISMO REGULADOR QUE, ENTRE SUS ACTIVIDADES, PROMUEVE FINANCIAMIENTOS PARA LA REALIZACION DE PROYECTOS QUE TIENDEN A OPTIMIZAR EL USO DE LA ENERGIA EN EL PAIS. SI EXISTEN LAS CONDICIONES ADECUADAS DE RENTABILIDAD, ¿ ESTARIAN DISPUESTOS A INVERTIR O UTILIZAR TALES FINANCIAMIENTOS, CON LA FINALIDAD DE REDUCIR SU DEPENDENCIA DE ABASTECIMIENTO DE LA RED O INCLUSIVE GENERAR EXCEDENTES QUE PUEDAN REPRESENTAR INGRESOS ?

SI

- 5.- ¿ TIENE POSIBILIDADES DE UTILIZAR GAS NATURAL ?

SI

- 6.- ¿ EXISTEN CONDICIONES PARA SU ABASTECIMIENTO EN EL FUTURO ?

SI

2.- ANALISIS ENERGETICO

La información estadística recabada en la empresa se debe procesar con objeto de determinar la cantidad y el modo en que se utiliza cada tipo de energético en ella; el procesamiento inicial resulta relativamente simple, contando con los datos de diseño e instalación de los equipos de la empresa y con la información de consumos de energía a nivel facturación de energéticos; en general los datos de consumos durante un año se consideran representativos de la operación típica de la empresa, a menos que se especifique lo contrario por el usuario.

Los datos de la empresa química del capítulo anterior servirán para ilustrar los ejemplos de este y los siguientes capítulos.

2.1. CAPACIDAD INSTALADA, ELECTRICA Y TERMICA

El censo de cargas conectadas, tanto eléctricas como térmicas, dará como resultado la capacidad total de cada tipo de energético, afectando los valores totales de las cargas conectadas por el factor de utilización que la empresa presente. Dichas cargas deberán agruparse por tipo de servicio y condiciones de operación, por ejemplo:

ELECTRICAS: motores
 iluminación
 fundición
 calefacción

TERMICAS: calderas de vapor (P o P y T)
 calentadores a fuego directo de fluido térmico (P y T)
 hornos (T)
 secadores (T)
 motores de combustión interna

Las Figs. 2.1 y 2.2 muestran gráficas de la capacidad instalada por tipo de energía y el desglose de cada uno de ellos en los diferentes servicios que los utilizan.

FIGURA 2.1 CAPACIDAD TERMICA INSTALADA

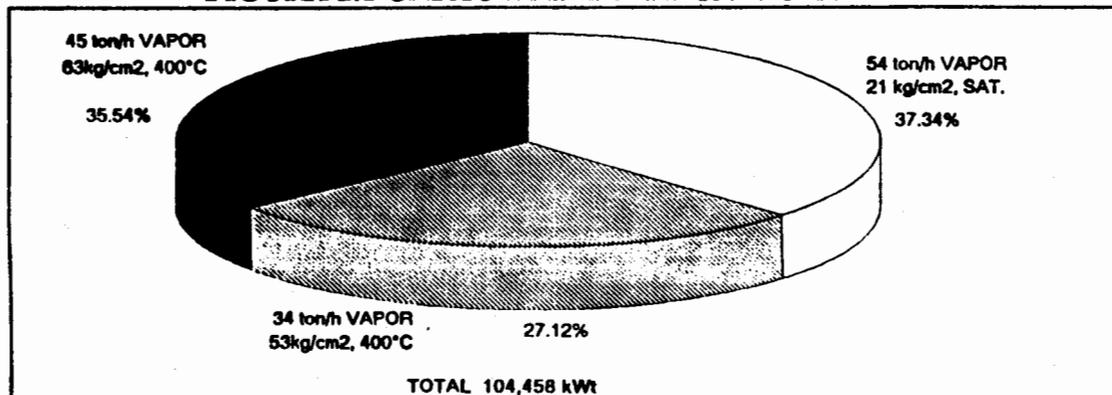
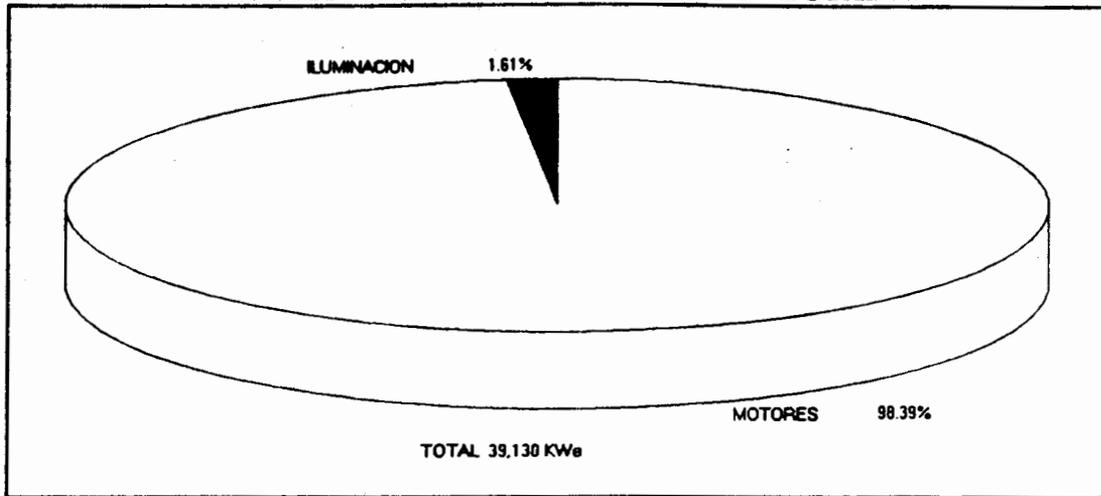


FIGURA 2.2 CARGA ELECTRICA CONECTADA



2.2. CONSUMOS DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES

En general se puede decir que los datos de consumo de electricidad y combustibles serán accesibles a nivel mensual, resulta conveniente organizar esta información con objeto de formar la base de caracterización energética de la empresa.

2.2.1. Electricidad

A partir de los datos provenientes de la facturación mensual, es posible formar una tabla que contenga tanto la información de los recibos, como los resultados del procesamiento de los mismos, que permitirán saber cómo se utiliza la energía eléctrica y que posibilidades de ahorro de energía, u optimización de su uso se puede lograr antes de dimensionar un sistema de cogeneración aplicable.

Los datos a concentrar en la tabla son:

- Período de facturación
- Número de horas en el período
- Costo total
- Costo de la energía (carga por consumo y por demanda)
- Consumo (kWh)*
- Demanda máxima (kW)*
- Consumo de energía reactiva (kVArh)*
- Factor de potencia promedio
- Factor de carga
- Costo promedio del kWh

(los datos marcados con* se refieren a valores tanto en horario base como en horario punta, dónde resulte aplicable)

La Tabla 2.1 muestra un ejemplo de lo descrito anteriormente.

En el caso en que la empresa cuente con sistemas de autogeneración o cogeneración, se deberá reportar también la generación mensual interna, así como la potencia máxima que se haya alcanzado, aunque comúnmente la información queda limitada tan solo a la generación obtenida.

TABLA 2.1 ESTADISTICAS DE CONSUMO DE ELECTRICIDAD

MES	HORAS	COSTO TOTAL \$	CONSUMO kWh	DEMANDA (kW)		REACTIVOS kVArh	F.P. (%)	F.C (%)	C. MEDIO \$/kWh
	MES			MAXIMA	MEDIA				
ENE - 91	744	3,015,234,464.00	17,900,000	25,552	24,059	5,400,000	0.96	0.94	168.45
FEB - 91	672	2,827,312,336.00	16,500,000	25,598	24,554	5,000,000	0.96	0.96	171.35
MAR - 91	744	3,160,655,368.00	18,700,000	27,149	25,134	5,884,000	0.95	0.93	169.02
ABR - 91	720	3,225,809,000.00	19,100,000	27,625	26,528	5,278,000	0.96	0.96	168.89
MAY - 91	744	3,338,846,880.00	19,900,000	27,840	26,747	6,432,000	0.95	0.96	167.78
JUN - 91	720	3,219,526,056.00	19,000,000	27,933	26,389	6,432,000	0.95	0.94	169.45
JUL - 91	744	3,431,914,360.00	20,500,000	28,355	27,554	6,576,000	0.95	0.97	167.41
AGO - 91	744	3,405,008,088.00	20,300,000	28,359	27,285	6,334,000	0.95	0.96	167.73
SEP - 91	720	3,245,377,888.00	19,200,000	27,884	26,667	6,388,000	0.95	0.96	169.03
OCT - 91	744	3,185,405,896.00	18,900,000	27,053	25,403	7,000,000	0.94	0.94	168.54
NOV - 91	720	3,175,705,048.00	18,900,000	26,639	26,250	7,000,000	0.94	0.99	168.03
DIC - 91	744	3,214,186,728.00	19,100,000	27,129	25,672	6,576,000	0.95	0.95	168.28
TOTAL	8,760	38,444,982,112.00	228,000,000			74,300,000			
PROMEDIO	728	3,203,748,509.33	19,000,000	27,260	26,020	6,191,667	0.95	0.95	168.62

2.2.2. Combustibles

El consumo de combustibles se reporta de una manera similar a la de la electricidad, aunque en este caso sólo se concentra en una tabla los consumos de los diferentes combustibles comprados así como los obtenidos como subproductos de los procesos de la empresa. Ver Tabla 2.2.

Asimismo, se concentrará en una tabla los combustibles consumidos por los diferentes equipos y, en su caso, la producción de vectores energéticos (vapor, fluidos térmicos, gases, electricidad o trabajo) que se dirijan a los últimos usuarios. Cabe hacer notar que, en muchos casos, las empresas no cuentan con registros de la producción de vapor, o de otras corrientes energéticas, por lo que los valores habrán de calcularse a partir de la evaluación del comportamiento de los equipos. La Tabla 2.3 muestra una estadística de la producción de vapor de una empresa y su equivalente en energía térmica.

TABLA 2.2 CONSUMO DE COMBUSTIBLES

PERIODO	COMBUSTOLEO	COSTO	GAS NATURAL	COSTO	COSTO TOTAL
	LITROS	\$	Nm ³	\$	\$
ENE - 91	759,300	160,212,300.00	3,580,000	662,300,000.00	822,512,300.00
FEB - 91	504,300	106,407,300.00	3,230,000	597,550,000.00	703,957,300.00
MAR - 91	123,600	26,079,600.00	4,570,000	845,450,000.00	871,529,600.00
ABR - 91	228,000	48,108,000.00	4,260,000	788,100,000.00	836,208,000.00
MAY - 91	111,100	23,442,100.00	4,030,000	745,550,000.00	768,992,100.00
JUN - 91	327,000	68,997,000.00	3,220,000	595,700,000.00	664,697,000.00
JUL - 91	687,400	145,041,400.00	3,430,000	634,550,000.00	779,591,400.00
AGO - 91	553,700	116,830,700.00	3,600,000	666,000,000.00	782,830,700.00
SEP - 91	980,300	206,843,300.00	3,020,000	558,700,000.00	765,543,300.00
OCT - 91	691,900	145,990,900.00	3,490,000	645,650,000.00	791,640,900.00
NOV - 91	903,100	190,554,100.00	3,420,000	632,700,000.00	823,254,100.00
DIC - 91	794,900	167,723,900.00	4,110,000	760,350,000.00	928,073,900.00
TOTAL	6,664,600	1,406,230,600.00	43,960,000	8,132,600,000.00	9,538,830,600.00
PROMEDIO	555,383	117,185,883.33	3,663,333	677,716,666.67	794,902,550.00

TABLA 2.3 PRODUCCION DE VAPOR

PERIODO	PRODUCCION DE VAPOR						TOTAL		
	M. PRESION			A. PRESION			PROD.	ENERGIA	D. MEDIA
	ton	kWht	kWt	ton	kWht	kWt	ton	kWht	kWt
ENE - 91	6,223	4,831,274	6,494	35,262	31,324,632	42,103	41,485	36,155,906	48,597
FEB - 91	5,247	4,073,713	6,062	29,733	26,412,815	39,305	34,980	30,486,528	45,367
MAR - 91	6,735	5,228,979	7,028	38,165	33,903,242	45,569	44,900	39,132,221	52,597
ABR - 91	6,420	4,984,417	6,923	36,380	32,317,567	44,886	42,800	37,301,983	51,808
MAY - 91	5,550	4,308,958	5,792	31,450	27,938,083	37,551	37,000	32,247,042	43,343
JUN - 91	4,988	3,872,240	5,378	28,263	25,106,521	34,870	33,250	28,978,760	40,248
JUL - 91	5,475	4,250,729	5,713	31,025	27,560,542	37,044	36,500	31,811,271	42,757
AGO - 91	6,150	4,774,792	6,418	34,850	30,958,417	41,611	41,000	35,733,208	48,029
SEP - 91	5,700	4,425,417	6,146	32,300	28,693,167	39,852	38,000	33,118,583	45,998
OCT - 91	6,225	4,833,021	6,496	35,275	31,335,958	42,118	41,500	36,168,979	48,614
NOV - 91	5,880	4,565,167	6,341	33,320	29,599,267	41,110	39,200	34,164,433	47,451
DIC - 91	6,732	5,226,650	7,025	38,148	33,888,140	45,549	44,880	39,114,790	52,574
TOTAL	71,324	55,375,355		404,171	359,038,350		475,495	414,413,705	
PROMEDIO	5,944	4,614,613	6,318	33,681	29,919,862	40,964	39,624.6	34,534,475	47,282

M.PRESION - 17 kg/cm², 206°C

A.PRESION - 48 kg/cm², 400°C

2.3. PERFILES DE DEMANDA ELECTRICA Y TERMICA

Los datos de consumos energéticos procesados y concentrados en las Tablas 2.1 a 2.3 se grafican contra los periodos de facturación (o los definidos por facilidad de contabilidad del consumo), con objeto de visualizar el consumo contra el tiempo y de que manera se puede ver afectado éste por las estaciones del año o las variaciones de producción de la empresa en cuestión.

Los perfiles que resultan útiles son los siguientes:

- Consumo de electricidad
- Demanda eléctrica promedio
- Demanda eléctrica máxima
- Consumo de combustibles, por tipo
- Consumo de combustibles, en unidades energéticas
- Producción de vapor, a las condiciones que se utilicen en la distribución
- Producción de otras corrientes energéticas

Las Figuras 2.3 a 2.8 muestran gráficas típicas del comportamiento del consumo energético de una empresa.

FIGURA 2.3 CONSUMO ELECTRICO

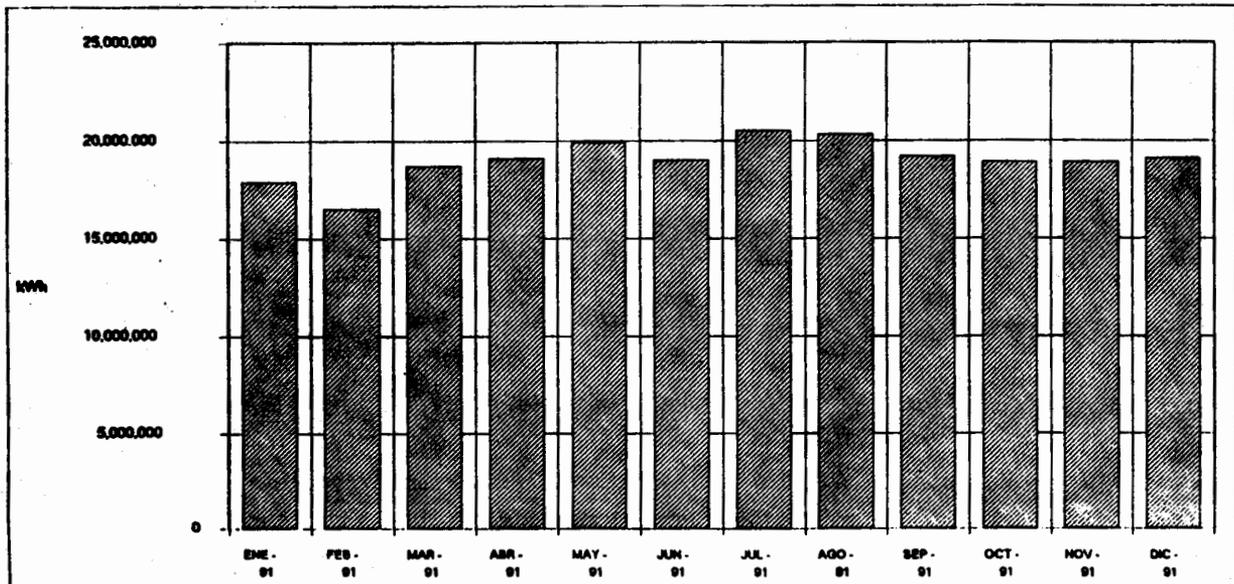


FIGURA 2.4 DEMANDA ELECTRICA

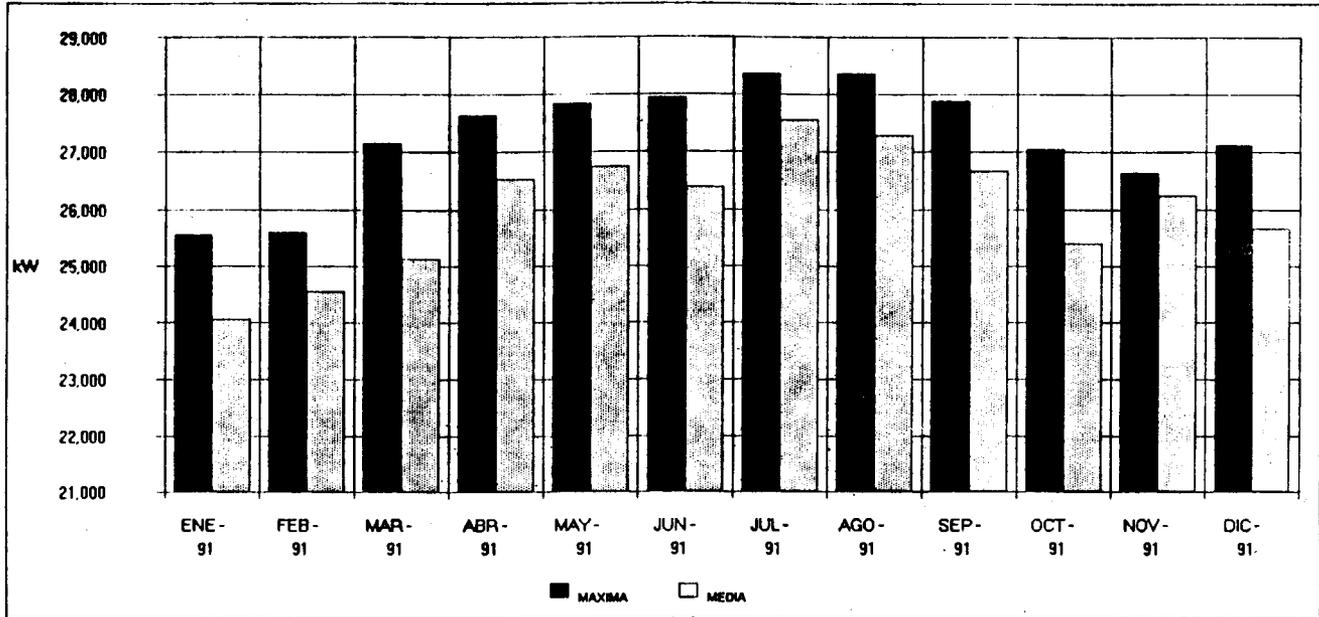
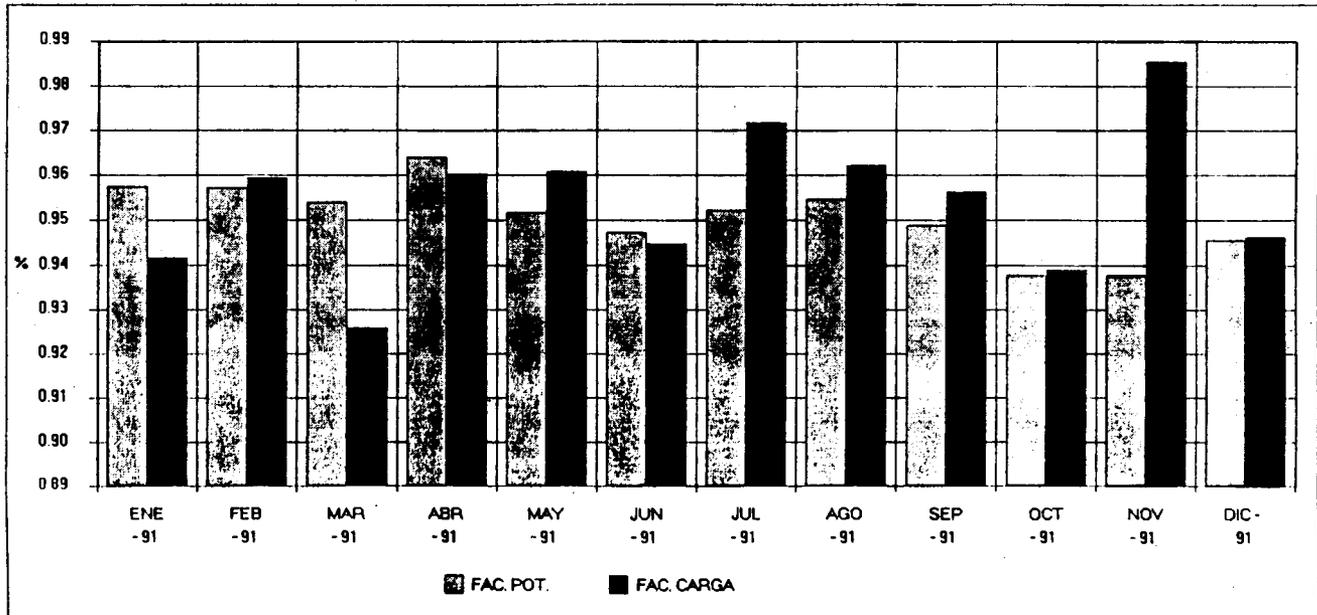


FIGURA 2.5 COMPORTAMIENTO DEL CONSUMO ELECTRICO



tomando como válidos para la selección preliminar los valores de las demandas máximas que se sucedieron en un mes, aunque no fueron simultáneas, se obtiene que la relación Q/E resulta 1.85, valor que sugiere la aplicación de un sistema de cogeneración con turbina de vapor o bien uno basado en turbina de gas con recuperación de calor, asumiendo que se desee satisfacer la demanda térmica principalmente sin considerar, en un principio, una alta exportación o importación de energía eléctrica.

Atendiendo a la gran disponibilidad de gas natural para esta aplicación y a la relativa antigüedad de las calderas (por encima de los veinte años, excepto la de 63 kg/cm² cuya edad rebasa los doce años), inicialmente se puede pensar que la turbina de gas es el sistema idóneo para esta aplicación.

En todo caso resulta altamente importante, en esta etapa, no descartar aún aquellas alternativas que aparentemente no resultarían viables, a menos que estén completamente fuera de lugar.

El análisis económico, posterior al técnico, dará como resultado el esquema cuya rentabilidad proporcione el beneficio máximo al usuario.

3.- CARACTERIZACION ENERGETICA DE LA EMPRESA

Como continuación del análisis energético, la caracterización energética de la planta se realiza para definir como se utilizan los energéticos en ella y, por lo tanto, que posibilidades existen de reducir los consumos mediante el mejoramiento de eficiencia de conversión de energía en equipos y también mediante la modificación de las operaciones de sus procesos.

La determinación de las acciones tendientes a la reducción del consumo de energía, sin afectar la productividad, la calidad de los productos (o servicios), el confort y seguridad del personal o de las instalaciones mismas, quedan enmarcadas dentro de lo que se denomina una **Auditoría Energética**, cuyo objetivo primordial es la reducción del consumo de energéticos por unidad de producción o servicios.

Por supuesto el análisis de **Sistemas de Cogeneración**, a aplicar en una instalación, son una parte esencial de la Auditoría Energética.

El desarrollo de los análisis de comportamiento, y de la manera en que se utiliza la energía en equipos y sistemas, partiendo de los usuarios finales hacia las fuentes de las corrientes energéticas, dará como resultado la determinación de las posibilidades de ahorro de energía dentro de la empresa. Evidentemente, antes de proceder a diseñar en detalle el sistema de cogeneración aplicable, es necesario agotar las posibilidades de disminución del consumo energético, así como de la uniformización en su uso, con objeto de dimensionarlo adecuadamente, dando como resultado poder llegar al esquema mas simple, en lo que se refiere al tamaño, número de sus componentes y su arreglo, para tener la flexibilidad necesaria, factores que inciden directamente en el costo del mismo.

3.1. COSTO DE ENERGETICOS

Se debe determinar el costo de los energéticos que ingresan a la empresa, así como el de los vectores energéticos que se generan dentro de ella.

Resulta conveniente evaluar también la proyección en el tiempo de los costos de los mismos.

3.1.1. Combustibles

El costo actual de los combustibles será el facturado a la empresa, la proyección se podrá efectuar atendiendo a las estadísticas que presente el mercado de los mismos.

En el caso de combustibles subproducto de procesos, será necesario evaluar su costo en función de su preparación y acondicionamiento para su combustión (ej. el licor negro en una industria de celulosa y de papel).

3.1.2. Electricidad

El costo de la electricidad, de la red pública, se obtiene de las facturas mensuales, en este caso el costo está compuesto por los cargos por consumo y por demanda, tanto en horario base como en horario punta, si ese es el caso (ver inciso 2.2.1.).

El costo de la electricidad autogenerada o cogenerada estará en función del consumo de combustible aplicable a dicha generación eléctrica y, en adición, los costos de mantenimiento y personal de operación correspondientes.

3.1.3. Corrientes o vectores energéticos

En el caso de vapor o fluidos a alta temperatura, producidos mediante un combustible, se determinará la cantidad de éste que resulte aplicable a cada corriente y su costo correspondiente.

El combustible aplicable al vapor que se produce en calderas, por ejemplo, estará en función del consumo de combustible necesario para producir cada kg de vapor. Valor que puede calcularse a partir de las estadísticas de producción de vapor vs. las de consumo de combustible o bien, mediante la evaluación del comportamiento de la caldera y el cálculo de su eficiencia:

$$\text{CONSUMO ESPECIFICO DE COMBUSTIBLE} = \frac{h_{\text{VAPOR}} - h_{\text{AGUA}}}{\eta_{\text{Cald}} * \text{PCI}}$$

3.2. INDICES DE CONSUMO ENERGETICO

A partir de las estadísticas de consumo energético, o bien de los análisis de comportamiento de equipos y sistemas, y de las estadísticas de producción, se calcularán los índices de consumo de energía, resultado del cociente de ambos términos, tanto por tipo de energético utilizado en la producción como también a nivel global representando la energía total aplicada a dicha producción.

Los índices y su variación con el tiempo, permiten identificar la situación energética de la empresa en un ámbito sectorial (rama industrial, comercial o de servicios) tanto nacional como internacional, y también la elasticidad que ellos presentan con respecto a las variaciones de la producción o estacionales; por lo tanto se pueden definir las metas a perseguir en la reducción del consumo de energía.

La Tabla 3.1 muestra los índices energéticos obtenidos para una industria determinada a lo largo de un año. La Fig. 3.1 presenta la información de la tabla anterior de manera gráfica y la Tabla 3.2 su comparación a nivel nacional e internacional.

TABLA 3.1 INDICES DE CONSUMO ENERGETICO

PERIODO	CONSUMO	CONSUMO	PRODUCCION	INDICES DE CONSUMO DE ENERGIA		
	ELECTRICO kWhc	TERMICO kWht		ton	ELECTRICO kWhc/ton	TERMICO kWht/ton
ENE - 91	17,900,000	36,155,906	853	20,980	42,378	63,359
FEB - 91	16,500,000	30,486,528	793	20,806	38,443	59,250
MAR - 91	18,700,000	39,132,221	908	20,591	43,090	63,682
ABR - 91	19,100,000	37,301,983	944	20,227	39,504	59,732
MAY - 91	19,900,000	32,247,042	850	23,408	37,932	61,340
JUN - 91	19,000,000	28,978,760	789	24,072	36,715	60,788
JUL - 91	20,500,000	31,811,271	858	23,883	37,061	60,945
AGO - 91	20,300,000	35,733,208	952	21,313	37,516	58,829
SEP - 91	19,200,000	33,118,583	845	22,720	39,191	61,912
OCT - 91	18,900,000	36,168,979	925	20,439	39,115	59,555
NOV - 91	18,900,000	34,164,433	851	22,204	40,137	62,341
DIC - 91	19,100,000	39,114,790	968	19,732	40,410	60,143
PROMEDIO	19,000,000	34,534,475	878	21,698	39,291	60,990

FIGURA 3.1 GRAFICA DE VARIACION DE INDICES ENERGETICOS

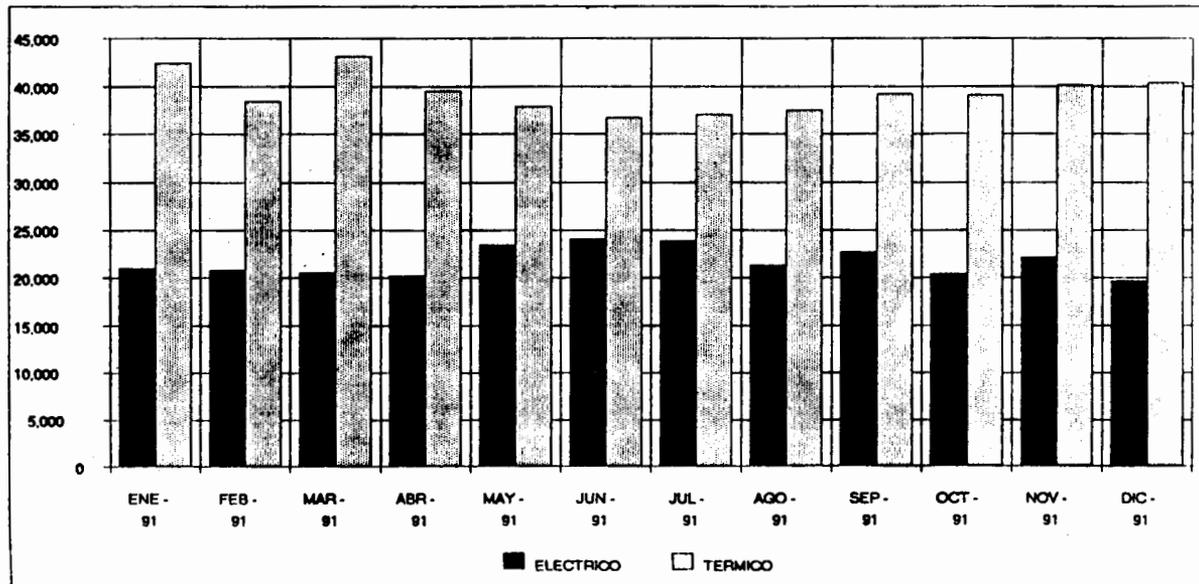


TABLA 3.2 COMPARACION DE LOS INDICES ENERGETICOS DE LA EMPRESA CON VALORES NACIONALES E INTERNACIONALES

INDICE DE CONSUMO ELÉCTRICO (kWhc/ton)			INDICE DE CONSUMO TERMICO (kWht/ton)		
EMPRESA X	NACIONAL	INTERNACIONAL	EMPRESA X	NACIONAL	INTERNACIONAL
21,698.41	19,855	19,500	39,291	36,359	35,000

3.3. ANALISIS DE POSIBILIDADES DE CONSERVACION DE LA ENERGIA

Lo que se puede considerar como la base de la auditoría energética es la identificación y el análisis de las posibles medidas de conservación de la energía. Es una buena práctica analizar cada posibilidad de manera independiente, de acuerdo con un formato estandarizado tal que pueda ser comprendido por la autoridad responsable de la decisión de que se implante o no.

