



35
204

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES

ZARAGOZA

DETERMINACION DE UN SISTEMA DE COGENERACION
PARA EL AHORRO DE ENERGIA EN LA INDUSTRIA
APLICANDO TURBINAS DE GAS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO QUIMICO

P R E S E N T A

RAFAEL ABEL SANTIAGO RAMIREZ

MEXICO. D. F.

1998

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

26 29 60



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ZARAGOZA
JEFATURA DE INGENIERIA QUIMICA
OFICIO: 082/009/98

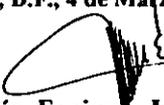


C. Rafael Abel Santiago Ramírez
Presente

En respuesta a su solicitud de asignación de jurado para el Examen Profesional, le comunico que la Jefatura a mi cargo ha propuesto la siguiente designación:

Presidente: I.Q. René de la Mora Medina
Vocal: I.Q. Arturo Enrique Méndez Gutiérrez
Secretario: I.Q. Angel Gómez González
Suplente: I.Q. José Antonio Zamora Plata
Suplente: I.Q. Balbina Patricia García Aguilar

ATENTAMENTE
"LO HUMANO EJE DE NUESTRA REFLEXION"
México, D.F., 4 de Marzo de 1998



I.Q. Magín Enrique Juárez Villar
Jefe de la Carrera

Irm

A MIS PADRES

POR EL CARÍO Y CONFIANZA QUE HE RECIBIDO
EN CADA MOMENTO DE MI VIDA.

A MIS HERMANOS

POR SU APOYO Y RESPETO.

A MIS TÍOS Y PRIMOS

POR SU AYUDA Y COMPRESIÓN.

EN EL INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO

AMIGOS, CON UN AGRADECIMIENTO AL
ING. RENE DE LA MORA MEDINA POR SU RESPALDO EN EL
DESARROLLO DE LA PRESENTE TESIS.

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ZARAGOZA

A TODOS LOS AMIGOS POR SU SINCERA AMISTAD.

MUCHAS GRACIAS

RAFAEL ABEL SANTIAGO RAMIREZ

ÍNDICE

PAGUINA

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO 1	
GENERALIDADES	
1.1 CONCEPTO DE ENERGÍA.....	3
1.1.1 HISTORIA.....	3
1.2 TRANSMISIÓN DE LA ENERGÍA.....	5
1.2.1 TRABAJO.....	5
1.2.2 CALOR.....	6
1.3 FORMAS DE ENERGÍA.....	6
1.3.1 ENERGÍA POTENCIAL.....	6
1.3.2 ENERGÍA CINÉTICA.....	7
1.3.3 ENERGÍA MECÁNICA.....	7
1.3.4 ENERGÍA ELÉCTRICA.....	8
1.4 MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR.....	8
1.4.1 CONDUCCIÓN.....	8
1.4.2 CONVECCIÓN.....	9
1.4.3 RADIACIÓN.....	10
1.5 PÉRDIDAS DE ENERGÍA.....	11
1.6 ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE.....	12
1.7 EFECTOS DEL AHORRO DE ENERGÍA.....	13
1.8 DEFINICIÓN DE COGENERACIÓN.....	14
1.9 VENTAJAS DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN.....	17
1.10 FACTIBILIDAD DE LOS PROYECTOS DE COGENERACIÓN.....	19
1.11 ESCENARIO INTERNACIONAL.....	22
1.12 ESCENARIO NACIONAL.....	23
1.12.1 ENERGÍA EN MÉXICO.....	26

CAPITULO 2

TECNICAS DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA

2.1 RACIONALIZACIÓN DE LA COMBUSTIÓN.....	28
2.1.1 REDUCCIÓN DEL EXCESO DE AIRE.....	29
2.1.2 RELACIÓN DE AIRE Y CALOR PERDIDO CON LOS GASES DE COMBUSTIÓN.....	30
2.1.3 AHORRO DE COMBUSTIBLE EN FUNCIÓN DE LA RELACIÓN DE AIRE.....	31
2.2 CONSERVACIÓN DE ENERGÍA EN LA GENERACIÓN Y USO DE VAPOR.....	31
2.2.1 REDUCCIÓN DE LA PRESIÓN DEL VAPOR GENERADO.....	31
2.2.2 RECUPERACIÓN DE ENERGÍA DE PRESIONES ALTAS DEL VAPOR GENERADO.....	32
2.2.3 REDUCCIÓN DE PURGAS.....	32
2.2.4 RECUPERACIÓN DE CALOR DE LAS PURGAS.....	35
2.3 RACIONALIZACIÓN DE LOS PROCESOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR.....	35
2.3.1 MEJORAMIENTO DE LOS MÉTODOS DE CALENTAMIENTO.....	36
2.3.2 REDUCCIÓN DE LA CONDUCTIVIDAD TÉRMICA DEL MATERIAL DE CONSTRUCCIÓN DE LOS HORNOS.....	36
2.3.3 CAMBIO A PROCESOS MÁS EFICIENTES.....	40
2.4 REDUCCIÓN DE PERDIDAS DE CALOR.....	40

2.4.1 HERMITICIDAD DE EQUIPOS DE COMBUSTIÓN	40
2.4.2 LIMPIEZA DE LAS SUPERFICIES DE TRANSFERENCIA DE CALOR	41
2.5 RECUPERACIÓN DE CALOR RESIDUAL	42
2.5.1 PRECALENTAMIENTO DEL AIRE DE COMBUSTIÓN	42
2.5.2 PRECALENTAMIENTO DE AGUA DE CALDERAS	44

CAPITULO 3

SISTEMAS DE COGENERACIÓN

3.1 SISTEMAS SEPARADOS	45
3.2 CONFIGURACIONES	46
3.2.1 CLASIFICACION GENERAL	46
3.3 ESQUEMAS DE COGENERACIÓN	48
3.4 COGENERACIÓN CON TURBINAS DE GAS EN CICLO COMBINADO	49
3.4.1 TURBINA	49
3.4.2 TURBINA DE GAS	50
3.5 COGENERACIÓN CON TURBINAS DE VAPOR	52
3.6 COGENERACIÓN CON CICLO COMBINADO	56
3.7 COGENERACIÓN CON MOTOR DIESEL	57
3.8 SELECCIÓN DE SISTEMAS COGENERATIVOS	60
3.8.1 FACTORES IMPORTANTES	60
3.9 CARACTERÍSTICAS INHERENTES A CADA SISTEMA	61
3.10 LAS EMISIONES CONTAMINANTES	63

CAPITULO 4

COGENERACIÓN INDUSTRIAL EN MÉXICO

4.1 INDUSTRIA AZUCARERA	70
4.1.1 SISTEMA ENERGÉTICO	70
4.1.2 SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	71
4.1.3 DIAGNÓSTICO DE LA COGENERACIÓN	73
4.2 INDUSTRIA SIDERURGICA	74
4.2.1 SISTEMA ENERGÉTICO	74
4.2.2 SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	76
4.2.3 DIAGNÓSTICO DE LA COGENERACIÓN	76
4.3 INDUSTRIA PETROLERA	76
4.3.1 REFINACIÓN DE PETRÓLEO	76
4.3.1.1 SISTEMA ENERGÉTICO	77
4.3.1.2 SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	77
4.3.1.3 DIAGNÓSTICO DE LA COGENERACIÓN	79
4.4 PETROQUÍMICA BÁSICA Y PLANTAS DE TRATAMIENTO DE GAS NATURAL	79
4.4.1 SISTEMA ENERGÉTICO	80
4.4.2 SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	80
4.4.3 DIAGNÓSTICO DE LA COGENERACIÓN	80
4.5 INDUSTRIA PAPELERA	82
4.5.1 SISTEMA ENERGÉTICO	82
4.5.2 DIAGNÓSTICO DE LA COGENERACIÓN	82
4.6 INDUSTRIA QUÍMICA	83

4.6.1 DIAGNÓSTICO DE LA COGENERACIÓN.....	83
4.7 INDUSTRIA MINERA.....	83
4.7.1 SISTEMA ENERGÉTICO.....	83
4.7.2 DIAGNÓSTICO DE LA COGENERACIÓN.....	84
4.8 INDUSTRIA CERVECERA.....	84
4.8.1 SISTEMA ENERGÉTICO.....	84
4.8.2 DIAGNOSTICO ENERGETICO.....	84
4.9 INDUSTRIA TEXTIL.....	85
4.9.1 DIAGNÓSTICO DE LA COGENERACIÓN.....	85
4.10 EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS.....	86
4.11 ESTUDIO DE VIABILIDAD.....	86
4.12 INGENIERÍA BÁSICA.....	89
4.13 INGENIERÍA DE DESARROLLO.....	89
4.14 DIRECCIÓN DE OBRA Y PUESTA EN SERVICIO.....	90
4.15 SISTEMA DE CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS.....	90
4.16 PROYECTO Y FINANCIAMIENTO.....	91
4.16.1 UNIÓN DE EMPRESAS.....	92
4.16.2 AHORROS COMPARTIDOS.....	93

CAPITULO 5

CASO DE ESTUDIO

5.1 COMPONENTES DEL SISTEMA.....	94
5.2 ARRANQUE DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN.....	95
5.2.1 LIMPIEZA DE GASES INTERNOS.....	95
5.2.2 ENCENDIDO DEL SISTEMA.....	95
5.2.3 INYECCIÓN DE GAS.....	95
5.2.4 VELOCIDAD DE SINCRONÍA Y REDUCCIÓN DE VELOCIDAD.....	96
5.2.5 MODO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA.....	96
5.2.6 MODO DE COGENERACIÓN.....	96
5.3 TURBINA DE GAS.....	96
5.3.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES.....	97
5.3.2 SISTEMAS DE CONTROL Y PROTECCIÓN.....	97
5.3.3 PROTECCIÓN DE LA TURBINA PARA EL CONTROL NUMÉRICO (CNT).....	99
5.4 ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DE COGENERACIÓN.....	101
5.5 SECUENCIA DE LA SELECCIÓN DE LA TURBINA DE GAS.....	102
5.6 ASPECTO ECONÓMICO.....	114

CAPITULO 6

CONCLUSIONES.....117

BIBLIOGRAFIA.....120

APENDICE125

NOMENCLATURA.....127

INTRODUCCIÓN

En el mundo la generación de contaminantes de la atmósfera es inherente a la actividad humana y que tiene una relación directa con el consumo de energéticos. (combustibles).

De la energía consumida proveniente de la combustión de hidrocarburos, lo que implica que es en los equipos de combustión en donde residen las mayores oportunidades de ahorro de energía y de mejoramiento de la calidad del aire del ambiente.

La cogeneración industrial puede jugar un papel importante para cubrir la demanda industrial de energía a través de la generación de vapor y electricidad para procesos de consumo de energía. Se han instalado esquemas de cogeneración industrial, particularmente en refinerías de PEMEX, aunque esta energía se utiliza exclusivamente para cubrir sus requerimientos y servicios.

Es por ello que en el presente trabajo se establecen ciertas posibilidades y características para el ahorro de energía, mediante un esquema de cogeneración.

En el capítulo 1, se explica con una serie de generalidades respecto a los energéticos y la importancia de la cogeneración tanto para un usuario como para la industria.

Para el capítulo 2, se abordan una serie de técnicas o procedimientos para la conservación de energía en equipos de combustión y permite mostrar los diferentes métodos para un mejor aprovechamiento de la misma.

El capítulo 3 menciona las diferentes configuraciones de los esquemas de cogeneración con que se cuenta en diferentes industrias dando una énfasis en la utilización de una turbina de gas.

El capítulo 4 describe un panorama general de la situación actual en la que se encuentra la cogeneración industrial en México desde el punto de vista energético para comprender las deficiencias que se tienen en los equipos de combustión.

Para el capítulo 5 se describe el esquema de ahorro de energía, dando importancia a la turbina de gas como el principal componente del sistema; considerando las partes que la componen así también de su control y protección. Con ello se engloba de alguna forma a nivel industrial, lo fundamental que es tener un sistema que permita generar electricidad y vapor.

Como puede comprenderse, los esquemas de cogeneración son muy numerosas y sólo dependientes de la capacidad del ingeniero que debe encontrar la forma de incorporarlas en el proceso adecuado en forma segura, eficiente y con la suficiente rentabilidad.

De esta forma se realizó un planteamiento del esquema similar al adoptado en la planta de Altamira, Tamaulipas y en la cual la turbina de gas ofrece ventajas para una buena recuperación de calor, además de un ejemplo adoptado en la Refinería Miguel Hidalgo, Hgo.

Los objetivos que se plantearon son los siguientes :

- Establecer las características e implementaciones de un esquema de cogeneración de energía.
- Analizar la configuración de los sistemas de cogeneración de energía.
- Describir los esquemas más adecuados como potencial de ahorro de energía.
- Realizar un caso de estudio en el cual, se muestre los ahorros económicos del esquema de cogeneración.

CAPITULO 1 GENERALIDADES

1.1 CONCEPTO DE ENERGÍA

1.1.1 HISTORIA

La energía está íntimamente relacionada con trabajo, al grado de que la palabra “energía” (que fue inventada por el científico inglés Thomas Young en 1807) proviene del griego energuecia que significa “que contiene trabajo”. Energía es algo que hace posible hacer trabajo y trabajo es algo que se involucra un esfuerzo.

En el curso de la historia, la humanidad ha utilizado sucesivamente diferentes fuentes de energía. Al inicio y durante los primeros milenios de la existencia humana, la energía solar fue la única energía disponible. La necesidad de una fuente de calor era satisfecha por la combustión de la madera. Para obtener energía mecánica, los hombres recurrían a su propia fuerza muscular, a la de los animales que domesticaban, a la del viento o a la del agua de los ríos.

En los países occidentales, esta situación se modificó en el siglo XVIII, cuando la leña fue reemplazada progresivamente por el carbón, el cual se impuso fuertemente como energía térmica y luego como fuente de energía mecánica. La revolución industrial fue posible gracias al carbón, cuya producción fue en aumento a lo largo del siglo XIX, superó los mil millones de toneladas por año el principio del siglo XX.

A principios de este siglo, la extracción del petróleo empezó a tomar impulso. Una vez conseguidos los medios adecuados para su utilización, sus evidentes ventajas respecto al carbón (mayor poder energético, transporte y almacenamiento mucho más fáciles) se desarrolló un crecimiento de su producción extraordinariamente rápido, el cual ha proseguido hasta nuestros días, en que los hidrocarburos proporcionan más de las dos terceras partes de la energía que se consume en el mundo.

El desarrollo petrolero de las naciones del Golfo Pérsico fue impulsado por capital estadounidense y de otros países a principio del siglo XX.

La década de los 60's fue de abundancia petrolera y por lo tanto la época de mayor prosperidad de los países consumidores. Durante este período los países industrializados activaron la economía del mercado, gracias a los grandes suministros de petróleo barato

En los primeros años de la década de los 70's, se planeó la construcción de las facilidades para el uso de la energía nuclear y el carbón. En 1972 la OPEP acordó aumentar la participación de los gobiernos al 51% de las empresas hasta 1982.

Después de la guerra de octubre de 1973 en el Medio Oriente, la OPEP determinó los precios y nivel de producción del petróleo. El precio del petróleo entonces se incrementó de 2 USD/barril a 10 USD/barril.

De 1974 a 1978, se dieron algunos sucesos tales como : la recesión mundial, bajo crecimiento económico, políticas gubernamentales para la promoción del uso eficiente de la energía, la apertura de nuevos campos petroleros en el Mar del Norte, México y China, que llevaron a la OPEP a implantar un aumento moderado de los precios del 5% anual.

De diciembre de 1978 a principios de 1979, la producción petrolera de Irán fue parada completamente debido a reajustes sociales internos, que influyeron fuertemente en el mercado petrolero, ya que Irán aportaba el 19% del suministro global.

Cuando la guerra Irak-Irán estalló en 1980, los precios del energético fluctuaron entre 34 USD/barril y 42 USD/barril en noviembre de 1981.

A partir de 1980 la demanda mundial de los hidrocarburo se redujo, debido al prolongado estancamiento económico causado por la crisis petrolera y el desarrollo de fuentes alternas de energía, tales como el carbón y la energía nuclear en 1985, ya que la demanda mundial había decrecido un 25%.

En marzo de 1983 la OPEP decidió reactivar el mercado, disminuyendo el precio de 34 USD/barril a 29 USD/barril y limitar la producción a 17.5 millones de barriles diarios. A partir de entonces la OPEP realizó esfuerzos por mantener el precio del crudo limitando la producción, que ha fluctuado de 16 a 18.5 millones de barriles diarios.

En los años siguientes, a pesar de este esfuerzo, la producción del petróleo se ha incrementado, y los precios se han reducido hasta alcanzar en 1990 una producción de 22.5 millones de barriles diarios a 21 USD/barril, pero la invasión Iraquí a Kuwait y el consecuente embargo petrolero impuesto por los consumidores, causó un repentino repunte en los precios hasta los 40 USD/barril.

Una vez que se restauró la paz, los precios del crudo descendieron nuevamente hasta los 18 USD/barril en 1996.

1.2 TRANSMISIÓN DE LA ENERGÍA.

Mientras la energía permanece almacenada dentro de un sistema, tiene capacidad para producir efectos, pero estos no son evidentes, a menos que la energía pueda cruzar los límites de un sistema y producir cambios en los contenidos del sistema y en los alrededores o entorno. La energía que se transmite puede adoptar dos formas: trabajo o calor.

1.2.1 TRABAJO

Generalmente el trabajo se define como la acción de una fuerza, F , ejercida en el desplazamiento, dL , en la dirección de dicha fuerza.

$$W = \int_1^2 p dV$$

1.2.2 CALOR

Al igual que el trabajo, el calor es una energía en tránsito, o sea que es una forma de intercambio de energía entre un cuerpo y otro, pero cuando entra energía en forma de calor (o de trabajo) a un sistema, ésta dejara de ser calor o trabajo y se transformará en alguna energía que sea propiedad del sistema (energía interna, potencial, cinética).

Se puede definir el calor como la interacción energética entre un sistema y sus alrededores, a través de aquellas porciones de los límites del sistema en que no hay transferencia de masa y como consecuencia de la diferencia de temperaturas entre el sistema y sus alrededores.

La energía en forma de calor siempre fluye del cuerpo de mayor temperatura hacia el de menor temperatura y se ocasiona debido precisamente a esta diferencia de temperaturas.

Por convención, se dice que el calor que entra al sistema es positivo y que el calor que sale del sistema es negativo.

1.3 FORMAS DE ENERGÍA

La energía puede existir en una variedad de formas , alguna de ellas inmediatamente reconocibles y son mostradas en la figura 1.3.

1.3.1 ENERGÍA POTENCIAL

La energía potencial de la masa de un sistema depende de su posición en el campo de fuerza gravitacional terrestre. Para evaluarla hay que considerar un nivel de referencia, y una distancia vertical entre ese nivel y la masa del sistema.

$$EP = m * g * z$$

1.3.2 ENERGÍA CINÉTICA

Es la energía asociada con el movimiento mecánico de los cuerpos. Cuantitativamente es igual a un medio de la masa por el cuadrado de la velocidad que adquiere. La energía cinética, como todas las formas de energía es una cantidad escalar, lo cual significa que posee una magnitud pero no una dirección.

$$EC = \frac{m v^2}{2}$$

1.3.3 ENERGÍA INTERNA

Una de las formas de energía menos tangible de las sustancias es su energía interna, que es la energía relacionada con la estructura molecular de la sustancia. Aun cuando no podemos medir la energía, total o absoluta, si podemos medir sus cambios.

1.3.4 ENERGÍA MECÁNICA

La energía mecánica tiene una posición central, ya que todas las formas de energía pueden ser entendidas en términos de la energía mecánica. Por ejemplo la energía térmica de un objeto consiste principalmente de la suma de la energía cinética y todas las moléculas de ese objeto.

$$EM = EP + EC$$

1.3.5 ENERGÍA ELÉCTRICA

La energía eléctrica puede ser de corriente directa o corriente alterna, de alto voltaje o bajo voltaje y de alta o baja frecuencia en el caso de corriente alterna. La electricidad se puede producir a partir de diversas fuentes primarias por diferentes procesos. Las principales fuentes utilizadas son la hidráulica, térmica (petróleo, gas y carbón), geotérmica, nuclear y otras alternativas.

1.4 MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR

El calor se propaga de un cuerpo a otro mediante tres mecanismos; conducción, convección y radiación. Los tres tipos de transferencia de calor se pueden producir al mismo tiempo y es aconsejable tomar en consideración la transferencia de calor por cada uno de esos tipos en cada caso particular.

A continuación son descritos los tres mecanismos de transferencia de calor:

1.4.1 CONDUCCIÓN

Es la transferencia de energía en forma de calor que se lleva a cabo debido a que las moléculas que se mueven más rápido en la parte más caliente de un cuerpo comunican mediante impactos una parte de su energía a las moléculas adyacentes. La conducción de calor se debe tanto a los movimientos de los electrones libres en el interior del sólido, como las vibraciones de las moléculas dentro del mismo.