Conviene clasificar las posibilidades en tres categorías:

- 1) Las medidas relacionadas con acciones de operación y mantenimiento con ningún o bajo costo.
- 2) Modificaciones, adiciones o reemplazo de equipos que involucran una inversión inicial y costos de operación y mantenimiento.
- 3) Medidas que requieren de investigación y desarrollo y que no sólo involucran una inversión sino también actividades de estudio de nuevas tecnologías.

El formato a utilizar debe incluir lo siguiente:

- a) Identificación de la posibilidad de conservación de la energía
- b) Descripción de la situación actual
- c) Observaciones
- d) Acción correctiva que se propone
- e) Ahorros, consecuencia de la implantación de la medida
- f) Análisis económico
- g) Recomendaciones

3.3.1. Realización de pruebas y mediciones

Habiendo identificado las cargas principales de consumo de energía, se procede a efectuar mediciones y pruebas para calcular las eficiencias de equipos y sistemas.

El objetivo es determinar si existen equipos que trabajan ineficientemente y, aunque todos los componentes de un sistema trabajasen eficientemente, si se está desperdiciando alguna corriente con alto potencial energético.

Existen procedimientos estandarizados de prueba de equipos emitidos por asociaciones profesionales (ASME, ASHRAE, IEEE, etc.) que es conveniente utilizar, aunque su uso puede quedar a juicio del auditor o convenirse con la empresa objeto del programa de conservación de la energía.

3.3.2. Identificación y análisis de las posibilidades de conservación de la energía

De la inspección en la industria, los balances de energía y pruebas en los diferentes equipos y sistemas, se detectarán las ineficiencias de equipos o las áreas en donde se desperdicia energía.

Cada detección de uso ineficiente será una posibilidad de conservación de energía y deberá clasificarse de acuerdo a lo citado anteriormente.

Aquellas medidas que no impliquen costo o muy bajo costo deberán implantarse inmediatamente.

Con la información del comportamiento de equipos y sistemas con problemas de uso ineficiente de energía, se deben determinar las medidas a tomar para conservarla. Deben tenerse en consideración las condiciones de seguridad, salud y contaminación ambiental, los ciclos de operación, las condiciones de trabajo, etc.

En el caso de posibilidades que impliquen modificaciones, reemplazo o adiciones, la solución podrá tener diferentes opciones que, a su vez, implicarán diferentes costos y, tal vez, diferentes beneficios en el ahorro de energía.

Es importante hacer notar que en aquellos casos en que se tengan fuertes variaciones en el consumo de energéticos, debidas al modo de operación de la empresa, debe analizarse que posibilidades existen para uniformizar el mencionado consumo.

En muchos casos se podrá determinar que resulta factible 'mover' la operación de ciertos equipos o sistemas, o la ejecución de algunas actividades a un horario que no cause 'picos' de demanda eléctrica o térmica. Desde el punto de vista eléctrico, el usuario siempre se beneficiará en su factura mientras mas alto mantenga su factor de carga, consumiendo la misma cantidad de electricidad.

Igualmente, aún generando su propia energía eléctrica, la operación de un sistema de cogeneración resulta mas económica cuando se tienen demandas uniformes de electricidad y calor.

Finalmente, será necesario efectuar un análisis técnico - económico de todas las posibilidades de conservación de la energía para cuantificar el beneficio que proporcionarían, además de permitir la selección de la opción más adecuada en el caso de problemas que tengan más de una solución.

3.4. IMPLANTACION DE LAS MEDIDAS ADOPTADAS

Las posibilidades de conservación de la energía se deben implantar de acuerdo a la siguiente prioridad:

- 1) Las medidas que consisten en cambios de procedimientos de operación y mantenimiento sin costo alguno y las que implican un bajo costo.**
- 2) Las modificaciones, reemplazo o adiciones que tendrán una inversión inicial y costos de mantenimiento y operación, iniciando con aquellas cuyo período de recuperación es más bajo.**

De acuerdo con el presupuesto designado para ello, se deberá establecer un programa de implantación de estas medidas.

Las modificaciones, reemplazos o adiciones de equipo, en la mayoría de los casos, requerirán de la generación de especificaciones, dibujos y demás documentos para adquisición de productos comerciales, de servicios de instalación, etc.

El plan de conservación de la energía no debe concretarse sólo a implantar medidas tendientes a la conservación de la energía sino al seguimiento del comportamiento de la industria después de haber adoptado las medidas mencionadas.

Se debe establecer la medición de resultados de la implantación de las medidas recomendadas y también un registro continuo del consumo de energéticos para evaluar los beneficios de la conservación de la energía.

La evaluación de resultados se puede realizar de la siguiente forma:

- Elaboración de gráficas de consumo de energía por unidad de producción para cada departamento.**
- Elaboración de las mismas gráficas para la planta en conjunto**
- Análisis de las gráficas anteriores tomando en consideración los efectos de otras variables tales como condiciones ambientales del exterior, niveles de producción, producciones especiales.**

Compárense los consumos de energía por unidad de producción actuales con los anteriores, obsérvese el impacto de las acciones para conservación de la energía y la implantación de modificaciones y reemplazos en la reducción de dichos índices de consumo energético, investigar, identificar y corregir, cuando sea posible, las causas que puedan provocar incrementos en dicho consumo.

Es necesario evaluar el programa de conservación de la energía de la empresa ya que se debe retroalimentar con los resultados que se vayan obteniendo, llegando incluso a modificaciones tanto en el programa como en los objetivos originales.

3.5. EVALUACION DE DEMANDAS TERMICA Y ELECTRICA

Posteriormente a la evaluación de posibilidades de ahorro y conservación de la energía, las demandas y consumos energéticos deberán corregirse de acuerdo con la posible reducción consecuencia de aquellas.

El objetivo de la evaluación de las demandas térmica y eléctrica que ocurran en una aplicación, es el aproximar las necesidades particulares de la instalación a las características inherentes de uno o varios esquemas de cogeneración.

Como se indicó en 2.4, la relación calor/electricidad definida por los valores máximos de ambas demandas, indicará el esquema de cogeneración que resulta aplicable para una empresa en particular; queda por analizar de que manera será su comportamiento para satisfacer las necesidades térmicas y eléctricas de dicha empresa bajo diferentes condiciones de operación.

Los valores máximos de las mencionadas demandas definirán la capacidad del sistema que pueda satisfacerlas, ambas o una de ellas. Por supuesto, la decisión de la satisfacción térmica o la eléctrica al 100 %, se debe basar en los análisis del comportamiento tanto termodinámico como económico.

Como se dijo previamente, las características de comportamiento de los diferentes esquemas de cogeneración tratados en el Modulo I podrán aplicarse en diversos arreglos y combinaciones con el fin de acoplarlos, al máximo, a la operación propia de la empresa (modos de producción, variaciones de condiciones ambientales, salidas de servicio para mantenimiento de ciertos equipos, etc.).

En el contexto mas general, la operación de las instalaciones no se manifestará en variaciones proporcionales de las demandas térmica y eléctrica, lo que podrá provocar que el esquema de cogeneración, seleccionado de acuerdo con los valores máximos de dichas demandas, se vea complicado en su arreglo y número de componentes, así como en los materiales para su interconexión.

Lo anterior conduce a la necesidad de evaluar de la manera mas fehaciente posible la manera como se comportan las necesidades de la instalación en particular para que, seleccionado preliminarmente el esquema, se proceda al análisis de su comportamiento. Adicionalmente, el arreglo también se verá afectado al incluir la confiabilidad y disponibilidad que debe poseer el servicio que el sistema debe satisfacer, lo que deberá dar como resultado las opciones a contemplar en términos del número y arreglo de componentes, por ejemplo contar con dos turbinas de gas y acoplarlas a un solo recuperador de calor con objeto de garantizar la confiabilidad de generación eléctrica.

Obviamente, los costos del sistema, tanto por inversión inicial como por mantenimiento, se verán incrementados con respecto a los del esquema mas simple que pudiera concebirse para la aplicación específica.

El análisis de las estadísticas de demanda energética definirán por lo tanto diferentes relaciones Q/E que indicarán la aplicabilidad de los esquemas seleccionados preliminarmente. Es de importancia destacar que la elaboración detallada de estas estadísticas dará como resultado el mejor ajuste posible del esquema, y sus características, a los requerimientos de la instalación.

La elaboración de las gráficas de demanda de energía vs tiempo deben considerar lo siguiente:

- 1) Perfiles mensuales
- 2) Perfiles diarios
- 3) Perfiles horarios

La propia operación de la instalación definirá el nivel de detalle con el que se deben elaborar los perfiles mencionados. Aquellas empresas en que su operación cause que las demandas se manifiesten de manera uniforme, con altos factores de carga (tanto eléctrico como térmico), o con períodos bien definidos de entradas y salidas de operación, ya sea de parte de la instalación o su totalidad (por ejemplo operación con uno o dos turnos o ejecución de tareas específicas en determinados horarios), permitirán simplificar la elaboración de los perfiles, seleccionando algunos periodos de operación típica para proceder a la elaboración de los perfiles con discriminación diaria y horaria.

Por otro lado, aquellas aplicaciones que presenten fuertes variaciones de demandas energéticas implicarán el análisis mas detallado de los perfiles, requiriéndose la elaboración de una mayor cantidad de ellos con objeto de garantizar que se cubran los casos extremos de operación.

Tanto en el primero como en el segundo caso deben incluirse, en la selección de los períodos típicos, las variaciones estacionales que puedan experimentarse en la instalación así como las de operación, dependiendo de las épocas del año.

La comparación de los perfiles de demanda energética con las de producción y con las de condiciones ambientales serán útiles para determinar el grado de dependencia del consumo de energía de los mencionados factores.

3.5.1. Elaboración de los perfiles

La elaboración de los perfiles, después de seleccionados los períodos que se consideren representativos de la operación normal o típica de la instalación, se desarrolla con base en:

- 1) La información estadística de la instalación. En aquellas empresas (principalmente organizaciones industriales) que cuenten con bitácoras de operación de sistemas así

como reportes de diario con las condiciones de operación de los equipos reportadas generalmente cada hora, permite la elaboración relativamente simple de los perfiles de demanda térmica y eléctrica de los sistemas que los componen.

En aquellas empresas que cuentan con medición eléctrica de CFE mediante pulsos, particularmente los usuarios en tarifas horarias, pueden obtener dicha información en que se lista la demanda promedio cada 5 min. durante todo el período de facturación. Esta información resulta de extremada utilidad para conocer el comportamiento de la demanda eléctrica de la empresa, su procesamiento exige la utilización de una computadora dada la cantidad de datos a manejar.

- 2) **Medición directa en campo.** Con objeto de validar la información estadística a que se hizo mención anteriormente y para aquellos casos en que no se cuenta con ella (al detalle necesario), resulta necesario efectuar registro de mediciones directas de las condiciones de operación mediante instrumentación, que puede ser adicional y complementaria a la de la instalación. Existen en el mercado registradores de variables eléctricas que permiten la recolección de los datos de demanda cada período de tiempo preestablecido.

Igualmente existen equipos de adquisición de datos (data loggers) que posibilitan la recolección de datos, tanto térmicos como eléctricos, durante largos períodos de tiempo

Los datos de demanda térmica se recolectarán a partir de registradores de flujos de vapor, agua caliente, corrientes térmicas, etc. En algunos casos será necesario calcularlos a partir de consumo de combustible utilizado para satisfacer las necesidades de calor. Se puede decir que la obtención de estos datos implica mayor problema que la de los eléctricos, ya que la instrumentación necesaria para realizarla no posee la misma facilidad de implantación que la eléctrica, no debe descartarse incluso la necesidad de elaborar balances térmicos para determinar los datos.

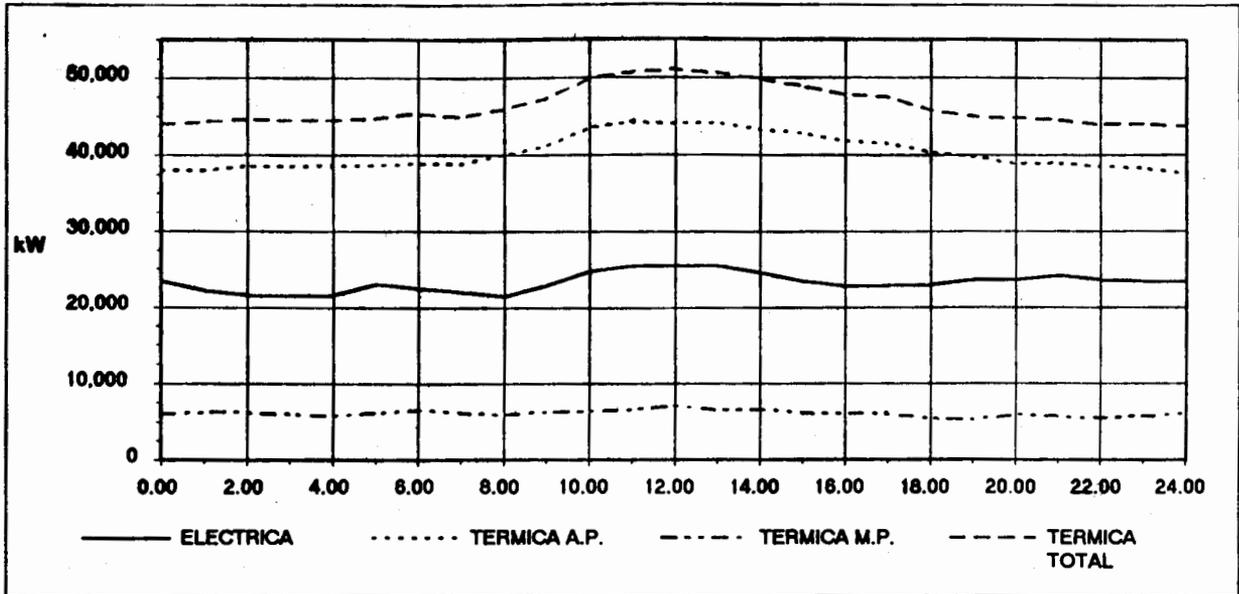
A manera de ejemplo, considerando los datos recolectados de una aplicación específica, se pueden ver los comportamientos de las demandas de energía en las Figs. 3.2 a 3.6.

3.5.2. Evaluación de los valores extremos de las demandas térmica y eléctrica

Particularmente para el caso que se presenta, de acuerdo con la Tabla 2.3 y las gráficas mostradas (Figs. 3.2 a 3.6), se aprecia que las fluctuaciones de demanda térmica se deben a la variación de la de vapor de alta; la demanda eléctrica presenta cierto comportamiento paralelo con la anterior aunque se nota que prácticamente se manifiesta independientemente. La Fig. 3.7 muestra el comportamiento de la relación Q/E durante los períodos analizados.

La relación calor/electricidad de la empresa, Q/E, presenta variaciones desde 1.43 hasta 2.3, con una media de 1.84. En la Tabla 3.3 se resumen los valores extremos a tomar en consideración en la selección del esquema de cogeneración.

**FIGURA 3.2 DEMANDA DE ENERGIA PARA UN DIA TIPICO
CON DEMANDA ELECTRICA BAJA**



**FIGURA 3.3 DEMANDA DE ENERGIA EN UN DIA TIPICO
CON DEMANDA ELECTRICA ALTA**

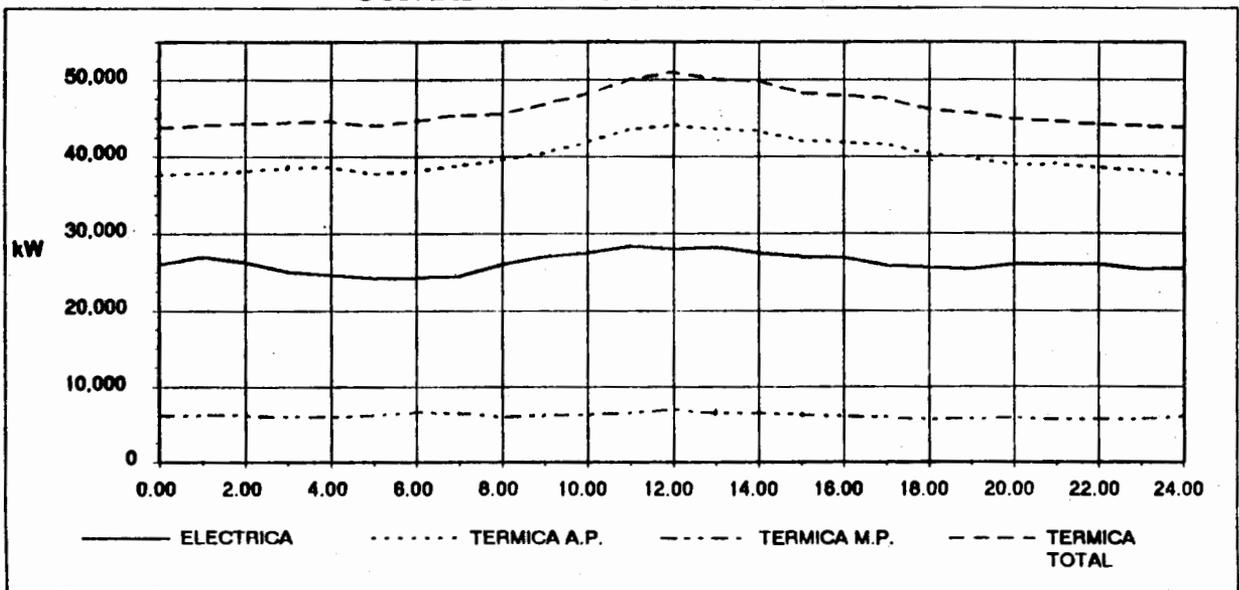


FIGURA 3.4 DEMANDA DE ENERGIA EN UN DIA TIPICO CON DEMANDA TERMICA BAJA

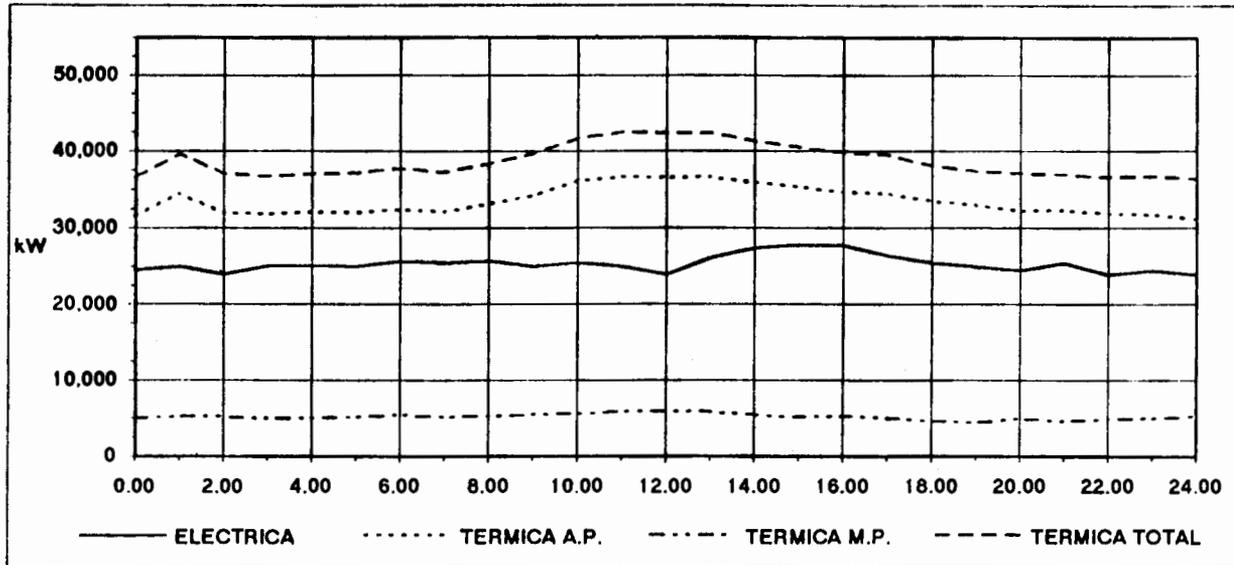
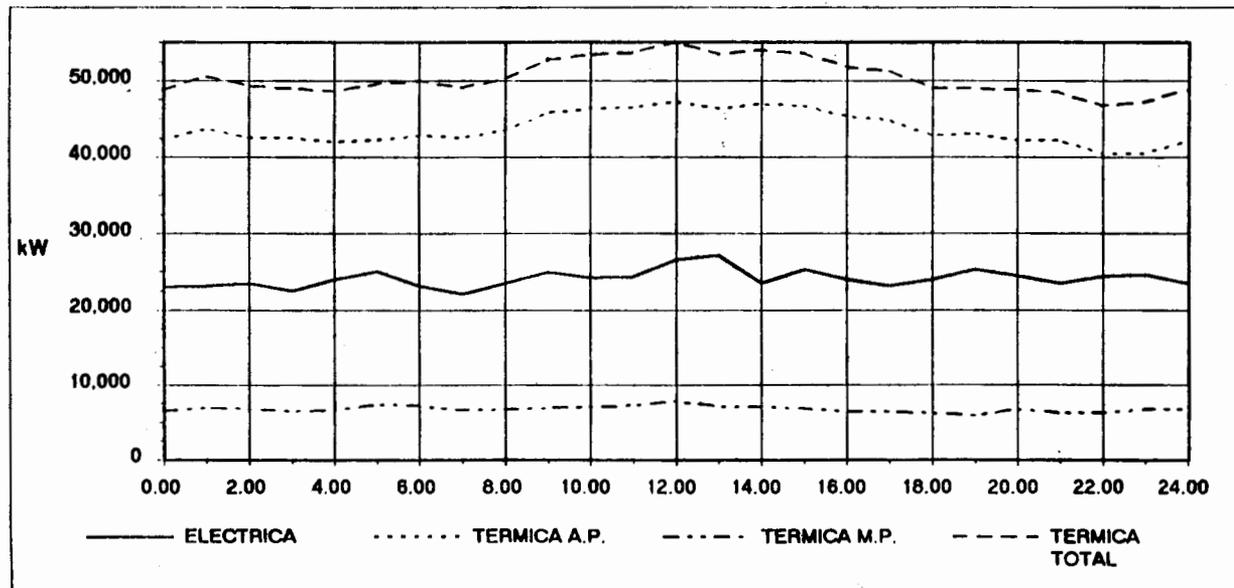
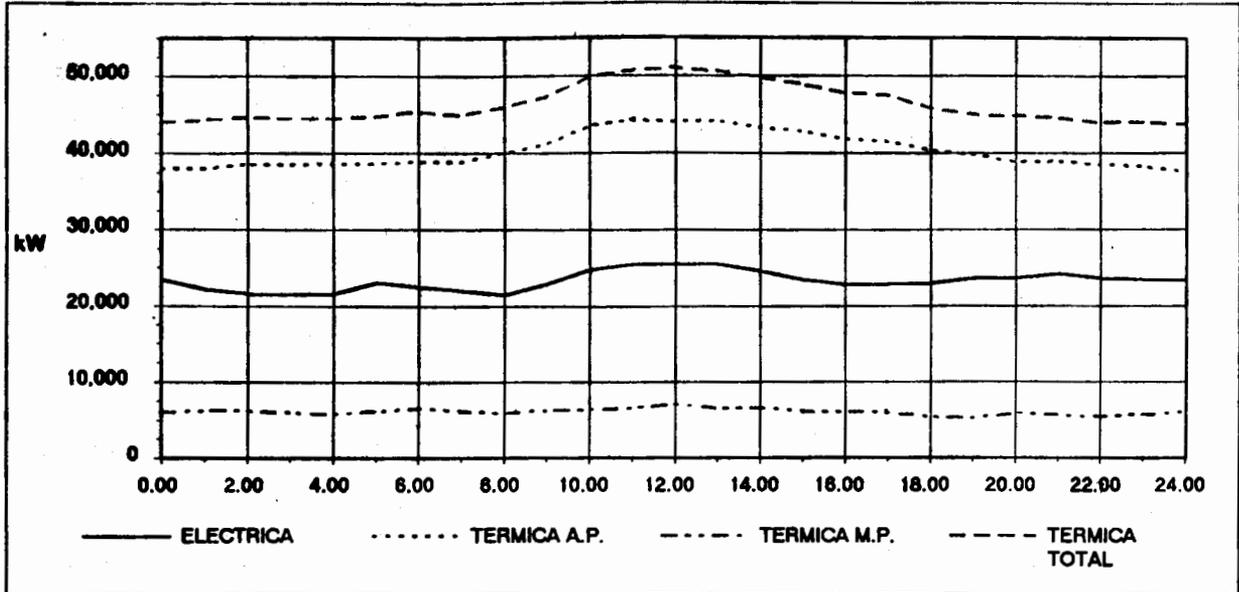


FIGURA 3.5 DEMANDA DE ENERGIA EN UN DIA TIPICO CON DEMANDA TERMICA ALTA



**FIGURA 3.2 DEMANDA DE ENERGIA PARA UN DIA TIPICO
CON DEMANDA ELECTRICA BAJA**



**FIGURA 3.3 DEMANDA DE ENERGIA EN UN DIA TIPICO
CON DEMANDA ELECTRICA ALTA**

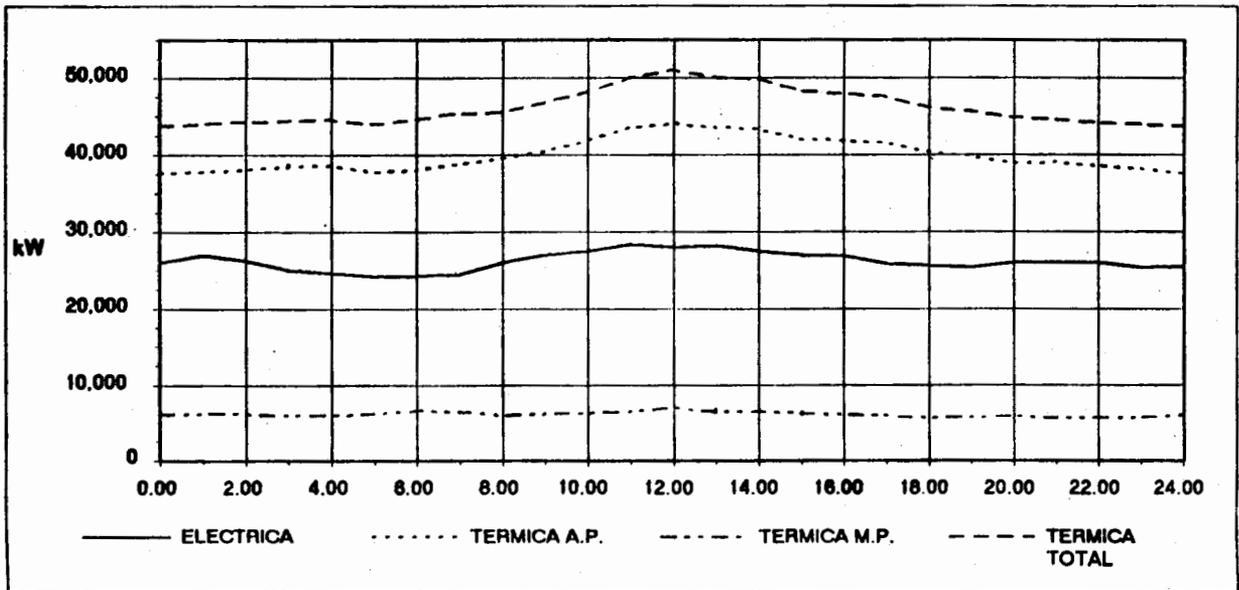


FIGURA 3.4 DEMANDA DE ENERGIA EN UN DIA TIPICO CON DEMANDA TERMICA BAJA

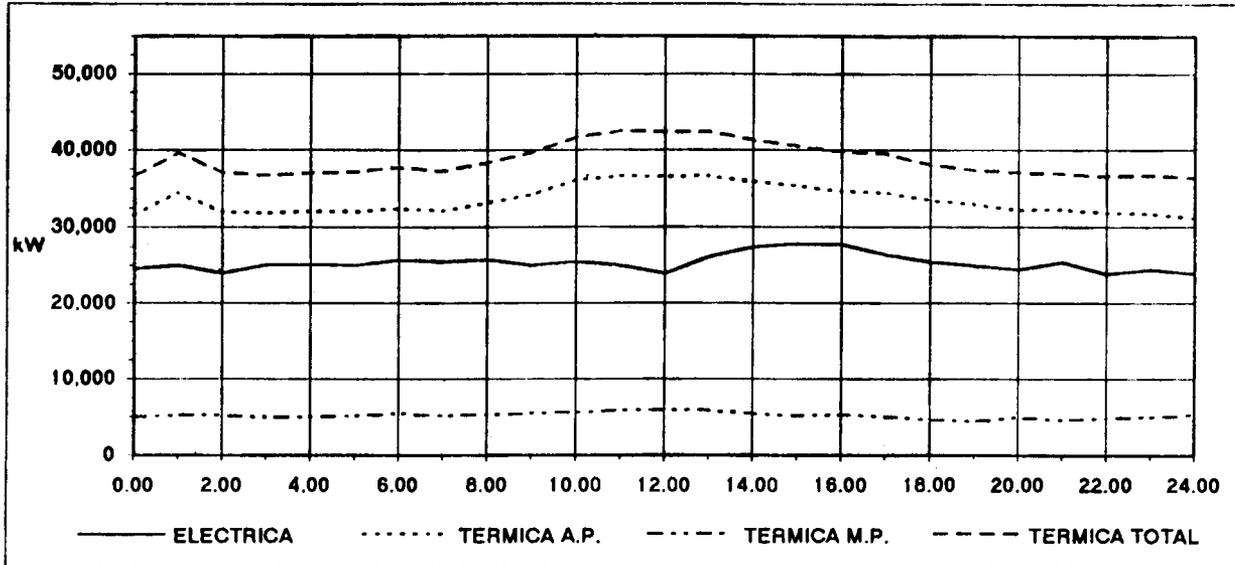
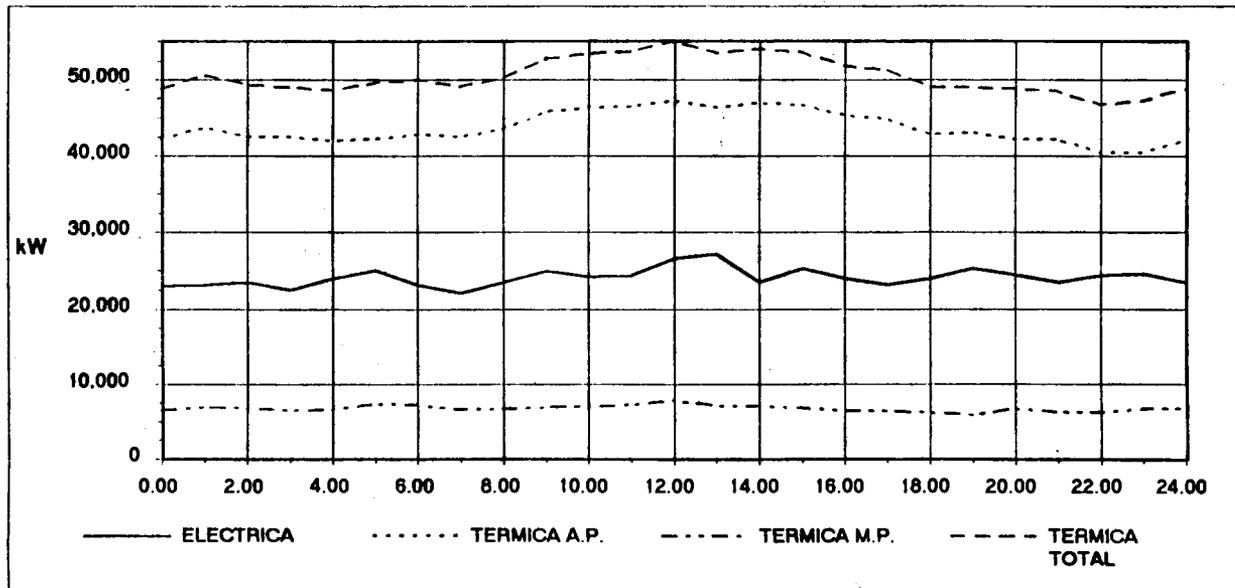
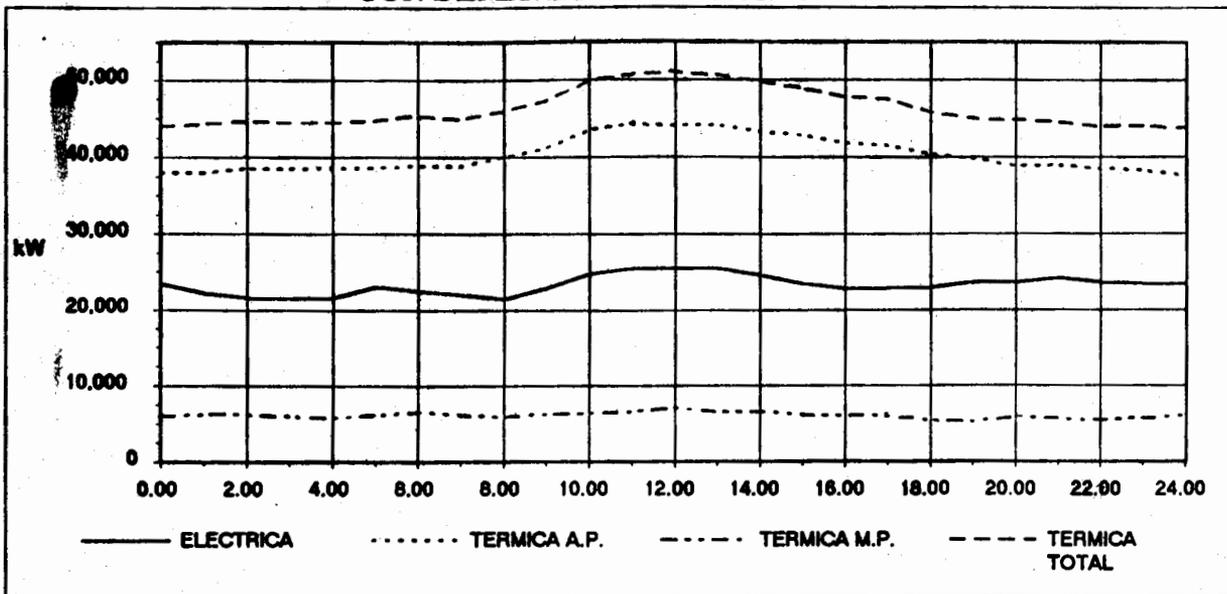


FIGURA 3.5 DEMANDA DE ENERGIA EN UN DIA TIPICO CON DEMANDA TERMICA ALTA



**FIGURA 3.2 DEMANDA DE ENERGIA PARA UN DIA TIPICO
CON DEMANDA ELECTRICA BAJA**



**FIGURA 3.3 DEMANDA DE ENERGIA EN UN DIA TIPICO
CON DEMANDA ELECTRICA ALTA**

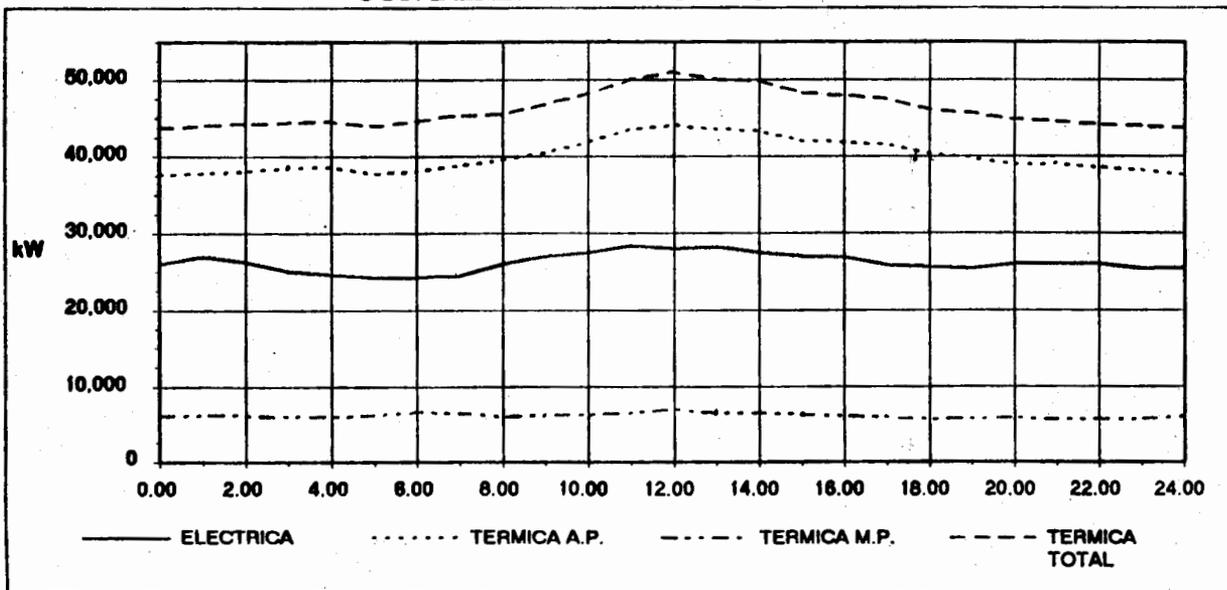


FIGURA 3.4 DEMANDA DE ENERGIA EN UN DIA TIPICO CON DEMANDA TERMICA BAJA

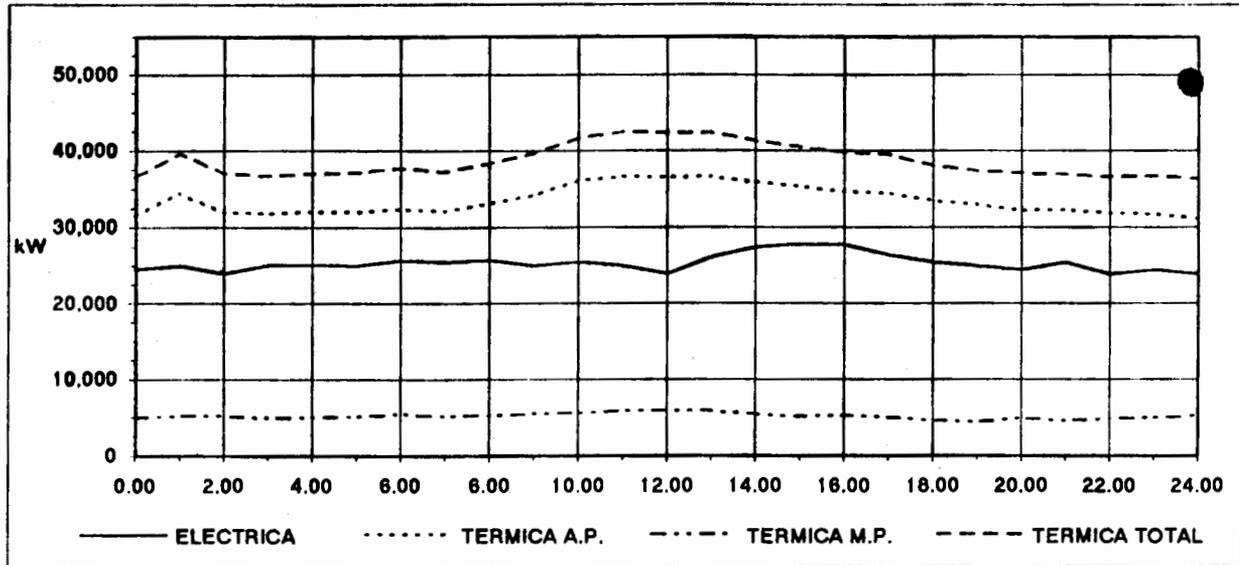


FIGURA 3.5 DEMANDA DE ENERGIA EN UN DIA TIPICO CON DEMANDA TERMICA ALTA

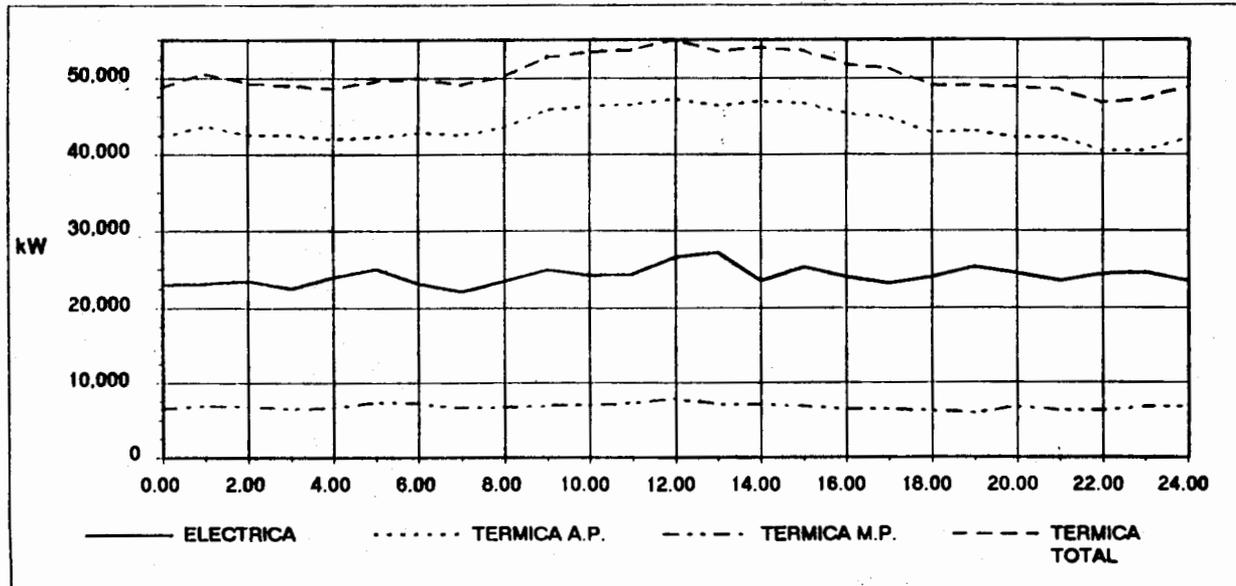


FIGURA 3.6 A COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA TERMICA PARA CONDICIONES DE DEMANDA DE ENERGIA EXTREMAS

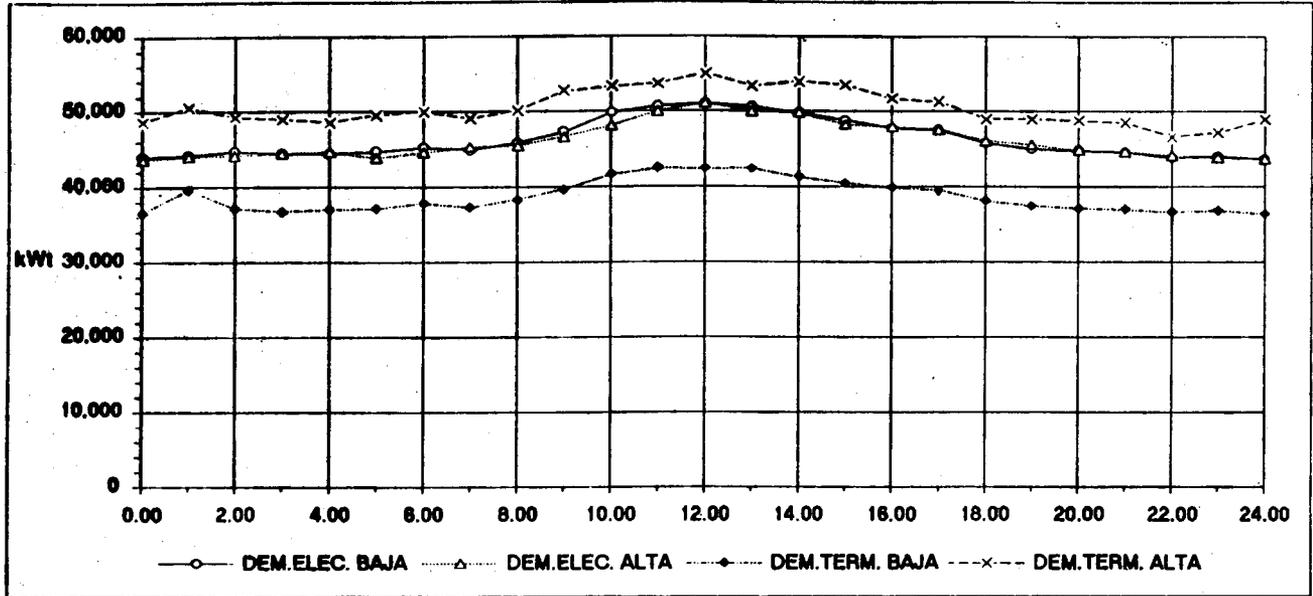


FIGURA 3.6 B COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA ELECTRICA PARA CONDICIONES EXTREMAS DE DEMANDA DE ENERGIA

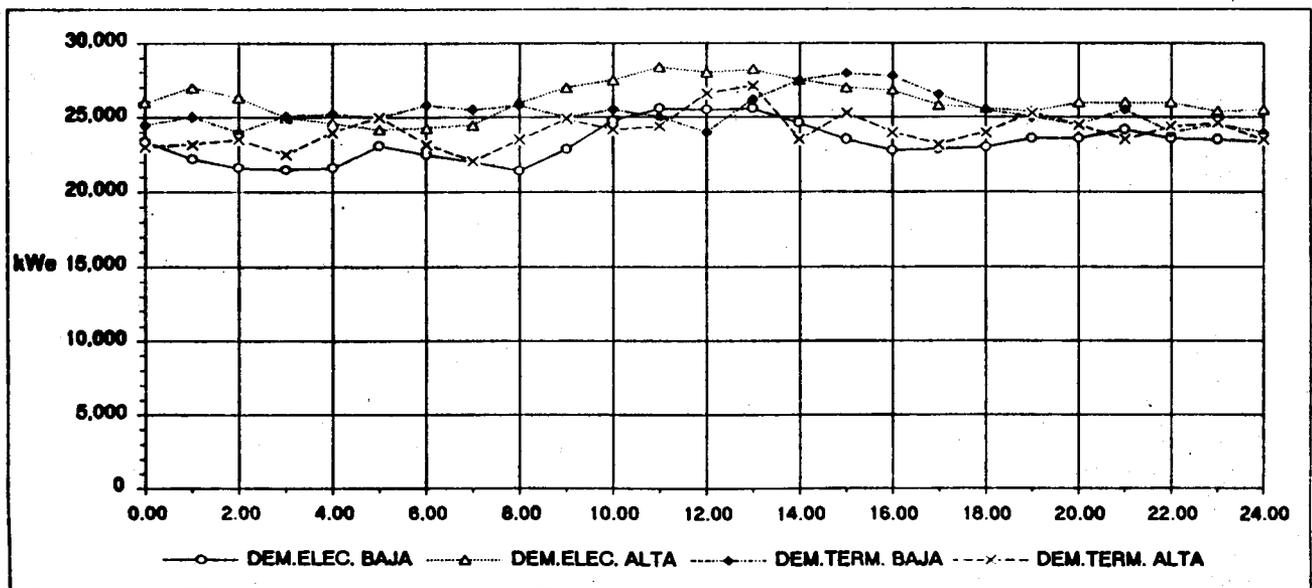


FIGURA 3.7 COMPORTAMIENTO DE LA RELACION Q/E PARA CONDICIONES EXTREMAS DE DEMANDA DE ENERGIA

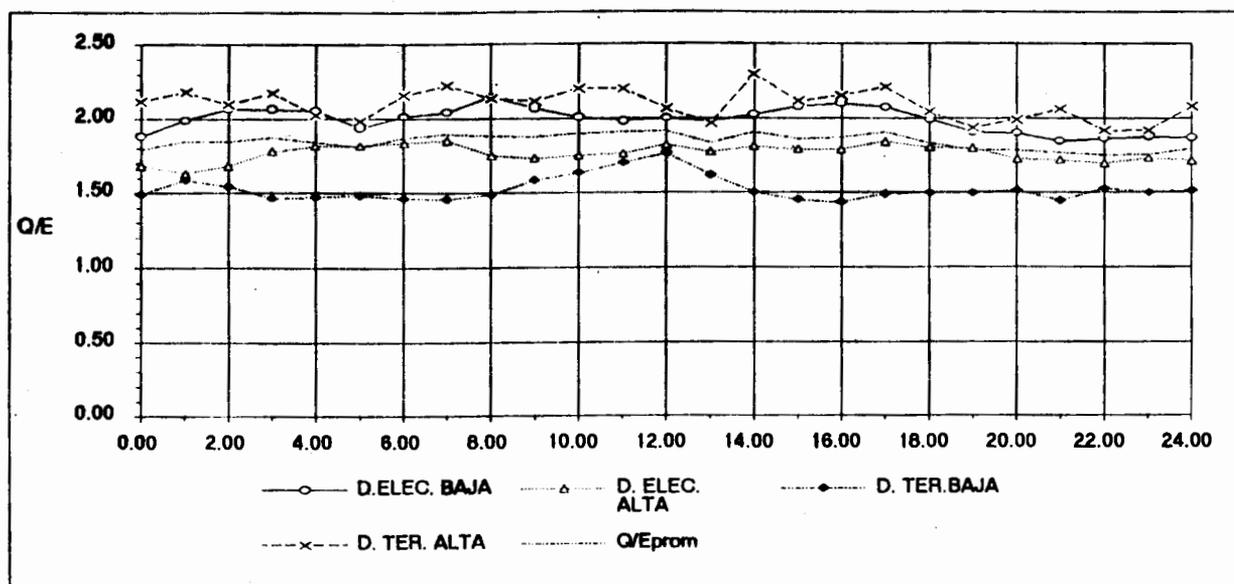


TABLA 3.3 RESUMEN DE LOS VALORES ESTREMOS DE DEMANDA DE ENERGIA

MODO OPERACION	DEMANDA TERMICA (kWt)	DEMANDA ELECTRICA (kWe)	Q/E
D. TER. ALTA MAXIMA	55,000	26,600	2.07
D. TER. ALTA MINIMA	46,700	24,400	1.91
D. TER. BAJA MAXIMA	42,450	25,000	1.70
D. TER. BAJA MINIMA	36,340	24,000	1.51
D. ELEC. ALTA MAXIMA	50,000	28,359	1.76
D. ELEC. ALTA MINIMA	43,900	24,200	1.81
D. ELEC. BAJA MAXIMA	50,700	25,552	1.98
D. ELEC. BAJA MINIMA	45,900	21,400	2.14
(Q/E) _{REQ} MAXIMO	54,000	23,500	2.30
(Q/E) _{REQ} MINIMO	39,850	27,800	1.43

El esquema de cogeneración deberá ser capaz de producir 55,000 kWt y 28,359 kWe para la satisfacción total de las necesidades energéticas de la empresa.

El esquema deberá suministrar la máxima carga eléctrica con una $Q/E = 1.76$ o bien la máxima carga térmica con $Q/E = 2.07$ y satisfacer las condiciones restantes con flexibilidad suficiente para tener un mínimo o nulo rechazo de energía al medio ambiente.

FIGURA 3.6 A COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA TERMICA PARA CONDICIONES DE DEMANDA DE ENERGIA EXTREMAS

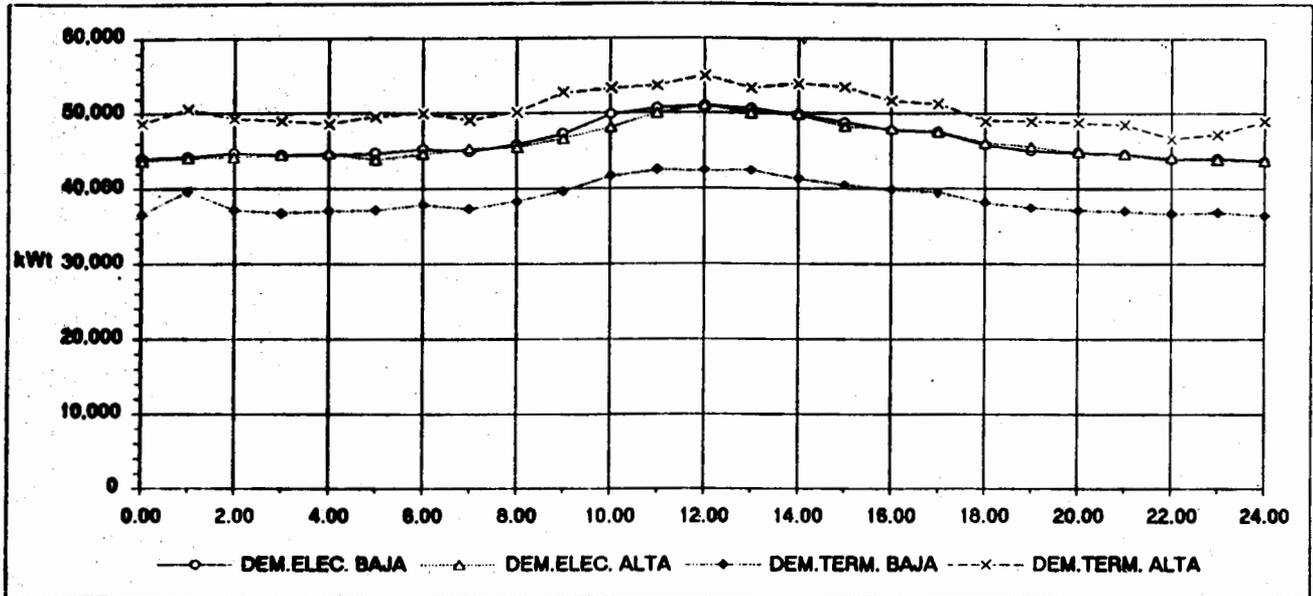


FIGURA 3.6 B COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA ELECTRICA PARA CONDICIONES EXTREMAS DE DEMANDA DE ENERGIA

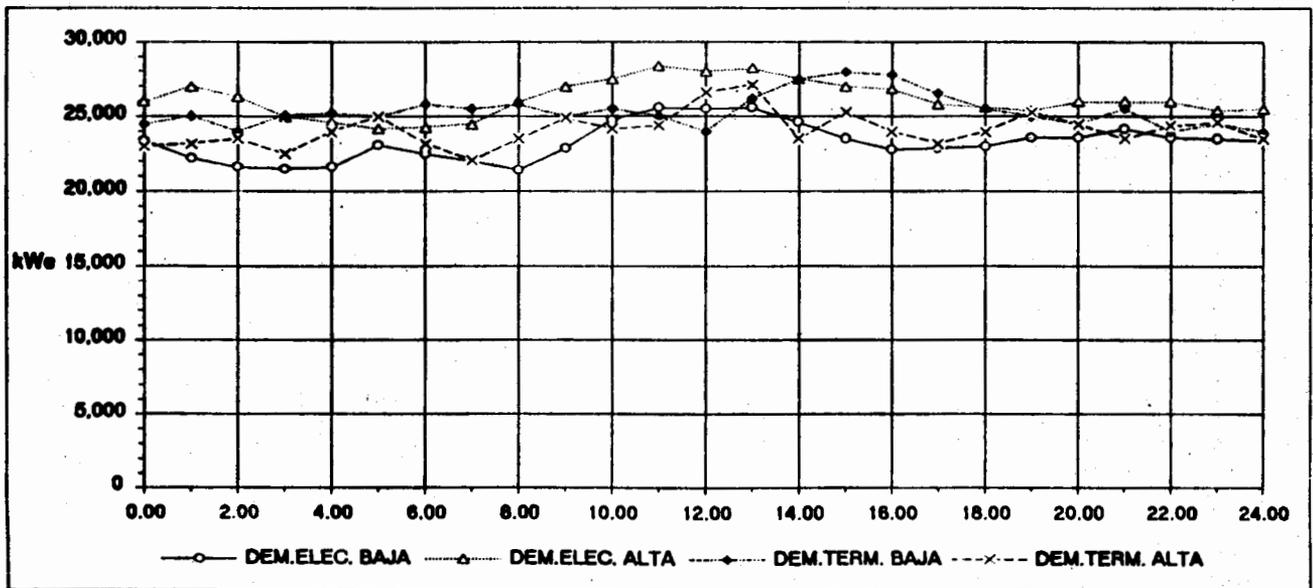


FIGURA 3.7 COMPORTAMIENTO DE LA RELACION Q/E PARA CONDICIONES EXTREMAS DE DEMANDA DE ENERGIA

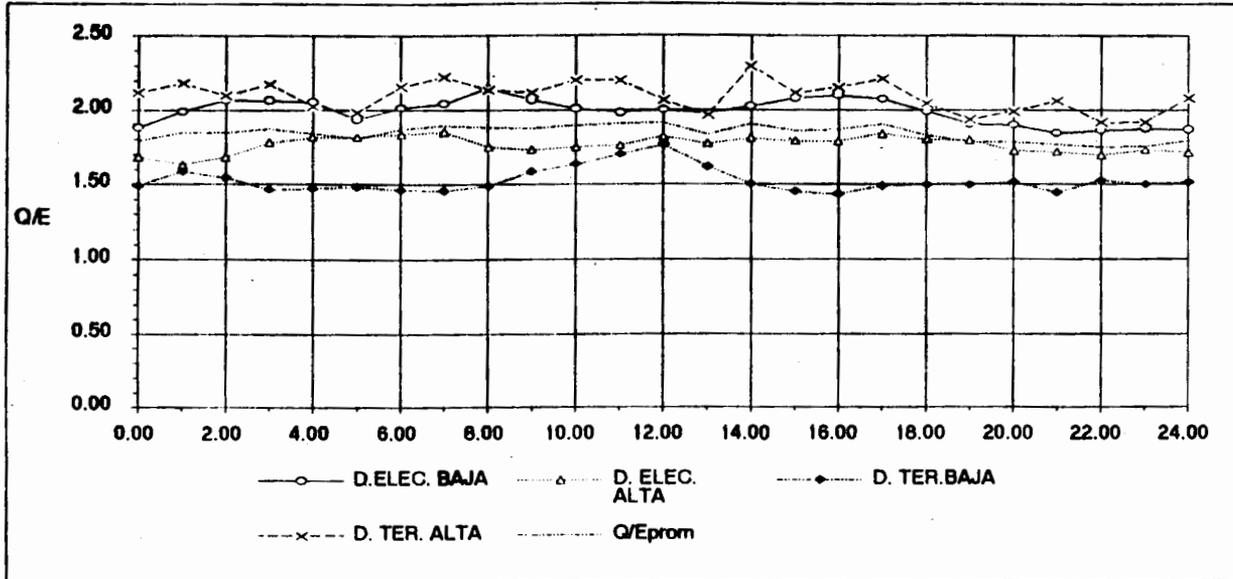


TABLA 3.3 RESUMEN DE LOS VALORES ESTREMOS DE DEMANDA DE ENERGIA

MODO OPERACION	DEMANDA TERMICA (kWt)	DEMANDA ELECTRICA (kWe)	Q/E
D. TER. ALTA MAXIMA	55,000	26,600	2.07
D. TER. ALTA MINIMA	46,700	24,400	1.91
D. TER. BAJA MAXIMA	42,450	25,000	1.70
D. TER. BAJA MINIMA	36,340	24,000	1.51
D. ELEC. ALTA MAXIMA	50,000	28,359	1.76
D. ELEC. ALTA MINIMA	43,900	24,200	1.81
D. ELEC. BAJA MAXIMA	50,700	25,552	1.98
D. ELEC. BAJA MINIMA	45,900	21,400	2.14
(Q/E) _{REQ} MAXIMO	54,000	23,500	2.30
(Q/E) _{REQ} MINIMO	39,850	27,800	1.43

El esquema de cogeneración deberá ser capaz de producir 55,000 kWt y 28,359 kWe para la satisfacción total de las necesidades energéticas de la empresa.