La ecuación básica que establece la rapidez de transferencia de calor por conducción es la que representa la ley de Fourier, desarrollada en 1822 por él mismo y que dice; “La cantidad instantánea de transferencia de calor es proporcional al área y a la diferencia de temperatura dt que impulsa el calor a través de la pared de espesor dx ”

$$dQ = \frac{-kAdt}{dx}$$

La propiedad “ k ” se denomina conductividad térmica del material y depende del estado del mismo, en particular de la temperatura; puede determinarse a partir de experimentos de laboratorio y esta básicamente definida por la ecuación anterior.

El signo negativo (-) de la ecuación indica que un gradiente negativo de temperatura produce transferencia de calor en la dirección positiva x .

1.4.2 CONVECCIÓN

Es la transferencia de calor de un punto a otro dentro de un fluido mediante la mezcla de una porción caliente con otra porción fría. La transferencia de calor puede ser convección natural o forzada.

La diferencia entre ellas es que en la primera el desplazamiento del fluido se debe a una diferencia de densidades del mismo provocada por un diferencial de temperaturas; mientras que, en la convección forzada el movimiento del fluido es provocado por un medio externo (bomba, agitador, etc.).

La expresión que corresponde al flujo convectivo de calor no tiene el carácter de ley física, es sólo una ecuación empírica. El flujo térmico convectivo, es producto de tres términos:

1. El área de la superficie de contacto entre los fluidos.
2. La diferencia entre la temperaturas de los fluidos a cierta distancia.
3. El coeficiente de transferencia de calor (promedio).
4. La ecuación que describe lo anterior es;

$$dQ = h_c A dt$$

La constante de proporcionalidad “ h_c ” es un término sobre el cual tiene influencia la naturaleza del fluido y el régimen de flujo y debe ser evaluado experimentalmente. Esta constante recibe el nombre de coeficiente de transferencia de calor.

1.4.3 RADIACIÓN

Es la transferencia de energía por ondas electromagnéticas a través del espacio. Por ejemplo; rayo X, rayos ultravioleta, luz, todas son formas de radiación y difieren únicamente por su longitud de onda y su frecuencia.

El calor es transferido por radiación cuando un cuerpo a una temperatura alta de energía radiante, esta energía viaja a través de un espacio y otra es absorbida y transformada a calor. En los dos cuerpos, hay un intercambio continuo de energía entre ambos. El más caliente emite más energía que la que absorbe; el más frío absorbe más que la que radia. Aún después de que se alcanza el equilibrio térmico, el proceso de radiación y absorción entre ambos continúa. La ecuación fundamental que rige este proceso fue propuesta empíricamente por Stefan en 1879 y quien dedujo teóricamente a partir de la segunda ley de la termodinámica fue Boltzmann en 1884.

$$\frac{Q}{A} = \delta \varepsilon T^4$$

Donde δ es la constante de Stefan-Boltzmann y ϵ es la emisividad la cuál debe ser determinada experimentalmente. El valor de la constante de Stefan-Boltzmann es :

$$\delta = \frac{5.67 * 10^{-8} w}{m^2 k^2} \quad \text{ó} \quad \delta = \frac{1.73 * 10^{-9} BTU}{hrft^2 \cdot R^4}$$

1.5 PÉRDIDAS DE ENERGÍA

En los distintos procesos industriales, se pierde parte de la energía involucrada en ellos. La energía térmica perdida comienza a disiparse en el proceso durante la combustión de algún combustible; posteriormente aparecen pérdidas cuando el calor generado se transporta a los puntos de consumo mediante el transporte de fluidos en tuberías. La disminución de estas pérdidas, o sea el ahorro energético térmico, debe hacerse, actuando a lo largo de toda la cadena de uso térmico.

La distribución general de las pérdidas de la energía que se suministra a través de los calentadores de proceso y generadores de vapor, en refinerías de PEMEX es de forma aproximada:

- Enfriadores con Aire 26%
- Enfriadores con Agua 22%
- Pérdidas por Chimeneas 22 %
- Pérdidas por ajuste, Reacción, y Temperatura de productos 14%
- Pérdidas de Potencia 6%
- Misceláneas e Indefinidas 10%

Probablemente es a nivel de la recuperación de calores residuales donde se tiene la posibilidad de recurrir a la aplicación de muy diversos dispositivos o equipos diseñados especialmente para el ahorro de energía.

1.6 ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE

La disponibilidad de hidrocarburos baratos en décadas pasadas fomentaron el crecimiento económico y el desarrollo de las que ahora son las naciones industrializadas, al grado tal, que a pesar de las medidas para la conservación de energía que empezaron a implementar .

A la fecha estas naciones consumen casi la mayor parte de la energía que se producen en el mundo, mientras que su población representa un porcentaje muy bajo con respecto a la población mundial.

Dado que la generación (quemada de combustibles) de la energía produce como subproductos gases de desecho, son estas mismas naciones las que producen la mayor cantidad de gases contaminantes y como consecuencia alteran el equilibrio ecológico.

La calidad de los combustibles es, un tema de particular relevancia, debido a que la legislación ambiental en todos los países tiende a establecer especificaciones más estrictas en los combustibles para transporte (gasolina y diesel, principalmente) y en los combustibles industriales (combustible de bajo contenido de azufre y mayor uso del gas natural). Estos elementos determinaran los futuros esquemas de refinación, a la luz de factores tales como el mercado, la distribución, el marco regulatorio, la selección y disponibilidad de crudos, el mejoramiento operacional, las opciones de mezcla, y la reconfiguración de las refinarias.

Otra vertiente se orienta a conseguir reducciones netas de emisiones a la atmósfera de los llamados gases de efecto invernadero, bióxido de carbono entre otros, para conjurar el peligro de cambio climático. Se han diseñado novedosos esquemas de cooperación internacional, como los de implementación conjunta, para compartir la tarea de reducir o absorber este tipo de emisiones.

Es importante mantener el principio de que la reducción de emisiones es responsabilidad principal de los países que más contribuyen al problema. Aunque en el horizonte del año 2000 las emisiones de CO₂ de los países en desarrollo (especialmente de la India y de China) son los que aumentaran más rápidamente, en términos absolutos el mayor volumen de emisiones seguirá proviniendo de los países avanzados. La necesidad de responder al peligro de cambio climático, puede traer consigo cambios importantes en el uso de combustibles, en los esquemas de generación de electricidad y, más allá del sector energético, en la conservación y extensión de las áreas silvícolas del planeta.

1.7 EFECTOS DEL AHORRO DE ENERGÍA

a) Reducción del consumo de energía

Además de preservar nuestros recursos no renovables, la restricción en el aumento del consumo de la energía, lleva a un equilibrio entre la oferta y la demanda, manteniendo el precio del petróleo y de otros energéticos, en un nivel estable.

b) Reducción de costos

La conservación de la energía trae consigo una reducción de costos de operación, tanto a nivel empresarial como a nivel doméstico. Un empresario debería promover el ahorro de energía como un medio para mejorar su posición de competitividad en el mercado.

c) Mejoría en la economía nacional

El uso eficiente de la energía es altamente ventajosa para la economía nacional, ya que contribuye a la estabilidad de precios de bienes y servicios, y activa la economía a través de inversiones en equipo de conservación de energía y el desarrollo de productos de alta eficiencia energética.

1.8 DEFINICION DE COGENERACION

La cogeneración es la producción simultánea o secuencial de energía mecánica (que comúnmente es utilizada para generar electricidad) y energía térmica (vapor) a partir de una misma fuente de energía (combustión de combustible).

La cogeneración es, en esencia, una técnica que permite incrementar la eficiencia de utilización de una fuente energética primaria, a valores superiores a los que pudieran lograrse con procesos separados de generación eléctrica y térmica.

El término cogeneración es relativamente moderno, sin embargo se refiere a la serie de procedimientos utilizados desde hace casi cien años por los industriales para satisfacer sus necesidades de energía eléctrica y energía térmica. Sin embargo su utilización fue disminuyendo a medida que se extendían las redes de distribución de energía eléctrica y bajaban los costos de energía primaria. En la figura 1.8a se presenta un sistema de cogeneración con el aprovechamiento del vapor para la generación de electricidad.

El mayor incentivo para el empleo de la cogeneración es el ahorro de combustible; como todas las máquinas de calor para la generación de electricidad liberan calor al medio ambiente, este calor se puede emplear con mucha frecuencia para cumplir los requerimientos del proceso.. Ver figura 1.8b

Actualmente esta tecnología ha recobrado un renovado interés como un método práctico de conservación y ahorro de energía. La figura 1.8c permite observar en forma general las áreas de ahorro de energía en refinerías.

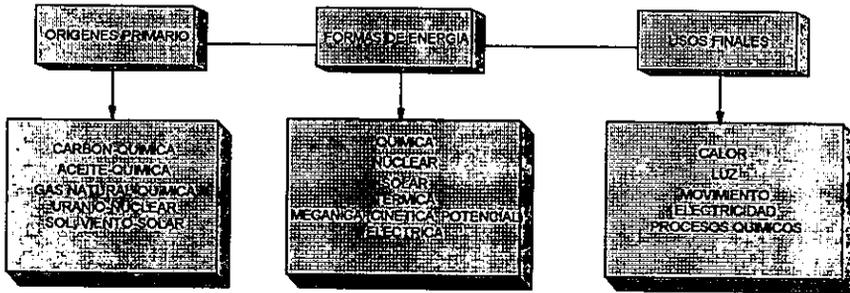


FIG. 1.3

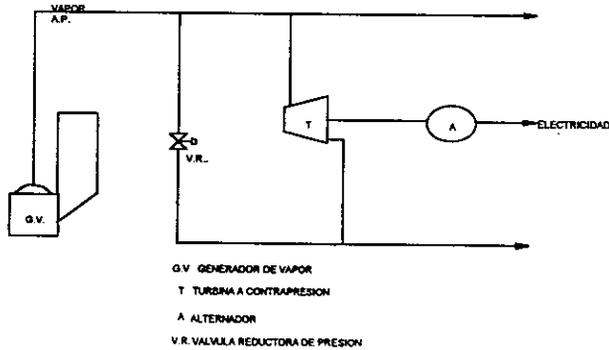


FIG. 1.8a

CONFIGURACION DE ALTERNATIVAS PARA MAQUINAS TERMICAS EN COGENERACION

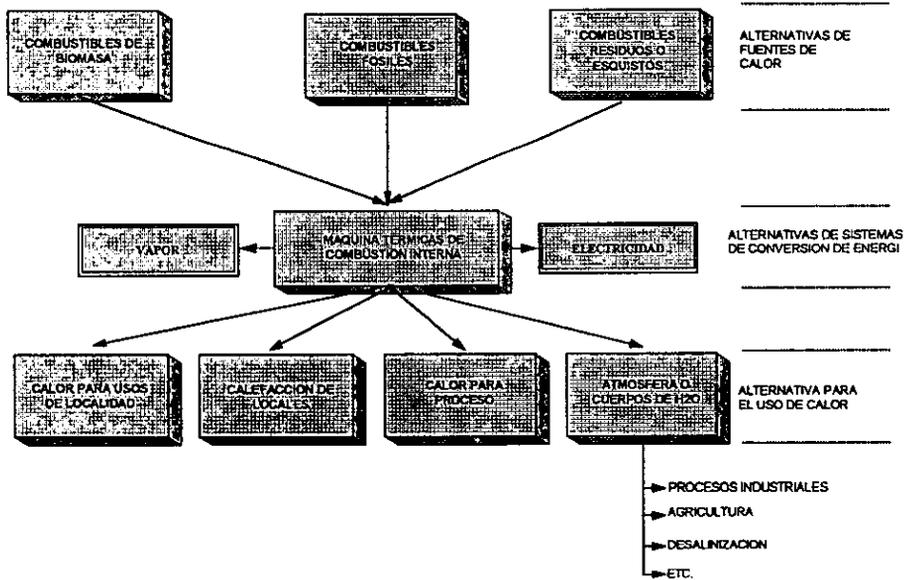


FIG. 1.8b

1.9 VENTAJAS DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN

Para un país el uso de la cogeneración puede traer simultáneamente las siguientes ventajas

Ahorro energético

El consumo de energía primaria es menor en un sistema de cogeneración que al producir de forma independiente energía térmica y eléctrica.

Ahorro económico

Derivado del ahorro energético del punto anterior se obtiene ahorros monetarios atractivos.

Mejora del medio ambiente

Debido a que es menor la cantidad de energía primaria que se necesita para producir la misma cantidad de energía útil y a que el impacto ambiental causado por el transporte, refinado y extracción de la energía es menor.

Posibilita la industrialización de zonas alejadas de las redes de distribución de alta tensión

En el caso de centros de desarrollo industrial se puede pensar en sistemas que proporcionen energía térmica y eléctrica a diferentes industrias.

Reducción de capital de inversión

Si los industriales que consumen grandes cantidades de energía eléctrica cogeneran, las empresas estatales tienen que invertir menos para abastecer la demanda creciente de electricidad.

DIAGRAMA DE AREAS DE AHORRO DE ENERGIA

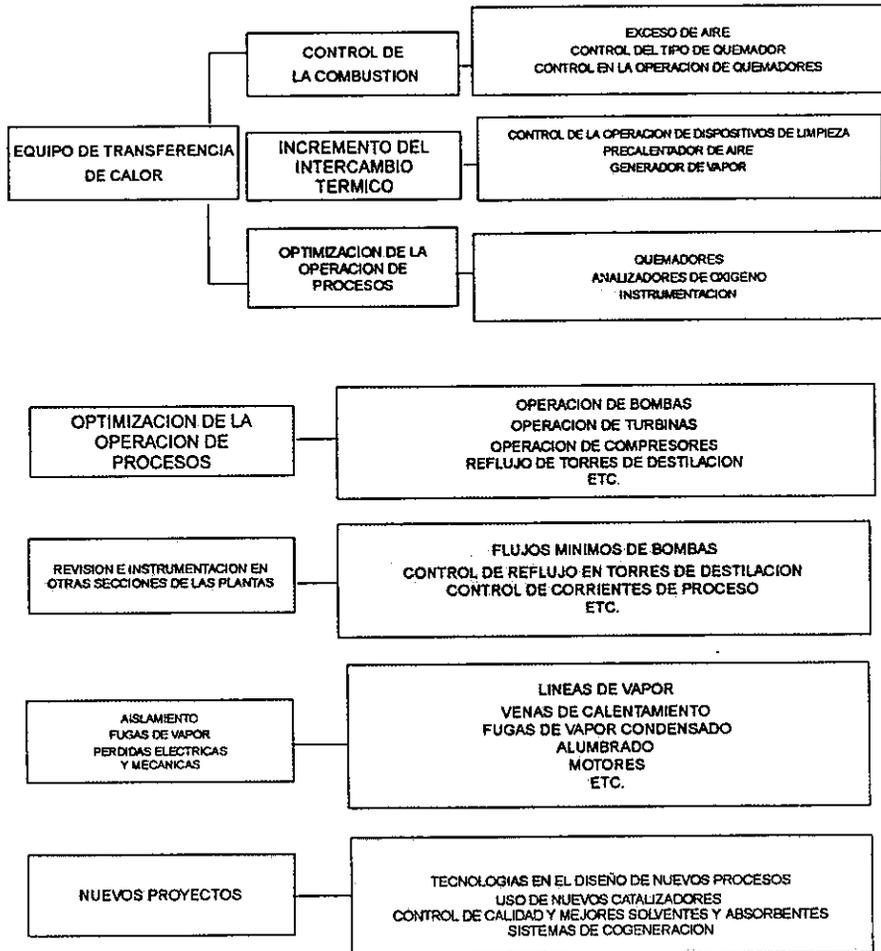


FIGURA 1.8C

1.10 FACTIBILIDAD DE LOS PROYECTOS DE COGENERACIÓN

- **Tipo de combustible.**

El carbón sería un combustible barato. Sin embargo, su aplicación requiere de inversión en sistemas de transporte, manejo de carbón, cenizas y la limpieza de los gases.

El combustóleo es altamente utilizado en generadores de vapor. No obstante su alto contenido de azufre y vanadio, especialmente en el combustóleo mexicano, lo hace fuertemente corrosivo y contaminante, requiriendo de un sistema de limpieza de gases para poder cumplir con la ley de protección ambiental. Similarmente al caso del carbón, la gasificación pudiera ser una alternativa interesante.

El diesel es un combustible menos contaminante que el combustóleo, pero más caro, por lo que únicamente se usa como respaldo.

El gas natural cuesta actualmente en México más que el combustóleo dependiendo de su costo de transporte, por lo que puede resultar demasiado costoso si la planta no se encuentra en una zona de alta demanda de gas o de fácil acceso a un gasoducto de suficiente capacidad. La gran ventaja que tiene es que es un combustible muy limpio, cuyos gases residuales no requieren de una limpieza especial si se usa un sistema de combustión adecuado. Es el combustible ideal para turbinas de gas, pero se usa más y más en generadores de vapor.

- **Agua de enfriamiento**

En zonas de escasez de agua, una turbina de gas tiene claras ventajas frente a la turbina de vapor. Primordialmente en las de tipo de condensación, ya que la expansión de las turbinas se ve altamente afectada por la presión de descarga, siendo esta última dependiente de la temperatura a la cual se rechaza calor.

- **Relación vapor del proceso y consumo eléctrico (relación calor/electricidad)**

Las diferentes industrias tienen sus requerimientos específicos de vapor y energía-eléctrica. Normalmente, la disponibilidad continua de vapor de proceso tiene absoluta prioridad.

Con la apertura del sector eléctrico la autogeneración se pueden manejar con mayor flexibilidad, considerando que la energía sobrante o faltante se puede vender o conseguir a través de CFE.

- **Variación del consumo de vapor**

Cualquier tipo de caldera, recuperador o intercambiador de calor requiere de un cierto tiempo para satisfacer cambios en la demanda de vapor o agua caliente, mientras que las turbinas, responden a variaciones de flujo.

Esto significa que en casos de procesos que impliquen variaciones rápidas en el consumo de vapor se recomienda el uso de turbinas de vapor de extracción-condensación en forma directa .

- **Costo de inversión**

Dependiendo de la tecnología seleccionada, el costo de la inversión puede llegar a variar hasta en un 200%. Sin embargo, las condiciones demandadas por el proceso serán las que definan primordialmente el tipo de tecnología, y dentro de éstas, se deberá adquirir aquella que requiera menor inversión y la que primero se cubra la demanda eléctrica y después el vapor.

- **Situación geográfica**

Por razones técnicas y económicas las plantas de cogeneración deberán instalarse lo más cerca posible al consumidor de vapor de procesos. Bajo estas circunstancias deberán tomarse en consideración las condiciones geográficas del lugar para la selección del tipo de esquema de cogeneración que más convenga.

Los factores ambientales más importantes son:

Altura sobre el nivel del mar

Temperatura ambiente

Disponibilidad de agua

Tipo y costo del combustible

Un aumento de altura y temperatura reduce la capacidad de las turbinas de gas, mientras que no tiene influencia directa en las plantas con turbinas de vapor. La disponibilidad de agua define el tipo de turbina o tipo de enfriamiento.

- **Protección ambiental**

Los límites de emisiones establecidos para la protección ambiental son de suma importancia, en la evaluación de un proyecto, por su impacto en los costos de inversión y operación de plantas de cogeneración.

1.11 ESCENARIO INTERNACIONAL

Después de la crisis petrolera de 1973, los países industrializados aplicaron políticas de conservación y ahorro de energía, que les han permitido incrementar su productividad llevando sus productos al mercado mundial.

Cabe señalar que los esfuerzos para la conservación y ahorro de energía, se dieron casi exclusivamente en los países desarrollados. Por otra parte, los países en vías de desarrollo se han mantenido ajenos a estos esfuerzos, lo que los coloca fuera del mercado internacional por falta de competitividad de sus productos causada, entre otras cosas, por la menor eficiencia energética.

Entre las políticas y acciones aplicadas en las naciones desarrolladas se pueden destacar:

- Diversificación de fuentes de energía, impulso a la hidroelectricidad y carbón.
- Promoción de la utilización de energía nuclear eliminando restricciones.
- Desarrollo de la tecnología de reciclo de energía y materia prima.
- Consideraciones ambientales.
- Reducción de impuestos y subsidio a la inversión de equipo para la recuperación de energía.

Fomento a la cogeneración mediante trato preferencial en la reducción de impuestos y financiamiento de la inversión. El consumo de energía primaria en el año 1994 de los países avanzados y en desarrollo se muestra en las gráficas 1.11a y 1.11b.