El esquema deberá suministrar la máxima carga eléctrica con una $Q/E = 1.76$ o bien la máxima carga térmica con $Q/E = 2.07$ y satisfacer las condiciones restantes con flexibilidad suficiente para tener un mínimo o nulo rechazo de energía al medio ambiente.

FIGURA 3.6 A COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA TERMICA PARA CONDICIONES DE DEMANDA DE ENERGIA EXTREMAS

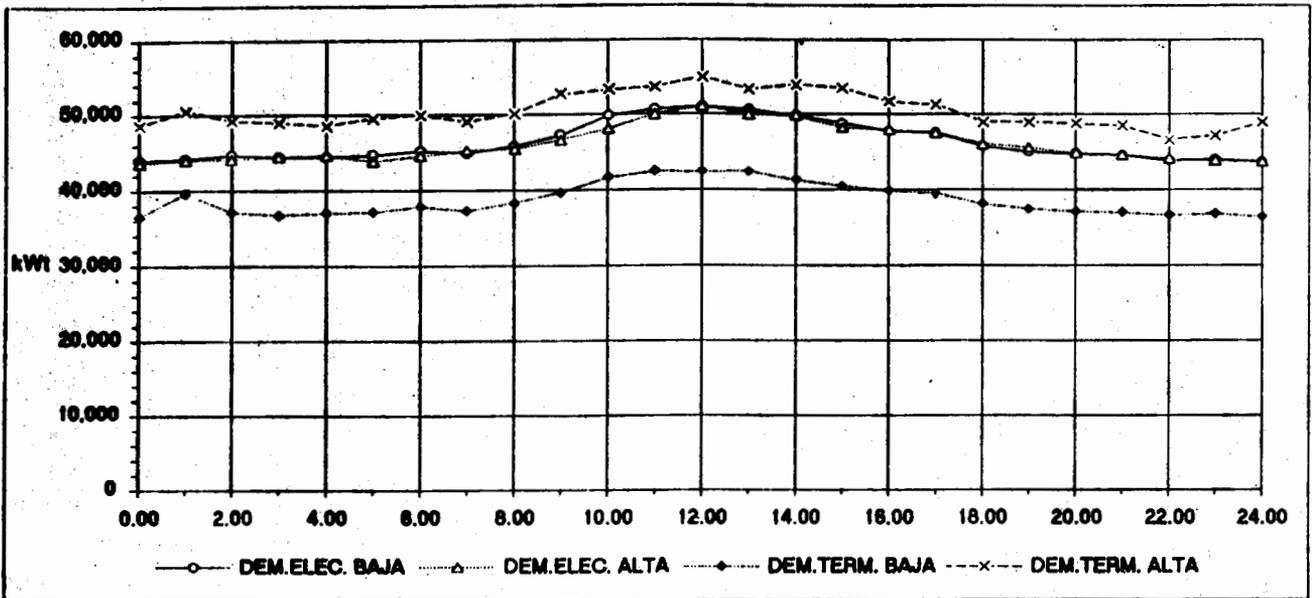


FIGURA 3.6 B COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA ELECTRICA PARA CONDICIONES EXTREMAS DE DEMANDA DE ENERGIA

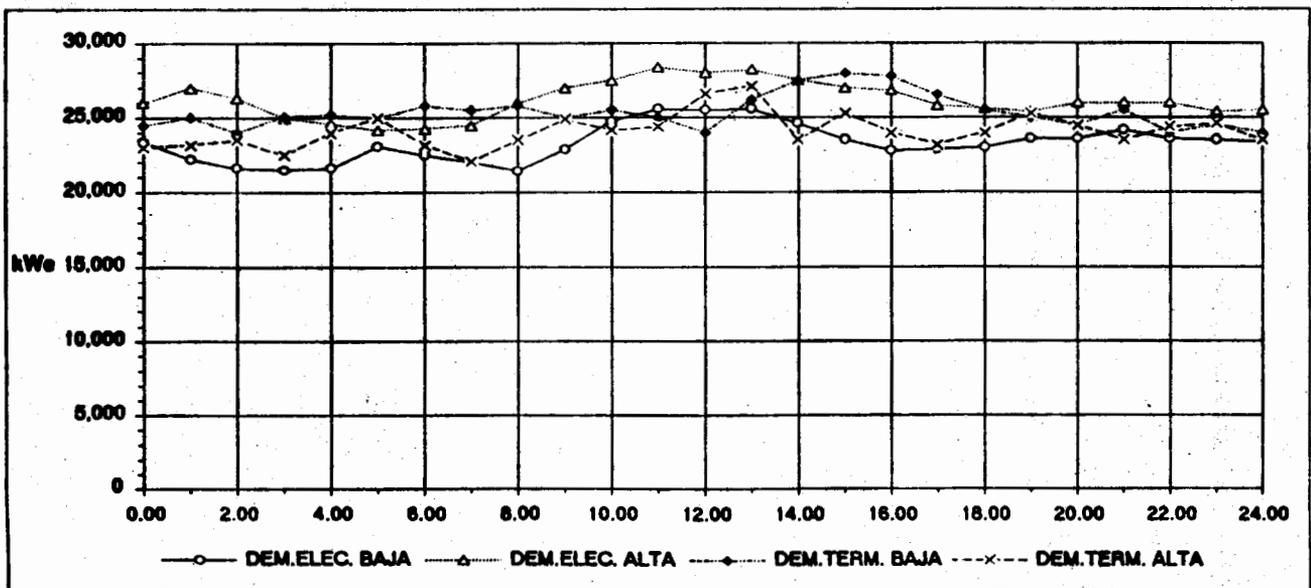


FIGURA 3.7 COMPORTAMIENTO DE LA RELACION Q/E PARA CONDICIONES EXTREMAS DE DEMANDA DE ENERGIA

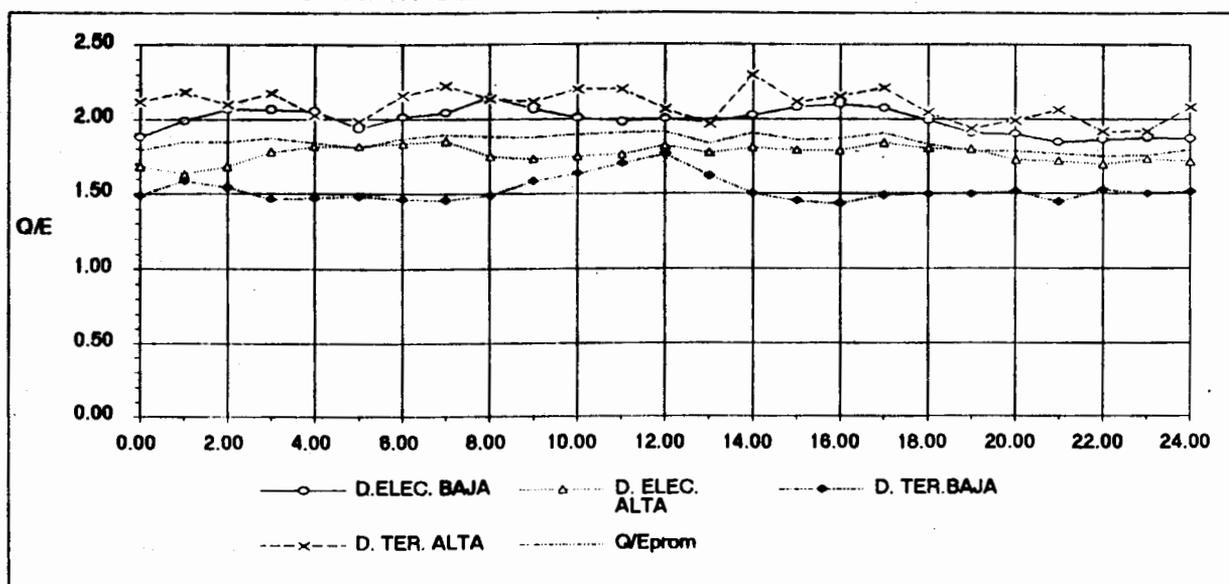


TABLA 3.3 RESUMEN DE LOS VALORES ESTREMOS DE DEMANDA DE ENERGIA

MODO OPERACION	DEMANDA TERMICA (kWt)	DEMANDA ELECTRICA (kWe)	Q/E
D. TER. ALTA MAXIMA	55,000	26,600	2.07
D. TER. ALTA MINIMA	46,700	24,400	1.91
D. TER. BAJA MAXIMA	42,450	25,000	1.70
D. TER. BAJA MINIMA	36,340	24,000	1.51
D. ELEC. ALTA MAXIMA	50,000	28,359	1.76
D. ELEC. ALTA MINIMA	43,900	24,200	1.81
D. ELEC. BAJA MAXIMA	50,700	25,552	1.98
D. ELEC. BAJA MINIMA	45,900	21,400	2.14
(Q/E) _{REQ} MAXIMO	54,000	23,500	2.30
(Q/E) _{REQ} MINIMO	39,850	27,800	1.43

El esquema de cogeneración deberá ser capaz de producir 55,000 kWt y 28,359 kWe para la satisfacción total de las necesidades energéticas de la empresa.

El esquema deberá suministrar la máxima carga eléctrica con una $Q/E = 1.76$ o bien la máxima carga térmica con $Q/E = 2.07$ y satisfacer las condiciones restantes con flexibilidad suficiente para tener un mínimo o nulo rechazo de energía al medio ambiente.

Como puede notarse, la relación Q/E, bajo condiciones de máximas demandas térmica o eléctrica, está dentro de sus límites máximo y mínimo, lo que tendrá como consecuencia un reducido desperdicio de energía térmica en caso de que el esquema no tenga una alta flexibilidad.

3.6. CONDICIONES DE OPERACION DE LA PLANTA

La magnitud de la demanda térmica se determinará a partir del análisis de su comportamiento contra el tiempo.

La selección del esquema de cogeneración también dependerá de las condiciones de presión y temperatura de las corrientes energéticas que están involucradas en la operación de la instalación en particular y que deben satisfacerse mediante el nivel de temperatura que el esquema de cogeneración sea capaz de proporcionar.

Aún cuando se tengan aplicaciones que presenten idénticas necesidades eléctrica y térmica, expresadas en unidades de energía, las condiciones a las que se requiera suministrar la energía térmica en cada una de ellas darán como resultado esquemas de cogeneración diferentes.

Por ejemplo, para el caso analizado, la distribución de vapor es la siguiente:

1) Alta Presión	$P_{AP} = 48 \text{ kg/cm}^2$	$T_{AP} = 400 \text{ }^\circ\text{C}$	$(h_{VAP} = 3,201 \text{ kJ/kg})$
2) Media Presión	$P_{MP} = 17 \text{ kg/cm}^2$	$T_{MP} = 206 \text{ }^\circ\text{C}$	$(h_{VMP} = 2,794.4 \text{ kJ/kg})$
3) Baja Presión	$P_{BP} = 1 \text{ kg/cm}^2$	Saturado	$(h_{VBP} = 2,705 \text{ kJ/kg})$

El vapor se produce actualmente mediante tres tipos de calderas cuyas condiciones nominales son las siguientes:

1) CALDERA 6	$P = 63 \text{ kg/cm}^2$ $T = 400 \text{ }^\circ\text{C}$ $F = 45,000 \text{ kg/h}$	$h = 3,175 \text{ kJ/kg}$
2) CALDERA 7	$P = 53 \text{ kg/cm}^2$ $T = 400 \text{ }^\circ\text{C}$ $F = 34,000 \text{ kg/h}$	$h = 3,193 \text{ kJ/kg}$
3) CALDERAS 3, 4, 5	$P = 21 \text{ kg/cm}^2$ $T = 216 \text{ }^\circ\text{C}$ SATURADO $F = 18,000 \text{ kg/h}$ POR CALDERA	$h = 2,800 \text{ kJ/kg}$

Con referencia al diagrama de flujo de la distribución de vapor (Cap. 1), se observa que las calderas operan a las condiciones de la distribución (48 y 17 kg/cm²). El vapor de alta se produce en las calderas 6 y 7, parte se utiliza en un turbocompresor de alta presión, a cuya descarga se obtiene vapor de media presión que se suma a la producción del vapor a esa presión, proveniente de la caldera 3, el resto del vapor de alta se expande en una válvula de estrangulación con atemperación hasta la presión de media complementando así el flujo de vapor de media, parte del vapor de media se ocupa en proceso a esa presión y el resto se hace pasar por turbochillers para obtener el vapor de baja. La producción de vapor de baja se obtiene completamente de las descargas de las turbomáquinas de tal manera que la demanda térmica queda compuesta solamente por los flujos de vapor de alta y media presión.

Como puede notarse las necesidades de vapor de alta se ven enmascaradas por el flujo que se estrangula y que realmente satisface las necesidades de media presión, que aparentemente son menores como se puede ver en la Tabla 2.3.

Las necesidades reales de vapor a cada presión se deben determinar con objeto de seleccionar y analizar el sistema de cogeneración que efectivamente las satisfaga sin incurrir en algún desperdicio de energía que tal vez no resulte evidente.

Adicionalmente se debe obtener la condición a la que salen las corrientes energéticas de proceso, es decir, el nivel energético mínimo dentro de las operaciones propias de la planta; en particular para este caso, el vapor se condensa y deja de ser útil a 120 °C para ser enviado a un deareador en donde se mezcla con agua de repuesto y vapor, la condición de salida del deareador es también de 120 °C para retornar a las calderas. Como puede notarse, ambos niveles energéticos coinciden, lo que denota que el calor útil para la empresa se obtiene mediante la utilización del vapor desde que sale de las calderas hasta la temperatura de retorno a ellas.

En aquellos casos en que el vapor, o su condensado, deja de ser útil a temperatura mayor que la de retorno a las calderas, se estará desperdiciando la energía que existe entre ambos niveles energéticos, por lo tanto se le debe atribuir al proceso o los usos propios de la empresa, es decir, el calor útil estará determinado como la diferencia entre el nivel energético del vapor máximo que requiera la empresa y aquel mínimo con que retorna a las calderas.

4.- SELECCION DEL TIPO DE SISTEMA DE COGENERACION.

Como se mencionó en capítulos anteriores, se ha podido establecer el potencial de cogeneración que la instalación presenta, atendiendo a los valores de capacidades térmica y eléctrica, considerando las posibilidades de ahorro de energía que existen, las condiciones a mantener de las corrientes energéticas y otros factores.

4.1. PROYECTOS NUEVOS

En el caso de proyectos nuevos en los que cogeneración es una parte del proyecto general, la selección del esquema aplicable no se ve impactada por restricciones de espacio.

Su programación contempla la satisfacción de las necesidades de la instalación y la del entorno que le rodea, en función de la posible exportación de energía hacia otros usuarios o al servicio público, atendiendo a la infraestructura que exista o que se tenga proyectado instalar involucrando de importante manera a varias entidades.

4.2. INSTALACIONES YA EXISTENTES

Este caso difiere del anterior en que, la mayoría de las veces, el sistema de cogeneración resulta en una adaptación y por lo tanto, además de los resultados del análisis termodinámico, es necesario considerar la disponibilidad de espacio, equipo existente que podrá, o no, aprovecharse y la capacidad de la red pública externa para exportar los excedentes de energía.

4.3. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA

La comparación de los perfiles de demanda térmica y eléctrica permite visualizar la simultaneidad con que ocurren los picos y valles de cada una de ellas; adicionalmente, las gráficas de la relación Q/E podrán mostrar dos posibles tipos de comportamiento:

- 1) La uniformidad que presente dicha relación, independiente de la carga con que opere el sistema.
- 2) Las variaciones, su magnitud y que valores máximos y mínimos se suceden y con que frecuencia, así como si ocurren en un determinado tiempo, tal vez dependiendo de alguna razón operativa del proceso.

El primer punto citado conducirá al dimensionamiento de un sistema simple pero que tal vez requiera de una flexibilidad de respuesta rápida a cambios de carga, según lo indiquen los perfiles de demanda energética seleccionados. En todo caso el sistema resultará económico.

El segundo punto dará como resultado la necesidad de diseñar un sistema que posea la flexibilidad de modificar su relación inherente Q/E (en su versión mas simple) además de la indicada anteriormente.

4.4. DEFINICION DEL NIVEL DE COGENERACION

En el escenario actual, dada la problemática del sector eléctrico, los beneficios de los sistemas de cogeneración no sólo se manifiestan hacia el usuario directo en un menor costo energético, sino también en la posibilidad de la venta de excedentes eléctricos a la red pública. Aunque, en general, la mayoría de los empresarios muestren interés por satisfacer sus necesidades de energía de proceso, existe la alternativa de convertirse además en productor de electricidad, que puede resultar muy atractiva; por supuesto atendiendo inicialmente a la satisfacción de sus necesidades térmicas totalmente y, en función de ésta, ampliar su capacidad de generación eléctrica.

Existen, entonces cuatro niveles de cogeneración a tratar:

4.4.1. Satisfacción térmica y eléctrica al 100%

Esta es una situación que daría autonomía completa al usuario; el sistema de cogeneración que se seleccione, para una aplicación de este tipo, deberá tener la flexibilidad adecuada para que mantenga siempre la satisfacción de las necesidades energéticas de la empresa, teniendo tal vez como respaldo a la red eléctrica pública. El diseño de este tipo de sistemas implica que aumentar su capacidad eléctrica resulta siempre en un Índice de Calor Neto (ICN) por encima del óptimo y, por lo tanto, que no presente ventaja alguna en la venta de excedentes, en efecto las características inherentes del esquema de cogeneración coinciden perfectamente con las necesidades de la empresa.

4.4.2. Satisfacción térmica al 100% y compra de electricidad

Este caso es prácticamente el mismo que el anterior, sólo que, atendiendo a la simplicidad del sistema, éste es incapaz de generar toda la electricidad requerida, en ocasiones debido a fuertes variaciones en la relación Q/E, ocasionadas por la variación de la demanda eléctrica; la flexibilidad requerida complicaría de manera sustancial el sistema y, dada la duración de los picos de demanda eléctrica, no se justifica la inversión en incrementar así su capacidad eléctrica.

4.4.3. Satisfacción térmica al 100% con excedentes eléctricos

En el caso anterior, el aumento de la capacidad de generación eléctrica, en caso de que resulte técnica y económicamente viable, como es el caso de varias instalaciones actuales, daría como resultado poder exportar electricidad a la red pública por largos períodos.

Habrán también casos en los que resulte atractivo instalar un sistema de cogeneración con baja relación Q/E en procesos que poseen altos valores de dicha relación, a un ICN bajo y, por lo tanto, altamente eficiente.

4.4.4. Satisfacción térmica parcial y eléctrica al 100%

Esta situación resulta similar al caso anterior, en éste la demanda eléctrica presenta tal magnitud que no resulta factible que con el sistema se pueda satisfacer la térmica.

Es posible también que la operación propia de la empresa implique altas variaciones de Q/E en las que resulta difícil conseguir que el sistema de cogeneración 'siga' a la demanda térmica. En todo caso, queda por concluir si es posible incrementar la capacidad eléctrica del sistema con objeto de tener excedentes eléctricos.

Existen además otros factores a considerar para que una empresa se decida a 'inyectar' su energía eléctrica a la red:

- 1) La relación Q/E mínima que la legislación dicte para autorizar a un cogenerador a exportar electricidad, así como su capacidad eléctrica mínima (o máxima).
- 2) Las características del servicio que deba proporcionar, vg. estabilidad, regulación, energía reactiva, etc., y que estarán en función de las variaciones de su propia instalación.
- 3) El período o intervalo de tiempo, al día y acumulado al año, en que su sistema estará en posibilidad de exportar excedentes y, por lo tanto el beneficio anual que podrá obtener.

4.5. SELECCION DE ALTERNATIVAS DE SISTEMAS A ANALIZAR

Debido a que cada proyecto de cogeneración tiene sus particularidades que lo hacen único, no es posible generalizar la metodología para seleccionar y analizar los esquemas que pueden resultar aplicables en una empresa, por lo que se presenta a continuación la secuencia de selección de sistemas y sus alternativas de acuerdo con los datos que se han venido utilizando como ejemplo.

Atendiendo a que la instalación cuenta con equipo de generación de vapor, una opción que puede parecer como atractiva es el de cogeneración con turbina de vapor, aunque se puede adelantar el juicio de que tal sistema puede no satisfacer ambas demandas energéticas, térmica y eléctrica simultáneamente.

4.5.1. Cogeneración con turbina de vapor.

4.5.1.1. Satisfacción de la máxima demanda térmica.

Bajo esta condición, los valores de las demandas son:

$$Q_{REQ} = 55,000 \text{ kWt}$$

$$E_{REQ} = 26,600 \text{ kWe}$$

$$(Q/E)_{REQ} = 2.07$$

La demanda térmica es satisfecha por la producción de vapor de alta y de media presión:

$$Q_{AP} = 47,200 \text{ kWt} \quad F_{VAPC} = 63 \text{ ton/h} \quad (48 \text{ kg/cm}^2, 400 \text{ }^\circ\text{C})$$

$$Q_{MP} = 7,800 \text{ kWt} \quad F_{VMPC} = 12.3 \text{ ton/h} \quad (17 \text{ kg/cm}^2, 206 \text{ }^\circ\text{C})$$

Del flujo de alta, 35 ton/h son consumidas por el Turbocompresor de Alta Presión por lo que el flujo restante, 28 ton/h, se hace pasar por la válvula de estrangulación para convertirse en vapor de media. La estrangulación provoca que el vapor termine su expansión con un alto grado de sobrecalentamiento y por lo tanto que sea necesario retirarle 3,160 kWt para que se alcancen las condiciones de saturación a las que se produce el vapor en la caldera de media. Es necesario aclarar que esta situación ocurre cuando la demanda térmica es máxima por lo que, a condiciones de menor demanda, el flujo a través de la válvula de estrangulación será también menor.

De esta manera las necesidades reales de vapor son:

$$F_{VAP} = 35 \text{ ton/h}$$

$$F_{VMP} = 40.3 \text{ ton/h}$$

I.- Generación de vapor con equipo actual

La alternativa de aprovechar la capacidad actual de generación de vapor considera la operación a la presión y temperaturas nominales de la caldera 6, 63 kg/cm² y 400 °C, para hacer pasar el flujo por una turbogenerador de vapor de contrapresión y obtener a su descarga vapor de media presión.

La caldera 7 se operará a las mismas condiciones actuales, 48 kg/cm², 400 °C, para alimentar al Turbocompresor de Alta Presión; no existe posibilidad de obtener vapor del turbogenerador, mediante una extracción a esta presión, ya que la temperatura sería menor que la requerida por el turbocompresor. La producción nominal de la caldera es menor que el flujo que requiere el turbocompresor, bajo las condiciones de máxima demanda térmica, por lo que será necesario estrangular 1 ton/hr de vapor de 63 a 48 kg/cm² para darle el flujo requerido.

- Generación de vapor

$$F_{VPN} = 41.3 \text{ ton/h} \quad 63 \text{ kg/cm}^2, 400 \text{ }^\circ\text{C} \quad h_{VPN} = 3,175 \text{ kJ/Kg}$$
$$= 11.5 \text{ kg/s}$$

$$F_{VAP} = 34 \text{ ton/h} \quad 48 \text{ kg/cm}^2, 400 \text{ }^\circ\text{C} \quad h_{VAP} = 3,201 \text{ kJ/Kg.}$$
$$= 9.4 \text{ kg/s}$$

$F_{VPNx} = 1 \text{ ton/h}$ (0.3 kg/s) es el flujo de vapor que complementa a F_{VAP} para el Turbocompresor de Alta Presión.

- Generación eléctrica

De acuerdo con estos valores, la potencia eléctrica que se podría generar es:

$$E_1 = (F_{VPN} - F_{VPNx})(h_1 - h_{2S})$$

$$(F_{VPN} - F_{VPNx}) = 40.3 \text{ ton/h} \\ = 11.2 \text{ kg/s}$$

$$h_1 = 3,175 \text{ kJ/kg} \quad @ \quad 63 \text{ kg/cm}^2 \\ s_1 = 6.52 \text{ kJ/kg K} \quad @ \quad 400 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$h_{2S} = 2,862.6 \text{ kJ/kg} \quad @ \quad 17 \text{ kg/cm}^2 \\ s_2 = s_1$$

$$E_1 = 11.2(3175 - 2862.6)$$

$$E_1 = 3,497 \text{ kW}$$

Considerando eficiencias de la turbina de 80 % y del generador de 94 % se tiene:

$$E_R = 2,622 \text{ kWe}$$

$$h_2 = 2,925 \text{ kJ/kg}$$

La fracción de potencia eléctrica requerida que el sistema satisface es:

$$FR_{pot} = \frac{2622}{26600} 100$$

$$FR_{pot} = 9.86 \%$$

La potencia determinada es la máxima que el turbogenerador entregaría, y sólo lo podrá hacer bajo condiciones de demanda térmica máxima.

- Calor útil

Calor que se utiliza directamente de la caldera:

$$QU_{AP} = (F_{VAP} + F_{VPNx})(h_{VAP} - h_{AA})$$

como se mencionó anteriormente, en este caso la condición de ingreso del agua de alimentación es a una temperatura de 120°C ($h_{AA} = 504.7 \text{ kJ/kg}$), y coincide con la de salida de proceso.

$$F_{VAP} + F_{VPNx} = 35 \text{ ton/h} \\ = 9.7 \text{ kg/s}$$

$$QU_{AP} = 9.7(3201 - 504.7)$$

$$QU_{AP} = 26,214 \text{ kWt}$$

Calor útil a la descarga de la turbina:

$$QU_{MP} = F_{VMP}(h_{VMP} - h_{AA})$$

$$F_{VMP} = (F_{VPN} - F_{VPNx}) = 11.2 \text{ kg/s}$$

$$QU_{MP} = 11.2(2794.4 - 504.7)$$

$$QU_{MP} = 25,632 \text{ kWt}$$

Se calcula con el valor de la entalpía a la que se utiliza el vapor, que es a condiciones de saturación, por supuesto si el vapor se utilizara a las condiciones a las que sale de la turbina este valor sería mayor.

El calor útil total es por lo tanto la suma de los anteriores:

$$QU = QU_{AP} + QU_{MP}$$

$$QU = 26214 + 25631$$

$$QU = 51,846 \text{ kWt}$$

- Relación Q/E del sistema de cogeneración

$$(Q/E)_{sc} = \frac{51846}{2622}$$

$$(Q/E)_{sc} = 19.8 \quad (\text{vs. la requerida de 2.07})$$

- El Índice de Calor Neto (ICN)

$$ICN = \frac{QS - QU/\eta_{Cald}}{E}$$

donde QS es el calor suministrado al sistema y QU/η_{Cald} la energía que sería necesario suministrar para producir solamente el calor útil mediante calderas .

$$\eta_{Cald} = 80 \% \quad \text{en este caso.}$$

El calor suministrado en cada caldera es el que aporta el combustible para llevar el agua desde la temperatura de entrada (en este caso 120°C) hasta la de salida:

Para la caldera 6, trabajando a presión nominal:

$$QS_{PN} = \frac{F_{VPN}(h_{VPN} - h_{AA})}{\eta_{Cald}}$$

$$h_{AA} = 504.7 \text{ kJ/kg @ } 120^{\circ}\text{C}$$

Para la caldera 7:

$$QS_{AP} = \frac{F_{VPA}(h_{VAP} - h_{AA})}{\eta_{Cald}}$$

Sustituyendo valores:

$$QS_{PN} = \frac{11.5(3175 - 504.7)}{0.8}$$

$$QS_{PN} = 38,293 \text{ kWt}$$

$$QS_{AP} = \frac{9.4(3201 - 504.7)}{0.8}$$

$$QS_{AP} = 31,831 \text{ kWt}$$

por lo tanto, el calor suministrado total es:

$$QS = QS_{PN} + QS_{AP}$$

$$QS = 70,124 \text{ kWt}$$

Finalmente, el Índice de Calor Neto resulta:

$$ICN = \frac{70124 - 51846}{0.8 \cdot 2622}$$

$$ICN = 2.03$$

II.- Generación de vapor a condiciones mayores

Considerando que la aplicación del esquema de cogeneración es en una instalación ya existente, se puede asumir el reemplazo de las calderas actuales por una, o varias, operando a condiciones mayores que las actuales, dando como resultado el poder obtener una mayor generación eléctrica, al aprovechar la expansión del flujo total de vapor generado a condiciones mas altas de presión y temperatura, en una turbina de contrapresión con una extracción. La extracción estará operando a la presión de 48 kg/cm², y la descarga a 17 kg/cm²

IIA.- Reemplazo de calderas por una de mayor capacidad, operando a la misma presión que la caldera actual de 63 kg/cm²

Como primer paso en la selección de alternativas de esquemas de cogeneración, para este caso en particular, se considera el cambio de las calderas por una que entregue el flujo total de vapor requerido, operando a mayor temperatura, proporcionando el vapor con un contenido energético mayor para generar una mayor potencia eléctrica al expandirse en la turbina. Al mantener el valor de la presión máxima de trabajo, se podrá hacer uso de los equipos auxiliares actuales (por ejemplo, las bombas de agua de alimentación y la planta de tratamiento de agua), a los que tal vez sea necesario complementar en su capacidad.

Debido a que la temperatura nominal de operación de las calderas actuales (400 °C) coincide con la de ingreso al Turbocompresor de Alta Presión, la selección de la temperatura a la que debe entregar la caldera el vapor debe hacerse con cuidado ya que, con el objetivo de generar una máxima potencia eléctrica, se podría elegir una temperatura demasiado alta que provoque tener una temperatura mucho mayor que la necesaria en la extracción y a la descarga, que no pueda manejar el turbocompresor y el proceso, requiriendo por lo tanto demasiada atemperación.

Bajo esta consideración resulta importante efectuar una revisión de como se sucede la expansión en la turbina desde las condiciones de entrada hasta la presión de la extracción:

El Turbocompresor de Alta Presión requiere vapor a 400°C y 48 kg/cm², condiciones que deberá tener el vapor a la extracción de la turbina seleccionada. Asumiendo que la expansión a través de la turbina se aproxima a un proceso isoentrópico, se puede saber la temperatura del vapor a la entrada de la turbina conociendo la presión correspondiente (63 kg/cm²).

Para la turbina de contrapresión, con extracción, se tiene:

condiciones requeridas en la extracción:

$$\begin{aligned}h_{VAP} &= 3,201 \text{ kJ/kg} \\s_{VAP} &= 6.6736 \text{ kJ/kg K}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}&@ \\&P = 48 \text{ kg/cm}^2 \\&T = 400^\circ\text{C}\end{aligned}$$

condiciones a la entrada, suponiendo $s = \text{constante}$:

$$\begin{array}{l} T_{VPN_0} = 442^\circ\text{C} \\ h_{VPN_0} = 3,281.6 \text{ kJ/kg} \end{array} \quad @ \quad \begin{array}{l} P = 63 \text{ kg/cm}^2 \\ s = 6.6736 \text{ kJ/kg K} \end{array}$$

Nótese que las condiciones halladas son bajo la consideración de una expansión isentrópica en la turbina, lo que en la realidad no es cierto, partiendo de las condiciones anteriores, la temperatura que posea el vapor en la extracción será mayor que 400°C debido a que la expansión terminará con una entalpía mayor al considerar la eficiencia de expansión (80%, según se vió anteriormente).

Corrigiendo el valor de la entalpía a la entrada de la turbina se obtiene que las condiciones del vapor son:

$$\begin{array}{l} T_{VPN} = 440^\circ\text{C} \\ P_{VPN} = 63 \text{ Kg/cm}^2 \\ h_{VPN} = 3,275.3 \text{ kJ/kg} \\ s_{VPN} = 6.6647 \text{ kJ/kg K} \end{array}$$

El esquema que se propone ahora es el de una turbina de contrapresión con una extracción, el flujo de vapor que manejará la máquina en su admisión será el total producido por la nueva caldera.

- Generación de vapor

Flujo requerido de alta presión:

$$\begin{array}{l} F_{VAP} = 35 \text{ ton/h} \\ \quad = 9.7 \text{ kg/s} \end{array} \quad P_{VAP} = 48 \text{ kg/cm}^2$$

Flujo requerido de media presión:

$$\begin{array}{l} F_{VMP} = 40.3 \text{ ton /h} \\ \quad = 11.2 \text{ kg/s} \end{array} \quad P_{VMP} = 17 \text{ kg/cm}^2$$

Flujo total a producir por la caldera:

$$\begin{array}{l} F_{VPN} = 75.3 \text{ ton /h} \\ \quad = 20.9 \text{ kg/s} \end{array} \quad P_{VPN} = 63 \text{ kg/cm}^2$$

- Generación eléctrica

De acuerdo con estos valores, la potencia eléctrica que se podría generar es:

$$E_1 = F_{VPN}(h_1 - h_{EAPs}) + F_{VMP}(h_{EAPs} - h_{2s})$$
$$F_{VPN} = 20.9 \text{ kg/s}$$
$$F_{VMP} = 11.2 \text{ kg/s}$$
$$h_1 = 3,275.3 \text{ kJ/kg} \quad @ \quad 63 \text{ kg/cm}^2$$
$$s_1 = 6.6647 \text{ kJ/kg K} \quad 440 \text{ }^\circ\text{C}$$
$$h_{EAPs} = 3,195.9 \text{ kJ/kg} \quad @ \quad 48 \text{ kg/cm}^2$$
$$s_{EAPs} = s_1$$
$$h_{2s} = 2,936.8 \text{ kJ/kg} \quad @ \quad 17 \text{ kg/cm}^2$$
$$s_2 = s_1$$

$$E_1 = 20.9(3275.3 - 3195.9) + 11.2(3195.9 - 2936.8)$$
$$E_1 = 4,561.3 \text{ kW}$$

Considerando una eficiencia de la turbina de 80 % y del generador de 94 % se tiene:

$$E_R = 3,421 \text{ kWe}$$

$$h_{EAP} = 3,211.8 \text{ kJ/kg}$$
$$h_2 = 3,004.5 \text{ kJ/kg}$$

La fracción de potencia eléctrica requerida que el sistema satisface es:

$$FR_{pot} = \frac{3421}{26600} 100$$

$$FR_{pot} = 12.9 \%$$

Al igual que en el caso anterior, la potencia determinada es la máxima que el turbogenerador entregaría, y sólo bajo condiciones de demanda térmica máxima.

- Calor útil

El calor útil proporcionado por el esquema de cogeneración es el mismo que en el caso anterior, ya que se está procediendo sobre la misma base de diseño, aún cuando tanto a la extracción de alta presión como a la descarga de la turbina, el vapor posee un mayor contenido energético que el demandado por el proceso, el cálculo del calor útil se basa en las condiciones a las que es requerido.

Calor útil a la extracción de alta presión de la turbina:

$$QU_{AP} = 26,214 \text{ kWt}$$

Calor útil a la descarga de la turbina:

$$QU_{MP} = 25,632 \text{ kWt}$$

El calor útil total es:

$$QU = 51,846 \text{ kWt}$$

- Relación Q/E del sistema de cogeneración

$$(Q/E)_{sc} = \frac{51846}{3421}$$

$$(Q/E)_{sc} = 15.2$$

(vs. la requerida de 2.07)

- El Índice de Calor Neto (ICN)

$$ICN = \frac{QS - QU/\eta_{Cald}}{E}$$

$$\eta_{Cald} = 80\%$$

El calor suministrado en la caldera es:

$$QS_{PN} = \frac{F_{VPN}(h_{VPN} - h_{AA})}{\eta_{Cald}}$$

$$QS_{PN} = \frac{20.9(3275.3 - 504.7)}{0.8}$$

$$QS_{PN} = 72,439.7 \text{ kWt}$$

como ahora sólo en esta caldera se produce vapor, el calor suministrado total es:

$$QS = 72,439.7 \text{ kWt}$$

Finalmente, el Índice de Calor Neto resulta:

$$ICN = \frac{72439.7 - 51846/0.8}{3421}$$

$$ICN = 2.23$$

Como se ve, aunque la generación eléctrica se ha incrementado en aproximadamente 30%, el índice de calor neto resulta mas alto, es decir el consumo de combustible atribuible a la generación de electricidad es mayor (por kwh) que en el caso anterior, en todo caso el ICN obtenido resulta menor que el que presenta una central de generación termoeléctrica, por lo que tal vez el esquema proporcione ventajas económicas en la reducción de la facturación eléctrica.

IIB - Reemplazo de las calderas por una operando a mayores condiciones de presión y temperatura.

El siguiente paso a considerar en la selección de alternativas de esquemas de cogeneración es la posibilidad de reemplazar las calderas actuales por una que produzca el flujo de vapor requerido a condiciones mayores de presión y temperatura para aprovechar su mayor contenido energético en la generación eléctrica. Ahora el reemplazo implica también el cambio de equipos auxiliares que en el caso anterior se podrían seguir utilizando y que no resultan aplicables a la operación con la nueva caldera.

Al igual que en el caso anterior, también resulta importante la selección de las condiciones de presión y temperatura apropiadas a la admisión de la turbina (las de generación de vapor) para evitar que se obtenga vapor con temperatura muy por encima de las necesidades de la empresa.

En este caso se seleccionó la presión de 86 kg/cm² para la generación de vapor ya que está en los valores límite de las calderas para servicio industrial. La temperatura del vapor, correspondiente a dicha presión, para no tener altas temperaturas a la extracción y a la descarga de la turbina, resultó ser 485°C.

El flujo de vapor tanto de alta como de media presión no varían de tal manera que son los mismos que los calculados anteriormente; procediendo con el análisis de la misma manera que en el caso IIA, se obtiene lo siguiente:

- Generación de vapor

$$F_{VPN} = 75.3 \text{ ton/h} \\ = 20.9 \text{ kg/s}$$

$$P_{VPN} = 86 \text{ kg/cm}^2$$

- Generación eléctrica

De acuerdo con estos valores, la potencia eléctrica que se podría generar es:

$$E_1 = F_{VPN}(h_1 - h_{EAP}) + F_{VMP}(h_{EAP} - h_{2s})$$

$$F_{VPN} = 20.9 \text{ kg/s}$$

$$F_{VMP} = 11.2 \text{ kg/s}$$

$$h_1 = 3,355.2 \text{ kJ/kg} \quad @ \quad 86 \text{ kg/cm}^2 \\ s_1 = 6.6417 \text{ kJ/kg K} \quad @ \quad 485 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$h_{EAP} = 3,180.5 \text{ kJ/kg} \quad @ \quad 48 \text{ kg/cm}^2 \\ s_{EAP} = s_1$$

$$h_{2s} = 2,924.1 \text{ kJ/kg} \quad @ \quad 17 \text{ kg/cm}^2 \\ s_2 = s_1$$

$$E_1 = 20.9(3355.2 - 3180.5) + 11.2(3180.5 - 2924.1)$$

$$E_1 = 6,525.5 \text{ kW}$$

Considerando una eficiencia de la turbina de 80 % y del generador de 94 % se tiene:

$$E_R = 4,894 \text{ kWe}$$

$$h_{EAP} = 3,215.4 \text{ kJ/kg}$$

$$h_2 = 3,010.2 \text{ kJ/kg}$$

La fracción de potencia eléctrica requerida que el sistema satisface es:

$$FR_{pot} = \frac{4894}{26600} 100$$

$$FR_{pot} = 18.4 \%$$

Al igual que en los casos anteriores, la potencia determinada es la máxima que el turbogenerador entregaría, y sólo bajo condiciones de demanda térmica máxima.

- Calor útil

Calor útil a la extracción de alta presión de la turbina:

$$QU_{AP} = 26,214 \text{ kWt}$$

Calor útil a la descarga de la turbina:

$$QU_{MP} = 25,632 \text{ kWt}$$

El calor útil total es:

$$QU = 51,846 \text{ kWt}$$

- Relación Q/E del sistema de cogeneración

$$(Q/E)_{sc} = \frac{51846}{4894}$$

$$(Q/E)_{sc} = 10.6 \quad (\text{vs. la requerida de 2.07})$$

- El Índice de Calor Neto (ICN)

El calor suministrado en la caldera es:

$$QS_{PN} = \frac{F_{VPN}(h_{VPN} - h_{AA})}{\eta_{Cald}}$$

$$QS_{PN} = \frac{20.9(3355.2 - 504.7)}{0.8}$$

$$QS_{PN} = 74,528.7 \text{ kWt}$$

como ahora sólo en esta caldera se produce vapor, el calor suministrado total es:

$$QS = 74,528.7 \text{ kWt}$$

Finalmente, el Índice de Calor Neto resulta:

$$ICN = \frac{74528.7 - 51846/0.8}{4894}$$

$$ICN = 1.99$$

El reemplazo de las calderas por una que opere a mayores condiciones resulta muy conveniente en este caso, ya que el índice de calor neto revela que el combustible atribuible a la generación eléctrica es menor que para la condición analizada en el inciso I, lo que indica que el costo del kWh para la empresa, por concepto exclusivamente de combustible, será bajo.

III. - Generación de vapor para satisfacción de la máxima demanda eléctrica. Utilización de turbina de vapor condensante y con extracciones

Como siguiente alternativa, en lo que se refiere a esquemas de cogeneración con turbina de vapor, se tiene la utilización de una turbina condensante, dimensionada para entregar la potencia máxima requerida por la empresa, satisfaciendo la demanda térmica mediante extracciones de vapor a las presiones que se requieran.

El esquema se puede concebir como una ampliación del anterior, las condiciones a la admisión de la turbina son iguales, para garantizar las condiciones energéticas del vapor a las extracciones, además la turbina deberá ser de mayores dimensiones para poder manejar el flujo extra de vapor que es necesario para poder entregar la generación eléctrica requerida.

El vapor en exceso sobre el requerido se expandirá en la turbina desde la presión de media hasta la que sitúe el condensador en función de las condiciones ambientales.

La presente opción presenta la mas alta inversión ya que, además de la caldera de mayor capacidad, tanto en flujo como en condiciones de operación, y del grupo turbogenerador, se requieren equipos auxiliares cuya capacidad es importante, por ejemplo el sistema de enfriamiento (condensador, torre de enfriamiento, bombas de circulación), deareador, bombas de agua de alimentación, planta desmineralizadora y otros equipos de menor tamaño.

Por otra parte, este esquema proporcionará la mas alta flexibilidad ya que el condensador permitirá 'absorber' las variaciones de demanda térmica o eléctrica que se manifiesten por las necesidades de la empresa.

En este caso, la presión de descarga de la turbina se selecciona como 0.06 kg/cm² ABS, correspondiente a una temperatura de saturación de 35°C, que sería la que se lograría con una temperatura de agua de enfriamiento de 15°C.

El análisis ahora implica determinar el flujo de vapor a producir en la caldera para que el turbogenerador genere la potencia requerida bajo la condición de máxima demanda térmica, así como determinar el flujo de vapor necesario a producir para la generación de electricidad correspondiente a la máxima demanda eléctrica.

- Generación eléctrica

La generación eléctrica que el sistema debe alcanzar será la demanda eléctrica requerida bajo la condición de máxima demanda térmica:

$$E_R = 26,600 \text{ kW}$$

$$E_I = F_{VPN}(h_1 - h_{EAPs}) + (F_{VPN} - F_{VAP})(h_{EAPs} - h_{EMP_s}) + (F_{VPN} - F_{VAP} - F_{VMP})(h_{EMP_s} - h_{2s})$$

$$F_{VAP} = 9.7 \text{ kg/s}$$

$$F_{VMP} = 11.2 \text{ kg/s}$$

$$h_1 = 3,355.2 \text{ kJ/kg} \quad @ \quad 86 \text{ kg/cm}^2$$

$$s_1 = 6.6417 \text{ kJ/kg K} \quad @ \quad 485 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$h_{EAPs} = 3,180.5 \text{ kJ/kg} \quad @ \quad 48 \text{ kg/cm}^2$$

$$s_{EAP} = s_1$$

$$h_{EMP_s} = 2,924.0 \text{ kJ/kg} \quad @ \quad 17 \text{ kg/cm}^2$$

$$s_{EMP} = s_1$$

$$h_{2s} = 2,044.9 \text{ kJ/kg} \quad @ \quad 0.06 \text{ kg/cm}^2$$

$$s_2 = s_1$$

$$E_I = F_{VPN}(3355.2 - 3180.5) + (F_{VPN} - 9.7)(3180.5 - 2924.1) + (F_{VPN} - 9.7 - 11.2)(2924.0 - 2044.9)$$

La potencia ideal esta dada por:

$$E_I = \frac{E_R}{\eta_T * \eta_G}$$

Considerando una eficiencia de la turbina de 80 % y del generador de 94 % se tiene:

$$E_I = \frac{26600}{0.80 * 0.94}$$

$$E_I = 35,372 \text{ kW}$$

El flujo de vapor necesario resulta:

$$F_{VPN} = 43 \text{ kg/s} \\ = 154.8 \text{ ton/h}$$

$$\begin{aligned}
 h_{EAP} &= 3,215.4 \text{ kJ/kg} \\
 h_{EMP} &= 3,010.2 \text{ kJ/kg} \\
 h_2 &= 2,306.9 \text{ kJ/kg}
 \end{aligned}$$

A diferencia de los casos anteriores, la generación de electricidad satisface la demanda eléctrica y se puede notar que la potencia la podrá entregar el turbogenerador a diferentes condiciones de demanda térmica.

- Calor útil

Calor útil a la extracción de alta presión de la turbina:

$$QU_{AP} = 26,214 \text{ kWt}$$

Calor útil a la descarga de la turbina:

$$QU_{MP} = 25,632 \text{ kWt}$$

El calor útil total es:

$$QU = 51,846 \text{ kWt}$$

- Relación Q/E del sistema de cogeneración

$$(Q/E)_{sc} = \frac{51846}{26600}$$

$$(Q/E)_{sc} = 1.95 \quad (\text{vs. la requerida de } 2.07)$$

- El Índice de Calor Neto (ICN)

El calor suministrado en la caldera es:

$$QS_{PN} = \frac{F_{VPN}(h_{VPN} - h_{AA})}{\eta_{Cald}}$$

$$QS_{PN} = \frac{43(3355.2 - 504.7)}{0.8}$$

$$QS_{PN} = 153,223 \text{ kWt}$$

como ahora sólo en esta caldera se produce vapor, el calor suministrado total es:

$$Q_S = 153,223 \text{ kWt}$$

Finalmente, el Índice de Calor Neto resulta:

$$ICN = \frac{153223 - 51846/0.8}{26600}$$

$$ICN = 3.32$$

Como puede notarse, la generación eléctrica que satisfaga la demanda eléctrica de la planta obliga a un alto consumo de combustible como lo revela el ICN determinado, cuyo valor es similar al consumo térmico unitario de generación termoeléctrica, de tal manera que este esquema no presenta ventaja en la reducción del consumo de energéticos a nivel nacional.

Este esquema deberá estar diseñado para satisfacer la máxima demanda eléctrica, se puede adelantar que, dado que la demanda térmica correspondiente a esta condición es menor que la máxima, el ICN resultará mayor debido a que se enviará una cantidad mayor de vapor al condensador.

En la Tabla 4.1 se resumen los datos y resultados de los análisis anteriores.

4.5.1.2. Satisfacción de la máxima demanda eléctrica.

De las opciones analizadas anteriormente, sólo la III es la que puede proporcionar satisfacción eléctrica al 100%, bajo cualquier condición de carga; las otras satisfacen sólo una fracción de las necesidades eléctricas dependiendo de la magnitud de las térmicas.

Se puede asumir que la potencia de una turbina de contrapresión varía en relación proporcional con el flujo de vapor que se hace pasar por ella, aunque en la realidad el consumo específico a diferentes cargas no se comporta linealmente.

Las condiciones de demanda energética son:

$$Q_{REQ} = 50,000 \text{ kWt}$$

$$E_{REQ} = 28,359 \text{ kWe}$$

$$(Q/E)_{REQ} = 1.76$$

Los flujos reales de vapor requeridos son:

$$F_{VAP} = 30 \text{ ton/h}$$

$$F_{VMP} = 38.4 \text{ ton/h}$$

Siguiendo el mismo procedimiento anterior, para el diseño bajo condiciones de máxima demanda térmica, se obtienen los datos y resultados para esta condición, que se muestran en la Tabla 4.2.

4.5.1.3. Análisis a otras condiciones de demanda energética.

Las Tablas 4.3 y 4.4 resumen los análisis realizados para la satisfacción de las mínimas demandas térmica y eléctrica, respectivamente.

4.5.2. Cogeneración con turbina de gas y recuperador de calor.

De acuerdo con los análisis anteriores, los sistemas de cogeneración con turbina de vapor de contrapresión no pueden satisfacer al 100 % las necesidades energéticas de la empresa y el sistema con turbina de vapor condensante no representa ventaja en su aplicación, a pesar de contar con amplia flexibilidad para cubrirlas.

La alternativa del sistema de cogeneración con turbina de gas resulta atractiva ya que, como se mencionó anteriormente, su relación inherente Q/E se ajusta mejor a la requerida por la empresa.

La turbina de gas con caldera de recuperación de calor sin postcombustión se comporta de manera similar a la turbina de vapor de contrapresión, en ambas la disponibilidad de energía térmica depende de la generación eléctrica; de tal manera que, con la variación de la demanda eléctrica, el sistema podrá satisfacer parte de la térmica o bien se tendrán excedentes de calor que no se utilizarán; en general el objetivo, desde el punto de vista operativo, será nuevamente la satisfacción térmica al 100 % con el mínimo de energía desperdiciada al medio ambiente. Por otro lado, con objeto de dar flexibilidad al sistema se puede tomar en consideración el añadir postcombustión al esquema.

4.5.2.1. Satisfacción de la máxima demanda eléctrica.

Con objeto de determinar la cantidad de calor que el esquema puede entregar, se procederá al análisis bajo la condición de máxima demanda eléctrica, que arrojará como resultado el mayor flujo posible de gases a la descarga de la turbina de gas y, por lo tanto, la mayor producción de calor.

Resulta muy importante contar con información de fabricantes de turbinas de gas, referente a las condiciones con las que operan, así como la generación eléctrica que proporcionan, con objeto de que el análisis resulte lo mas cercano a la realidad y que se facilite la selección posterior de una turbina que realmente se pueda fabricar.

De la Tabla 3.3 se obtiene que las condiciones requeridas son:

$$Q_{REQ} = 50,000 \text{ kWt}$$
$$E_{REQ} = 28,359 \text{ kWe}$$

TABLA 4.1 ANALISIS DE SISTEMAS DE COGENERACION CON TURBINA DE VAPOR

SATISFACCION DE LA MAXIMA DEMANDA TERMICA							
ENERGIA TERMICA Y ELECTRICA REQUERIDA		EREQ	kWe	26,600			
		QREQ		QREQ	QAP	QMP	
			kWt	55,000	47,200	7,800	
GENERACION ACTUAL DE VAPOR		FLUJO		FV	FVAPC	FVMPC	
A. P. 48 kg/cm2, 400°C			ton/h	75.28	63.02	12.26	
M.P. 17 kg/cm2, SAT.		ENTALPIA			hVAPC	hVMP	
			kJ/kg		3,201.00	2,794.40	
NECESIDADES REALES DE VAPOR		FLUJO		FV	FVAP	FVMP	
A. P. 48 kg/cm2, 400°C			ton/h	75.30	35.00	40.30	
M.P. 17 kg/cm2, SAT.		ENTALPIA			hVAP	hVMP	
			kJ/kg		3,201.00	2,794.40	
				I.- CALDERAS ACTUALES 63 kg/cm2, 400°C	IIA.- CALDERA NUEVA 83 kg/cm2, 440°C	IIB.- CALDERA NUEVA 86 kg/cm2, 485°C	III.- MAXIMA GENERACION 86 kg/cm2, 485°C
GENERACION VAPOR PARA EL SISTEMA DE COGENERACION	P.NOMINAL	FVPN	ton/h	41.30	75.30	75.30	154.81
	A.P.	FVAP	ton/h	34.00			
	TOTAL	FV	ton/h	75.30	75.30	75.30	154.81
ENTALPIAS SALIDA CALDERA	P.NOMINAL	hVFN	kJ/kg	3,175.00	3,275.30	3,355.20	3,355.20
	A.P.	hVAP	kJ/kg	3,201.00			
	M.P.	hVMP	kJ/kg				
EXTRACCION TURBINA ALTA PRESION	IDEAL	hEAPs	kJ/kg		3,195.90	3,180.50	3,180.50
	REAL	hEAP	kJ/kg		3,211.78	3,215.44	3,215.44
EXTRACCION TURBINA MEDIA PRESION	IDEAL	hEMP	kJ/kg				2,924.00
	REAL	hEMP	kJ/kg				3,010.24
DESCARGA TURBINA	IDEAL	h2s	kJ/kg	2,862.60	2,936.80	2,924.00	2,044.90
	REAL	h2	kJ/kg	2,925.08	3,004.50	3,010.24	2,308.96
POTENCIA ENTREGADA SIST. COGENERACION	IDEAL	EI	kW	3,497.14	4,561.26	6,525.52	35,464.95
	REAL	ER	kWe	2,622.86	3,420.95	4,894.14	26,598.71
FRACCION POT. REQ.		FRpot	%	9.86	12.86	18.40	100.00
CALOR DESC. TURB.	A.P.	GDTAP	kWt		26,318.83	26,354.42	26,354.42
	M.P.	GDTMP	kWt	27,094.81	27,983.87	28,048.13	28,048.13
CALOR UTIL PROPORCIONADO POR EL SISTEMA DE COGENERACION	A.P.	QUAP	kWt	26,214.03	26,214.03	26,214.03	26,214.03
	M.P.	QUMP	kWt	25,631.92	25,631.92	25,631.92	25,631.92
	TOTAL	QU	kWt	51,845.95	51,845.95	51,845.95	51,845.95
RELACION Q/E SISTEMA		(Q/E) _s		19.77	15.16	10.59	1.95
CALOR SUMINISTRADO	P.NOMINAL	GSPN	kWt	38,292.84	72,439.65	74,528.70	153,224.27
	A.P.	QSAP	kWt	31,831.32			
	TOTAL	QS	kWt	70,124.16	72,439.65	74,528.70	153,224.27
CALOR A SUMINISTRAR PARA PRODUCIR EL CALOR UTIL		QU/EF _{cald}		64,807.43	64,807.43	64,807.43	64,807.43
INDICE DE CALOR NETO		ICN		2.03	2.23	1.99	3.32

TABLA 4.2 ANALISIS DE SISTEMAS DE COGENERACION CON TURBINA DE VAPOR

SATISFACCION DE LA MAXIMA DEMANDA ELECTRICA							
ENERGIA TERMICA Y ELECTRICA REQUERIDA	EREQ	kWe		28,359			
	OREQ			OREQ	QAP	QMP	
		kWt		50,000	42,900	7,100	
GENERACION ACTUAL DE VAPOR A. P. 48 kg/cm ² , 400°C M.P. 17 kg/cm ² , SAT.	FLUJO		FV	FVAPC	FVMPC		
		ton/h	68.44	57.28	11.16		
	ENTALPIA			hVAPC	hVMPC		
		kJ/kg		3,201.00	2,794.40		
NECESIDADES REALES DE VAPOR A. P. 48 kg/cm ² , 400°C M.P. 17 kg/cm ² , SAT.	FLUJO		FV	FVAP	FVMP		
		ton/h	68.40	30.00	38.40		
	ENTALPIA			hVAP	hVMP		
		kJ/kg		3,201.00	2,794.40		
				I.- CALDERAS ACTUALES 63 kg/cm ² , 400°C	IIA.- CALDERA NUEVA 63 kg/cm ² , 440°C	IIIB.- CALDERA NUEVA 66 kg/cm ² , 485°C	III.- MAXIMA GENERACION 66 kg/cm ² , 485°C
GENERACION VAPOR PARA EL SISTEMA DE COGENERACION	P.NOMINAL	FVPN	ton/h	38.40	68.40	68.40	155.65
	A.P.	FVAP	ton/h	30.00			
	TOTAL	FV	ton/h	68.40	68.40	68.40	155.65
ENTALPIAS SALIDA CALDERA	P.NOMINAL	hVPN	kJ/kg	3,175.00	3,275.30	3,355.20	3,355.20
	A.P.	hVAP	kJ/kg	3,201.00			
	M.P.	hVMP	kJ/kg				
EXTRACCION TURBINA ALTA PRESION	IDEAL	hEAPs	kJ/kg		3,195.90	3,180.50	3,180.50
	REAL	hEAP	kJ/kg		3,211.78	3,215.44	3,215.44
EXTRACCION TURBINA MEDIA PRESION	IDEAL	hEMPs	kJ/kg				2,924.00
	REAL	hEMP	kJ/kg				3,010.24
DESCARGA TURBINA	IDEAL	h2s	kJ/kg	2,862.80	2,936.80	2,924.00	2,044.90
	REAL	h2	kJ/kg	2,925.08	3,004.50	3,010.24	2,306.96
POTENCIA ENTREGADA SIST. COGENERACION	IDEAL	EI	kW	3,332.27	4,272.33	6,055.30	37,811.88
	REAL	ER	kWe	2,499.20	3,204.25	4,541.48	28,356.91
FRACCION POT. REQ.		FRpot	%	8.81	11.30	16.01	100.00
CALOR DESC. TURB.	A.P.	QDTAP	kWt		22,559.00	22,569.50	22,569.50
	M.P.	QDTMP	kWt	25,817.39	26,684.53	26,725.76	26,725.76
CALOR UTIL PROPORCIONAD POR EL SISTEMA DE COGENERACION	A.P.	QUAP	kWt	22,469.17	22,469.17	22,469.17	22,469.17
	M.P.	QUMP	kWt	24,423.47	24,423.47	24,423.47	24,423.47
	TOTAL	QU	kWt	46,892.63	46,892.63	46,892.63	46,892.63
RELACION Q/E SISTEMA		(Q/E)s		16.78	14.63	10.33	1.65
CALOR SUMINISTRADO	P.NOMINAL	QSPN	kWt	35,804.00	65,801.75	67,699.38	154,055.67
	A.P.	QSAP	kWt	28,086.48			
	TOTAL	QS	kWt	63,890.48	65,801.75	67,699.38	154,055.67
CALOR A SUMINISTRAR PARA PRODUCIR EL CALOR UTIL		Q/EF _{cald}		58,615.79	58,615.79	58,615.79	58,615.79
INDICE DE CALOR NETO		ICN		2.03	2.24	2.00	3.37

TABLA 4.3 ANALISIS DE SISTEMAS DE COGENERACION CON TURBINA DE VAPOR

SATISFACCION DE LA MINIMA DEMANDA TERMICA							
ENERGIA TERMICA Y ELECTRICA REQUERIDA		EREQ	kWe	24,000			
		OREQ		QREQ	QAP	OMP	
			kWt	36,340	31,140	5,200	
GENERACION ACTUAL DE VAPOR A. P. 48 kg/cm2. 400°C M.P. 17 kg/cm2. SAT.		FLUJO		FV	FVAPC	FVMPC	
			ton/h	49.75	41.58	8.18	
		ENTALPIA			hVAPC	hVMPC	
kJ/kg			3,201.00	2,794.40			
NECESIDADES REALES DE VAPOR A. P. 48 kg/cm2. 400°C M.P. 17 kg/cm2. SAT.		FLUJO		FV	FVAP	FVMP	
			ton/h	49.75	22.00	27.75	
		ENTALPIA			hVAP	hVMP	
kJ/kg			3,201.00	2,794.40			
				I.- CALDERAS ACTUALES 63 kg/cm2. 400°C	IIA.- CALDERA NUEVA 63 kg/cm2. 440°C	IIB.- CALDERA NUEVA 86 kg/cm2. 485°C	III.- MAXIMA GENERACION 86 kg/cm2. 485°C
GENERACION VAPOR PARA EL SISTEMA DE COGENERACION	P.NOMINAL	FVPN	ton/h	27.75	49.75	49.75	125.60
	A.P.	FVAP	ton/h	22.00			
	TOTAL	FV	ton/h	49.75	49.75	49.75	125.60
ENTALPIAS SALIDA CALDERA	P.NOMINAL	hVPN	kJ/kg	3,175.00	3,275.30	3,355.20	3,355.20
	A.P.	hVAP	kJ/kg	3,201.00			
	M.P.	hVMP	kJ/kg				
EXTRACCION TURBINA ALTA PRESION	IDEAL	hEAPs	kJ/kg		3,195.90	3,180.50	3,180.50
	REAL	hEAP	kJ/kg		3,211.78	3,215.44	3,215.44
EXTRACCION TURBINA MEDIA PRESION	IDEAL	hEMPs	kJ/kg				2,924.00
	REAL	hEMP	kJ/kg				3,010.24
DESCARGA TURBINA	IDEAL	h2s	kJ/kg	2,862.60	2,936.80	2,924.00	2,044.90
	REAL	h2	kJ/kg	2,925.08	3,004.50	3,010.24	2,306.96
POTENCIA ENTREGADA SIST. COGENERACION	IDEAL	EI	kW	2,408.08	3,094.49	4,391.44	31,998.74
	REAL	ER	kWe	1,806.06	2,320.87	3,293.58	23,999.05
FRACCION POT. REQ.		FRpot	%	7.53	9.67	13.72	100.00
CALOR DESC. TURB.	A.P.	QDTAP	kWt		16,543.27	16,565.63	16,565.63
	M.P.	QDTMP	kWt	18,657.10	19,269.29	19,313.54	19,313.54
CALOR UTIL PROPORCIONADO POR EL SISTEMA DE COGENERACION	A.P.	QUAP	kWt	16,477.39	16,477.39	16,477.39	16,477.39
	M.P.	QUMP	kWt	17,649.77	17,649.77	17,649.77	17,649.77
	TOTAL	QU	kWt	34,127.16	34,127.16	34,127.16	34,127.16
RELACION Q/E SISTEMA		(Q/E) _s		18.90	14.70	10.36	1.42
CALOR SUMINISTRADO	P.NOMINAL	QSPN	kWt	25,729.45	47,860.19	49,240.41	124,313.47
	A.P.	QSAP	kWt	20,596.74			
	TOTAL	QS	kWt	46,328.19	47,860.19	49,240.41	124,313.47
CALOR A SUMINISTRAR PARA PRODUCIR EL CALOR UTIL		QU/EF _{cald}		42,658.95	42,658.95	42,658.95	42,658.95
INDICE DE CALOR NETO		ICN		2.03	2.24	2.00	3.40