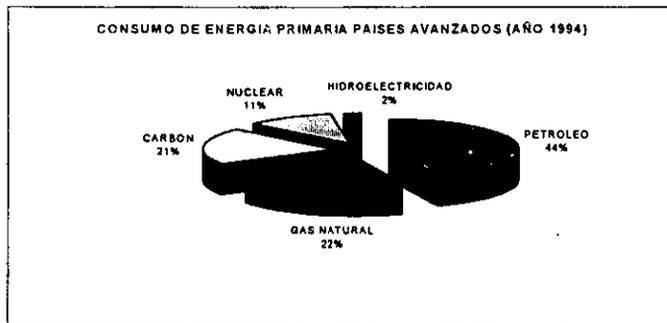
En base a estos lineamientos los países desarrollados han logrado abatir su índice de "intensidad energética" definida como la relación del consumo energético total entre el producto interno bruto.

La dinámica futura del consumo de energía dependerá de diversos factores críticos, en particular el crecimiento económico en los países en desarrollo, el avance tecnológico y sus consecuencias sobre la eficiencia energética y los costos de producción, las normas y regulaciones derivadas del impacto ambiental y los precios relativos de los energéticos.

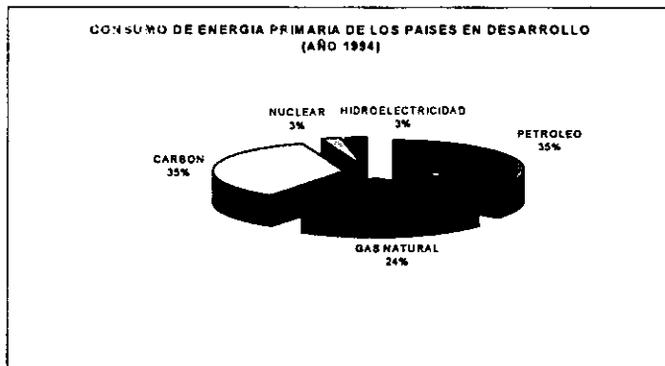
1.12 ESCENARIO NACIONAL

México se ha mantenido al margen de las políticas de conservación y uso eficiente de la energía adoptadas en los países industrializados, motivados quizá por ser un país productor de petróleo, tiene asegurado el suministro del energético (hidrocarburos), sin embargo, éste es un recurso finito y es necesario alcanzar su máximo aprovechamiento.

Hoy en día el panorama del consumo energético presenta una incipiente concientización del uso racional de energía, que sin duda se deben a medidas de difusión y concientización y con la participación de diversos sectores de la comunidad Mexicana, políticas de precio, tarifas gubernamentales que inducen al mejor uso de la energía y por la necesidad de ser competitivo en una sociedad que ha decidido abrir al comercio internacional.

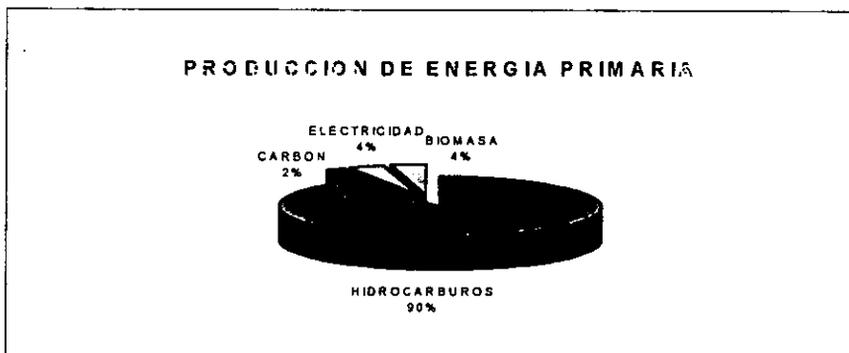


GRAFICA 1.11a

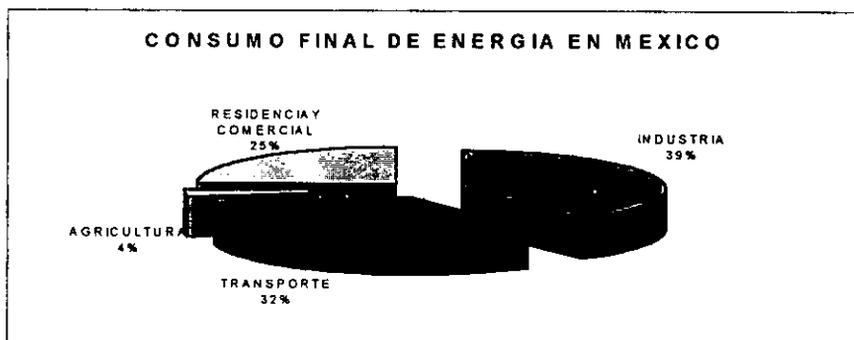


GRAFICA 1.11b

FUENTE: BRITISH PETROLEUM, STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY, JUNIO 1995 Y 1995



GRAFICA 1.12a



GRAFICA 1.12b

1.12.1 LA ENERGÍA EN MÉXICO

El crecimiento del consumo de energía en México, tiene factores tales como el crecimiento industrial, el crecimiento demográfico y la disponibilidad de energéticos nacionales.

A partir de 1970, la industria en México, ha producido bienes con una alta intensidad energética, como es el caso de la Siderurgia, Cemento, Petroquímica, Celulosa, Papel y Vidrio. Parte del aumento en la intensidad energética radica en el uso ineficiente de combustible y electricidad, y en la aplicación de tecnologías con alto consumo de energía.

Desde el descubrimiento de pozos petrolíferos y hasta nuestros días la principal fuente de energía ha sido y será, para los próximos años, el petróleo y sus derivados, y a la par del desarrollo de dicha fuente ha surgido la necesidad del ahorro de energía, representando un papel importante en la economía del país, aunque debido al impacto ambiental que ha tenido en los últimos años se a tratado de diversificar las fuentes de energía.

Además de los recursos fósiles, (carbón e hidrocarburos) que son fuentes de energía no renovables, existen diversas fuentes de energía alternas como son: los esquistos y arenas bituminosas, nuclear, geotérmica, solar, eólica, y generador magnetohidrodinámico (MHD).

México posee una amplia variedad de recursos energéticos en la que los hidrocarburos predominan. La producción de energía primaria está constituida por: el carbón, el petróleo crudo, el gas natural asociado y no asociado, la generación de electricidad por la vía nuclear, geotérmica e hidroeléctrica y la biomasa (leña y bagazo de caña).

Los indicadores energéticos relevantes contenidos en el Balance Nacional de Energía de 1996 son los siguientes:

Medida con base al consumo nacional de energía y el Producto Interno Bruto (PIB) a precios de 1980, la intensidad energética en 1996 aumentó en 0.1% respecto al año de 1993, registrando 242,625.5 kilocalorías por nuevo peso producido. El consumo de energía por habitante aumento al pasar de 15.5 a 15.8 millones de kilocalorías entre 1993 y 1994.

La producción nacional de energía primaria totalizó 2103.9 penta calorías, cifra inferior en 0.4% con respecto al año anterior. En términos generales, el decremento se debió a la menor producción de petróleo crudo, nuclear, geotérmica, hidroeléctrica y bagazo de caña.

En términos de estructura, los hidrocarburos se mantuvieron como la principal fuente en la producción de energía primaria, participando con el 90%, cifra superior en 0.4 puntos porcentuales comparadas con la de 1993. Respecto a las otras fuentes primarias, la biomasa participo con el 3.7%, la electricidad con el 3.6% y el carbón con el 2.0%.

Las exportaciones de energía disminuyeron en 5.9%, observándose una participación de 92.6% para el petróleo crudo, mientras que los productos refinados participaron con el 7.2% y la electricidad con el 0.2% restante.

El incremento de 10.4% observando en las importaciones de energía provino de las mayores adquisiciones de electricidad, las cuales aumentaron 25.3%, el gas natural en 24.2%, los productores petrolíferos en 9.0% y el carbón y coque en 8.5%.

El consumo nacional de energía se incremento en 3.6 por ciento durante 1994.

Del total, el 29.9% fue consumido por el propio sector energético y el 70.1% se destinó a consumo final.

En 1996, el consumo final de energía creció en 3.7% respecto al año anterior. Las gráficas (1.12a, b) presentan la condiciones de la energía en México.

La estructura del consumo final muestra que el 32 por ciento correspondió al sector transporte, el 39% a la industria, el 25% al sector residencial, comercial y público y el 4% al sector agropecuario.

CAPITULO 2
TÉCNICAS DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA

En la industria moderna la energía térmica es la forma de energía más intensamente utilizada, lo cual implica que en los procesos y equipos que operan en base a ésta, residan las mayores oportunidades de ahorro.

Lo anterior ha motivado a los administradores de energía y diseñadores de proceso y equipo, a dirigir sus esfuerzos hacia el desarrollo de opciones tecnológicas para el mejor aprovechamiento de la energía.

Las técnicas de conservación de energía térmica se han agrupado según sus características en los grupos siguientes.

1. Racionalización de la combustión.
2. Conservación de energía en la generación y uso de vapor.
3. Racionalización de los procesos de transferencia de calor.
4. Reducción de pérdidas de energía térmica.
5. Recuperación y utilización de energía térmica residual.

2.1 RACIONALIZACIÓN DE LA COMBUSTIÓN

Según el Balance Nacional de Energía, más del 95% de la energía que se consume en México es obtenida de la combustión de combustibles fósiles, ya sea para el calentamiento directo o para transformar la energía primaria en otras formas de energía de mejor calidad.

Siendo la combustión de los hidrocarburos la fuente de energía, es necesario poner atención a su control, sin omitir mencionar que cualquier ahorro que se tenga en este proceso, impactará favorablemente sobre los subsecuentes usos y transformaciones que se dé a la energía liberada por el combustible.

2.1.1 REDUCCIÓN DEL EXCESO DE AIRE

El máximo aprovechamiento de la energía liberada en la reacción de combustión se obtendría, cuando el combustible se oxidara completamente utilizando solo la cantidad estequiométrica de oxígeno (aire).

Sin embargo, en la realidad esto no es posible, ya que para obtener una combustión completa se requiere una mezcla aire-combustible óptima, y para lograr esto es necesario utilizar aire en exceso, cuya magnitud depende de las características del combustible y del tipo de quemador (mezclador); cualquier cantidad por encima de la adecuada, ocasionará pérdidas de calor en los gases de combustión

Relación de aire

La cantidad de aire que es estequiométricamente requerido para una combustión completa es llamado "aire teórico". La cantidad de aire suministrado en la práctica para una combustión completa es llamado "aire práctico". El cociente del aire práctico entre el aire teórico es llamado "relación de aire":

$$m = \frac{A}{A_o} \quad (1)$$

El exceso de aire es la diferencia entre el aire práctico y el aire teórico dividido entre el aire teórico expresado en porcentaje (%):

$$Exc = \frac{A - A_o}{A_o} * 100 = (m - 1) * 100 \quad (2)$$

Cuando la relación de aire es menor a 1, resultará una combustión incompleta, lo que significa que habrá pérdida de energía debido a la presencia de combustible no quemado en los gases de combustión residuales, creándose además una condición insegura en la operación del equipo.

Cuando la relación de aire es mayor a 1, el resultado se traduce en un incremento en el calor que se pierde en los gases de combustión debido al aumento de estos.

La relación de aire puede obtenerse a partir del análisis de los gases residuales de manera aproximada con la siguiente expresión:

$$m = \frac{21}{21 - O_2} \quad (3)$$

2.1.2 RELACIÓN DE AIRE Y CALOR PERDIDO CON LOS GASES DE COMBUSTIÓN

Cuando la relación de aire es mucho más grande que el valor apropiado, hay un incremento en el flujo de gases de combustión, por lo tanto implica un aumento en el calor que se pierde con los gases de combustión.

Mediante la expresión 4, podemos definir la magnitud de la energía que llevan consigo los gases residuales, cuya cantidad depende de la relación de aire utilizada (expresión 5)

$$Q_g = \int_{T_0}^{T_g} F_g * C_p * dT \quad (4)$$

$$F_G = G_0 + (m - 1) * A_0 \quad (5)$$

En la figura 2.2 se muestra las pérdidas de calor con los gases de combustión, en función de su temperatura y la relación de aire obtenidos a partir de las expresiones 3 y 5.

2.1.3 AHORRO DE COMBUSTIBLE EN FUNCIÓN DE LA RELACIÓN DE AIRE

En diversos diagnósticos energéticos, se han detectado equipos de combustión que operan con relaciones de aire con valores cercanos a 2, esto es el doble del aire teórico necesario, siendo que los quemadores puedan operar con una relación de aire de 1.1 a 1.3.

El ahorro de combustible que se tendría cuando la relación de aire se ajusta desde un valor de “m” de hasta 2.4, a diferentes temperaturas de los gases de combustión, a un valor de 1.3.

Actualmente se cuenta con quemadores de tiro forzado que pueden mezclar satisfactoriamente aire y combustible con valores de “m” de hasta 1.05.

2.2 CONSERVACIÓN DE ENERGÍA EN LA GENERACIÓN Y USO DE VAPOR.

2.2.1 REDUCCIÓN DE LA PRESIÓN DEL VAPOR GENERADO

Algunas calderas que son operadas a una presión más alta que la requerida en los equipos de proceso, ofrecen un potencial para ahorrar energía vía la reducción de la presión de operación.

Muchas veces las personas encargadas de la operación de las calderas operan a una presión que no es realmente la requerida.

Podría ser económico rediseñar un sistema de distribución de vapor para que una caldera o más suministren los requerimientos de vapor de baja presión y otras (s) caldera (s) los requerimientos de vapor de alta presión.

2.2.2 RECUPERACIÓN DE ENERGÍA DE PRESIONES ALTAS DEL VAPOR GENERADO

En algunas plantas no es práctico generar el vapor a la presión requerida por los procesos; en estos casos, se encuentra generalmente instaladas una válvula reductora de presión del vapor hasta el nivel requerido. Este gradiente de presión pueden ser utilizado como un potencial para hacer trabajo a través de una turbina de contrapresión.

Con turbinas a contrapresión se pueden obtener energía del vapor generado mientras se acondiciona éste a los requerimientos de proceso. Las figuras 2.1a y 2.1b muestran una comparación de la distribución de energía en estos dos tipos de turbinas.

La rentabilidad de instalar una turbina a contrapresión depende de la caída de presión a través de la turbina, del flujo de vapor y del tipo de carga a manejar. Para estas técnicas deberán de considerarse relaciones de presión de 3:1 ó mayores.

2.2.3 REDUCCIÓN DE PURGAS

Con el agua caliente que es extraída con las purgas en un generador de vapor se pierde energía, es por ello que estas deben ser reducidas hasta un mínimo.

Hay dos tipos de purgas:

- a) La purga intermitente que es diseñada para remover incrustaciones que se acumula en la parte baja del nivel de agua.
- b) La purga continua es diseñada para remover sólidos suspendidos, los cuales se encuentra en el agua y flotan cerca del nivel superior de la misma.

Existen factores que pueden contribuir a una purga excesiva:

Observar la cercanía de varios de los parámetros de calidad del agua a los mostrados en la tabla 1. Si la alcalinidad es cercana a su valor máximo mientras que STD es menor que su límite, entonces se puede cambiar el proceso de tratamiento del agua y la purga puede reducirse, para ello es recomendable consultar a un experto.

Verificar la calidad del agua en la caldera usando las pruebas químicas estándar. Estas pruebas deberán incluir concentración de fosfatos y sulfatos.

También , el nivel de STD, alcalinidad, sólidos suspendidos y sílice deberán ser medidos. Dependiendo del tipo de tratamiento, puede requerirse que otras propiedades también sean obtenidas.

Ajustando la purga continua se puede cambiar STD, alcalinidad, sólidos suspendidos y el sílice. El residuo de algún químico alimentado se verá afectado por la purga pero deberá ajustarse con la alimentación de químicos.

TURBINA DE CONDENSACION

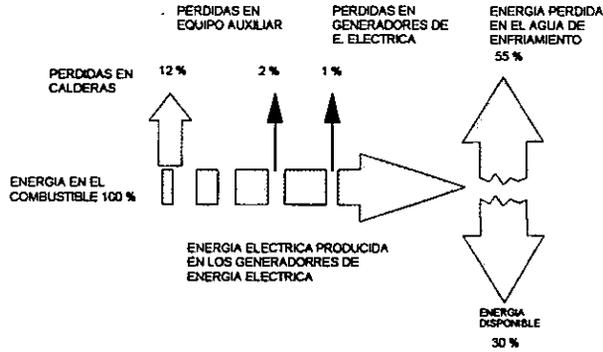


FIG. 2.1a

TURBINA DE CONTRAPRESION

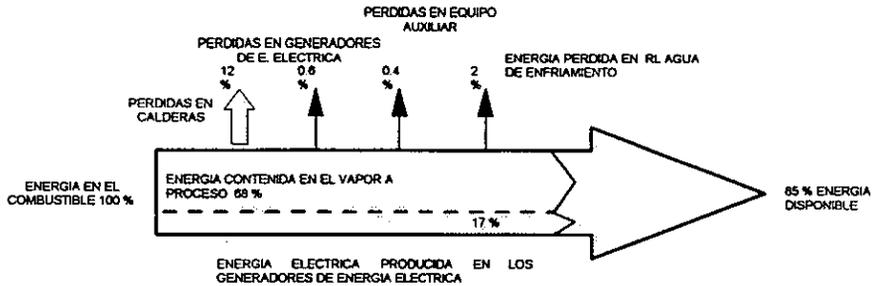


FIG. 2.1b

2.2.4 RECUPERACIÓN EN LOS TIPOS DE PURGAS.

Como vimos en la sección anterior, las purgas contienen energía y la mayor parte de esta energía pueden ser aprovechada .

El esquema más sencillo y de inversión mínima , en la que se incluye un cambiador de calor purga-agua de alimentación, que en este caso constituye un recuperador de energía térmica residual.

En los sistemas con tanque de evaporación instantánea, la purga es evaporada instantáneamente por reducción de la presión en el tanque. El vapor producido es enviado al tanque de agua de alimentación, recuperando la energía liberada en las purgas.

Las calderas con purgas altas son candidatos para la recuperación del calor de las purgas. Entre más alta sea la presión de operación y la producción de vapor se podrán mayores ahorros, ver figura 2.6.

El sistema mostrado en la figura 2.9, consiste de un tanque de evaporación instantánea y un cambiador de calor. La temperatura de la purga que sale del tanque es usualmente superior a 100°C. La característica adicional a este sistema es el uso del calor de la mezcla líquido-sólido que sale de este tanque para calentar el agua que fluye a través del cambiador de calor. Este da como resultado una recuperación adicional de la energía en las purgas.

2.3 RACIONALIZACIÓN DE LOS PROCESOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR

El calentamiento o enfriamiento de una sustancia dada, a una temperatura mayor o menor que la ambiente, o un cambio en su fase, es el resultado en varios casos de intercambiar o extraer energía térmica de dicha sustancia.

La racionalización de los procesos de transferencia de calor consiste en reducir, al mínimo posible, la cantidad de energía térmica que se debe intercambiar o extraer, aplicando mejoras a los mecanismos de transferencia de calor.

2.3.1 MEJORAMIENTO DE LOS MÉTODOS DE CALENTAMIENTO

Es posible obtener importantes ahorros de energía térmica al revisar el diseño de calentamiento en los equipos de transferencia de calor.

El incremento en la eficiencia de la transferencia de calor por calentamiento directo es un ejemplo de un mejor método de calentamiento. En los hornos de recocido de una planta siderúrgica, el método tradicional para prevenir la oxidación de los rollos de lámina, durante su tratamiento térmico, es por medio de un calentamiento indirecto utilizando tubos radiantes como se muestra en la figura 2.2. Esto ha sido modificado a un calentamiento directo utilizando quemadores alrededor de la cubierta exterior, la flama no incide directamente sobre la campana que cubre los rollos de lámina. Los quemadores con alta velocidad de atomización están colocados a lo largo de la circunferencia del horno, la transferencia de calor es más efectiva por la rotación y mezcla de los gases de combustión.

2.3.2 REDUCCIÓN DE LA CONDUCTIVIDAD TÉRMICA DEL MATERIAL DE CONSTRUCCIÓN DE LOS HORNOS

Cuando se requiere suministrar energía térmica a una sustancia, frecuentemente se utiliza un horno, el cual primeramente debe alcanzar una temperatura definida para poder suministrar la energía térmica requerida a la sustancia contenida en él.

Para el calentamiento del horno, es necesario adicionar una cantidad de energía adicional a la requerida para el calentamiento de la sustancia. Esta cantidad de energía depende de la densidad y capacidad calorífica o calor específico de los materiales de que está construido el horno, y está definido por la expresión:

$$Q_M = \int_{T_0}^{T_H} M * C_{p_m} dT \quad (6)$$

Ladrillo refractario, ladrillo aislante, concreto y otros materiales se han usado comúnmente en cámaras de combustión, no obstante, recientemente se empezó a utilizar la fibra cerámica; esta última tiene varias ventajas, algunas de las cuales son:

- Baja conductividad de calor.
- La capacidad calorífica por unidad de volumen es muy pequeña.
- Su densidad es pequeña.
- Es flexible.
- Es más resistente, no se desmorona.