DEPFI

TABLA 4.4 ANALISIS DE SISTEMAS DE COGENERACION CON TURBINA DE VAPOR

SATISFACCION DE LA MINIMA DEMANDA ELECTRICA							
ENERGIA TERMICA Y ELECTRICA REQUERIDA		EREQ	kWe	21,400			
		QREQ		QREQ	QAP	QMP	
			kWt	45,900	40,000	5,900	
GENERACION ACTUAL DE VAPOR A. P. 48 kg/cm2. 400°C M.P. 17 kg/cm2. SAT.		FLUJO		FV	FVAPC	FVMPC	
			ton/h	62.68	53.41	9.28	
		ENTALPIA			hVAPC	hVMPC	
kJ/kg			3,201.00	2,794.40			
NECESIDADES REALES DE VAPOR A. P. 48 kg/cm2. 400°C M.P. 17 kg/cm2. SAT.		FLUJO		FV	FVAP	FVMP	
			ton/h	62.70	29.40	33.30	
		ENTALPIA			hVAP	hVMP	
kJ/kg			3,201.00	2,794.40			
				I.- CALDERAS ACTUALES 63 kg/cm2. 400°C	IIA.- CALDERA NUEVA 63 kg/cm2. 440°C	IIB.- CALDERA NUEVA 86 kg/cm2. 485°C	III.- MAXIMA GENERACION 86 kg/cm2. 485°C
GENERACION VAPOR	P.NOMINAL	FVPN	ton/h	33.30	62.70	62.70	126.25
PARA EL SISTEMA DE COGENERACION	A.P.	FVAP	ton/h	29.40			
	TOTAL	FV	ton/h	62.70	62.70	62.70	126.25
ENTALPIAS SALIDA CALDERA	P.NOMINAL	hVFN	kJ/kg	3,175.00	3,275.30	3,355.20	3,355.20
	A.P.	hVAP	kJ/kg	3,201.00			
	M.P.	hVMP	kJ/kg				
EXTRACCION TURBINA ALTA PRESION	IDEAL	hEAPs	kJ/kg		3,195.90	3,180.50	3,180.50
	REAL	hEAP	kJ/kg		3,211.78	3,215.44	3,215.44
EXTRACCION TURBINA MEDIA PRESION	IDEAL	hEMPs	kJ/kg				2,924.00
	REAL	hEMP	kJ/kg				3,010.24
DESCARGA TURBINA	IDEAL	h2s	kJ/kg	2,862.60	2,936.80	2,924.00	2,044.90
	REAL	h2	kJ/kg	2,925.08	3,004.50	3,010.24	2,306.96
POTENCIA ENTREGADA SIST. COGENERACION	IDEAL	EI	kW	2,889.70	3,779.56	5,415.32	28,545.75
	REAL	ER	kWe	2,167.28	2,834.67	4,061.49	21,409.31
FRACCION POT. REQ.		FRpot	%	10.13	13.25	18.98	100.04
CALOR DESC. TURB.	A.P.	QDTAP	kWt		22,107.82	22,137.71	22,137.71
	M.P.	QDTMP	kWt	22,388.52	23,123.15	23,176.25	23,176.25
CALOR UTIL PROPORCIONAD POR EL SISTEMA DE COGENERACION	A.P.	QUAP	kWt	22,019.78	22,019.78	22,019.78	22,019.78
	M.P.	QUMP	kWt	21,179.73	21,179.73	21,179.73	21,179.73
	TOTAL	QU	kWt	43,199.51	43,199.51	43,199.51	43,199.51
RELACION Q/E SISTEMA		(Q/E)s		19.93	15.24	10.64	2.02
CALOR SUMINISTRADO	P.NOMINAL	QSPN	kWt	30,875.34	60,318.27	62,057.76	124,956.81
	A.P.	QSAP	kWt	27,524.73			
	TOTAL	QS	kWt	58,400.07	60,318.27	62,057.76	124,956.81
CALOR A SUMINISTRAR PARA PRODUCIR EL CALOR UTIL		QU/EFcald		53,999.39	53,999.39	53,999.39	53,999.39
INDICE DE CALOR NETO		ICN		2.03	2.23	1.98	3.31

I.- Análisis de la turbina de gas

Las condiciones y parámetros de operación de la turbina de gas son:

Compresor:	Admisión:	Descarga:
	$T_1 = 25^\circ\text{C}$	
	$P_1 = 0.98 \text{ Bar}$ (Caída de presión a través del filtro de aire = 20mBar)	$P_2 = 10.5 \text{ Bar}$
	$\eta_c = 85\%$	
Turbina:	$T_3 = 1,100^\circ\text{C}$	$P_4 = 1.05 \text{ Bar}$ (Caída de presión a través del recuperador = 50mBar)
	$\eta_T = 90\%$	
Cámara de combustión:	$\Delta P_{CC} = 200 \text{ mBar}$ $\eta_{CC} = 99\%$	
Combustible:	Gas Natural:	
Poder calorífico	$PCI_{GN} = 37,300 \text{ kJ/Nm}^3$	
Densidad	$\rho_{GN} = 0.81 \text{ kg/Nm}^3$	
Relación aire/combustible estequiométrica	$A/C_{EST} = 13.8 \text{ kg}_{AIRF}/\text{Nm}^3$	
Propiedades promedio aire y gases:	$C_p = 1.1 \text{ kJ/kg K}$ $k = 1.4$ $\frac{k-1}{k} = 0.285$	

- Generación eléctrica

$$\frac{W_N}{C_p T_1} = \eta_T \left(\frac{T_3}{T_1} \right) \left(1 - 1/r_T^{k-1} \right) - \frac{1}{\eta_c} \left(r_c^{k-1} - 1 \right)$$

$$r_T = \frac{P_1}{P_4}$$

$$r_T = \frac{P_2 - \Delta P_{CC}}{P_4}$$

$$r_c = \frac{P_2}{P_1}$$

Sustituyendo valores:

$$r_T = 9.98$$

$$r_c = 10.71$$

$$r_T^{\frac{k-1}{k}} = 1.926$$

$$r_c^{\frac{k-1}{k}} = 1.966$$

$$\frac{W_N}{C_p T_1} = 0.90 \left(\frac{1100 + 273}{25 + 273} \right) (1 - 1/1.926) - \frac{1}{0.85} (1.966 - 1)$$

$$\frac{W_N}{C_p T_1} = 0.858$$

$$W_N = 0.858 * 1.1(25 + 273)$$

$$W_N = 281.24 \text{ kJ/kg}$$

La potencia eléctrica requerida es:

$$E_R = 28,359 \text{ kWe}$$

considerando una eficiencia del generador eléctrico de 94%:

$$E_i = 30,170 \text{ kW}$$

$$E_i = \text{Faire} * W_N$$

El flujo de aire que debe manejar la turbina de gas es:

$$\text{Faire} = 107.3 \text{ kg/s}$$

- Calor suministrado

$$q_s = \frac{C_p(T_1 - T_2)}{\eta_{cc}}$$

$$T_{2s} = T_1 * r_c^{\frac{k-1}{k}}$$

$$T_{2s} = (25 + 273) 1.966$$

$$T_{2s} = 585.9 \text{ K}$$

$$T_2 = T_1 + \frac{1}{\eta_c}(T_{2s} - T_1)$$

$$T_2 = 298 + \frac{1}{0.85}(585.9 - 298)$$

$$T_2 = 636.7 \text{ K} = 363.7^\circ\text{C}$$

$$q_s = 1.1((1100 + 273) - 636.7)/0.99$$

$$q_s = 818.2 \text{ kJ/kg}$$

$$Q_s = \text{Faire} * q_s$$

$$Q_s = 107.3 * 818.2$$

$$Q_s = 87,773 \text{ kWt}$$

- Flujo de combustible

$$m_{\text{comb}} = \frac{q_s}{\text{PCI}_{\text{GN}}}$$

$$m_{\text{comb}} = \frac{818.2}{37300}$$

$$m_{\text{comb}} = 0.0219 \text{ Nm}^3/\text{kgaire}$$

$$F_{\text{comb}} = \text{Faire} * m_{\text{comb}}$$

$$F_{\text{comb}} = 107.3 * 0.0219$$

$$F_{\text{comb}} = 2.35 \text{ Nm}^3/\text{s}$$

$$= 8,460 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

$$F_{\text{comb}} = 1.9 \text{ kg/s}$$

- Flujo de gases

$$F_{\text{GASES}} = F_{\text{aire}} + F_{\text{comb}}$$

$$F_{\text{GASES}} = 109.2 \text{ kg/s}$$

-Exceso de aire

$$E_{\text{aire}} = \frac{1}{m_{\text{comb}} * A/C_{\text{EST}}}$$

$$E_{\text{aire}} = \frac{1}{0.0219 * 13.8}$$

$$E_{\text{aire}} = 330 \%$$

- Temperatura de los gases a la salida de la turbina

$$T_{4S} = T_3 * \frac{1}{r_T k}$$

$$T_{4S} = (1100 + 273) \frac{1}{1.926}$$

$$T_{4S} = 713 \text{ K}$$

$$T_4 = T_3 - \eta_T(T_3 - T_{4S})$$

$$T_4 = (1100 + 273) - 0.90(1373 - 713)$$

$$T_4 = 779 \text{ K}$$

$$T_4 = 506^\circ\text{C}$$

La temperatura de salida de la turbina resulta adecuada para producir el vapor de alta presión, que se requiere a 400°C.

II.- Análisis de la caldera de recuperación.

El calor que descarga la turbina de gas se cederá en parte en la caldera de recuperación. Las condiciones del vapor a satisfacer deben ser, como se vió anteriormente:

Vapor de alta presión:

$$\begin{aligned}P_{VAP} &= 48 \text{ kg/cm}^2 \\T_{VAP} &= 400^\circ\text{C} \\h_{VAP} &= 3,201 \text{ kJ/kg}\end{aligned}$$

Vapor de media presión:

$$\begin{aligned}P_{VMP} &= 17 \text{ kg/cm}^2 \\T_{VMP} &= 206^\circ\text{C} \quad (\text{saturado}) \\h_{VMP} &= 2,794.4 \text{ kJ/kg}\end{aligned}$$

Agua de alimentación a caldera:

$$\begin{aligned}T_{AA} &= 120^\circ\text{C} \\h_{AA} &= 504.7 \text{ kJ/kg}\end{aligned}$$

El recuperador de calor se selecciona para operar a doble presión, el flujo total de agua de alimentación ingresa al economizador de media presión, gana calor hasta llegar prácticamente a condiciones de saturación y pasar a la zona del evaporador de media presión, de cuyo domo se tomará parte por las bombas de alta presión que la hará fluir al economizador de alta presión; el evaporador de media presión debe proporcionar el flujo de vapor correspondiente a condiciones de saturación. Del economizador de alta presión el agua fluye al evaporador correspondiente y de éste al sobrecalentador que le imparte el calentamiento desde la temperatura de saturación hasta la requerida por el servicio de alta presión.

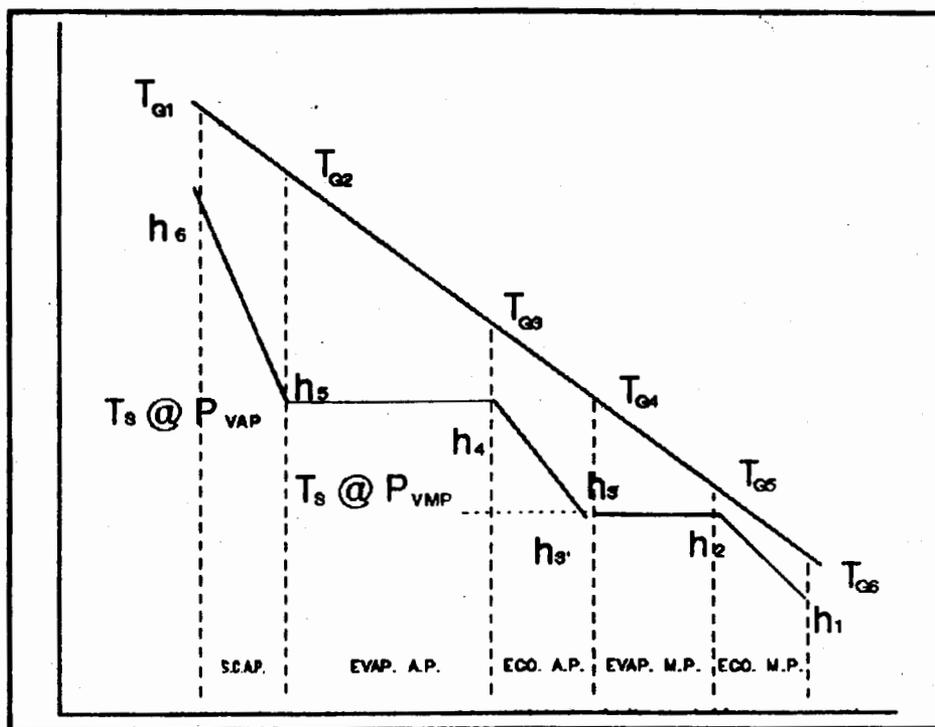
La proporción de vapor de alta y media presión que se requiere bajo las condiciones de operación de máxima demanda eléctrica de la empresa es, aproximadamente:

$$F_{VAP}/F_V = 0.44$$

$$F_{VMP}/F_V = 0.56$$

En la Fig. 4.1 se muestra un diagrama esquemático de los perfiles de enfriamiento de los gases y calentamiento del vapor a su paso por el recuperador. Como puede notarse, existen dos puntos en los que los perfiles quedan próximos, conocidos como 'Pinch-point'. Como regla general se recomienda que la diferencia entre la temperatura de los gases y la del vapor en el 'Pinch-point' sea de entre 10 y 15°C para tener un diseño económico del recuperador.

FIGURA 4.1 PERFILES DE ENFRIAMIENTO DE GASES Y CALENTAMIENTO DEL VAPOR EN EL RECUPERADOR DE CALOR



Para el análisis del recuperador, se utilizará la nomenclatura de la Fig. 4.1 en la que la temperatura de entrada de gases al recuperador (T_{G1}) coincide con la de descarga de la turbina de gas (T_4) del análisis anterior.

El análisis del recuperador de calor tiene por objetivo determinar el flujo de vapor que puede proporcionar trabajando con el flujo de gases que le entrega la turbina. El procedimiento se basa en la realización de balances de energía en cada una de las partes del recuperador.

Los datos conocidos en cada etapa son los siguientes:

Economizador de media presión

-Lado de agua:

$$h_1 = 504.7 \text{ kJ/kg}$$

$$@ \quad T_{AA} = 120^\circ\text{C}$$

$$h_2 = 879.5 \text{ kJ/kg} = h_f$$

$$T_2 = 206^\circ\text{C} = T_s$$

$$@ \quad P_{VMP} = 17 \text{ kg/cm}^2$$

$$F_{AGUA} = F_V$$

-Lado de gases:

$$T_{G5} = T_2 + \Delta T_{PP}$$

$$T_{G5} = 206 + 15 = 221^\circ\text{C} \quad (\text{como m\u00ednimo})$$

$$T_{G6} = \quad (\text{debe ser mayor que } 120^\circ\text{C})$$

$$F_{GASES} = 109.2 \text{ kg/s}$$

Evaporador de media presi\u00f3n

-Lado de vapor:

$$h_2 = 879.5 \text{ kJ/kg}$$

$$h_3 = 2,794.4 \text{ kJ/kg} = h_g \quad @ \quad P_{VMP} = 17 \text{ kg/cm}^2$$

$$F_{VMP} = 0.56 * F_V$$

-Lado de gases:

$$T_{G4} =$$

$$T_{G5} = 221^\circ\text{C} \quad (\text{como m\u00ednimo})$$

$$F_{GASES} = 109.2 \text{ kg/s}$$

Economizador de alta presi\u00f3n

-Lado de agua:

$$h_3 = 879.5 \text{ kJ/kg}$$

$$h_4 = 1,141.8 \text{ kJ/kg} = h_f \quad @ \quad P_{VAP} = 48 \text{ kg/cm}^2$$
$$T_4 = 261.4^\circ\text{C} = T_s$$

$$F_{AGUA} = F_{VAP} = 0.44 * F_V$$

-Lado de gases:

$$T_{G3} = T_4 + \Delta T_{PP}$$

$$T_{G3} = 261.4 + 15 = 276.4^{\circ}\text{C} \quad (\text{como mínimo})$$

$$T_{G4} =$$

$$F_{\text{GASES}} = 109.2 \text{ kg/s}$$

Evaporador de alta presión

-Lado de vapor:

$$h_4 = 1141.8 \text{ kJ/kg}$$

$$h_3 = 2,795.7 \text{ kJ/kg} = h_g$$

$$@ \quad P_{\text{VAP}} = 48 \text{ kg/cm}^2$$

$$F_{\text{VAP}} = 0.44 * F_v$$

-Lado de gases

$$T_{G2} =$$

$$T_{G3} = 276.4^{\circ}\text{C} \quad (\text{como mínimo})$$

$$F_{\text{GASES}} = 109.2 \text{ kg/s}$$

Sobrecalentador de alta presión

-Lado de vapor:

$$h_5 = 2,795.7 \text{ kJ/kg}$$

$$h_6 = 3,201 \text{ kJ/kg}$$

$$@ \quad \begin{aligned} P_{\text{VAP}} &= 48 \text{ kg/cm}^2 \\ T_{\text{VAP}} &= 400^{\circ}\text{C} \end{aligned}$$

$$F_{\text{VAP}} = 0.44 * F_v$$

-Lado de gases:

$$T_{G1} = 505.7^{\circ}\text{C}$$

$$T_{G2} =$$

$$F_{\text{GASES}} = 109.2 \text{ kg/s}$$

- Generación de vapor

Determinación del flujo de vapor que puede producir la caldera de recuperación de calor.

- Balance de energía entre el evaporador de media y el sobrecalentador de alta presión:

El calor cedido por los gases es igual al absorbido por el vapor:

$$Q_V = Q_G$$

$$F_{VAP}(h_6 - h_3) + F_{VMP}(h_3 - h_2) = F_{GASES} * C_P(T_{G1} - T_{G5})$$

$$F_V = \frac{F_{GASES} * C_P(T_{G1} - T_{G5})}{(F_{VAP}/F_V)(h_6 - h_3) + (F_{VMP}/F_V)(h_3 - h_2)}$$

Sustituyendo valores se obtiene:

$$F_V = 16.3 \text{ kg/s} \\ = 58.7 \text{ ton/h}$$

Los flujos de vapor resultan:

$$F_{VAP} = 0.44 * F_V$$

$$F_{VAP} = 7.2 \text{ kg/s} \\ F_{VAP} = 25.8 \text{ ton/h}$$

$$F_{VMP} = 0.56 * F_V$$

$$F_{VMP} = 9.2 \text{ kg/s} \\ F_{VMP} = 33 \text{ ton/h}$$

Ahora es necesario verificar que no se viola la temperatura de salida de los gases del recuperador de calor:

- Balance de energía en el economizador de baja presión:

$$F_V(h_2 - h_1) = F_{GASES} * C_P(T_{G5} - T_{G6})$$

$$T_{G6} = T_{G5} - \frac{F_V(h_2 - h_1)}{F_{GASES} * C_P}$$

$$T_{G6} = 170^\circ\text{C} > 120^\circ\text{C} \quad (\text{resulta adecuada})$$

Verificación de la diferencia de temperatura en el 'Pinch point' del evaporador de alta presión.

· Balance de energía en el evaporador de media presión:

$$F_{VMP}(h_3-h_2) = F_{GASES} * C_P(T_{G4} - T_{G3})$$

$$T_{G4} = T_{G3} + \frac{F_{VMP}(h_3-h_2)}{F_{GASES} * C_P}$$

$$T_{G4} = 367^\circ\text{C}$$

· Balance de energía en el economizador de alta presión:

$$F_{VAP}(h_4-h_3) = F_{GASES} * C_P(T_{G3} - T_{G4})$$

$$T_{G3} = T_{G4} + \frac{F_{VAP}(h_4-h_3)}{F_{GASES} * C_P}$$

$$T_{G3} = 383^\circ\text{C} > 276.4^\circ\text{C (como mínimo)}$$

-Calor útil

Vapor de alta presión:

$$QU_{AP} = F_{VAP}(h_6-h_1)$$

$$QU_{AP} = 19,319 \text{ kWt}$$

$$QU_{MP} = F_{VMP}(h_3-h_1)$$

$$QU_{MP} = 20,999 \text{ kWt}$$

Calor útil total:

$$QU = QU_{AP} + QU_{MP}$$

$$QU = 40,318 \text{ kWt}$$

- Relación Q/E del sistema de cogeneración

$$(Q/E)_{sc} = \frac{40318}{28359}$$

$$(Q/E)_{sc} = 1.42$$

- Índice de Calor Neto (ICN)

Calor suministrado

El calor suministrado se determinó en el análisis de la turbina de gas:

$$QS = 87,773 \text{ kWt}$$

$$ICN = \frac{QS - QU/\eta_{Cald}}{E}$$

Considerando una eficiencia de caldera de 80%:

$$ICN = \frac{87773 - 40318/0.8}{28359}$$

$$ICN = 1.32$$

Como puede notarse, el índice de calor neto para este esquema resulta mas conveniente que el obtenido con los de turbina de vapor.

El sistema no es capaz, de acuerdo con sus características inherentes, de satisfacer la demanda térmica de la empresa, con objeto de cumplir con ello, se pueden considerar dos alternativas:

- Utilizar postcombustión a la descarga de la turbina de gas, con lo que se tendría una temperatura mayor de los gases producto de la combustión a la entrada del recuperador de calor, manejando prácticamente el mismo flujo de gases..
- Incrementar la capacidad de la turbina de gas con objeto de tener un mayor flujo de gases, a las mismas condiciones de temperatura que se tienen en el análisis realizado (es decir la turbina trabajaría bajo el mismo ciclo termodinámico).

III.- Análisis de caldera de recuperación con postcombustión

En el caso de postcombustión, la diferencia entre el flujo de vapor requerido por la empresa y el que produce el recuperador de calor sin postcombustión, debe ser proporcionado mediante la adición de combustible, elevando la temperatura de los gases a su entrada.

Los recuperadores de calor operan, generalmente, con temperaturas de entrada por debajo de 925°C.

En este caso, es necesario determinar el calor necesario a suministrar en adición al proporcionado por la turbina, y con éste se podrá calcular el flujo de combustible correspondiente requerido; el

calor adicional permite determinar también la temperatura de los gases necesaria para, con el flujo de gases conocido, obtener el flujo requerido de vapor.

- Calor adicional requerido

$$\Delta Q_U = \Delta F_{VAP}(h_{VAP} - h_{AA}) + \Delta F_{VMP}(h_{VMP} - h_{AA})$$

Donde ΔF_{VAP} y ΔF_{VMP} son las diferencias de vapor requerido en la empresa y el producido por el recuperador sin postcombustión.

$$\Delta F_{VAP} = (F_{VAP})_{REQ} - (F_{VAP})_{SC}$$

$$\Delta F_{VAP} = 30 - 25.8$$

$$\Delta F_{VAP} = 4.2 \text{ ton/h}$$

$$\Delta F_{VAP} = 1.15 \text{ kg/s}$$

$$\Delta F_{VMP} = (F_{VMP})_{REQ} - (F_{VMP})_{SC}$$

$$\Delta F_{VMP} = 38.4 - 33$$

$$\Delta F_{VMP} = 5.4 \text{ ton/h}$$

$$\Delta F_{VMP} = 1.5 \text{ kg/s}$$

$$\Delta Q_U = 1.15(3201 - 504.7) + 1.5(2794.4 - 504.7)$$

$$\Delta Q_U = 6,575 \text{ kWt}$$

- Calor adicional a suministrar

$$\Delta Q_S = \Delta Q_U / \eta_{\text{cald}}$$

Considerando una eficiencia de combustión de 80%:

$$\Delta Q_S = 8,219 \text{ kWt}$$

- Calor suministrado incluyendo postcombustión

$$Q_{S_p} = Q_S + \Delta Q_S$$

$$Q_{S_p} = 87773 + 8219$$

$$Q_{S_p} = 95,991 \text{ kWt}$$

- Temperatura de gases después de postcombustión

El calor útil cedido por el combustible a los gases provocará que se eleve su temperatura desde el valor de T_{GI} , a la salida de la turbina de gas, hasta T_{GIN} a la entrada del recuperador de calor.

$$T_{GIN} = \frac{\Delta QU}{F_{GASES} * C_p} + T_{GI}$$

$$T_{GIN} = \frac{6575}{109.2 * 1.1} + 505.7$$

$$T_{GIN} = 561^{\circ}\text{C}$$

- Relación Q/E del sistema de cogeneración con postcombustión

$$(Q/E)_{sc} = \frac{6575 + 40318}{28359}$$

$$(Q/E)_{sc} = 1.65$$

- Índice de calor neto con postcombustión

$$ICN = \frac{95991 - (6575 + 40318)/0.8}{28359}$$

$$ICN = 1.32$$

El índice de calor neto se conserva ya que el calor adicional que se introduce es aprovechado como calor útil, quedando constante la diferencia en el numerador del cociente.

IV.- Incremento de la capacidad de la turbina de gas.

El análisis anterior se basó en determinar las condiciones de la turbina de gas que pueda satisfacer completamente la máxima demanda eléctrica, con objeto de tener la máquina adecuada para siempre satisfacer la demanda eléctrica requerida.

En este caso la determinación de la capacidad eléctrica que la turbina deberá tener estará en función de la máxima demanda térmica, dado que se debe garantizar que esa será la capacidad que se le demandará al sistema en determinado momento.

Bajo esta condición se tiene que la demanda de vapor es (ver 4.5.1.1):

$$F_{VAP} = 35 \text{ ton/h}$$

$$F_{VMP} = 40.3 \text{ ton/h}$$

El calor útil real que corresponde a la anterior demanda de vapor es:

$$QU = 51,846 \text{ kWt}$$

La turbina de gas operará bajo el mismo ciclo termodinámico, de tal manera que su capacidad eléctrica será función del flujo de gases necesario para satisfacer el calor útil citado anteriormente.

El flujo de vapor producido en el recuperador de calor se puede considerar proporcional al de gases, aunque es necesario aclarar que el recuperador no resultaría de las mismas dimensiones al analizado en el inciso III, anterior; conocido el flujo de gases, se podrá determinar el flujo de aire necesario a introducir a la turbina de gas y calcular la potencia que ésta podrá entregar.

- Flujo de gases requerido

$$F_{GASES} = \frac{QU_{MDT}}{QU_{MDE}} F_{GASESMDE}$$

donde:

$F_{GASESMDE}$ - Flujo de gases producido por la turbina de gas, bajo la condición de máxima demanda eléctrica, sin postcombustión.

QU_{MDE} - Calor útil aprovechado en el recuperador de calor, bajo la condición de máxima demanda eléctrica, sin postcombustión.

QU_{MDT} - Calor útil a producir en el recuperador de calor, bajo la condición de máxima demanda térmica, sin postcombustión.

Sustituyendo los valores:

$$F_{GASES} = \frac{51846}{40318} 109.2$$

$$F_{GASES} = 140.5 \text{ kg/s}$$

- Flujo de aire

Del análisis anterior, de la turbina de gas, se tiene que:

$$F_{aire} + F_{comb} = F_{GASES}$$

$$F_{comb} = F_{aire} * m_{comb}$$

$$m_{comb} = 0.0219 \text{ Nm}^3/\text{kg}_{aire} \quad (\text{del análisis anterior})$$

$$m_{comb} = 0.0177 \text{ kg}_{comb}/\text{kg}_{aire} \quad (\rho_{GN} = 0.81 \text{ kg}/\text{Nm}^3)$$

$$F_{aire} = \frac{F_{GASES}}{1 + m_{comb}}$$

$$F_{aire} = \frac{140.5}{1 + 0.0177}$$

$$F_{aire} = 138.1 \text{ kg/s}$$

La presente turbina opera bajo el mismo ciclo termodinámico que la del análisis anterior, de tal manera que todas las demás condiciones y variables del ciclo permanecen iguales:

- Generación eléctrica

$$E_1 = F_{aire} * W_N$$

$$E_1 = 138.1 * 281.24$$

$$E_1 = 38,839 \text{ kW}$$

Considerando una eficiencia del generador eléctrico de 94%:

$$E_R = 36,500 \text{ kWe}$$

-Calor suministrado

$$Q_S = F_{aire} * q_s$$

$$Q_S = 138.1 * 818.2$$

$$Q_S = 112,970 \text{ kWt}$$

- Flujo de combustible

$$F_{\text{comb}} = F_{\text{aire}} * m_{\text{comb}}$$

$$F_{\text{comb}} = 138.1 * 0.0219$$

$$F_{\text{comb}} = 3.02 \text{ Nm}^3/\text{s}$$

$$= 10,888 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

$$F_{\text{comb}} = 2.44 \text{ kg/s}$$

- Exceso de aire

$$E_{\text{aire}} = 330\% \quad (\text{igual al anterior})$$

- Temperatura de gases a la salida de la turbina

$$T_4 = 506^\circ\text{C} \quad (\text{igual al anterior})$$

V.- Caldera de recuperación de calor

El análisis del recuperador de calor es bajo el procedimiento realizado en II, del inciso 4.5.2.1; en este caso la proporción de los flujos de vapor son:

$$F_{\text{VAP}} = 35 \text{ ton/h} \\ = 9.7 \text{ kg/s}$$

$$F_{\text{VMP}} = 40.3 \text{ ton/h} \\ = 11.2 \text{ kg/s}$$

$$F_{\text{VAP}}/F_{\text{V}} = 0.46$$

$$F_{\text{VMP}}/F_{\text{V}} = 0.54$$

El análisis revela que no se violan las diferencias de temperatura de los gases con respecto a las del vapor, lo que ya se suponía ya que la proporción de los flujos es prácticamente la misma que para el análisis anterior. El comportamiento es igual al esquema anterior, con los siguientes parámetros:

- Relación Q/E del sistema de cogeneración

$$(Q/E)_{sc} = \frac{51846}{36500}$$

$$(Q/E)_{sc} = 1.42$$

- Índice de Calor Neto

$$ICN = \frac{112970 - 51846/\eta_{Cald}}{36500}$$

$$ICN = 1.32$$

Se comprueba que el sistema solo difiere del anterior en su mayor capacidad pero su rendimiento termodinámico es el mismo.

Este sistema esta en posibilidad de proporcionar alrededor de 9,900 kWe para venta, la demanda eléctrica correspondiente a esta carga es 26,600 kWe, pero sólo bajo esta condición de carga.

4.5.2.2. Análisis a otras condiciones de demanda energética.

Los análisis realizados han tenido como resultado la capacidad de los equipos bajo la cuál se seleccionarán para que satisfagan las máximas demandas, ya sea eléctrica o térmica. Al igual que para los sistemas de cogeneración con turbina de vapor, es necesario verificar el comportamiento que los presentes sistemas tendrán bajo las diferentes condiciones de demanda que se pueden presentar, particularmente las extremas, con objeto de garantizar que lo podrán hacer sin modificaciones en el arreglo definido y con un ICN bajo.

Las turbinas de gas regulan su carga mediante la variación de la cantidad de combustible que se introduce a su cámara de combustión, lo que se traduce en una variación de la temperatura de los gases a la entrada de la turbina (T_3) y, en consecuencia, en una variación de la temperatura a la salida de la misma, o bién a la entrada del recuperador de calor. Los análisis realizados consideran la temperatura máxima a alcanzar a la entrada de la turbina (potencia nominal), de tal manera que las cargas eléctricas menores implicarán menores temperaturas a la salida.

4.5.2.2.1. Comportamiento a diferentes cargas de la turbina de gas con recuperador de calor y postcombustión.

Por lo anteriormente dicho, al modular la carga eléctrica de la turbina de gas para satisfacer la demanda de la empresa, se tendrá disponible diferentes cantidades de calor a su descarga (siempre y cuándo la temperatura de los gases sea mayor que la temperatura del vapor requerida) que hará necesario introducir mayor o menor cantidad de combustible adicional a quemarse en la sección de postcombustión, previa al recuperador de calor.

La postcombustión da flexibilidad al sistema para que, con la adición de calor a la descarga de la turbina, se pueda satisfacer cualquier combinación de demandas térmicas y eléctricas, la Tabla 4.5 presenta los análisis realizados bajo la variación de la temperatura de entrada a la turbina (T_3) con objeto de satisfacer la máxima demanda eléctrica, como condición de diseño, y para análisis del comportamiento a las otras condiciones extremas:

- Mínima demanda eléctrica
- Máxima demanda térmica
- Mínima demanda térmica
- Máxima relación Q/E de la empresa, ésta con objeto de determinar si el ICN resulta mayor que para la condición de mínima demanda eléctrica.

En la tabla se encuentra que la temperatura de salida de los gases de la turbina, para la mínima demanda eléctrica, es de 424°C, en el límite para poder garantizar la producción de vapor a 400°C sin problemas de control de la misma (se recomienda una diferencia mínima de 30 a 50°C entre las temperaturas de gases y del vapor); pero en este caso no representa problema ya que el sistema cuenta con postcombustión que permitirá elevar ese valor al adecuado para producir el vapor requerido.

Es importante hacer notar que la elevación de temperatura de los gases mediante postcombustión puede llegar a resultar, por ejemplo en aquellos casos de máxima Q/E coincidente con la mínima demanda eléctrica, en temperaturas muy por encima del límite para utilización de un recuperador de calor no diseñado para operar a fuego directo. Por otro lado, es necesario recordar que es precisamente la temperatura de gases una de las variables importantes en la selección de materiales del recuperador, por lo que, a mayor temperatura, mas alto resulta el costo del mismo.

Los análisis a diferentes cargas implican calcular el trabajo neto (W_N), que rinde el ciclo termodinámico, en función de la potencia requerida; y entonces determinar la temperatura T_3 correspondiente, utilizando el flujo de aire constante (igual al de la condición de diseño) ya que la turbina ha sido previamente seleccionada en lo que se refiere a su capacidad nominal, parámetros de operación y flujo de aire que debe manejar.

4.5.2.2.2. Comportamiento a diferentes cargas de la turbina de gas con recuperador de calor sin postcombustión, con capacidad eléctrica mayor que la demanda de la empresa.

En la Tabla 4.6 se muestran los resultados de los análisis a diferentes cargas de este esquema, en ella la condición de diseño es a máxima demanda térmica y las otras corresponden a los análisis de comportamiento a las diferentes cargas extremas:

- Mínima demanda térmica
- Máxima demanda eléctrica
- Mínima demanda eléctrica
- Mínima relación Q/E, para determinar si aún bajo esa condición se puede satisfacer eléctricamente a la empresa.

En este caso se debe garantizar que los gases de escape de la turbina tengan una temperatura entre 430 y 450°C para obtener una producción de vapor sin problemas de control de temperatura, esto provocará que en ocasiones la turbina de gas tenga que operar a una carga eléctrica tal que se tenga que desperdiciar calor al medio ambiente; el calor desperdiciado se evalúa como resultado de la diferencia entre el vapor que el sistema puede producir, producto del análisis del recuperador de calor, y la demanda real de vapor correspondiente a la condición de operación en cuestión, aunque el exceso de calor implica venteo, a la atmósfera, de gases a alta temperatura.

En la Tabla 4.6 se puede ver que las condiciones que implican desperdicio de energía son las de mínima demanda térmica y mínima relación Q/E pero que no causan que el ICN se dispare a valores muy altos, y que, además, aún bajo esas condiciones el sistema puede satisfacer eléctricamente al 100% a la empresa.

Los análisis a diferentes cargas han permitido determinar que los sistemas de cogeneración con turbina de vapor y con turbina de gas pueden acoplarse a la operación de la empresa, los sistemas con turbina de gas muestran un comportamiento energético superior a los de turbina de vapor, satisfacen completamente a la empresa e incluso se tiene la posibilidad de exportar energía eléctrica en una de sus variantes.

Con base en los resultados mostrados en las Tablas 4.1 a 4.4, se puede concluir que las opciones de sistemas de cogeneración con turbina de vapor que pueden resultar rentables son las de la utilización de turbina de contrapresión con generación de vapor mediante las calderas actuales y la de turbina de contrapresión con extracción y generación de vapor a condiciones de mayor presión y temperatura (86 kg/cm² y 485°C).

Por el lado de cogeneración con turbina de gas, las opciones analizadas presentan ventajas que las hacen altamente atractivas, ya que ambas presentan valores de ICN bajos para diferentes cargas.

Por lo tanto se seleccionan las opciones mencionadas para evaluar los ahorros que pueden proporcionar.

TABLA 4.5 ANALISIS DE SISTEMA DE COGENERACION CON TURBINA DE GAS Y RECUPERADOR DE CALOR CON POSTCOMBUSTION

1) TURBINA DE GAS

PARAMETROS DE DISEÑO DE LA TURBINA DE GAS		T1= 25 °C T3= 1100 °C P1= 0.98 BAR P4= 1.050 BAR P3 - P2= 0.2 BAR	(K-1)/K= 0.29 EF comp= 0.85 EF turb= 0.90 EFgen= 0.94 EFcomb= 0.99	Cp= 1.10 kJ/kg K PCIgn= 37,300.00 kJ/Nm3
		A DISTINTAS CARGAS		
		DISEÑO		
		EMAX		
CARGA ELECTRICA REQUERIDA		kWe	28,359	
TEMP. ENTRADA TURBINA	T3	°C	1,100.00	EMIN
				21,400
				26,600
				24,000
				(Q/E)MAX
				23,500
				956.00
				1,063.00
				1,009.00
				999.00
PRESION DESC. COMP.	P2	BAR	10.500	10.500
PRESION ENT. TURBINA	P3	BAR	10.480	10.480
REL. PRESIONES COMP.	rc		10.714	10.714
	rc(K-1)/K		1.966	1.966
REL. PRESIONES TURBINA	rt		9.981	9.981
	rt(K-1)/K		1.926	1.926
	Wn/CpT1		.858	.649
TRABAJO NETO	Wn	kJ/kg	281.24	263.62
TEMP. DESC. COMPRESOR	T2	°C	363.60	237.91
TEMP. DESC. TURBINA	T4	°C	505.73	233.15
POTENCIA	E	kW	28,359.00	363.60
FLUJO DE AIRE	Faire	kg/s	107.27	424.06
CALOR SUMINISTRADO	Qs	kJ/kg	818.22	484.74
FLUJO COMBUSTIBLE	mcomb	Nm3/kg	.0219	454.12
	Fcomb	Nm3/s	2.353	448.45
EXCESO DE AIRE	EAIRE	%	330.34	21,445.72
FLUJO DE GASES	FGASES	kg/s	109.18	26,582.67
		kg/h	393042	23,990.19
				23,510.11
				107.27
				658.22
				777.11
				717.11
				706.00
				.0176
				.0208
				.0192
				.0189
				1.893
				2.235
				2.062
				2.030
				410.64
				347.81
				376.91
				382.85
				108.81
				109.08
				108.94
				108.92
				391700
				392697
				392194
				392101
	HEAT RATE	kWt/kWe	3.10	3.29
				3.14
				3.21
				3.22

**TABLA 4.5 ANALISIS DE SISTEMA DE COGENERACION CON TURBINA DE GAS
Y RECUPERADOR DE CALOR CON POSTCOMBUSTION
2) RECUPERADOR DE CALOR**

CONDICIONES TERMICAS A SATISFACER EN LA EMPRESA	PVAP	kg/cm2	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00
	TVAP	°C	400.00	400.00	400.00	400.00	400.00
	hVAP	kJ/kg	3,201.00	3,201.00	3,201.00	3,201.00	3,201.00
	PVMP	kg/cm2	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00
	TVMP	°C	206.00	206.00	206.00	206.00	206.00
	hVMP	kJ/kg	2,794.40	2,794.40	2,794.40	2,794.40	2,794.40
	hAA	kJ/kg	504.70	504.70	504.70	504.70	504.70
	FVAP	ton/h	30.00	29.40	35.00	22.00	33.50
	FVMP	ton/h	38.40	33.30	40.30	27.75	39.00
	FVAP/FV		0.44	0.47	0.46	0.44	0.46
FVMP/FV		0.56	0.53	0.54	0.56	0.54	
FLUJO VAPOR PROPORCIONADO POR EL RECUPERADOR							
	FV	kg/s	16.34	11.54	15.04	13.34	12.96
ECONOMIZADOR DE MEDIA PRESION							
TEMP. ENTRADA AGUA	T1	°C	120.00	120.00	120.00	120.00	120.00
ENTALPIA	h1	kJ/kg	504.70	504.70	504.70	504.70	504.70
TEMP. SALIDA AGUA	T2	°C	206.00	206.00	206.00	206.00	206.00
ENTALPIA	h2	kJ/kg	879.50	879.50	879.50	879.50	879.50
DIF. TEMP PINCH POINT	DTPP	°C	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
TEMP. GASES ENTRADA	TG5	°C	221.00	221.00	221.00	221.00	221.00
TEMP. GASES SALIDA	TG6	°C	170.02	184.85	174.01	179.29	180.46
FLUJO AGUA	FAGUA	kg/s	16.34	11.54	15.04	13.34	12.96
EVAPORADOR DE MEDIA PRESION							
TEMP. SALIDA VAPOR	T3	°C	206.00	206.00	206.00	206.00	206.00
ENTALPIA	h3	kJ/kg	2,794.40	2,794.40	2,794.40	2,794.40	2,794.40
FLUJO VAPOR	FVMP	kg/s	9.17	6.13	8.05	7.44	6.97
TEMP. GASES ENTRADA	TG4	°C	367.23	319.08	349.47	339.87	332.42
ECONOMIZADOR DE ALTA PRESION							
TEMP. ENTRADA AGUA	T3'	°C	206.00	206.00	206.00	206.00	206.00
ENTALPIA	h3'	kJ/kg	879.50	879.50	879.50	879.50	879.50
TEMP. SALIDA AGUA	T4	°C	261.40	261.40	261.40	261.40	261.40
ENTALPIA	h4	kJ/kg	1,141.80	1,141.80	1,141.80	1,141.80	1,141.80
FLUJO AGUA	FAGAP	kg/s	7.16	5.41	6.99	5.90	5.99
TEMP. GASES ENTRADA	TG3	°C	382.88	330.94	364.76	352.78	345.53
DIF. TEMP PINCH POINT	DTPP	°C	121.48	69.54	103.36	91.38	84.13
EVAPORADOR DE ALTA PRESION							
TEMP. SALIDA VAPOR	T5	°C	261.40	261.40	261.40	261.40	261.40
ENTALPIA	h5	kJ/kg	2,795.70	2,795.70	2,795.70	2,795.70	2,795.70
FLUJO VAPOR	FVAP	kg/s	7.16	5.41	6.99	5.90	5.99
TEMP. GASES ENTRADA	TG2	°C	481.55	405.73	461.13	434.17	428.19

**TABLA 4.6 ANALISIS DE SISTEMA DE COGENERACION CON TURBINA
DE GAS Y RECUPERADOR DE CALOR
2) RECUPERADOR DE CALOR**

CONDICIONES TERMICAS A SATISFACER EN LA EMPRESA	PVAP	kg/cm2	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00
	TVAP	°C	400.00	400.00	400.00	400.00	400.00
	hVAP	kJ/kg	3,201.00	3,201.00	3,201.00	3,201.00	3,201.00
	PVMP	kg/cm2	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00
	TVMP	°C	206.00	206.00	206.00	206.00	206.00
	hVMP	kJ/kg	2,794.40	2,794.40	2,794.40	2,794.40	2,794.40
	hAA	kJ/kg	504.70	504.70	504.70	504.70	504.70
	FVAP	ton/h	35.00	22.00	30.00	29.40	25.00
	FVMP	ton/h	40.30	27.75	38.40	33.30	30.00
	FVAP/FV		0.46	0.44	0.44	0.47	0.45
FVMP/FV		0.54	0.56	0.56	0.53	0.55	
FLUJO VAPOR PROPORCIONADO POR EL RECUPERADOR							
	FV	kg/s	20.92	16.36	18.99	17.41	16.33
ECONOMIZADOR DE MEDIA PRESION							
TEMP. ENTRADA AGUA	T1	°C	120.00	120.00	120.00	120.00	120.00
ENTALPIA	h1	kJ/kg	504.70	504.70	504.70	504.70	504.70
TEMP. SALIDA AGUA	T2	°C	206.00	206.00	206.00	206.00	206.00
ENTALPIA	h2	kJ/kg	879.50	879.50	879.50	879.50	879.50
DIF. TEMP PINCH POINT	DTPP	°C	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
TEMP. GASES ENTRADA	TG5	°C	221.00	221.00	221.00	221.00	221.00
TEMP. GASES SALIDA	TG6	°C	170.28	181.22	174.89	178.70	181.31
FLUJO AGUA	FAGUA	kg/s	20.92	16.36	18.99	17.41	16.33
EVAPORADOR DE MEDIA PRESION							
TEMP. SALIDA VAPOR	T3	°C	206.00	206.00	206.00	206.00	206.00
ENTALPIA	h3	kJ/kg	2,794.40	2,794.40	2,794.40	2,794.40	2,794.40
FLUJO VAPOR	FVMP	kg/s	11.20	9.13	10.66	9.25	8.90
TEMP. GASES ENTRADA	TG4	°C	359.70	334.37	353.25	335.79	331.60
ECONOMIZADOR DE ALTA PRESION							
TEMP. ENTRADA AGUA	T3'	°C	206.00	206.00	206.00	206.00	206.00
ENTALPIA	h3'	kJ/kg	879.50	879.50	879.50	879.50	879.50
TEMP. SALIDA AGUA	T4	°C	261.40	261.40	261.40	261.40	261.40
ENTALPIA	h4	kJ/kg	1,141.80	1,141.80	1,141.80	1,141.80	1,141.80
FLUJO AGUA	FAGAP	kg/s	9.72	7.24	8.33	8.16	7.42
TEMP. GASES ENTRADA	TG3	°C	376.20	346.69	367.40	349.67	344.23
DIF. TEMP PINCH POINT	DTPP	°C	114.80	85.29	106.00	88.27	82.83
EVAPORADOR DE ALTA PRESION							
TEMP. SALIDA VAPOR	T5	°C	261.40	261.40	261.40	261.40	261.40
ENTALPIA	h5	kJ/kg	2,795.70	2,795.70	2,795.70	2,795.70	2,795.70
FLUJO VAPOR	FVAP	kg/s	9.72	7.24	8.33	8.16	7.42
TEMP. GASES ENTRADA	TG2	°C	480.23	424.32	456.64	437.20	423.83

**TABLA 4.6 ANALISIS DE SISTEMA DE COGENERACION CON TURBINA
DE GAS Y RECUPERADOR DE CALOR
2) RECUPERADOR DE CALOR (CONT')**

SOBRECALENTADOR DE ALTA PRESION								
TEMP. SALIDA VAPOR	T6	°C	400.00	400.00	400.00	400.00	400.00	400.00
DIF. TEMP. FINAL	DTFINAL	°C	105.73	43.34	78.51	58.65	43.34	
ENTALPIA	h6	kJ/kg	3,201.00	3,201.00	3,201.00	3,201.00	3,201.00	3,201.00
FLUJO VAPOR	FVAP	kg/s	9.72	7.24	8.33	8.16	7.42	
TEMP. GASES ENTRADA	TG1		505.73	443.34	478.51	458.65	443.34	
COMPORTAMIENTO DEL ESQUEMA DE COGENERACION								
PRODUCCION VAPOR	FVAP	ton/h	35.00	26.05	29.99	29.39	26.71	
	FVMP	ton/h	40.30	32.86	38.39	33.29	32.06	
CALOR UTIL	QUAP	kWt	26,216.92	19,511.51	22,461.48	22,014.18	20,007.83	
	QUMP	kWt	25,634.75	20,899.77	24,415.11	21,174.34	20,388.80	
	QU	kWt	51,851.67	40,411.28	46,876.59	43,188.52	40,396.63	
RELACION Q/E	Q/E		1.42	1.36	1.40	1.38	1.36	
CALOR SUMINISTRADO	QS	kWt	112,969.57	96,094.74	105,606.01	100,236.74	96,094.74	
CAL. A SUMIN. A QU	QU/EFcald	kWt	64,814.59	50,514.10	58,595.73	53,985.65	50,495.79	
INDICE CALOR NETO	ICN		1.32	1.53	1.40	1.47	1.54	
POTENCIA REQ.	ER	kWe	26,800	24,000	28,359	21,400	27,800	
ELECTRICIDAD A EXPORTAR	EEXP	kW	9,900	5,703	5,175	9,971	1,903	
CALOR EXCEDENTE								
EXCESO DE VAPOR	DFVAP	kg/s	0.00	-1.13	0.00	0.00	-0.48	
	DFVMP	kg/s	0.00	-1.42	0.00	0.00	-0.57	
CALOR UTIL DESPERDICIAO	DQU	kWt	0.00	-6,284.12	0.00	0.00	-2,591.49	
CALOR SUMINISTRADO A DQU	DQS	kWt	0.00	-7,855.15	0.00	0.00	-3,239.37	
CALOR UTIL TOTAL	QU	kWt	51,851.67	34,127.16	46,876.59	43,188.52	37,805.14	
RELACION Q/E	Q/E		1.42	1.15	1.40	1.38	1.27	
INDICE CALOR NETO	ICN		1.32	1.80	1.40	1.47	1.64	

5.- EVALUACION DE LOS BENEFICIOS NETOS DE LAS OPCIONES DE LOS SISTEMAS DE COGENERACION.

En el capítulo anterior se determinó la capacidad de los esquemas de cogeneración aplicables a la satisfacción de las demandas energéticas de la empresa en cuestión, igualmente se comprobó que los sistemas pueden atender a las necesidades de energía bajo diferentes condiciones de operación que se pueden presentar.

Los sistemas de cogeneración no operarán a carga constante durante todo el tiempo, sino que deberán modularla para adaptarse a las necesidades de la empresa. Como los esquemas presentan variaciones en sus parámetros Q/E e ICN, dependiendo de la carga, resulta importante evaluar la potencia que pueden entregar, así como el incremento en consumo de combustible bajo la operación a diferentes cargas, considerando la duración que presente la operación a cada carga.

5.1. EVALUACION DE PERIODOS DE OPERACION A DIFERENTES CARGAS

Los datos de demanda térmica y eléctrica, con la discriminación mas detallada posible, para un período de consideración (un año por ejemplo), servirían para conocer fehacientemente la duración de los períodos en que se opera a una determinada carga, o bien dentro de un rango de cargas, tanto térmica como eléctricas.

Desafortunadamente, en la mayoría de los casos, los datos no se encuentran disponibles al 100% y, además, resultaría tal cantidad de datos que su procesamiento exigiría, además de una computadora, mucho tiempo para su procesamiento.

Como alternativa se puede hacer uso de la información de los días seleccionados como típicos de operación y que se utilizaron para diseñar y analizar cada sistema, ya que los datos corresponden a situaciones extremas, por lo que cubren prácticamente todo el espectro que presente la operación de la empresa.

5.1.1. Curvas de duración de carga

El ordenamiento descendente de los datos de los días elegidos como típicos de operación a diferentes cargas, de las figuras 3.2 a 3.5, produce las curvas de duración de carga al graficarlos contra el tiempo, expresado en horas (desde cero hasta el número total de horas resultante) o en porcentaje del período total.

Las curvas obtenidas se muestran en las figuras 5.1 y 5.2 que contienen la duración de la demanda térmica y de la eléctrica, respectivamente; dichas curvas presentan de una manera muy aproximada la duración que tuvo cada carga para los cuatro días considerados, período que se expresa en porcentaje en el eje de las abscisas.

La curva de duración de demanda térmica muestra que la máxima tiene una duración de uno por ciento del período, que la operación por encima de 50,000 kWt se presenta durante el 18 %

del tiempo y que durante todo el tiempo la demanda no bajó de 36,300 kWt. Algo similar se observa en la curva de duración de demanda eléctrica.

FIGURA 5.1 CURVA DE DURACION DE CARGA TERMICA

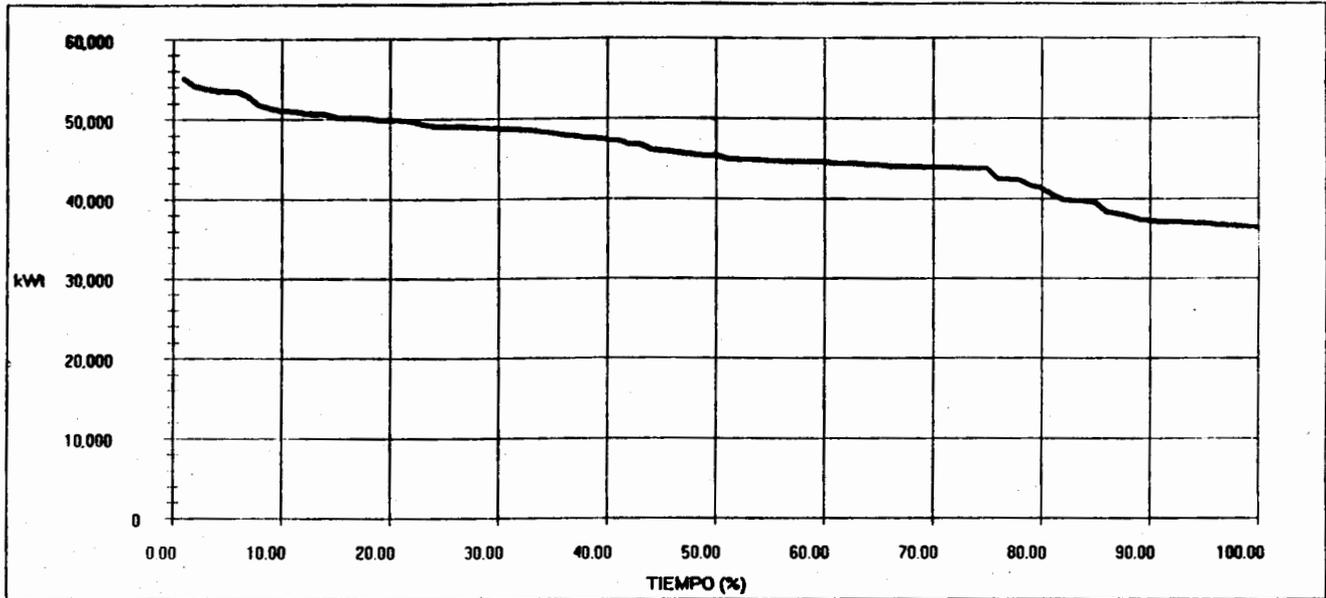
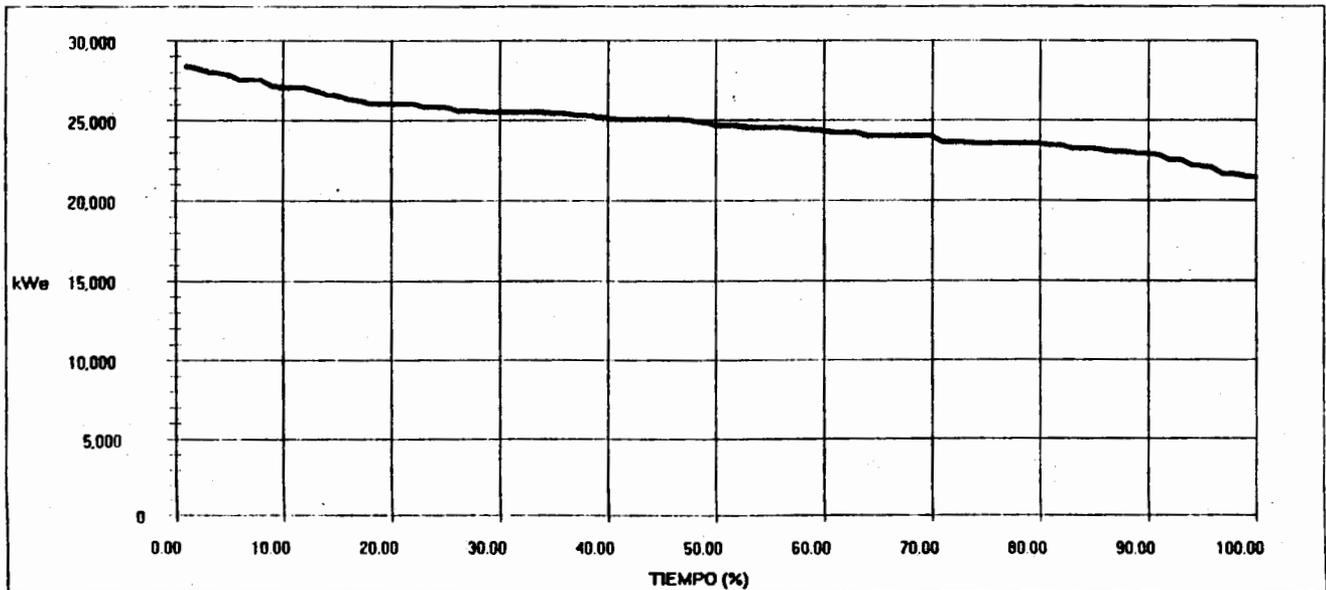


FIGURA 5.2 CURVA DE DURACION DE CARGA ELECTRICA



Como se mencionó anteriormente, resulta factible extrapolar estos datos para determinar las curvas de duración de carga para un año, atendiendo a que los datos de los días elegidos cubren las condiciones extremas de operación. Será necesario corregir los valores que se obtengan de las curvas para aproximarlos a los valores anuales.

Conviene discretizar cada curva, dividiéndola en 'escalones' de carga que se aproximen a la curva, con objeto de reducir el número de las cargas a 3 o 5 valores representativos de carga media, correspondientes a determinados periodos de duración. La suavidad de la curva definirá el número de escalones a los que se puede aproximar.

Por inspección se puede observar que la curva de duración de carga térmica se puede dividir en tres secciones de operación: por encima de 50,000 kWt, entre 40,000 y 50,000 kWt y por debajo de 40,000 kWt. Por su parte la de duración de demanda eléctrica también se puede considerar en tres secciones: cargas mayores que 26,000kWe, entre 23,500 y 26,000 kWe y menores que 23,500 kWe.

En la Tabla 5.1 se listan los datos de cada periodo en que se dividieron las curvas, los valores medios de las cargas térmicas y eléctricas se obtuvieron de la lista de los datos después de haber definido los rangos citados anteriormente.

De cada grupo de datos de carga, térmica o eléctrica, se obtiene su promedio total ponderado mediante la sumatoria del producto de cada valor de carga media y su correspondiente duración; los valores obtenidos se comparan con los de las estadísticas anuales contenidos en las tablas 2.1 y 2.3 (capítulo 2.- Análisis energético), diferencias por encima de 20 % entre el promedio de la curva de duración de carga y el estadístico anual indican la necesidad de incrementar el número de 'escalones' en que se dividió la curva, o bien ajustarla con un número mayor de datos.

Por último, los valores de las cargas medias se corrigen multiplicándolos por la proporción que resulte entre el promedio estadístico anual y el valor ponderado, obtenido para la curva, con objeto de aproximar ésta a la que se presentaría anualmente.