Un cambio en los materiales de la pared del horno puede reducirse el calor requerido Q_m (Ec.6). En la tabla 2 se muestran importantes características de materiales refractarios-aislantes. Puede verse que el calor específico de la fibra cerámica es notoriamente más bajo. Cabe señalar que en el caso de la fibra cerámica solo es recomendable cuando se utiliza gas combustible, o un combustible líquido libre de vanadio y azufre.

HORNOS DE RECOCIDO

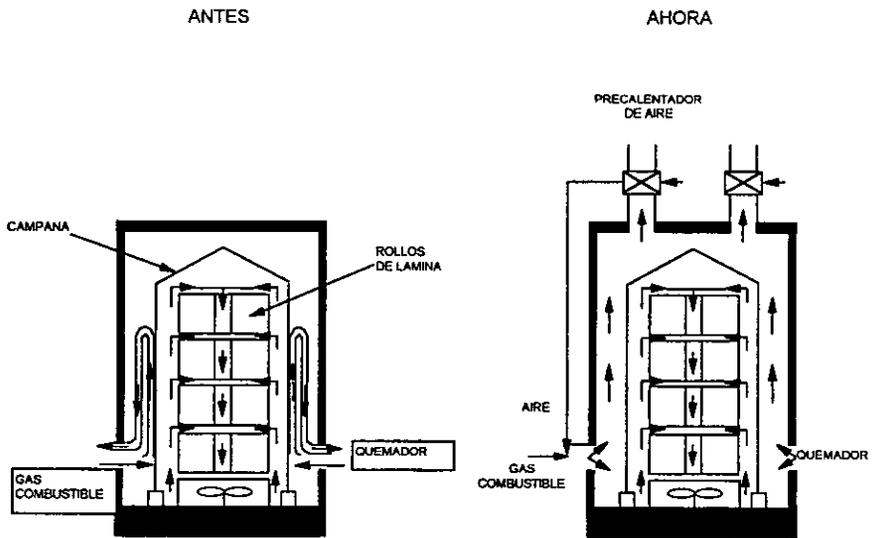


FIG. 2.2

TABLA 1. PARAMETROS DE CALIDAD DEL AGUA PARA CALDERAS		
AGUA DE ALIMENTACION	SUAVIDAD	MENOS DE 1 PPM
AGUA DE ALIMENTACION	OXIGENO	MENOS DE 20 ppb
AGUA DE ALIMENTACION	DUREZA	MENOS DE 1 ppm
AGUA DE CALDERA	Ph	9.5-11
AGUA DE CALDERA	STD	MENOS DE 3500 ppm
AGUA DE CALDERA	SULFATOS	30-60 ppm
AGUA DE CALDERA	ALCALINIDAD	MENOS DE 800 ppm
AGUA DE CALDERA	FOSFATOS	20-40 ppm

CALDERAS CON PRESIONES MENORES A 15 KG/CM2

TABLA 2. PROPIEDADES DE MATERIALES REFRACTARIOS			
TIPO DE MATERIAL	PESO ESPECIFICO (t/m ³)	CALOR ESPECIFICO (kcal/cm ³ °c)	CONDUCTIVIDAD TERMICA (kcal/h m°c)
LADRILLO REFRACTARIO	2.0-2.5	520-650	0.9-1.4
MATERIAL PLASTICO REFRACTARIO (5K32)	1.0-2.3	380-500	0.6-1.4
LADRILLO AISLANTE REFRACTARIO(8.5)	0.7-0.8	160-200	0.2-0.4
LADRILLO AISLANTE REFRACTARIO (B5)	0.6-0.7	140-160	0.1-0.2
CONCRETO AISLANTE REFRACTARIO (B1)	1.0-1.3	240-300	0.2-0.4
FIBRA CERAMICA	0.06-0.3	20-80	0.005-0.3

2.3.3 CAMBIO A PROCESOS MÁS EFICIENTES

Durante el proceso de producción en una fabrica, es frecuente la repetición de adición y descarga de calor y enfriamiento natural.

Durante el curso de este proceso, se pierde una considerable cantidad de energía, la cual podría aprovecharse para ahorrar energía.

Por esta razón, se deben hacer esfuerzos para elevar la eficiencia de calentamiento, controlando el flujo de combustible..

Un ejemplo muy representativo de cambio de procesos más eficientes es el método de colada en lingotes enfriamiento-calentamiento-desbastamiento usado en la industria de producción de fierro y acero, ha sido reemplazado por el método de colada continua obteniéndose ventajas económicas considerables, debido a un significativo ahorro de energía, logrando reducir los consumos específicos de energía.

2.4 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE CALOR

2.4.1 HERMETICIDAD DE EQUIPO DE COMBUSTIÓN

Es necesario asegurar la hermeticidad de las cámaras de combustión, cerrando las aperturas, sellándolas lo mejor posible o instalando doble puerta y tapar todos los agujeros de la cubierta, para evitar tanto la infiltración de aire o las fugas de gases calientes, según sea la presión interna de la cámara de combustión.

Cuando la presión del horno es inferior a la presión atmosférica, se puede presentar infiltraciones de aire, lo cual representa una pérdida de energía ya que se esta calentando aire frío para después expulsarlo a la atmósfera con una mayor temperatura.

Si la presión del horno es mayor que la atmosférica, entonces se pueden presentar fugas de gases de combustión a través de perforaciones en la carcaza del equipo o puertas de observación y mirillas mal cerradas, etc.

Las fugas de gases de combustión representan una pérdida de energía significativa debido a que son parte del medio de calentamiento generado por el combustible.

En la figura 2.3 y 2.4 se tiene una gráfica que indica las pérdidas por este concepto.

2.4.2 LIMPIEZA DE LAS SUPERFICIES DE TRANSFERENCIA DE CALOR.

El ensuciamiento de las superficies de transferencia de calor, tanto interno como externo, oponen resistencia al flujo de calor (ver tabla 3) o que el fluido a calentar no alcance la temperatura deseada en un cambiador de calor.

La transferencia de calor a través de la "costra" de ensuciamiento es:

$$Q_k = \frac{K * \Delta T}{L} \quad (7)$$

Para una transferencia de calor constante L es directamente proporcional a T por lo tanto entre más grande sea el espesor L , habrá una mayor diferencia de temperatura, lo que requiere una mayor liberación de calor para transferir una determinada cantidad de calor o una mayor área de transferencia.

En un equipo de combustión, un indicador de la existencia de ensuciamiento en alto grado, es la temperatura de los gases de combustión. Si la temperatura de los gases de combustión se incrementa con el tiempo, a la misma carga y con el mismo exceso de aire, el efecto es probablemente debido a ensuciamiento que puede ser interno o externo o ambos.

La causa del ensuciamiento por el lado externo se debe principalmente a una combustión incompleta debido a deficiencia de aire, quemadores en mal estado, mala atomización, etc. Además si se utiliza combustible líquido es necesario la limpieza periódica por medio de sopladores de hollín. El ensuciamiento interno en el caso de las calderas se debe a la mala calidad del agua de alimentación lo que se deberá revisar ésta de acuerdo a la tabla 1.

De cualquier manera, en una planta de proceso el efecto del ensuciamiento en los cambiadores de calor, hornos o calderas, siempre se reflejará en un mayor consumo de combustible.

2.5 RECUPERACIÓN DE CALOR RESIDUAL

La recuperación de calor residual, implica el uso del calor directamente, el cual no tiene ya un valor de utilidad, dado que fue agotado en su propósito primario el cual puede ser: calentamiento, tratamiento térmico o generación de vapor en la planta. También el término se refiere al rehuso del calor después de recuperarlo en equipos diseñados expresos.

Normalmente el término "calor residual" se refiere a altas temperaturas, sin embargo se incluyen corrientes con baja temperatura con presiones arriba de la atmosférica que son reducidas sin uso alguno. Gases obtenidos como subproductos y otros gases con propiedades combustibles pueden ser objetos de la recuperación de energía.

2.5.1 PRECALENTAMIENTO DEL AIRE DE COMBUSTIÓN

Un método común de recuperar calor residual, es precalentar el aire de combustión usando el calor sensible de los gases. Con la siguiente expresión se obtienen la tasa de ahorro de combustible en los casos en que el aire de combustión es precalentado:

$$A_c = \frac{Q_{oc}}{PCI - Q_g + Q_{oc}} * 100 \quad (8)$$

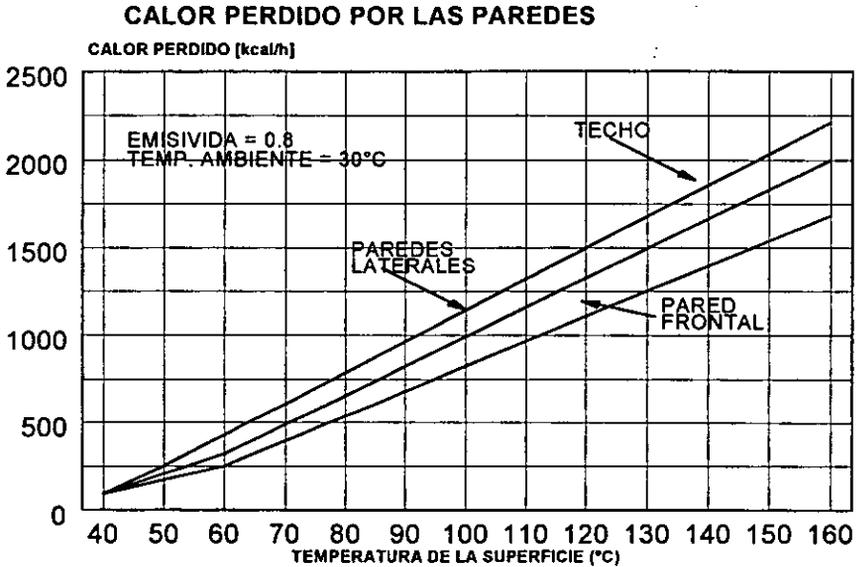


FIG. 2.3

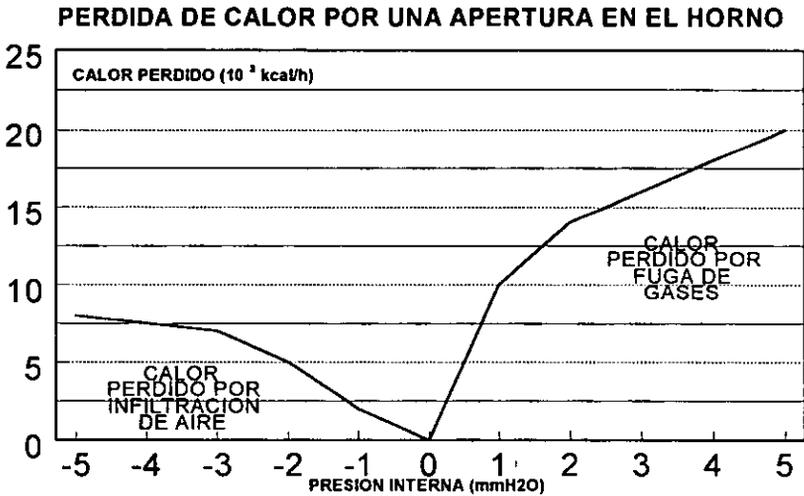


FIG. 2.4

2.5.2 PRECALENTAMIENTO DE AGUA DE CALDERA

El agua de alimentación a calderas puede ser precalentada mediante un economizador con el fin de ahorrar combustible, dicho ahorro puede ser estimado por la siguiente expresión:

$$A_c = \frac{h_2 - h_1}{h - h_1} * 100 \quad (9)$$

El ahorro de combustible se puede lograr en función del incremento de temperatura del agua de alimentación.

Se ha encontrado a través de experiencias de ingenieros de proceso que incrementando la temperatura de agua de alimentación en 5.5°C o reduciendo la temperatura de los gases de combustión en 20°C se incrementa la eficiencia en un punto porcentual aproximadamente.

TABLA 3. CONDUCTIVIDAD TERMICA DE INCRUSTACIONES Y OTRAS SUSTANCIAS	
INCRUSTACION Y OTRAS SUSTANCIAS	CONDUCTIVIDAD TERMICA (kcal/hm°C)
HOLLIN	0.06-0.1
MATERIAL ACEITOSO	0.1
INCRUSTACION, SILICATO COMPONENTE PRINCIPAL	0.2-0.4
INCRUSTACION, CARBONATO COMPONENTE PRINCIPAL	0.4-0.6
INCRUSTACION, SULFATO COMPONENTE PRINCIPAL	0.6-2.0
ACERO AL CARBON	40-60

CAPITULO 3
SISTEMAS DE COGENERACIÓN

3.1 SISTEMAS SEPARADOS

Estos sistemas satisfacen las necesidades de energía, mediante la generación independiente de electricidad y vapor.

Generación de vapor. Existen generadores de vapor y lo envían directamente a los procesos, en los cuales éste se utiliza como medio de calentamiento, para hacer vacío, o como elemento de arrastre en destilación, agotamiento de hidrocarburos, accionadores tipo turbina.

Generación de electricidad con turbinas de vapor. La versatilidad de las calderas para trabajar con varios tipos de combustibles es la principal ventaja de generar electricidad mediante turbinas de vapor. En contraposición sólo se aprovecha un mínimo del total de la energía proporcionado por dichos combustibles, debido principalmente a pérdidas en el condensador.

Generación de electricidad con turbinas de gas. En estos sistemas también el aprovechamiento de la energía puede ser baja, debido a las grandes pérdidas que hay a través de los gases calientes de escape de las turbinas. Estas últimas usan como combustible gas natural o destilados ligeros, cuyas propiedades los hacen más atractivos en otras aplicaciones.

Ciclo combinado. Este corresponde a una versión mejorada del sistema de generación de electricidad con turbinas de gas, ya que se aprovechan los gases calientes de escape de las turbinas para generar vapor y producir electricidad.

Esto significa que, simultáneamente, se genera energía eléctrica con la turbina de vapor y con la de gas, razón por la cual se le conoce como sistema de ciclo combinado.

La eficiencia en el aprovechamiento de la energía del combustible se incrementa en su aplicación más común, es decir, en las plantas termoeléctricas.

La figura 3.1 a y b muestran estos sistemas para la generación de electricidad y vapor.

3.2 CONFIGURACIONES

3.2.1 CLASIFICACIÓN GENERAL

Las configuraciones de los sistemas de cogeneración son muy diversas, dependiendo de las características de la energía térmica requerida.

La clasificación general de los sistemas de cogeneración se da en función del orden en que se produce la energía eléctrica y la energía térmica para proceso. De acuerdo a esta clasificación se tienen los sistemas superiores y sistemas inferiores.

A. Sistemas superiores o primarios (Topping cycle)

En estos sistemas se producen primero la energía eléctrica y la energía térmica residual es utilizada en el proceso industrial.

Los sistemas superiores son ampliamente utilizados en los procesos de las industrias de pulpa y papel, petróleo, textiles, cerveza, alimenticia, azúcar y otros más.

GENERACIÓN DE VAPOR

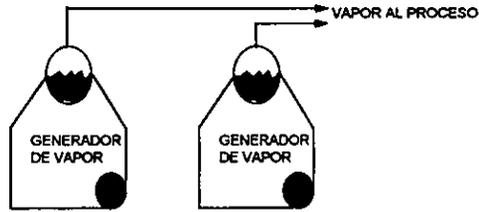


FIGURA 3.1 a

GENERACION DE ELECTRICIDAD
TURBINAS DE VAPOR

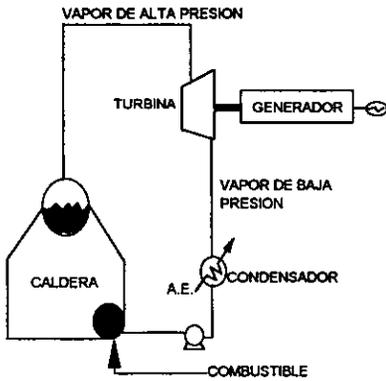


FIGURA 3.1 b

GENERACION DE ELECTRICIDAD
TURBINAS DE GAS

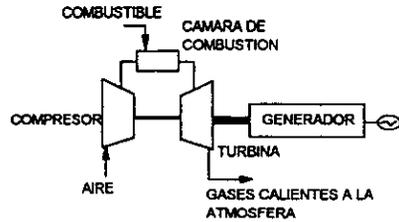


FIGURA 3.1 c

B. Sistemas inferiores o secundarios (Bottopping cycles)

En estos sistemas se produce energía térmica para realizar algún proceso industrial que se lleva a cabo a altas temperaturas y la energía térmica no utilizada es recuperada para generar energía eléctrica.

Los sistemas inferiores se utilizan en procesos en los que los fluidos que aportan la energía térmica, tienen un rango muy considerable del aprovechamiento del calor que puede presentarse en el proceso. En las industrias del acero, cemento, vidrio, química y otras se pueden encontrar estos productos.

3.3 ESQUEMAS DE COGENERACIÓN

Los sistemas de cogeneración tienen en común varios elementos, entre los que se encuentran los siguientes:

La fuente de energía suministrada: que puede ser cualquier producto combustible como gas natural, aceite diesel, aceite combustible (combustóleo), mezclas de gasolinas ligeras Y pesadas, carbón, gas pobre producto de la gasificación, bagazo, o bien calor residual derivado de una reacción exotérmica.

El elemento motriz: que puede ser una turbina de gas, una turbina de vapor o un motor de combustión interna.

El elemento transformador de la energía: como puede ser un generador-alternador eléctrico, una bomba recíproca, una bomba centrífuga o un compresor.

La forma de aprovechamiento de la energía: que según sea el proceso productivo, la energía térmica puede ser utilizada directamente en el mismo, o bien a través de otros equipos que logren que esa energía térmica sea aprovechable

Existen tres dispositivos accionadores, éstos son turbinas de vapor, turbinas de gas y motores alternativos.

En función de estos accionadores, en la práctica encontramos los siguientes esquemas de cogeneración :

- a) Con turbina de gas
- b) Con turbina de vapor de contrapresión con o sin extracción.
- c) Con turbina de vapor de extracción-condensación.
- d) Con ciclo combinado
- e) Con motor diesel

3.4 COGENERACIÓN CON TURBINA DE GAS EN CICLO COMBINADO

3.4.1 TURBINA

Una turbina es un dispositivo en el que se produce trabajo como resultado del paso de un gas a través de un sistema de alabes solidarios a un eje que puede girar libremente. Las turbinas son utilizadas en las centrales de vapor (térmicas y nucleares), en las centrales de turbina de gas y como motores de aviación.

En estas aplicaciones, un vapor sobrecalentado o un gas entra a la turbina y se expande hasta una presión menor de salida produciendo trabajo. La única transferencia de calor entre la turbina y su entorno es la inevitable pérdida de calor, pero ésta es a menudo pequeña en relación con los términos de trabajo y la variación de entalpía.

3.4.2 TURBINAS DE GAS

Las turbinas de gas operan bajo el ciclo Brayton, el ciclo consiste de tres principales elementos:

El primero de ellos es el compresor el cual incrementa la presión del fluido de trabajo, usualmente aire, entre cuatro y treinta veces la presión atmosférica. El compresor requerirá, de la potencia de la salida de la turbina.

Parte del aire comprimido es utilizado para la combustión alcanzando temperaturas de 2000°C en la cámara de combustión, la cual es el segundo elemento principal, donde se adiciona combustible y se quema.

Los gases calientes a alta presión que salen de la cámara de combustión son enfriados hasta 1200°C y expandidos en la turbina, que es el tercer elemento principal, produciendo potencia la cual es usada para mover un generador eléctrico.

En la selección de alternativas de turbina de gas, es importante contar con el conocimiento de las condiciones en los equipos principales.

El rendimiento de una turbina de gas esta en función directa de la relación que existe entre su producción de energía mecánica y su consumo de combustible.

No toda la energía del combustible es convertida a potencia, gran parte de ésta es desechada en los gases de descarga de la turbina.

Esta descarga es relativamente limpia y puede ser usada por medio de una caldera de recuperación para generar vapor de alta presión, vapor de media y baja presión o agua caliente y emplearlos en procesos industriales.

La cogeneración con turbinas de gas tiene la ventaja de que en caso de necesitarse temperatura más alta que la de los gases de escape, ésta se puede incrementar mediante quemadores de postcombustión en la caldera de recuperación.

Usando una combinación de turbina de gas con caldera de recuperación con o sin postcombustión se puede lograr satisfacer un amplio rango de requerimiento térmicos y eléctricos y un incremento importante en el rendimiento. Ver figura 3.4.2.

La forma más adecuada de operar una turbina de gas es a plena carga ya que es la que menores costos de inversión y de operación genera.

Debido a que este sistema es una masa volumétrica, el flujo de masa cambia directamente como una función de la densidad del aire, por esta razón al aumentar la altura, la presión disminuye y por lo tanto baja el comportamiento de la turbina. La pérdida de potencia es de aproximadamente 3.6% por cada 300 m de elevación.