En el caso particular de los datos de la empresa que se estudia, los valores de la demanda térmica se han corregido además por el cociente resultante del calor útil realmente requerido por la empresa, a distintas cargas, dividido por el que aparece estadísticamente ya que, como se vió anteriormente, la producción actual de vapor aparenta valores mayores de demanda térmica por generar vapor de media a partir del de alta presión vía una válvula de extrangulación.

5.2. AHORRO EN EL CONSUMO ELECTRICO E INCREMENTO EN EL CONSUMO DE COMBUSTIBLE

Conociendo los valores de las cargas a las que se puede aproximar la operación de cada esquema de cogeneración para un año, se determina la energía eléctrica que el sistema puede proporcionar durante cada uno de los periodos en que se dividió el año, así como también el consumo de combustible adicional que se requiere para la generación eléctrica.

TABLA 5.1 RESUMEN DE OPERACION A DIFERENTES CARGAS Y SU DURACION

DEMANDA TERMICA				
OPERACION	DURACION %	CARGA MEDIA	CARGA APARENTE	CARGA CORREGIDA
$Q_{REQ} > 50,000 \text{ kWt}$	18	51,847	53,990	50,893
$50,000 \text{ kWt} > Q_{REQ} > 40,000 \text{ kWt}$	63	45,867	47,747	44,937
$40,000 \text{ kWt} > Q_{REQ} > 36,300 \text{ kWt}$	19	37,663	39,207	36,854
PROMEDIO	100	45,379	47,282	
DEMANDA ELECTRICA				
OPERACION	DURACION %	CARGA MEDIA	CARGA CORREGIDA	
$E_{REQ} > 26,000 \text{ kWe}$	22	26,970	28,076	
$26,000 \text{ kWe} > E_{REQ} > 23,500 \text{ kWe}$	58	25,067	26,095	
$23,500 \text{ kWe} > E_{REQ} > 21,400 \text{ kWe}$	20	22,575	23,501	
PROMEDIO	100	24,987	26,012	

Con los resultados de los análisis de comportamiento a diferentes cargas es posible conocer la relación Q/E y el ICN que cada sistema de cogeneración presentaría al operar a cada carga media corregida (de la tabla 5.1), seleccionando aquellos valores, producto de los mencionados análisis, correspondientes a una carga igual o similar a la de cada período en consideración.

5.2.1. Esquemas de cogeneración con turbina de vapor

Como se vió durante la realización de los análisis, la turbina de vapor de contrapresión entrega una determinada potencia eléctrica en función de la demanda térmica que deba satisfacer. Dependiendo de la demanda térmica promedio, el esquema será capaz de satisfacer diferentes fracciones de demanda eléctrica.

Estableciendo la operación sobre la base de satisfacción térmica, se obtienen los resultados mostrados en las Tablas 5.2 y 5.3, para las opciones de utilización de turbina de vapor de contrapresión y generación de vapor con las calderas actuales y de utilización de turbina de contrapresión, con extracción, y generación de vapor a mayor presión y temperatura, respectivamente, seleccionadas en el capítulo anterior.

Los valores de la carga térmica corregida se listan en la primer columna; en la segunda y tercer columnas se encuentran la relación Q/E y el ICN, correspondientes a cada carga corregida, obtenidos de los resultados de los análisis de las tablas 4.1 a 4.4; la cuarta columna contiene la potencia eléctrica que el sistema entregaría operando a la carga térmica media corregida, resultado del cociente de ésta y Q/E; la quinta columna contiene la duración que presenta la operación a la carga media corregida, expresada en porcentaje, en horas y en meses; el ahorro en

consumo, sexta columna, se calcula como el producto de la potencia eléctrica entregada por el número de horas operando a esa carga, la séptima columna contiene los ahorros por reducción de la demanda eléctrica, producto de la potencia eléctrica y el número de meses, ya que la estructura tarifaria de electricidad contempla el cargo por máxima demanda mensual; por último el calor suministrado adicional se obtiene mediante la multiplicación del ICN por la potencia eléctrica y por el número de horas de duración a esa carga, que se expresa también como consumo de combustible (gas natural) dividiendo el valor de la energía entre el poder calorífico del mismo.

5.2.2. Esquemas de cogeneración con turbina de gas

En el caso de las turbinas de gas, se tiene que la alternativa con postcombustión es, a diferencia de todas las demás, la mas flexible, con la capacidad de satisfacción energética al 100%.

La Tabla 5.4 presenta los resultados para esta alternativa, en este caso los ahorros se determinaron con base en la operación para satisfacción eléctrica (a diferencia de las anteriores, que se hicieron basándose en la satisfacción térmica), los datos y resultados presentados se han manejado de manera similar a los de las tablas 5.2 y 5.3, en ella se ha incluido el calor que el esquema proporcionaría, operando a cada carga eléctrica media corregida, con objeto de comprobar que el sistema satisfaga la energía térmica requerida.

Como puede notarse, el ahorro en consumo de electricidad total al año es prácticamente igual al consumo que se tuvo según las estadísticas, ya que este sistema debe satisfacer las necesidades al 100%, la energía térmica producida total resulta un poco menor al total que se obtuvo de las estadísticas ya que en la operación actual del sistema se desperdicia energía en la producción de vapor de media a partir del de alta presión.

La Tabla 5.5 contiene los datos y resultados para la turbina de gas sin postcombustión, de mayor capacidad eléctrica que la necesaria

La evaluación de lo ahorros, para este esquema, se hizo sobre la base de operación a la carga térmica media corregida, al igual que para los esquemas con turbina de vapor; en este caso se presenta, además, la energía eléctrica que se tiene en exceso por encima de la requerida y que estará la empresa en posibilidades de vender a la red pública, o a algún otro usuario. El cálculo de la energía eléctrica requerida se hizo utilizando los valores de las cargas eléctricas medias corregidas, cuya duración es aproximada a la de las térmicas, el ahorro total no presenta diferencia notable contra el consumo total reportado en las estadísticas.

En conclusión, las tablas 5.2 a 5.5 contienen la información necesaria para realizar el análisis económico de las opciones, atendiendo a los ahorros netos por concepto de disminución del consumo de electricidad de la red pública, parcial o total, del incremento en consumo de combustible y de la exportación de electricidad (en la última opción).

Los valores de los ahorros en consumo de energía eléctrica y de los consumos adicionales de calor y combustible se suman para obtener el total anual que cada esquema entregaría; dichos valores se han obtenido considerando que los esquemas operarían el 100% del tiempo durante un

año, sin embargo eso no sucederá en la realidad por lo que es necesario asumir el tiempo que estarán fuera de servicio para mantenimiento, preventivo y correctivo, y por salidas forzadas que se puedan presentar. Por lo tanto, los ahorros y consumos adicionales totales se deben afectar por un factor de planta que permita introducir el tiempo en que los esquemas estarían efectivamente en servicio, se consideró un factor de planta de 95% para todos los esquemas en evaluación.

Es necesario hacer notar que una salida de servicio, aún por un corto período de tiempo, puede provocar que se anule el ahorro por reducción de la máxima demanda eléctrica para el mes en que se tenga dicha salida, al tener que hacer uso de la red pública de servicio eléctrico; en las tablas mencionadas se consideró este hecho mediante la multiplicación del factor de planta por los valores de ahorro anual por reducción de la máxima demanda eléctrica.

En adición a los datos mencionados, es necesario integrar las inversiones requeridas en los equipos o sistemas que contemple cada opción, para lo cual es necesario obtener datos de costos de equipo lo mas fehacientes posible ya que son variable importante en el análisis económico.

**TABLA 5.2 TURBINA DE VAPOR DE CONTRAPRESION.
GENERACION DE VAPOR CON CALDERAS ACTUALES (63kg/cm², 48kg/cm², 400°C)**

QREQ MEDIA CORREG. kWT	Q/E	ICN	E kWe	DURACION			AHORRO		CALOR SUMINISTRADO ADICIONAL	
				%	h / AÑO (728 h / MES)	MESES	CONSUMO kWh	DEMANDA kW	ENERGIA kWh	COMB.EQUIV. GAS (Nm ³)
50.893	18.8	2.03	2.707	18	1.577	2	4.268.398	5.414	8.684.847	836.286
44.937	19.93	2.03	2.255	63	5.519	8	12.444.894	18.040	25.263.135	2.438.285
36.854	18.9	2.03	1.950	19	1.664	2	3.245.580	3.900	6.588.527	635.890
TOTAL ANUAL							19.958.872	27.354	40.516.509	3.910.441
TOTAL ANUAL CON FACTOR DE PLANTA DE: 0.95							18.960.928	25.986	38.490.684	3.714.919

**TABLA 5.3 TURBINA DE VAPOR DE CONTRAPRESION CON EXTRACCION.
GENERACION DE VAPOR CON CALDERA NUEVA (86 kg/cm², 485°C)**

QREQ MEDIA CORREG. kWT	Q/E	ICN	E kWe	DURACION			AHORRO		CALOR SUMINISTRADO ADICIONAL	
				%	h / AÑO (728 h / MES)	MESES	CONSUMO kWh	DEMANDA kW	ENERGIA kWh	COMB.EQUIV. GAS (Nm ³)
50.893	10.33	2.00	4.927	18	1.577	2	7.768.894	9.854	15.537.787	1.499.626
44.937	10.64	1.98	4.223	63	5.519	8	23.305.892	33.784	46.145.687	4.453.737
36.854	10.36	2	3.557	19	1.664	2	5.920.271	7.114	11.840.542	1.142.787
TOTAL ANUAL							36.995.057	50.752	73.523.996	7.096.150
TOTAL ANUAL CON FACTOR DE PLANTA DE: 0.95							35.145.304	48.214	69.847.796	6.741.342

**TABLA 5.4 TURBINA DE GAS
CON RECUPERADOR DE CALOR CON POSTCOMBUSTION**

EREO MEDIA CORREG.	Q/E	ICN	Q	DURACION			AHORRO EN ENERGIA ELECTRICA		ENERG. TERM. PRODUCIDA kWh	CALOR SUMINISTRADO ADICIONAL ENERGIA COMB.EQUIV.	
				%	h / AÑO	MESES	kWh	kW		kWh	GAS (Nm3)
					(728 h / MES)						
28.076	1.65	1.32	48.325	22	1.927	3	54.107.624	84.227	89.277.580	71.422.064	6.693.282
26.095	1.95	1.38	50.885	58	5.081	7	132.582.191	182.663	258.535.272	182.963.423	17.658.668
23.501	1.42	1.42	33.371	20	1.752	2	41.173.007	47.001	58.485.671	58.485.671	5.642.799
TOTAL ANUAL							227.862.922	313.892	406.278.522	312.851.157	30.194.750
TOTAL ANUAL CON FACTOR DE PLANTA DE: 0.95							216.469.681	298.197	385.964.596	297.208.599	28.685.012

**TABLA 5.5 TURBINA DE GAS CON RECUPERADOR DE CALOR.
EXPORTACION DE ENERGIA ELECTRICA**

QREQ MEDIA CORREG. kW	Q/E	ICN	E kWe	EREO kWe	DURACION		
					%	h / AÑO	MESES
					(728 h / MES)		
50.893	1.4	1.4	36.352	28076	18	1.577	2
44.937	1.38	1.47	32.563	28095	63	5.519	8
36.854	1.15	1.8	32.047	23501	19	1.664	2

QREQ MEDIA CORREG. kW	ENERGIA ELECTRICA PRODUCIDA		ENERGIA ELECTRICA REQUERIDA		ENERGIA ELECTRICA DISPONIBLE PARA VENTA		CALOR SUMINISTRADO ADICIONAL ENERGIA COMB.EQUIV.	
	kWh	kW	kWh	kW	kWh	kW	kWh	GAS (Nm3)
50893	57.319.834	72.704	44.270.237	56.152	13.049.597	16.552	80.247.767	7.745.093
44937	179.708.684	260.504	144.013.086	208.760	35.695.598	51.744	264.171.766	25.496.471
36854	53.339.027	64.094	39.115.064	47.002	14.223.962	17.092	96.010.248	9.266.405
TOTAL ANUAL	290.367.545	397.302	227.398.387	311.914	62.969.158	85.388	440.429.781	42.507.968
TOTAL ANUAL CON FAC. PLANTA : 0.95	275.849.168	377.437	227.398.387	311.914	48.450.780	65.523	418.408.292	40.382.570

6.-ESPECIFICACION DE EQUIPOS PRINCIPALES

La especificación de equipos es una tarea delicada que debe considerar una gran variedad de datos e información que deben hacerse saber a los fabricantes con objeto de que puedan proporcionar el equipo mas adecuado para la aplicación a la que se le va a destinar, atendiendo no sólo a satisfacer las condiciones de operación sino también criterios de seguridad, disponibilidad y confiabilidad, tipo de servicio, impacto ambiental, restricciones de espacio, arreglo de componentes, entre otras.

La especificación de equipos a nivel de estudio de factibilidad no puede contener todos los datos e información que contendría una especificación para compra o concurso de equipo, ésta sería producto propiamente de la ingeniería básica de la opción seleccionada.

El objetivo que debe cumplir una especificación para estudio de factibilidad de proyecto es la evaluación del costo de los equipos que integran las opciones a analizar económicamente. En general es conveniente contar con información estadística de costos de equipo con el fin de determinar la inversión que deba realizarse; la especificación permitirá entonces obtener cotizaciones para complementar y actualizar la información estadística con que se cuente.

6.1. TURBINAS DE VAPOR.

Las condiciones a especificar para las turbinas de vapor se refieren a las siguientes:

	PRESION	TEMPERATURA	FLUJO
ENTRADA	X	X	X
DESCARGA	X		
EXTRACCIONES	X		X

Se debe especificar también la capacidad de generación eléctrica que se espera de la máquina, con objeto de comprobar si efectivamente se podrá obtener la potencia esperada del sistema.

Adicionalmente, se debe indicar el tipo de extracción, controlada o no, y si la turbina es condensante o de contrapresión, aunque la presión a la descarga lo indique.

Particularmente en el caso de turbina condensante, se deberá proporcionar al fabricante datos de la disponibilidad de agua de enfriamiento y su temperatura, o bien las condiciones ambientales promedio, máximas y mínimas de la zona en que se instalaría.

El fabricante podrá tener opción de ofrecer una turbina que requiera un reductor de velocidad para poder mover un generador eléctrico, la cotización deberá incluir su costo.

En adición, la cotización debe incluir los equipos auxiliares de la turbina tales como válvulas gobernadoras, sistema de control, sistema de lubricación e incluso es factible que el fabricante cotize equipos auxiliares tales como el sistema de enfriamiento (bombas de circulación y torre de

enfriamiento), en el caso de turbinas condensantes, bombas de retorno de condensado, etc. Asimismo, se deberá incluir el consumo de energía que sus equipos auxiliares requieran.

6.2. TURBINAS DE GAS

En el caso de las turbinas de gas se debe especificar lo siguiente:

	PRESION	TEMPERATURA
ENTRADA	X	X
DESCARGA	X	

Dado que el comportamiento de las turbinas de gas es muy sensible a las condiciones atmosféricas, se debe proporcionar al fabricante la altura sobre el nivel del mar que la instalación tendría, así como la temperatura ambiente media de la zona y las máximas y mínimas que se presenten en un año.

Se deberá especificar también el combustible con el que operará, la capacidad eléctrica deseada de la máquina y, adicionalmente, la demanda térmica que se planea recuperar a la descarga, con el límite de temperatura de los gases para garantizar la posibilidad de producción de vapor a las condiciones deseadas.

Se deben considerar las restricciones de emisiones contaminantes de la zona en que el equipo se instalaría, con objeto de que el fabricante pueda recomendar los equipos auxiliares que satisfagan dichas restricciones.

La cotización deberá incluir el costo de los equipos auxiliares que la máquina requiera, tales como filtro de aire, sistema de control, sistema de lubricación, centros de control de motores etc., así como los consumos de energía de dichos equipos.

Existen fabricantes que manejan también las calderas de recuperación de calor de tal manera que se puede atender a ellos para cotizar el arreglo completo.

6.3. CALDERAS DE RECUPERACION DE CALOR

Las condiciones a especificar para los recuperadores de calor son las siguientes:

	PRESION	TEMPERATURA	FLUJO
VAPOR DESCARGA	X	X	X
AGUA DE ALIMENTACION		X	
GASES A LA ENTRADA	X	X	X

La especificación debe contener datos sobre el tipo o composición de los gases producto de la combustión, además, en los casos de calderas de dos o mas presiones de operación, se debe establecer los rangos de combinaciones de producción esperada de vapor a las diferentes presiones.

En caso de requerir postcombustión, se debe indicar el combustible que se utilizaría en ello.

La cotización debe incluir los equipos auxiliares tales como bombas de agua de alimentación, sistema de control, protección contra sobrepresión, etc., así como su consumo de energía.

6.4. CALDERAS A FUEGO DIRECTO

Las condiciones a especificar son similares a las de las de recuperación de calor, excepto que en lugar de indicar el flujo y condiciones de los gases a utilizar, en este caso se debe indicar el combustible que la caldera manejará.

De igual manera, se deberá informar al fabricante de las restricciones de emisiones contaminantes para que pueda ofrecer los equipos auxiliares que requiera para satisfacerlas.

NOMENCLATURA

VARIABLES, CONDICIONES, PROPIEDADES

A/C	RELACION AIRE - COMBUSTIBLE
Cp	CALOR ESPECIFICO A PRESION CONSTANTE
Cv	CALOR ESPECIFICO A VOLUMEN CONSTANTE
E	POTENCIA ELECTRICA
Eaire	EXCESO DE AIRE
F	FLUJO
F.C.	FACTOR DE CARGA
F.P.	FACTOR DE POTENCIA
FRpot	FRACCION DE LA POTENCIA REQUERIDA QUE ENTREGA EL SISTEMA DE COGENERACION
ICN	INDICE DE CALOR NETO
h	ENTALPIA
k	Cp/Cv, COEFICIENTE DE PROCESO ISOENTROPICO
mcomb	FLUJO DE COMBUSTIBLE POR kg DE AIRE
P	PRESION
PCI	PODER CALORIFICO BAJO
q	CALOR POR UNIDAD DE MASA
Q	DEMANDA O CARGA TERMICA
Q/E	RELACION CALOR / ELECTRICIDAD
QD	CALOR A LA DESCARGA DE UNA TURBINA
QS	CALOR SUMINISTRADO AL SISTEMA
QU	CALOR UTIL
r	RELACION DE PRESIONES ALTA / BAJA
T	TEMPERATURA
W	TRABAJO POR UNIDAD DE MASA
Δx	DIFERENCIA DE VALORES DE LA VARIABLE 'x'
η	EFICIENCIA
ρ	DENSIDAD

NOMENCLATURA

SUBINDICES

AA	AGUA DE ALIMENTACION
AP	ALTA PRESION
BP	BAJA PRESION
C	COMPRESOR
CC	CAMARA DE COMBUSTION
Cald	GENERADOR DE VAPOR, CALDERA
EAP	EXTRACCION DE VAPOR A ALTA PRESION (DE TURBINA)
EMP	EXTRACCION DE VAPOR A MEDIA PRESION (DE TURBINA)
EST	ESTEQUIOMETRICA
f	LIQUIDO SATURADO
g	VAPOR SATURADO
G	GENERADOR ELECTRICO
GASES, G	GASES
GN	GAS NATURAL
I	CONDICION O VALOR IDEAL
MP	MEDIA PRESION
PP	'PINCH POINT'
PN	CONDICIONES NOMINALES
R	CONDICION O VALOR REAL
REQ	CONDICION REQUERIDA
S	CONDICION ISOENTROPICA
SP	CONDICIONES DE SALIDA DE PROCESO
SP	SIN POSTCOMBUSTION
SC	CORRESPONDIENTE AL SISTEMA DE COGENERACION

NOMENCLATURA

SUBINDICES (continuación)

T	TURBINA
V	VAPOR
VAPC	CONDICIONES ACTUALES DE GENERACION DE VAPOR DE ALTA PRESION
VMPC	CONDICIONES ACTUALES DE GENERACION DE VAPOR DE MEDIA PRESION
1,2,3.....	CONDICIONES A LA ENTRADA Y SALIDA DE EQUIPOS O PROCESOS

BIBLIOGRAFIA

COGENERACION Y GAS NATURAL

J. Antonio Guillén Marco
ENAGAS. Dirección Comercial
España.

COGENERATION

S. David Hu
Reston Publishing Company, Inc. 1985

CURSOS DE CAPACITACION DE COORDINADORES DEL PAESE "AUDITORIAS ENERGETICAS"

SERVICIOS ENERGETICOS PROFESIONALES S.A. DE C.V.
Cursos impartidos en diferentes sedes de las Regiones de Distribución de la CFE.

HANDBOOK OF HIGH - EFFICIENCY ELECTRIC EQUIPMENT AND COGENERATION SYSTEM OPTIONS FOR COMMERCIAL BUILDINGS

Final Report. December 1989
N. Richard Friedman, Resource Dynamics Corporation
Morton H. Blatt, Commercial Program, Customer Systems Division - EPRI
EPRI CU - 6661

INDUSTRIAL COGENERATION APPLICATIONS

Dilip R. Limaye
The Fairmont Press, Inc. 1987

TURBINAS DE GAS

Eduardo de Maria y Campos
AMIME. 1987

WASTE HEAT BOILER DESKBOOK

V. Ganapathy
The Fairmont Press, Inc. 1991

REFERENCIAS

A COMPARISON OF POWER PLANTS FOR COGENERATION OF HEAT AND ELECTRICITY

R. Kehlhofer

ASEA BROWN BOVERI. Pub. No. CH - KW 2007 88 E

COGENERACION

Rogelio Ruiz Esparza G.

VII Curso sobre Planificación Energética. PUE. UNAM. Julio, 1989.

COGENERACION

Rogelio Ruiz Esparza G.

Foro Nacional sobre Fuentes Alternas de Energía, su Desarrollo y Potencial de Aplicación en México. IMIQ. Cuernavaca, Mor. 1990.

COGENERATION SOURCEBOOK

F. William Payne

The Fairmont Press. 1985

COGENERATION APPLICATION CONSIDERATIONS

J.M. Kovacik. General Electric Company

Schenectady, NY

COGENERATION & SMALL POWER PRODUCTION MANUAL

Scott A. Spiewak

The Fairmont Press. Third edition. 1991.

COGENERATION

RCG / Hagler, Bailly, Inc.

September 1991

1991 - 1992 COGENERATION PROJECT HANDBOOK

OPORTUNIDADES DE AHORRO EN COGENERACION

Eduardo Buendía D.

Instituto de Investigaciones Eléctricas.

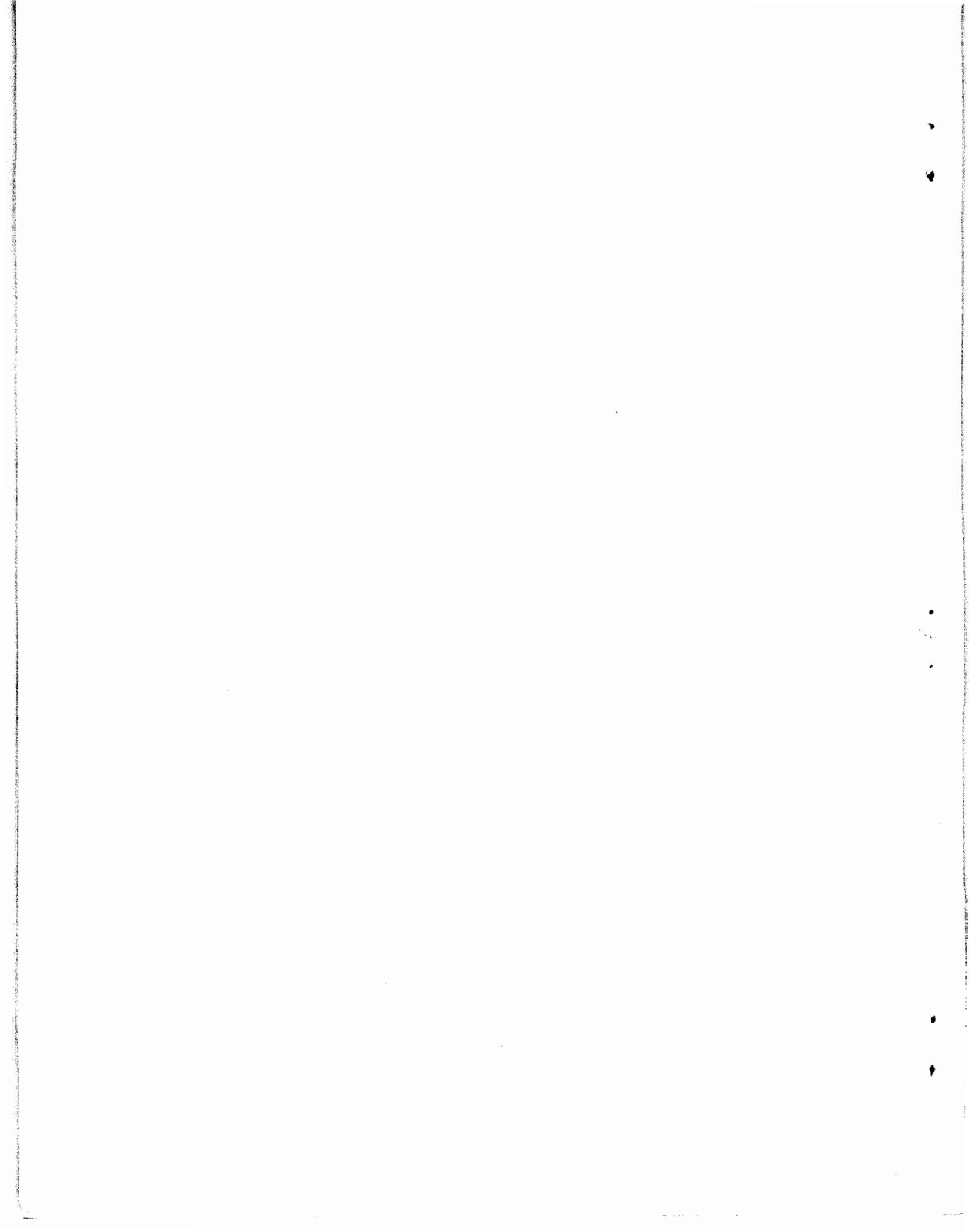
RISK MANAGEMENT FOR INDEPENDENT POWER PRODUCERS AND COGENERATORS

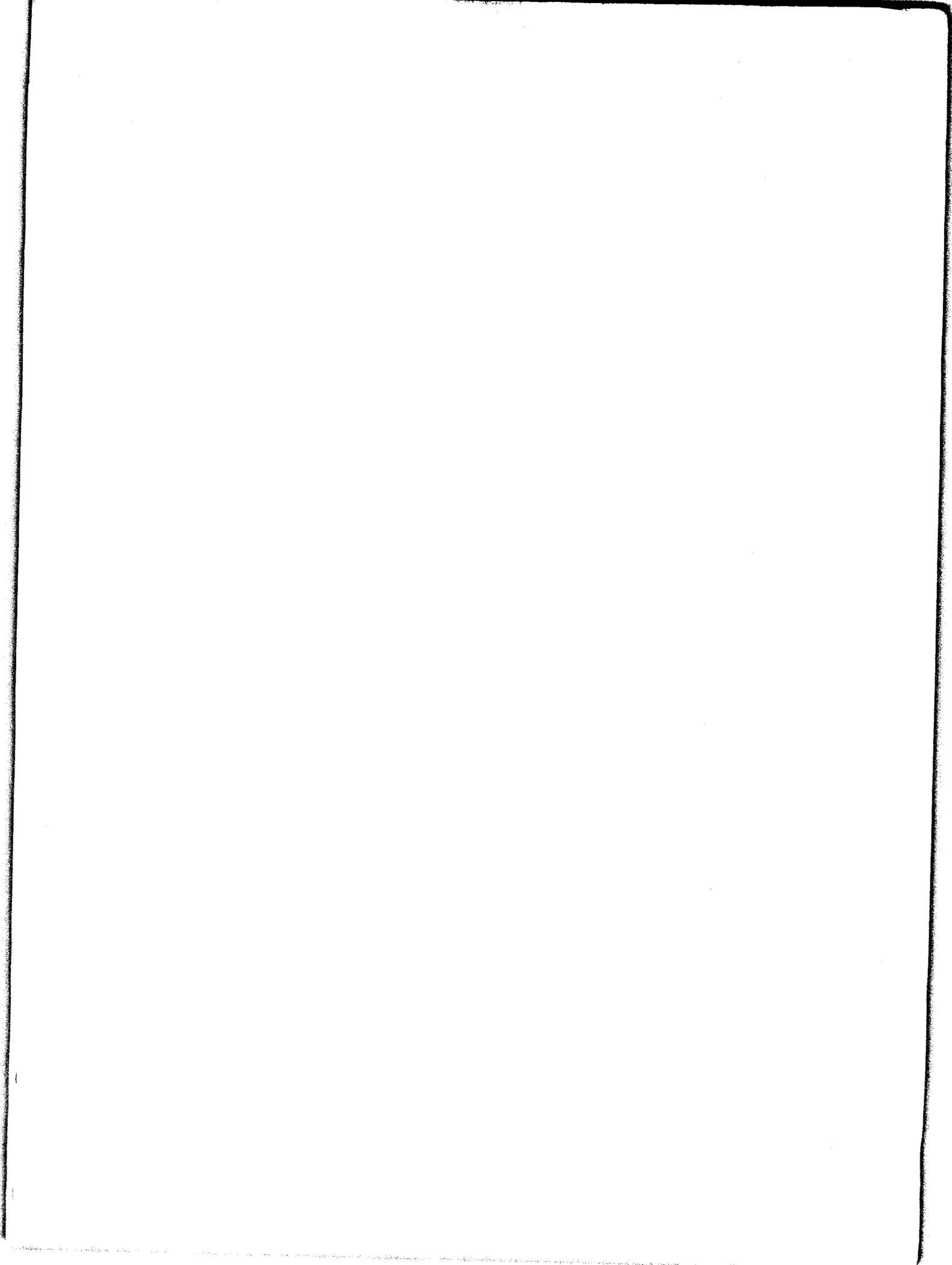
Reinhard W. Maier

World Energy Engineering Congress

Atlanta, GA. Oct 22 - 25, 1991.

UTILITY AND INDUSTRY ENERGY CONSERVATION TRAINING COURSE
Memorias del curso
Tennessee Valley Authority. Chattanooga TN. 1985.





F/DEPFI/CE/No.7/1992/EJ.4



715156