Las pérdidas de energía en el sistema de alimentación de las turbinas, (ductería, filtros, etc.) ocasionan una pérdida de potencia por cada pulgada de columna de agua de caída de presión.

Las pérdidas de energía en los sistemas de salida (silenciadores, calderas de recuperación, etc) ocasionan una pérdida por pulgada de agua de caída de presión.

De esta manera las turbinas de gas para la generación de potencia, únicamente cuentan con una eficiencia elevada. Sin embargo, cuando el gas de escape se usa para proporcionar vapor a un proceso, la turbina de gas puede ser bastante atractiva. El gas de escape de la turbina es relativamente limpio, debido a que este tipo de combustores requieren de combustibles limpios y ligeros, libres de sustancias corrosivas y por lo tanto contaminantes, y la razón de flujo de aire es alta (típicamente cuatro a cinco veces el aire teórico). Por esta razón, el gas de escape puede ser usado directamente como fuente de producción de vapor en muchos procesos tales como el secado.

Otras características de las turbinas de gas en ciclo combinado son :

- * Alta producción de electricidad con relación al vapor de proceso.
- * La cantidad de vapor de proceso generado depende de la carga de la turbina de gas. La alternativa con combustión suplementaria es un poco más flexible.
- * Combustible principal gas natural
- * Mínima emisión de gases contaminantes.
- * Turbogas en tamaños estándar
- * Mínimo requerimiento de espacio. Fácil de instalar o desmontar (turbogas).
- * Tiempo de arranque muy corto.

3.5 COGENERACIÓN CON TURBINAS DE VAPOR

Los sistemas con turbinas de vapor han calzado a dominar el mercado de aplicaciones a gran escala como son las centrales de generación de electricidad, sin embargo también son usadas con gran éxito en aplicaciones del sector industrial. El empleo de turbinas de vapor es generalmente rentable en tamaños de diez megawatts en adelante, sin embargo unidades menores de diez megawatts son disponibles.

Las turbinas de vapor se pueden clasificar como:

- a) Turbinas a contrapresión

El vapor es expandido parcialmente en la turbina y la salida del vapor se realiza a presión superior o igual a la atmosférica.

SISTEMA DE COGENERACIÓN CON TURBINAS DE GAS

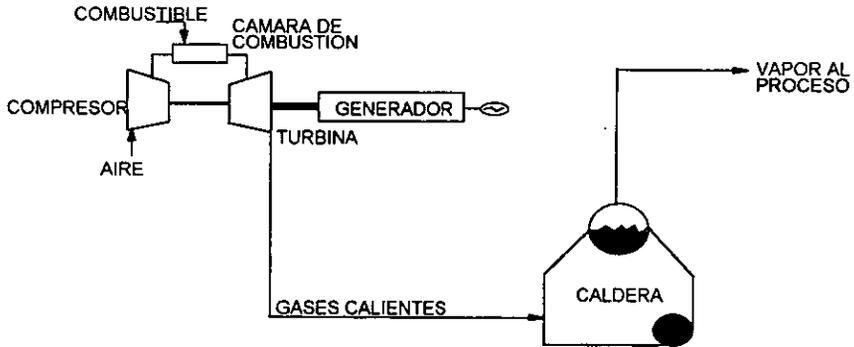


FIGURA 3.4.2

SISTEMA DE COGENERACIÓN CON TURBINAS DE VAPOR

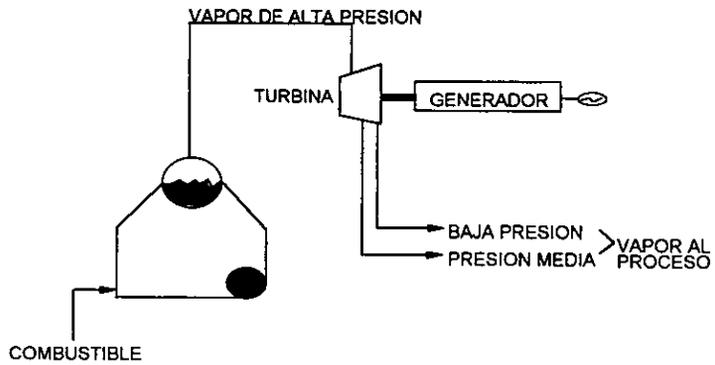


FIGURA 3.5

b) Con turbina de vapor de extracción-condensación

Turbinas condensantes

Son aquella que su escape está conectado a un condensador y en las que el vapor es expandido en la turbina hasta la presión del condensador, siempre inferior a la presión atmosférica.

Turbina con extracciones

Una fracción del vapor que se está expandiendo en la turbina es extraído de ésta en algunos puntos específicos (paso de la turbina), permitiendo tener vapor a la presión deseada. Cuando la turbina es de extracción controlada, la presión de extracción se mantiene constante al variar el caudal de vapor extraído por medio de un regulador que actúa sobre el vapor de entrada de la turbina. Si la extracción no es controlada, la presión del vapor extraído estará sometida a variaciones importantes en función del caudal de vapor de salida de la turbina.

La turbina de extracción-condensación es más compleja en su instalación y control y por lo tanto, es mayor su costo, pero ésta puede proporcionar vapor en diferentes niveles de presión, dependiendo de donde estén localizados los puntos de extracción en las etapas de la turbina.

Sus principales características son :

- * Mayor generación de electricidad al compararse con una turbina de contrapresión y con el mismo consumo de vapor de proceso.
- * Permite variación brusca de vapor de proceso

La mayoría de los usuarios industriales que usan vapor, lo producen a presiones más altas de lo realmente necesario para que posteriormente, en varios puntos del sistema de distribución de vapor, éste pasa a través de una válvula reductora de presión (VRP) para disminuir la presión.

Una turbina a vapor ejecuta la misma función de reducción de presión que una VRP y puede ser usada como un reemplazo directo de un VRP.

El vapor entra a la turbina a través de una válvula controladora, la cual es controlada a su vez por un sensor externo de presión de vapor u otro dispositivo. El vapor pasa a través de una tobera interna, la cual dirige el flujo de vapor a alta velocidad hacia los alabes del rotor de la turbina, el vapor da contra los alabes del rotor y lo hace girar. Después de que el vapor ha pasado a través de los alabes, el vapor fluye a través del escape. La turbina solamente reduce la presión y la temperatura del vapor.

Entre sus principales características se tiene:

- * El consumo de vapor de proceso define la capacidad generada de electricidad. Considerando extracciones se puede obtener un poco más de flexibilidad.
- * No permite variación grande y brusca de vapor de proceso.
- * Costo de inversión mediano
- * No consume agua de enfriamiento.
- * Alta disponibilidad
- * Requiere equipo de limpieza de gases si no se quema gas natural.

- * Operación muy flexible. Permite control de potencia y vapor de proceso al mismo tiempo y en forma independiente.
- * Alto costo de inversión
- * Alta disponibilidad
- * Requiere equipo de limpieza de gases, si no se quemara gas natural.

La figura 3.5 se muestra el esquema cogenerativo aplicando turbinas de vapor.

3.6 COGENERACIÓN CON CICLO COMBINADO

La eficiencia térmica del ciclo de generación de una turbina de gas y el ciclo de potencia con vapor de agua es menor del 40%. Aunque técnicas como el recalentamiento y la regeneración mejoran el rendimiento del ciclo, la energía disipada o de desperdicio es, en ambos casos, aún una gran fracción de la entrada de energía. Una manera de obtener una mejoría adicional es por medio de un arreglo llamado ciclo combinado o acoplado.

Un ciclo generado de potencia combinado se basa en la conexión o acoplamiento de dos ciclos de potencia distintos de tal manera que la energía disipada por un ciclo se use parcial o totalmente como fuente de energía del otro.

En un ciclo de turbina de gas, la corriente de escape que sale de la turbina es relativamente caliente, y ésta es alimentada a una caldera de recuperación de calor para generar vapor, el cual se utiliza en una turbina de vapor para producir potencia y el vapor de salida es utilizado como un servicio para procesos. En situaciones donde la razón potencia/calor del proceso es requerida al máximo, es factible la utilización de un ciclo combinado. El ciclo combinado requiere por lo regular un quemador adicional en la salida de la turbina de gas, para incrementar la producción de vapor/electricidad y para obtener vapor con una mayor calidad, es decir, a una temperatura y presión más alta.

Sus principales características son :

- * Muy alta producción de electricidad con relación al vapor de proceso.
- * Operación muy flexible (Turbina de vapor de extracción-condensación).
- * Costo de inversión medio.
- * Consumo de agua de enfriamiento medio.
- * Principal combustible : gas natural.
- * Muy baja emisión de gases contaminantes (con utilización de gas natural).
- * Tiempo de arranque muy corto (Turbogas).

3.7 COGENERACIÓN CON MOTOR DIESEL

En los motores Diesel la ignición del combustible tiene lugar gracias al elevado aumento de presión que se da en la cámara de combustión, lo que produce que se eleve la temperatura del aire confinado en el cilindro por arriba de la temperatura de inflamabilidad del combustible. Debido a la baja volatilidad de los combustibles normalmente empleados en estos motores, el combustible no ingresa a la cámara de combustión mezclado con aire, más bien se inyecta a alta presión inflamándose por la elevada temperatura del aire comprimido. En algunos motores se incorporan bujías incandescentes para favorecer la ignición principalmente en el arranque . La bomba de combustibles es accionada por el motor y alcanza la presión adecuada para efectuar la inyección los cilindros en el orden que se requiera.

Las unidades de generación Diesel se puede emplear en los sistemas de cogeneración donde se precisa de elevadas relaciones energía eléctrica/energía térmica.

El gas de escape de alta temperatura se emplea en el recuperador de calor para generar vapor, el agua de enfriamiento procedente de la camisa del motor puede emplearse en el precalentamiento de agua de alimentación de la caldera de recuperación.

En contraste con la turbina de gas las características del gas de escape del motor Diesel son aproximadamente estequiométricas, esto es, no contienen oxígeno en abundancia para efectuar una postcombustión, ni tampoco está presente en cantidades suficientes para generar una cantidad apreciable de vapor, por lo que los gases de escape se introducen en la sección de recuperación.

Algunos fabricantes de equipo construyen paquetes o módulos que incluyen el motor, sistema de control, equipo de intercambio y recuperación de calor.

Se encuentran sistemas disponibles comercialmente con capacidades desde 10 kW hasta 200 kW, también se tienen equipos de capacidad media de 20 kW a 500 kW.

En la recuperación de calor a través de la camisa de enfriamiento del motor se puede obtener agua caliente que es usada en la alimentación de calderas de proceso, también puede ser empleada en enfriadores de absorción o en sistemas de calefacción. El calor es recuperado mediante cambiadores de calor independientes de la camisa. En la recuperación para el calentamiento de agua normalmente se emplean cambiadores de calor de coraza-tubo. Ver figura 3.7.

Otras características importantes de los ciclos de Diesel son :

- * Bajo costo de inversión.
- * Consumo medio de agua de enfriamiento.
- * Alta eficiencia térmica.
- * Operación poco flexible, la carga térmica depende fuertemente de la generación eléctrica.
- * Alta producción de electricidad con relación a la carga térmica.
- * Mediana emisión de contaminantes.
- * Tiempo de arranque muy corto.
- * Requiere poco tiempo para su instalación.
- * Capacidades desde unos cuantos kW.

SISTEMA DE COGENERACIÓN CON MOTOR DIESEL

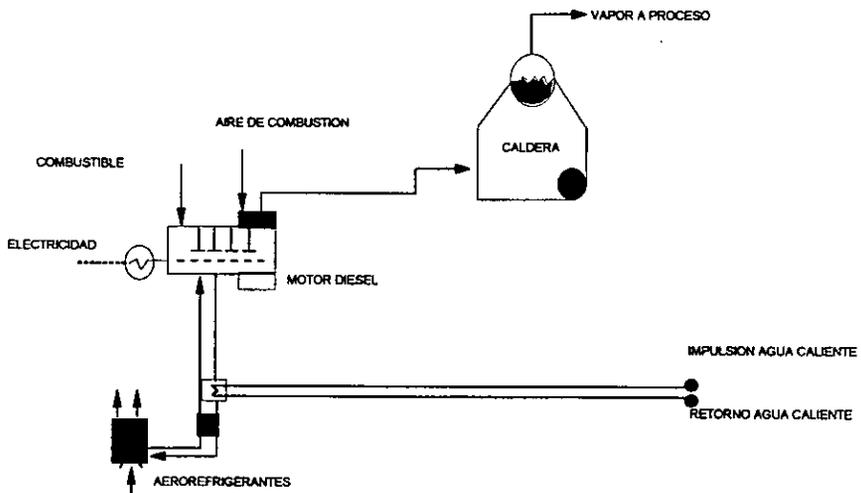


FIGURA 3.7

3.8 SELECCIÓN DE SISTEMAS COGENERATIVOS

Para poder determinar la combinación más adecuada de un sistema de cogeneración, es necesario analizar la información sobre el consumo real de electricidad de las unidades de proceso y definir la eficiencia del consumo de vapor, incluyendo, en esto último, una revisión de las pérdidas de vapor y condensado. Para esto es indispensable con un balance de vapor.

En esta etapa de diagnóstico del grado de uso de la energía es muy importante, ya que los procesos ineficientes reflejan demandas falsas de energía. El diagnóstico basado en datos desviados puede ocasionar que las metas de ahorro de energía previstas en el plan de operación para la planta de fuerza en cuestión, sean incongruentes con la realidad.

Información requerida. El análisis de la información disponible sobre los balances de vapor y los esquemas de interrelación, es la parte más importante en la selección del sistema cogenerativo más adecuado. Además, es necesario medir y confirmar algunos flujos de vapor para poder cerrar el balance de distribución de la planta de fuerza.

Por otra parte, también se requiere de los esquemas de distribución e interconexión de los principales equipos, así como de sus características, eficiencias y año de inicio de la operación

3.8.1 FACTORES IMPORTANTES

Los principales factores a considerar en la selección de un sistema cogenerativo, son:

- Relación entre la energía eléctrica y el vapor demandados
- Temperatura del vapor a proceso.
- Tiempo efectivo de operación

3.9 CARACTERÍSTICAS INHERENTES A CADA SISTEMA

Indices utilizados para comparar las instalaciones de cogeneración

Para poder comparar la eficiencia de los sistemas de cogeneración entre sí y de éstos con el sistema convencional de generación, se utilizan diferentes índices, los tres más empleados son:

Índice de Calor Neto (Net Heat Rate)

Este índice expresa la relación entre el combustible utilizado que se puede atribuir a la energía eléctrica producida, y la producción de electricidad de las instalaciones.

El combustible que se atribuye a la energía eléctrica generada se calcula restando, del combustible total utilizado, el que hubiera sido necesario para producir el vapor generado en una caldera de vapor convencional.

Evidentemente, cuanto más bajo es el valor de este índice, significa que tanto más eficiente se ha utilizado el combustible para la generación de energía eléctrica. Como se ve, está ligado con el denominado Consumo Térmico Unitario (Heat Rate) de una planta de potencia convencional que, como se sabe, es el inverso del rendimiento de la planta.

Índice Energía Calor/Eléctrica (Power to Heat Rate)

Esta relación también se utiliza a la inversa, es decir expresada como electricidad/calor y su manejo es de forma indistinta.

Es la relación entre la energía eléctrica y calor producido, es decir la energía térmica. Es un índice de gran importancia para saber, en cada caso, el tipo de tecnología que se puede aplicar según las curvas de demanda de la energía eléctrica y térmica.

Índice de Combustible Ahorrado (Fuel Saving Rate)

Este coeficiente representa el combustible desplazado de las grandes centrales para la producción de electricidad por unidad de vapor de proceso/producido. El combustible ahorrado por kWh de electricidad generada es la diferencia entre el heat rate de la planta de potencia estándar (que se puede considerar de 3) y el índice de calor neto, de la planta de cogeneración dividido por el índice energía eléctrica/calor, es decir;

$$ICA = (HRs-ICN)/ICE$$

Mientras el ICN muestra la manera en que el combustible es utilizado para generar electricidad, el ICA indica los ahorros brutos de combustible.

Un sistema de cogeneración puede presentarse atractivo bajo el punto de vista de uno de los índices y desfavorable para otro.

Así, comparado los valores típicos para las distintas tecnologías de cogeneración, se llega a la conclusión de que, si bien las turbinas de vapor producen electricidad muy eficientemente, el ICN es bajo. Si todo el vapor de proceso necesario pudiera ser generado por cogeneración, se ahorraría más combustible utilizando un motor diesel que turbina de vapor. Por su parte, en el motor diesel el IEC es muy elevado, y este es precisamente uno de los inconvenientes.

3.10 LAS EMISIONES CONTAMINANTES

Los componentes contaminantes que constituyen los gases residuales emitidos por los equipos de combustión son principalmente: bióxido de carbono (CO_2), monóxido de carbono (CO), óxidos de azufre (SO_x), óxidos de nitrógeno (NO_x) y partículas sólidas y líquidas (PST), cuya concentración en el gas residual depende de la composición química del combustible, de las condiciones de operación, del diseño de la cámara de combustión y del quemador.

Los efectos nocivos que pueden provocar a la salud y al medio ambiente hacen necesario el control de emisiones de estos compuestos. En México la Norma Oficial Mexicana NOM-085-ECOL-1994 establece la concentración máxima permisible de los compuestos contaminantes generados por la combustión en fuentes fijas.

Bióxido de Carbono (CO_2)

El bióxido de carbono es el componente contaminante más abundante del gas de desecho de los equipos de combustión y el principal causante del efecto invernadero en el mundo

Dado que la formación de este compuesto es producto del consumo de hidrocarburos, la aplicación de medidas de ahorro de energía como la racionalización de la combustión y la instalación de recuperadores de calor residual constituye una manera eficiente de reducir las emisiones de CO_2 .

Monóxido de Carbono (CO)

Esta especie química se forma de manera natural en el proceso de combustión en muy pequeñas concentraciones en equilibrio con el CO_2 ;



Los equipos de combustión modernos, cuentan con quemadores capaces de obtener una buena mezcla de aire-combustible con excesos de aire el 5 al 20%, con concentraciones de 10 a 200 ppm de CO; la utilización de un exceso de aire menor origina una combustión incompleta y la concentración de CO se incrementa rápidamente a valores muy superiores a 200 ppm.

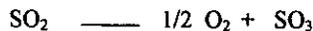
La utilización de un exceso de aire mucho mayor al requerido, también puede dar lugar a una combustión inestable e incompleta.

Si se está utilizando la cantidad requerida de exceso de aire y aún así se obtiene concentraciones mayores a 200 ppm, es necesario verificar el estado del quemador y analizar la conveniencia de sustituirlo.

Oxidos de azufre (SO_x)

La mayoría de los aceites combustibles contienen azufre, desde menos del 1% (diesel) hasta un 6% en peso (combustóleo pesado), que al quemarse produce bióxido de azufre (SO₂) principalmente. La concentración de SO₂ en la corriente gaseosa residual puede ser del orden de 3000 ppm para combustóleo pesado. Aunque la concentración de los óxidos de azufre es muy pequeña, en plantas grandes la emisión de estos compuestos puede llegar a ser de varias toneladas por día.

Una pequeña cantidad de SO₂ (entre el 1 y 2%) es oxidada a SO₃, en un equilibrio químico definido por la temperatura, concentración de azufre en el combustible y la concentración de oxígeno en el gas residual.



Debido a su gran actividad química (produce corrosión acelerada), es necesario reducir al mínimo la concentración de trióxido de azufre, mediante el abatimiento del exceso de aire de combustión hasta el mínimo posible. Una forma de controlar la emisión de óxidos de azufre es instalando un lavador de gases de combustión, utilizando una solución alcalina, con lo que se reduce la concentración de los óxidos de azufre del 75 al 97%, pero con la desventaja de descargar la corriente gaseosa a una temperatura y velocidad muy bajas, que según los expertos es preferible descargar sin tratar a través de la chimenea pero con una temperatura mayor para evitar grandes concentraciones de contaminantes a nivel de piso.

Oxidos de nitrógeno (NO_x)

De los óxidos de nitrógeno conocidos, solo el monóxido de nitrógeno (NO) y el bióxido de nitrógeno (NO₂) son considerados contaminantes, de los cuales el segundo es el más tóxico. En la atmósfera estos compuestos se encuentran en equilibrio:



y el equilibrio puede desplazarse fácilmente de un lado a otro dependiendo de factores atmosféricos. La suma de estos dos elementos es llamada NO_x, expresado en NO₂ equivalente.

La formación de NO_x tiene dos orígenes principales:

- La oxidación del nitrógeno contenido en el combustible, que produce el “NO_x orgánico” y,
- La reacción entre el nitrógeno y el oxígeno del aire, a altas temperaturas que forma el “NO_x térmico”.

El nitrógeno contenido en el combustible es más fácilmente oxidado que el nitrógeno del aire, y su formación se produce a temperaturas más bajas.

El grado de conversión del nitrógeno a NO_x es cercano al 70% cuando el contenido de nitrógeno en el combustible es de aproximadamente el 0.1%, reduciéndose rápidamente a valores inferiores al 40% cuando la concentración de nitrógeno es mayor al 0.2%, pero la cantidad de NO_x formado se incrementa con el contenido de nitrógeno.

Se ha observado que la concentración de nitrógeno en el combustible es más grande mientras el poder calorífico es más pequeño y la calidad del combustible es menor.

La velocidad de generación de los NO_x durante la combustión está dada por la expresión:

$$\frac{d[\text{NO}]}{dt} = k * \exp\left(-\frac{E}{RT}\right) * [\text{N}_2] * [\text{O}_2]^{\frac{1}{2}}$$

de la cual podemos observar que la formación de NO_x es controlada por los siguientes factores:

- Concentración de oxígeno en la zona de combustión
- Temperatura de Flama
- Tiempo de residencia en la zona de combustión

Tecnologías de control de NO_x

Para el control de emisiones de NO_x existen tres métodos principales que agrupan las diversas tecnologías desarrolladas hasta la fecha.

1. Control de la generación de NO_x
2. Reducción del volumen del gas residual mediante el ahorro de energía
3. Eliminación del NO_x generado (desnitrificación)

1. Control de la generación de NO_x

- Mantener una baja concentración de oxígeno en la zona de combustión mediante la utilización de bajo exceso de aire, combustión en etapas, combustión en emulsión, etc.
- Obtener la temperatura de flama lo más baja posible por medio de la recirculación de gas combustión, inyectando vapor a agua combustión en emulsión, quemador de bajo NO_x.

- Reducir el tiempo de residencia en la zona de combustión utilizando quemadores de tiro forzado, de alta intensidad o de bajo NO_x.
- Reducir el contenido de nitrógeno en el combustible.

2. Reducción de NO_x por ahorro de energía.

- El objeto de este método es reducir la cantidad total de la emisión de NO_x, reduciendo el consumo de combustible sin aumentar la concentración del contaminante.

- Control de las condiciones de operación. Control de temperatura del material de trabajo, prevención de fugas en el horno y de infiltraciones de aire.
- Bajo exceso de aire.
- Instalación de recuperadores de energía. Instalación de economizadores o precalentadores de aire. Para el caso de la utilización de precalentadores de aire será necesario instalar también quemadores de bajo NO_x que produce la elevación de la temperatura de flama al alimentar aire de combustión caliente.

3. Desnitrificación

Desnitrificación no catalítica

Inyección de urea o amoníaco en la zona en que el gas tenga una temperatura cercana a 900°C .

Desnitrificación catalítica

Método húmedo. Consiste en la oxidación de NO a NO_2 para después eliminarlo en un lavador utilizando agua o solución alcalina.

Método seco. Se reduce el NO_x con NH_3 por medio de un catalizador a una temperatura de 200°C o 300°C .

Partículas

Los aceites combustibles al quemarse producen dos tipos de partículas sólidas residuales: las cenizas y las cenósferas. La ceniza es el residuo sólido constituido por compuestos inorgánicos y trazas de carbón, los cuales se produce cuando se queman totalmente todo los componentes combustibles. Las cenósferas son un tipo de partículas que se generan cuando las gotas del combustible atomizado no se queman totalmente, dejando una cantidad apreciable de carbón residual y su tamaño es relativamente mayor a la de la ceniza.

De manera similar a la generación de NO_x , la formación de hollín y cenósferas no pueden determinarse por cálculos simples de combustión, debido a que intervienen diversos factores como: el exceso de aire, condiciones de mezclado, velocidad de difusión, etc. No obstante podemos estimar la concentración de partículas que se generan durante la combustión en función del carbón residual de los combustibles derivados del petróleo.

Para reducir la emisión de partículas se recomiendan las siguientes medidas:

Reducir la cantidad de partículas

- Seleccionar un mejor tipo de combustible.
- Usar el tipo de quemador adecuado.
- Optimizar el exceso de aire de combustión.

CAPITULO 4 COGENERACIÓN INDUSTRIAL EN MÉXICO

En el país existen diversas ramas industriales, como son: la siderúrgica integrada, la refinación de petróleo, la petroquímica básica, la elaboración de azúcar, cerveza y otras más. Al respecto, es ampliamente conocido que varias plantas de esas industrias de procesos cuentan con sistemas de generación de energía eléctrica con fines de autoabastecimiento. Sin embargo, no se cuenta con la suficiente información relativa a los esquemas existentes entre esos sistemas y los propios de la actividad industrial.

Ahora bien, considerando que a partir de 1994 la política energética oficial se ha manifestado para corregir deficiencias en el uso de la energía y, tomando en cuenta los logros alcanzados en este rubro por los países desarrollados. Con el propósito de establecer un marco de referencia de análisis y calificación se describen, para cada rama estudiada, los procesos más representativos, que se encuentran en documentos relacionados con los casos reales o en la literatura especializada.

4.1 INDUSTRIA AZUCARERA

Esta es una de las industrias con mayor historia y expansión en México. En 1993 existían 69 ingenios en operación.

4.1.1 SISTEMA ENERGÉTICO

El ingenio azucarero es una de las industrias más interesantes en el campo energético. Debido a la naturaleza del proceso, el suministro de energía se cubre en gran medida con recursos propios obtenidos como subproductos, en tal magnitud que se plantea la posibilidad de alcanzar la autosuficiencia e incluso la exportación de energía.

En la figura 4.1 se muestra el esquema general del proceso y su sistema energético.

El flujo de energía consiste básicamente en la entrada de petróleo combustible y bagazo de caña que alimentan a las calderas para producir vapor de alta presión, éste se utiliza para proveer de potencia mecánica a las turbinas de los generadores de electricidad, a los motores de cuchilla, desfibradoras y molinos, a los ventiladores de tiro forzado de las calderas y a la bomba de alimentación de condensado a los generadores de vapor. Conviene aclarar que también se utilizan motores eléctricos en estas últimas aplicaciones quedando las turbomáquinas como respaldo.

El vapor de descarga o de contrapresión se utiliza para evaporar los jugos de la caña y, posteriormente, condensado, vuelve a circular a las calderas. Un aspecto importante relacionado con el vapor se encuentran en la instalación de válvulas reductoras de presión y de seguridad.

La válvula reductora disminuye la presión, que normalmente pasa a través de la turbina de vapor, hacia el proceso.

La válvula de seguridad, como su nombre lo indica, es empleada para aliviar las presiones del vapor en el sistema.

4.1.2 SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Esta operación se lleva a cabo por medio del autoabastecimiento y de la conexión a la red pública.

- La potencia eléctrica nominal instalada en toda la industria fue de 360 Mw en 206 unidades. La capacidad de cada unidad se situó entre 300 y 5000 Kw. El promedio instalado por ingenio fue de 5300 Kw de potencia con tres unidades.

PROCESO Y ESQUEMA ENERGÉTICO DE LA INDUSTRIA AZUCARERA

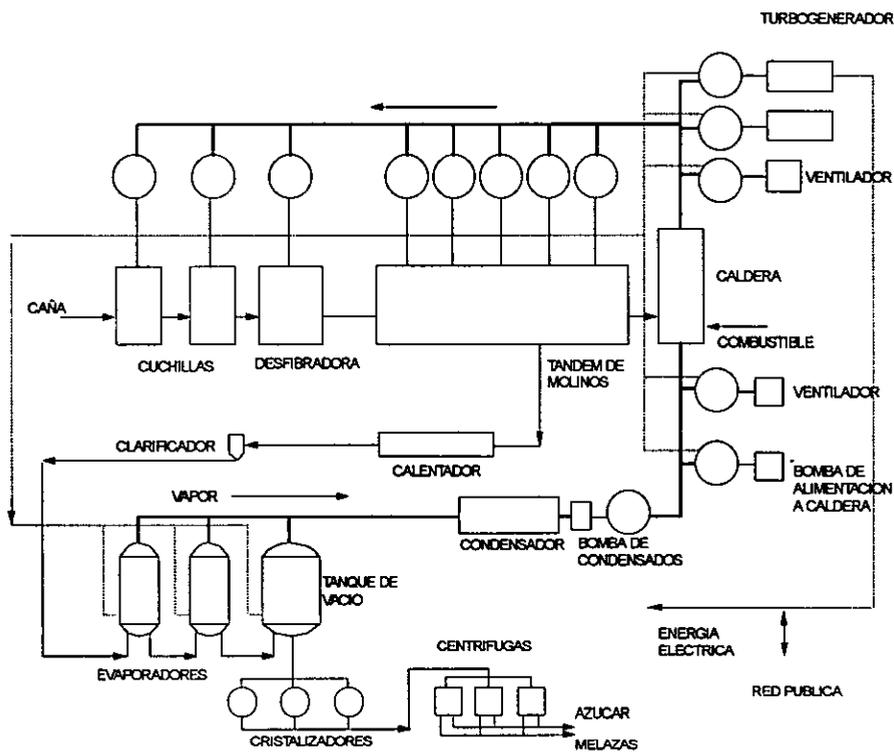


FIGURA 4.1

- Todos los ingenios cuentan con subestaciones eléctricas conectadas a la red pública, con una potencia acumulada para la industria de aproximadamente 40000 Kva.

4.1.3 DIAGNÓSTICO DE LA COGENERACIÓN

La figura 4.1 muestra claramente la relación operativa entre la producción de electricidad y la potencia mecánica, por un lado y el proceso industrial, por otro. Este esquema corresponde a un sistema topping con turbina de vapor a contrapresión. Ahora bien, adicionalmente se detecta que:

- Los ingenios existentes en el país emplearon esos esquemas, con variantes en el uso de motores eléctricos en lugar de turbinas de vapor para aplicaciones mecánica.

Puede decirse que la cogeneración en la industria azucarera está ampliamente difundida. Sin embargo, en su estado actual y dentro del contexto energético nacional, se pueden realizar ciertas adecuaciones cuyo impacto es necesario ponderar:

- Operar con autonomía y liberar 40000 Kva instalados en subestaciones eléctricas conectadas a la red pública, lo que permite el suministro a otro usuario e
- Incrementar la generación de electricidad, enviando los excedentes a la red pública, previo acuerdo comercial.

4.2 INDUSTRIA SIDERURGICA

La industria siderúrgica integrada comprende los procesos que van desde la fabricación de acero hasta la elaboración de productos finales. La industria siderúrgica integrada comprende los procesos que van desde la fabricación de acero hasta la elaboración de productos finales.

La industria siderúrgica básica emplea altos hornos (incluyendo coquizadoras), acería y laminadoras. El otro segmento de esta industria recibe productos básicos de acero de las compañías productoras y las convierte en productos finales (es decir, alambre, clavos, láminas forjadas en frío, tubo). El proceso es relativamente simple y consiste en estirado y laminado en frío, soldadura, aleación y tratamiento térmico. La mayoría de estas fabricas son relativamente pequeñas y generalmente producen una variedad limitada de productos.

4.2.1 SISTEMA ENERGÉTICO

La figura 4.2 muestra un esquema simplificado del sistema energético representativo de la industria siderúrgica integrada en México.

Los energéticos primarios son: el coque, que juega un doble papel como combustible y como materia prima para la reducción del hierro, el gas natural, el combustóleo o petróleo y el diesel.

El consumo final de energía se realiza en términos de calor y se satisface en gran medida con el aprovechamiento de los gases calientes de escape de las plantas de coque y de los altos hornos, los cuales se recirculan a través de las estufas de los altos hornos o bien se destinan a diversas secciones de elaboración de productos y a la producción de electricidad.

Cabe mencionar que la complejidad de las operaciones en esta industria ha motivado la creación de departamentos especializados para el despacho de energéticos con el fin de mantener un suministro oportuno y económico de los mismos.

4.2.2 SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Este se realiza por medio del autoabatecimiento y de las compras e intercambios con la red pública. La capacidad nominal en el año 1984 fue de 423625 Kw, en 35 unidades, 175000 Kw correspondieron a turbinas de gas y el resto a turbinas de vapor.

4.2.3 DIAGNÓSTICO DE LA COGENERACIÓN

La industria siderúrgica integrada se ha caracterizado por mantener una política de uso eficiente es decir, se ha preocupado por reducir al mínimo el empleo de combustibles primarios.

En este sentido, queda manifiesto que la producción de electricidad y potencia mecánica se lleva a cabo en términos de cogeneración, sistemas primarios, secundarios y de ciclo combinado. La industria siderúrgica integrada en México muestra un importante desarrollo en materia de cogeneración. Sin embargo, todavía cuenta con oportunidades de aprovechar algunas de sus instalaciones actuales.

4.3 INDUSTRIA PETROLERA

4.3.1 REFINACIÓN DE PETRÓLEO

En su conjunto, las refinerías del petróleo operan ininterrumpidamente durante todo el año. Sin embargo, en el caso de las unidades de proceso, su funcionamiento individual esta sujeto a diversas consideraciones relacionadas con la demanda, el nivel de inventarios, el mantenimiento, etc.

4.3.1.1 SISTEMA ENERGÉTICO

Los principales combustibles que se consumen las refineries son el gas natural y el combustóleo . Otros productos refinados como el coque de petróleo, el diesel y el gas de refinería se emplea marginalmente y de manera eventual.

Todos ellos se queman para producir calor para proceso. La figura 4.3 muestra el esquema energético aplicado en las refineries mexicanas derivados de la superposición de los arreglos parciales detectados para cada refinería. La figura 4.3 indica que se utilizan tres tipos de calderas, las que, según su objetivo de empleo son: a) de proceso, b) normales o extras, utilizadas para suministrar volúmenes adicionales de vapor o de respaldo e instaladas en todos los niveles de presión, y c) recuperacion de calor de desperdicio.

Ahora bien, en cuanto a la disposición de los grupos turbogeneradores, debe aclararse que los arreglos en cascada no están generalizados.

4.3.1.2 SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Esta actividad se lleva a cabo por medio del autoabastecimiento y de las compras a la red pública. En 1984, el sistema de refineries tenía instalado 381000 Kw de potencia nominal, correspondientes a 22 turbogeneradores con primotores del tipo de condensación, extracción-condensación y contrapresión y cuatro turbinas de gas operando en ciclo abierto.

REFINERIAS: PRODUCCION DE ELECTRICIDAD

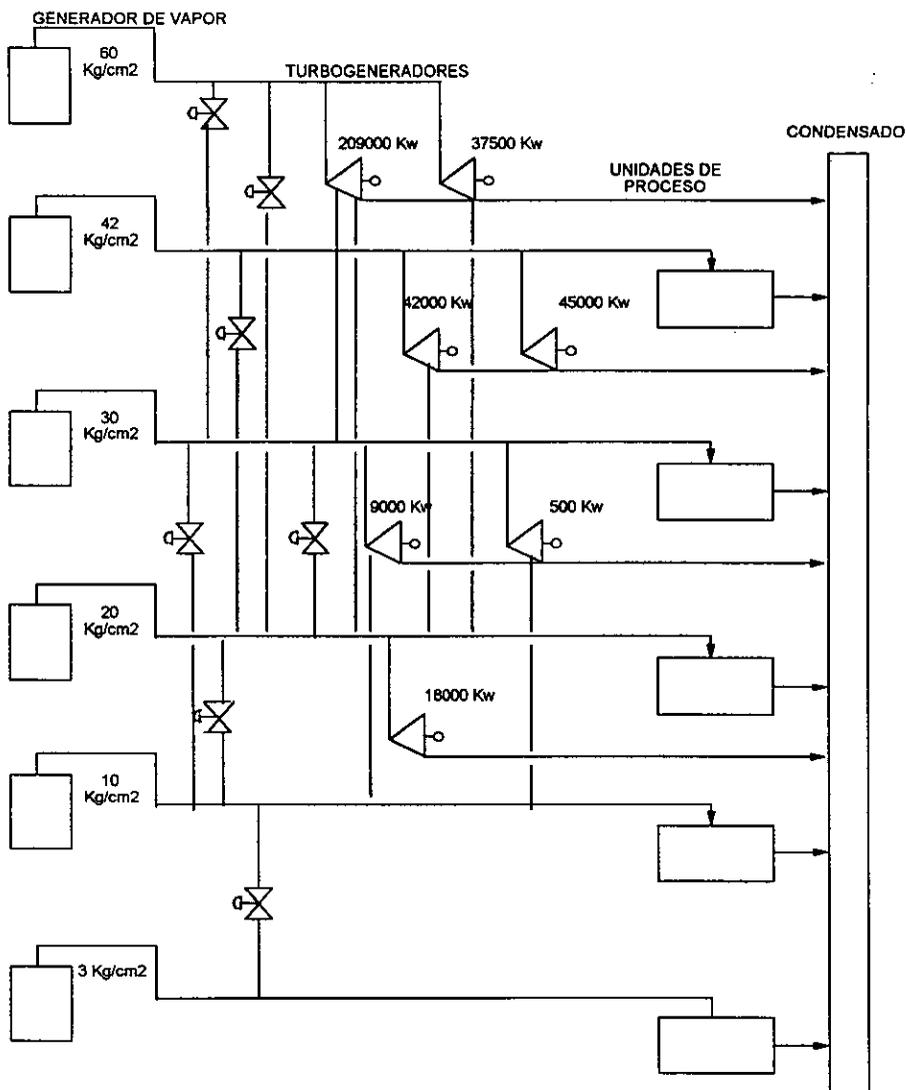


FIGURA 4.3

4.3.1.3 DIAGNÓSTICO DE LA COGENERACIÓN

Los procesos parciales de la refinación del petróleo conducen a pensar que la cogeneración es una técnica implícita en estos procesos. La figura 4.3 señala las características básicas de los esquemas aplicados en México.

Al respecto se observa que entre los tipos de sistemas utilizados se encuentran: el primario, que opera turbinas de vapor de contrapresión para impulsar generadores eléctricos, sopladores, compresores y otras máquinas que producen potencia mecánica y el secundario, pues varios de los procesos desechan gases calientes que son recuperados para producir vapor y luego potencia. Sin embargo, existen dos conjuntos de turbinas de gas que operan en ciclo abierto.

Por otra parte, un aspecto de interés adicional que conviene mencionar es el hecho de que las refinerías con localización adyacente a las centrales termoeléctricas operan sin cogeneración interempresarial.

En las refinerías de petróleo funcionan varios esquemas de cogeneración. Sin embargo, resulta más conveniente plantear la necesidad de evaluar dos opciones fundamentales:

- a) Revisar el nivel de cogeneración intermitente y
- b) Aumentar el factor de planta de la capacidad propia.

4.4 PETROQUÍMICA BÁSICA Y PLANTAS DE TRATAMIENTO DE GAS NATURAL

Por consideraciones geográficas y de proceso, los módulos de procesos petroquímicos se localizan dentro de las refinerías combinadas con las plantas de gas o aisladas. Dependiendo del número de procesos y volúmenes de producción involucrados se asignan el nombre de planta, centro o complejo.

4.4.1 SISTEMA ENERGÉTICO

El combustible principal e los centros petroquímicos del país es el gas natural y se emplea en los calentadores de fuego directo, los cuales tienen a veces la función de calentar la carga de proceso y generar vapor.

El vapor se utiliza tanto para proceso como para fuerza derivada de la participación de compresores, ventiladores, bombas y otros equipos similares.

Utilizar el mínimo de motores eléctricos, aprovechando las posibilidades más prácticas de recuperación de calor para generar vapor y mover su equipo por medio de las turbinas, incluyendo el derivado de algunos gases combustibles o ciertas reacciones exotérmicas.

4.4.1.2 SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

A pesar de que los requerimientos de energía eléctrica son reducidos, se tenían instalados 505000 Kw de potencia en 28 unidades, correspondientes a 180000 Kw en turbinas de vapor y 325000 Kw en turbinas de gas.

4.4.1.3 DIAGNOSTICO DE LA COGENERACIÓN

En la figura 4.4 que se muestra la superposición de los esquemas empleados para producir vapor, potencia mecánica y electricidad en el conjunto de las plantas petroquímicas y de tratamiento de gas natural.

Se observa que los sistemas aplicados son primario y secundario. Además de los calentadores a fuego directo, estas instalaciones cuentan con calderas de recuperación de calor y del tipo convencional para producir en condiciones estables o de respaldo.

PETROQUIMICA BASICA: PRODUCCION DE POTENCIA ELECTRICA Y MECANICA

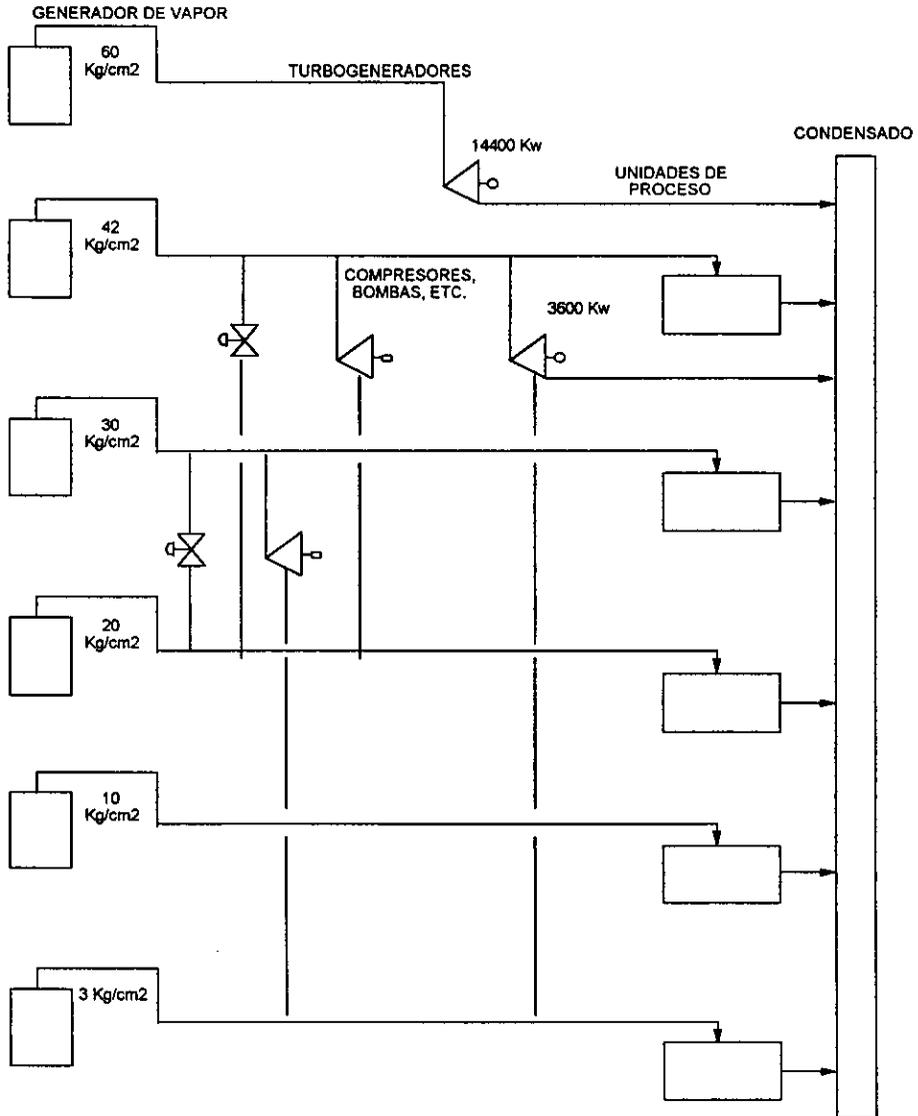


FIGURA 4.4

Asimismo, la mayor parte de la potencia eléctrica instalada corresponde a turbinas de gas (todas en ciclo abierto), posiblemente por la necesidad de contar con un respaldo redundante, a causa de la continuidad de los procesos.

A pesar de que se ha considerado a la cogeneración como un elemento importante en las plantas de proceso (con la particularidad de que están orientadas a la obtención de potencia mecánica) queda manifiesto que existen oportunidades para aumentar el nivel de cogeneración logrando a partir de la integración de las turbinas de gas a los procesos.

El incremento del factor de planta eléctrico del conjunto es otra opción que debe tomarse en cuenta para aumentar la disponibilidad de energía eléctrica en el país.

4.5 INDUSTRIA PAPELERA

4.5.1 SISTEMA ENERGÉTICO

A partir de la descripción del proceso se encontró que es también factible emplear la cogeneración en esta industria pues requiere de vapor de baja presión y calor.

En cuanto al empleo de energéticos residuales sobresale el uso de licores combustibles derivados del conocimiento de la materia prima.

4.5.2 DIAGNÓSTICO DE LA COGENERACIÓN

Aunque es difícil consultar los esquemas de instalación del equipo eléctrico y su relación con el proceso en todas las plantas registradas, en los diversos casos se encontraron arreglos de cogeneración.

Puede suponerse que la cogeneración en la industria manufacturera de papel en México está ampliamente difundida

4.6 INDUSTRIA QUÍMICA

En esta categoría se agruparon las empresas que emplean procesos relativos a la elaboración o manejo de: hules, explosivos, fotografía, fertilizantes, gases, sosas, azufre y petroquímica secundaria (incluyendo algunos textiles).

4.6.1 DIAGNÓSTICO DE LA COGENERACIÓN

Referente a las ramas de fertilizantes y petroquímica secundaria, puede suponerse que esta técnica ha sido ampliamente considerada en los procesos químicos aquí agrupados.

Se encuentran sistemas primarios constituidos por turbinas de contrapresión y extracción condensación. También la turbina de gas presentaba un esquema de ese tipo.

No se cuenta con la información suficiente para determinar con cierta objetividad el grado de desarrollo de la cogeneración en esta rama industrial. Sin embargo es conveniente tomarla en cuenta como una posibilidad para ahorrar energía y producir electricidad adicional.

4.7 INDUSTRIA MINERA

En esta rama de actividad económica incluye los procesos relativos a la extracción y beneficio de carbón, zinc y cobre.

4.7.1 SISTEMA ENERGÉTICO

Los energéticos primarios utilizados en las instalaciones mineras localizadas son el combustóleo y el gas natural. La demanda de electricidad se satisface en parte por medio del autoabastecimiento, pero principalmente por el suministro de la red pública.

4.7.2 DIAGNÓSTICO DE LA COGENERACIÓN

Existen unidades de generación de electricidad han sido instaladas bajo esquemas de cogeneración, aprovechando los calores de desperdicio de algunos hornos para producir vapor, el cual se utiliza par generar electricidad y potencia mecánica que impulsa turbinas acopladas a sopladores, compresores y otros equipos mecánicos, es decir, a sistemas secundarios.

La industria minera ha considerado los aspectos cogenerativos en su proceso.

4.8 INDUSTRIA CERVECERA

La materia prima para su elaboración es la malta, que es la cebada germinada; lúpulos, que imparten el sabor y aroma mientras que sus compuestos actúan como preservadores; agua y levadura, que se emplean para convertir el azúcar fermentable en alcohol etílico y bióxido de carbono.

4.8.1 SISTEMA ENERGÉTICO

Los combustibles empleados son el combustóleo y el gas natural

4.8.2 DIAGNÓSTICO DE LA COGENERACIÓN

El autoabastecimiento eléctrico involucran turbogeneradores con turbinas de contrapresión, esto es, sistema primario.

4.9 INDUSTRIA TEXTIL

Las plantas de la industria textil pueden clasificarse de acuerdo con las fibras que manejan o con su actividad, en:

- a) Algodón
- b) Lana y estambre
- c) Rayón, fibras sintéticas y otras,
- d) Teñido y acabado y
- e) Tejido

Estas fabricas pueden estar especializadas o integradas en sus procesos.

Vapor para proceso: las plantas donde se teje el estambre y que hacen su propio acabado, así como todas las fabricas de lana emplean grandes cantidades de vapor para proceso y agua caliente en el trabajo de acabado.

Electricidad: en este caso, la fabrica puede emplear una turbina de contrapresión o extracción controlada para producir electricidad y vapor de proceso.

4.9.1 DIAGNÓSTICO DE LA COGENERACIÓN

Se encuentran instalaciones para autoabastecimiento de electricidad con turbinas de vapor; considerando el proceso y el tipo de generador, puede suponerse que éstos utilizan esquemas de cogeneración.

Puede decirse que , si bien su participación es marginal en el contexto de cogeneración, la industria textil no debe excluir de los análisis sobre las posibilidades de ahorro y uso eficiente de energía.

4.10 EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS DE COGENERACIÓN

Una vez que se ha planteado la posibilidad de instalar una planta de cogeneración y el inversionista se identifica con los requerimientos de electricidad y vapor, es necesario desarrollar, a grandes rasgos, en que consiste el proyecto de cogeneración.

Hay que hacer constar que, ante todo, los proyectos de cogeneración son de gran flexibilidad, y no existe soluciones rígidas para cada consumidor de energía.

El desarrollo de un proyecto de cogeneración requiere un planteamiento bajo el punto de vista empresarial que tiene una serie de fases que conviene resaltar. Ver figura 4.5.

4.11 ESTUDIO DE VIABILIDAD

El punto de partida, para cualquier proyecto de cogeneración, es la realización de un preestudio de viabilidad lo suficiente riguroso, con la finalidad de determinar que tipo de instalación es la que mejor se adapta al centro consumidor, y si es o no rentable dicha instalación.

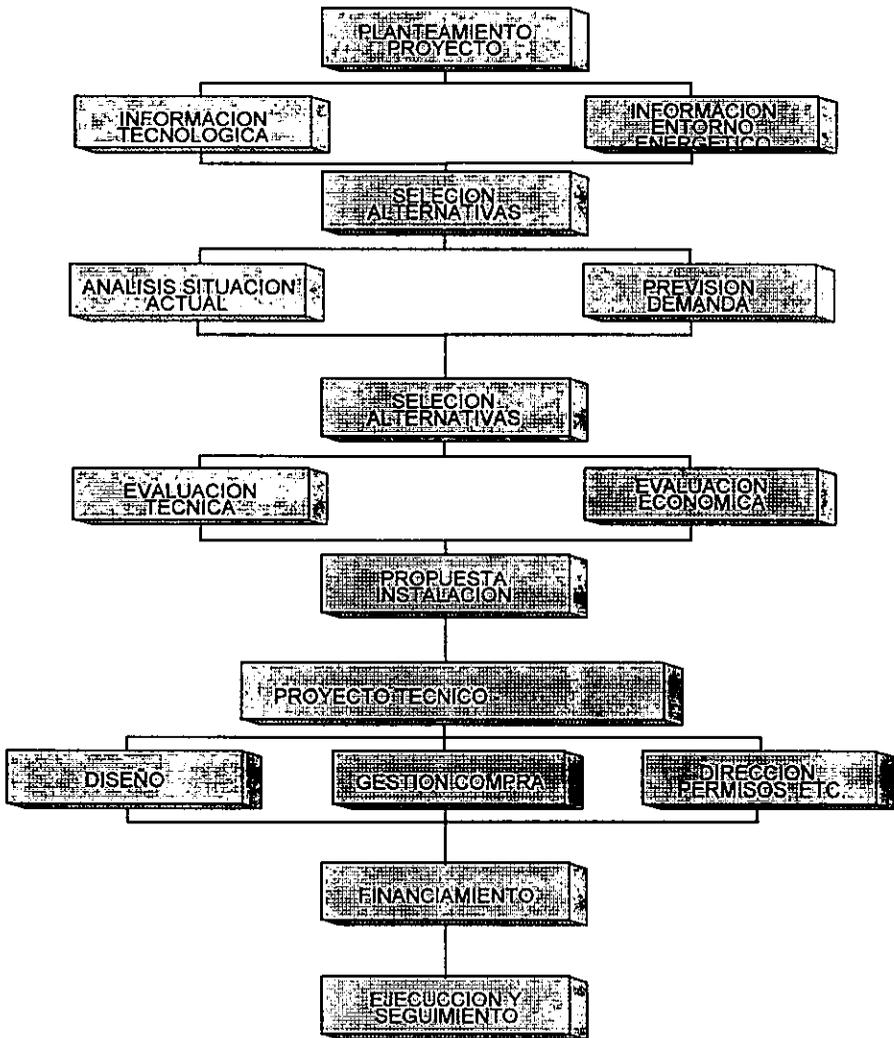


FIGURA 4.5

Este preestudio podría seguir los siguientes pasos:

1. Análisis de la situación actual
2. Previsión de la demanda
3. Evaluación técnica
4. Evaluación económica.

El primer punto a desarrollar es la definición de las condiciones de operación a tener en cuenta en el diseño de la instalación de cogeneración. Esto debe incluir el análisis de la demanda energética (térmica y eléctrica) y su estratificación, así como los costes correspondientes a los sistemas actuales.

Así mismo hay que realizar un estudio detallado de las posibles ampliaciones del consumo en el tiempo y transitorios.

Una vez perfectamente determinada la situación actual del centro consumidor, hay que tomar una decisión sobre todo que tipo de instalación puede resultar más adecuada en cada caso: turbinas de vapor, turbinas de gas, motores alternativos o combinados de ellas, teniendo en cuenta la estructura del consumo térmico/eléctrico, así como otros factores, con horas de funcionamiento, combustibles disponibles, etc.

Los estudios de viabilidad analizan en detalle diversas opciones de cogeneración que se ofrecen a nivel industrial. Para cada alternativa se define:

- El ciclo y configuración básica de la central (diagrama de proceso conceptual y balance de materia y energía) así como la interconexión con la red pública (diagrama unifilar conceptual)
- Evaluación energética: importación / exportación de energía. Compras de combustible para la central y para las calderas auxiliares, rendimiento eléctrico equivalente.

- Evaluación económica: inversión, margen de explotación, parámetros financieros, sensibilidad a los precios de la energía eléctrica y combustible.
- Espacios y servicios.

4.12 INGENIERÍA BÁSICA

Definición de la planta a nivel anteproyecto. Se fijan las características fundamentales de la planta, su interconexión con el centro industrial, los esquemas de principio de los sistemas que compondrán la central así como la especificación técnica de los equipos y sistemas más destacables.

Negociaciones preliminares con la compañía eléctrica para definición de las condiciones de interconexión y con la compañía de combustible.

Solicitud de ofertas en firme de los equipos principales: motores, turbinas, calderas, etc.

4.13 INGENIERÍA DE DESARROLLO

Una vez decidida la inversión por parte de la propiedad, esta fase consta de la compra de los equipos principales a partir de los cuales se diseñara la central correspondiente.

Las actividades en esta fase son, de manera general, las siguientes:

- Gestión de la compra de los equipos principales: comparación de ofertas, establecimiento de contratos específicos adaptados a cada tipo de paquete de compra, negociaciones con suministradores conjuntamente con la propiedad, etc.
- Planificación y programación del proyecto.
- Proyectos de detalle: que permiten comprar y legalizar los equipos e instalaciones complementarias:

Alta tensión
Baja tensión
Combustible
Aparatos a presión
Interconexiones mecánicas (tuberías y conductos)
Insonorización
Ventilación
Protección contra incendio
Estructuras y obra civil
Control
etc.

- Gestión de compra de los equipos y sistemas complementarios
- Gestión de permisos legales: industria y ayuntamiento
- Activación de proveedores

4.14 DIRECCIÓN DE OBRA Y PUESTA EN SERVICIO

Coordinación y supervisión de los trabajos de los diferentes contratistas así como establecimiento de las pruebas de recepción y prestaciones. Depuración, en su caso, de garantías y penalidades.

4.15 SISTEMAS DE CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS

Especialmente diseñadas y construidas para el control centralizado de toda la central de cogeneración, optimizando la funcionalidad y el coste frente a soluciones individualizadas por parte de los diversos suministradores de equipos, programación.

4.16 PROYECTO Y FINANCIAMIENTO

Una vez definida la instalación de cogeneración que resulta más rentable, se acomete la misma mediante la realización de un proyecto técnico-económico en el cual se introducirán también las posibles fórmulas de financiamiento deseadas.

La decisión de quién y cómo se va a realizar el proyecto de cogeneración, es decir, la gestión del mismo, es también un factor crítico. Debido a la amplitud y variedad de un proyecto las formas de gestión son múltiples aunque pueden englobarse estas tres:

- a) Compra de la instalación muy desglosada: se gestiona separadamente cada uno de los paquetes (ingeniería, equipos, montaje, obra civil, etc.).
- b) Compra por sistemas: se sitúa entre las dos citadas anteriormente. Se trata de comprar bajo la modalidad de llave en mano cada uno de los sistemas que componen el proyecto.

En cuanto a la financiamiento, caben tres alternativas

- Recursos propios
- Créditos bancarios
- Financiamiento por terceros:
 - Unión de empresas.
 - Ahorros energéticos compartidos.
 - Venta de energía.

La financiación por terceros consiste en encontrar los servicios de una tercera compañía (compañía de servicios energéticos) que puede suministrar un servicio completo (diseño, financiamiento, construcción, operación, mantenimiento, monitorización) dependiendo de las múltiples combinaciones que existen dentro de este tipo de financiamiento.

Las más extendidas son las siguientes:

- Unión de empresas
- Ahorros compartidos
- Ventas de energía

4.16.1 UNIÓN DE EMPRESAS

La compañía de servicios suministra el diseño, instalación, ingeniería y dirección del proyecto. Sin embargo la inversión se provee conjuntamente por el usuario y la empresa de servicios energéticos en la proporción que se negocie.

Así, esta unión entre ambas empresas (puede ser más de dos) será la propietaria y responsable de los equipos, haciéndose cargo de los consumos de combustible y ventas de energía eléctrica a la red, gastos de reparación y mantenimiento, facturando a la empresa usuaria una proporción de los costes energéticos que hubiera tenido en el sistema convencional negociándose según el potencial de ahorro y los consumos energéticos mínimos del usuario.

Dentro de estos casos las variaciones son múltiples dependiendo de cada instalación individual.

4.16.2 AHORROS COMPARTIDOS

La compañía de servicios energéticos financia la operación y se convierte en propietaria de los equipos.

Como garantía complementaria una compañía aseguradora garantiza el propietario financiero el cobro total de los servicios.

El usuario se compromete a pagar al propietario financiero una proporción de la disminución de la factura energética durante un tiempo establecido.

CAPITULO 5
CASO DE ESTUDIO

El sistema planteado es un proyecto similar al desarrollado en la planta de Altamira, Tamaulipas, próximo a entrar en operación con una capacidad de 120 Mw., en donde representará un ahorro anual de 1 millón de barriles de petróleo crudo y 3000 toneladas de reducción de contaminantes.

5.1 COMPONENTES DEL SISTEMA

El sistema de cogeneración se compone de los siguientes elementos:

1. Sistema de entrada de aire y gases de escape
2. Sistema de lubricación
3. Gabinetes
4. Generadores
5. Sistema de arranque
6. Turbina de gas y reductores de velocidad
7. Quemador suplementario
8. Caldera de recuperación de calor
9. Sistema

Ver figura 5.1

5.2 ARRANQUE DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN

Para iniciar la operación de cada turbina de gas, ésta tiene que ser impulsada inicialmente por medio de un motor de arranque eléctrico de 100 HP, el cual impulsa mecánicamente el rotor de la turbina hasta una velocidad de aproximadamente 3050 rpm por un período de 95 segundos.

5.2.1 LIMPIEZA DE GASES INTERNOS

Se establece un flujo de aire durante la etapa de arranque, purgando los gases contenidos en el interior.

5.2.2 ENCENDIDO DEL SISTEMA

El sistema de control acelera el motor de arranque hasta llegar a una velocidad de 7000 rpm, incrementando el flujo y la presión de aire para poder iniciar y sostener la combustión.

5.2.3 INYECCIÓN DEL GAS

En este momento el sistema de control de la turbina sincroniza la apertura de la válvula de control de combustible a una posición de arranque (20% de la apertura), con la acción del transformador de ignición produciendo el encendido en la cámara de combustión de gas natural.

5.2.4 VELOCIDAD DE SINCRONÍA Y REDUCCIÓN DE VELOCIDAD

Se incrementa el flujo de aire necesario para sostener la aceleración del rotor hasta la velocidad de sincronía (22000 rpm). Una vez alcanzada esta velocidad se dejan de usar los motores de arranque.

Como la velocidad adecuada de operación de los generadores es 1800 rpm, se usan reductores los cuales disminuyen la velocidad de 22000 a 1800 rpm.

Con lo anterior se logran generar 3000 KW a 4160 VCA. Ver figura 5.2

5.2.5 MODO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA

Bajo este modo el sistema produce unicamente electricidad, y la descarga de gases de la turbina es desviado hacia la atmósfera, este modo es normalmente usado para arrancar las turbinas. Es importante mencionar que la válvula derivadora en este ciclo permanece cerrada.

5.2.6 MODO DE COGENERACIÓN

Se abre la válvula derivadora y deja de pasar los gases calientes hacia la caldera de recuperación de vapor. Los gases resultantes son enviados a la atmósfera y el vapor conducido hacia su aplicación en el proceso de producción.

5.3 TURBINA DE GAS

La turbina de gas "MAKILA TI " ISO de 1130 kW y con una eficiencia de 28%, en el ciclo abierto introduce una nueva generación de motores en su rango de potencia. Ver tabla 4

5.3.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES

El concepto original y modular con 2 flechas se caracteriza por:

- Un módulo de entrada de aire de admisión que contiene la caja de engranes auxiliares y 3 etapas de compresores axiales de alabes y difusores de perfil ancho.
- Un módulo generador de gas que integra la etapa de compresor centrífugo, una cámara de combustión anular de distribución de temperatura homogénea, y 2 etapas de turbina de alta presión con alábes no refrigerados e insertados en la rueda de turbina fabricados en aleación refractaria.
- Un anillo distribuidor de alabes guía turbina de potencia.
- Un módulo turbina de potencia incluyendo dos etapas de turbina axial y un tren de reductor de engranes con varias posibilidades de velocidad de salida.
- Rodamiento de bolas de diseño y fabricación especial en los que están montados los conjuntos totativos con lubricación forzada que no requiere de pre o post lubricación permitiendo arranques más rápidos. En la figura 5.3 se muestra las partes principales para el mantenimiento de la turbina de gas.

5.3.2 SISTEMAS DE CONTROL Y PROTECCIÓN

En la última generación de turbinas de gas, el uso de un sistema de control y mando ha permitido simplificar y racionalizar el funcionamiento, la operación automática, y el control de la turbina de gas. En la tabla 6 se observa los accesorios de la turbina de gas.

La turbina industrial “ MAKILA TI” esta equipada con un sistema de control y mando digital que esta enlazado con controlador lógico programable y que ejecuta las siguientes funciones (ver figura 5.4):

Funciones principales

- Autorevisión del control y accesorios
- Barrido de la turbina
- Arranque de la turbina
- Watchdog (duplicado)
- Ralenti de la turbina
- Aceleración de la turbina
- Regulación rápida de la potencia de la turbina
- Limitación del torque de salida

Paro de la turbina:

- Paro normal
- Paro seguridad de la turbina
- Paro seguridad del grupo de trabajo

Mantenimiento

- Contador de horas de funcionamiento
- Contador de arranque

Análisis de los parámetros analógicos

- Velocidad del generador de gas (NG)
- Velocidad de la turbina (NTL)
- Temperatura salida generador de gas (T4)
- Temperatura aire ambiente (T0)
- Presión del compresor (P2)

5.3.3 PROTECCIONES DE LA TURBINA PARA EL CONTROL NUMÉRICO TURBINA (CNT)

A. TURBINA

Falla en el arranque	(paro)
T4 mínima (arranque y funcionamiento 300 °C)	(paro)
T4 máxima (arranque y funcionamiento 800°C)	(alarma y paro)
Sobretorsión en la turbina (calculada)	(alarma y paro)
Sobrevelocidad GG	(paro)
Sobrevelocidad TL (120%) duplicado	(paro)
Baja velocidad TL (60% a 45%)	(paro)
Falla válvula de sangrado compresor	(paro)
Falla medición de velocidad	(paro)
Vibración (sistema separado)	(alarma y paro)

B. CIRCUITO DE ACEITE REDUCTOR

Nivel bajo de aceite (60 Lt)	(alarma y paro)
Baja presión aceite turbina (1.7 bar)	(paro)
Alta temperatura de aceite (85°C)	(paro)
Alta presión diferencial del filtro de aceite	(alarma)
Detección de partículas en el aceite	(alarma)

C. CIRCUITO COMBUSTIBLE GASEOSO

Baja presión	(paro)
Alta presión	(paro)
Detección de fugas (sistema separado)	(alarma y paro)

D. DIVERSOS

Presión diferencial entrada filtro de aire	(paro)
Detección y lucha contra incendios (sistema separado)	(paro)
Paro de emergencia manual	(paro)

5.4 ESTIMACION DEL POTENCIAL DE COGENERACIÓN

Mediante un método sencillo se puede determinar y definir, en una primera aproximación, el tipo de equipo que puede emplearse a partir de datos generales y de fácil obtención.

Esto es en base a una serie de interrogantes que se mencionan a continuación:

Combustible utilizado en la industria para generación de energía térmica útil (vapor, agua caliente, gases calientes):

Numero de combustible: Se especifica tipo de combustible.

Consumo de combustible :

1. Combustóleo (lt/mes)	2. Gas natural (m ³ /mes)
3. Gas LP (Kg/mes)	4. Diesel (lt/mes)

Eficiencia de generación térmica de su planta: %

Consumo mensual de electricidad: kWh

Existe un potencial eléctrico técnico por cogeneración de: MW

De acuerdo con la relación calor/electricidad de cada empresa, se recomienda que el sistema de cogeneración este conformado por el siguiente equipo:

Q/E	TECNOLOGÍA
0.6-1.2	Motor alternativo
2.3-4.8	Turbina de gas
4.4 o mayor	Turbina de vapor a contrapresión

Nota: Tener presente lo dispuesto en la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, Artículo 36.

5.5 SECUENCIA DE LA SELECCIÓN DE LA TURBINA DE GAS

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 ser aplicables, en este caso se presenta una secuencia para la selección del sistema, utilizando la Turbina MAKILA-TI.

TABLA 4. CARACTERISTICAS DE LA TURBINA DE GAS		
DESCRIPCION		UNIDADES
TIPO DE TURBINA		
Modelo	MAKILA TI-IG2	
Constructor	TURBOMECA	
Tipo	2 flechas	
Reductor de velocidad	integrado	
Ciclo termodinámico	simple	
Etapas de compresor	4	
Compresor axial		
Compresor centrífugo		
Dimensiones turbina		
Longitud	2.3	m
Altura	1.1	m
Ancho	0.8	m
Peso de la turbina y reductor	820	kg
RENDIMIENTO		
(Condiciones ISO sin pérdidas de carga)	1130	
Potencia continua (a 3600 rev/mn)		
CONSUMO COMBUSTIBLE (ISO)		
Plena carga	13000	kJ/kWh
75% de carga	14550	kJ/kWh
50% de carga	16340	kJ/kWh
VELOCIDADES NOMINALES		
Generador de gas (NG max-96.5%)	32500	rpm
Turbina de potencia (NTL- 105%)	22850	rpm
Velocidad de salida reductor	3600	rpm
Sentido de rotación	CCW	

DESCRIPCION		UNIDADES
CONTROL DE VELOCIDAD		
Tiempo de arranque	45	seg
Estabilidad velocidad al punto de ajuste	+/- 0.15	%
Deriva a carga constante	0.5	%
Estatismo (droop)	0 a 3.5	%
Variación de la velocidad salida TL	70 a 105	%
ENTRADA DE AIRE		
Flujo de aire (ISO)		
100% de carga	5.35	kg/s
50% de carga	4.5	kg/s
Relación de compresión (ISO)	9.2: 1	
Máxima pérdida (filtro obstruido)	100	mmH ₂ O
FILTRACION DE AIRE		
Filtración requerida- eficiencia mínima	ASHARE 52-68	
Partículas diam. 20 micrones	99.0	%
Partículas diam. 10 a 20 micrones	90	%
Contenido máximo de sal	0.01	ppm
GAS COMBUSTIBLE		
Presión de entrada	13 a 14	bar
Estabilidad	+/- 0.5	bar
Nivel de filtración	5	micrones
Temperatura máxima	55	°C
Temperatura mínima	15	°C
Poder calorífico inferior mínimo (LHV)	7500	Kcal/Nm ³
GAS DE ESCAPE		
Flujo (ISO)		
100% carga	5.5	
50% carga	4.6	
Temperatura máxima escape		
arranque	650	
100% carga	505	
50% carga	420	

DESCRIPCION		UNIDADES
COMPOSICION DE LOS GASES DE ESCAPE		
(a plena carga, gas natural)		
O ₂	15-16	%
N ₂	75-76	%
C ₃ H ₈ (15% CO ₂ , 0°C)	20	ppm
NO _x	75	ppm
CO (15% O ₂ , 0°C)	55	ppm
CO ₂	3	%
H ₂ O	6	%
CIRCUITO DE ACEITE	Aceite sintético AIR 3514	
Aceite recomendado		
Capacidad del tanque	180	Lt.
Nivel de filtración	10	micrones
Flujo (turbina/reductor)	1700/1350	Lt/h
Presión de entrada (turbina/reductor)	3 a 4/2.5	bar
Calor a disipar (turbina/reductor)	20/15	kW
Consumo medio	0.25	Lt/d
ARRANQUE NEUMATICO		
Fluido	aire-gas	
Presión	13-14	bar
Nivel de filtración	25	micrones
Consumo por arranque	9	Nm ³
Flujo máximo instantaneo	18	Nm ³ /min.
Contra presión máxima en la salida	0.5	bar
Tiempo de arranque	40	seg.
LAVADO DEL COMPRESOR		
Frecuencia de lavado	+/- 150	horas
Fluido utilizado	RMC o similar	
Presión entrada turbina	3	bar
Flujo	150	Lt/h
Consumo por lavado	15/20	

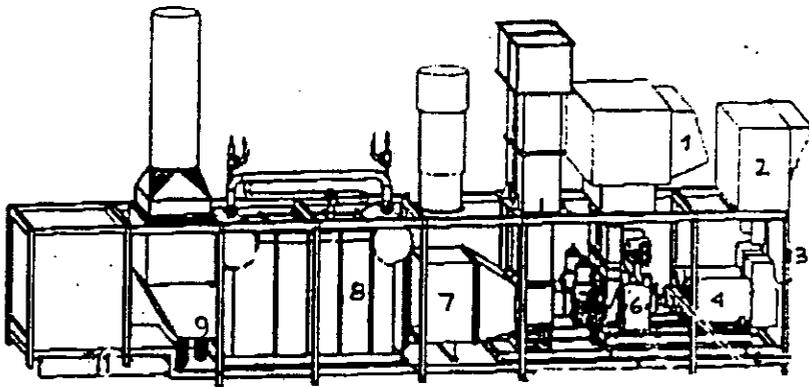
TABLA 5. ACCESORIOS MONTADOS EN LA TURBINA	
Motor de arranque	Neumático (expansión de gas)
Sensores de velocidad	Dobles, tipo electromagnético (SI)
Regulador (NG, NTL)	Módulo actuador electrónico, (PE) con dosificador
Bujías	2 Bujías , encendido alta energía, (PE)
Termopares	4 Termopares (SI)
Bombas de aceite	1 Bomba lubricación alta presión de impulsión mecánica, 4 bombas de barrido, válvula de relevo
Interruptor aceite baja presión	Detecta falla en la presión y para la turbina (SI)
Tapones magnéticos	Detecta e indica partículas metálicas en el aceite (cojinete delantero, reductor) (SI)
Sensores de vibración	Acelerómetro piezoeléctrico (SIS)
Válvula de sangrado	Evita el surge en el compresor durante las fases de aceleración interruptor de límite para la posición de la válvula, (SI)
Circuito principal de gas	Un sistema "gas" distribuye el combustible al cabezal de inyección de gas vía electroválvulas (PE) y la válvula reguladora principal de gas
Lavado compresor	Cabezal de inyección con 4 aspersores a la admisión de aire
Inspección boroscópica	5 orificios permitiendo una inspección rápida de las partes internas de la turbina motor

Nota:

SI = Seguridad intrínseca

PE = Prueba de explosión

COMPONENTES DEL SISTEMA



1. SISTEMA DE ENTRADA DE AIRE Y GASES DE ESCAPE
2. SISTEMA DE LUBRICACION
3. GABINETES
4. GENERADORES
5. SISTEMA DE ARRANQUE
6. TURBINAS DE GAS Y REDUCTORES DE VELOCIDAD
7. QUEMADOR SUPLEMENTARIO
8. CALDERA DE RECUPERACION DE CALOR
9. SISTEMA

FIGURA 5.1

DISEÑO DE TURBINA DE GAS

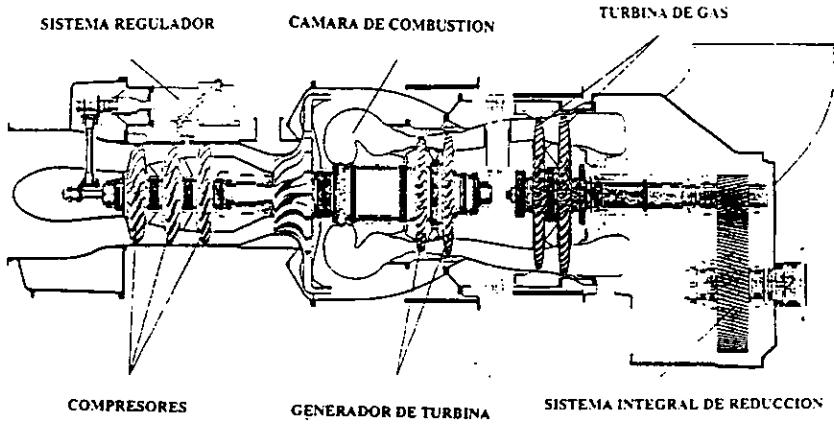


FIGURA 5.2

MANTENIMIENTO

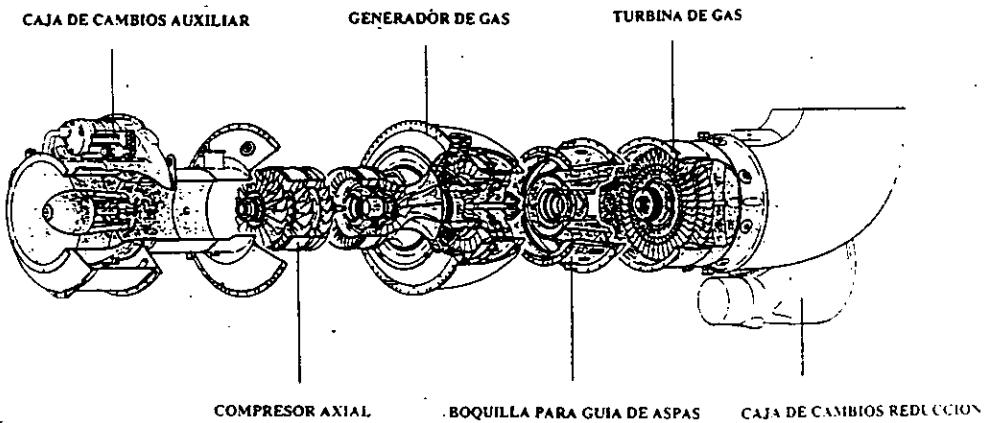


FIGURA 5.3

CONTROL INTERNO RAPIDO

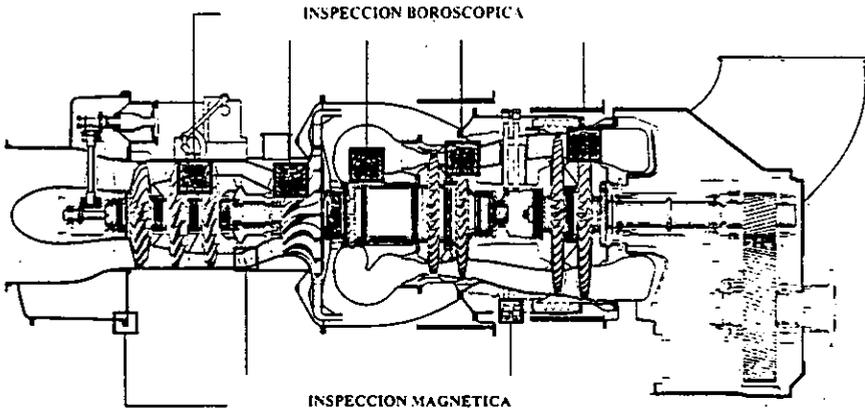


FIGURA 5.4

SECUENCIA DE CALCULO

GENERACIÓN ELÉCTRICA

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

$$\frac{W_N}{Q_P T_1} = \eta_r \left(\frac{T_{33}}{T_1} \right) \left(1 - 1/r_T^{\frac{K-1}{K}} \right) - \frac{1}{\eta_c} \left(r_c^{\frac{K-1}{K}} - 1 \right)$$

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

$$r_T = \frac{P_3}{P_4} = \frac{P_2 - \Delta P_c}{P_4}$$

$$Q_s = F_{AIRE} * q_s$$

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

FLUJO DE COMBUSTIBLE

$$m_{COMB} = \frac{q_s}{PCI_{GN}}$$

Er = Potencia Eléctrica

Considerando una eficiencia del generador, el flujo de aire que debe manejar la turbina de gas es:

$$F_{AIRE} = \frac{E_1}{W_N}$$

CALOR RECUPERADO

$$q_s = \frac{C_p (T_3 - T_2)}{\eta_{CC}}$$

$$F_{COMB} = F_{AIRE} * m_{COMB}$$

FLUJO DE GASES

$$F_{GASES} = F_{AIRE} + F_{COMB}$$

EXCESO DE AIRE

$$E_{AIRE} = \frac{1}{m_{COMB} * \frac{A}{C_{EST}}}$$

TEMPERATURA DE LOS GASES A LA SALIDA DE LA TURBINA

$$T_{4S} = T_3 * \frac{1}{r_T^{\frac{K}{K-1}}}$$

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

ANÁLISIS DE LA CALDERA DE RECUPERACIÓN

ECONOMIZADOR DE MEDIA PRESIÓN, ver figura 5.7.

Datos conocidos:

Lado del agua

$$\begin{aligned} &h_1, \\ &T_{AA} \\ &h_2 \\ &P_{VMP} \\ &F_{AGUA} = F_V \end{aligned}$$

Lado de los gases

$$T_{G3} = T_2 + \Delta T_{PP}$$

EVAPORADOR DE MEDIA PRESIÓN

Lado de vapor

$$\begin{aligned} &h_2 \\ &h_3 \\ &P_{VMP} \\ &F_{VMP} \end{aligned}$$

Lado de gases

$$\begin{aligned} &T_{G4} \\ &T_{G5} \\ &F_{GASES} \end{aligned}$$

ECONOMIZADOR DE ALTA PRESIÓN

Datos conocidos:

Lado del agua

$$\begin{aligned} &h_3, \\ &h_4 \\ &P_{VAP} \\ &T_4 = T_s \\ &F_{AGUA} = F_{VAP} = 0.44 * F_V \end{aligned}$$

Lado de los gases

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

EVAPORADOR DE ALTA PRESIÓN

Lado de vapor

$$h_4$$

$$h_5$$

$$P_{VAP}$$

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

Lado de gases

$$T_{G2}$$

$$T_{G3}$$

$$F_{GASES}$$

SOBRECALENTADOR DE ALTA PRESIÓN

Lado de vapor

$$h_5$$

$$h_6$$

$$P_{VAP}$$

$$T$$

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

Lado de gases

$$T_{G1}$$

$$T_{G2}$$

$$F_{GASES}$$

GENERACIÓN DE VAPOR

Balance de energía entre el evaporador de media y el sobrecalentador de alta presión.

$$Q_V = Q_G$$

$$\eta = \frac{Q_V}{Q_G}$$

$$F_{VAP}(h_6 - h_{3'}) = F_{GASES} * C_P(T_{G1} - T_{G5})$$

$$F_V = \frac{F_{GASES} * C_P(T_{G1} - T_{G3})}{\left(\frac{F_{VAP}}{F_V}\right)(h_6 - h_{3'}) + \left(\frac{F_{VMP}}{F_V}\right)(h_3 - h_2)}$$

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

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

Balance de energía en el economizador de media presión.

$$F_v(h_2 - h_1) = F_{GASES} * C_p(T_{G5} - T_{G6})$$

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

Balance de energía en el evaporador de media presión.

$$F_{VMP}(h_3 - h_2) = F_{GASES} * C_p(T_{G4} - T_{G5})$$

$$T_{G4} = T_{G5} - \frac{F_{VMP}(h_3 - h_2)}{F_{GASES} * C_p}$$

Balance de energía en el economizador de alta presión

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

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

CALOR ÚTIL

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

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

Calor útil total

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

RELACIÓN Q/E DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN

$$\left(\frac{Q}{E}\right)_{SC} =$$

ÍNDICE DE CALOR NETO

$$ICS = \frac{Q_s - QU}{E} / \eta_{CALD}$$

5.6 ASPECTO ECONÓMICO

En las plantas de proceso que operan en el país se han realizado estudios en los que incluyen esquemas de cogeneración en mayor o menor intensidad dentro de los sistemas de servicios auxiliares de vapor y electricidad.

Un caso es el adoptado en la Refinería "Miguel Hidalgo", el cual como puede mostrarse en la tabla 6, la cual presenta una comparación entre ; la utilización de 1 turbo de vapor y 5 turbos de gas. El análisis es una evaluación de costos de operación diferenciales en función de los precios de los combustibles. Se debe considerar también las características de las turbinas de gas.

TABLA 7. FABRICANTES DE TURBINAS DE GAS							
FABRICANTE	MODELO	POTENCIA ISO (MW)	POTENCIA TULA (MW)	RELACION DE PRESION	TEMP. DE ENTR. (°C)	FLUJO DE GASES DE SALIDA KG/SEG.	TEMP. DE SAL. (°C)
ABB	GT-10	21.85	15.95	13.6	N.A	79	517
GENERAL ELECTRIC	PG5371 (PA)	26.30	19.20	10.2	957	124	483
MITSUBISHI H.I.	MF-221A	26.00	18.98	13	NA	100	544
NUOVO PIGNONE	MS5001	26.83	19.59	10.2	NA	123.7	479
STEWART & STEVENSON	TG500	34.40	25.11	28.8	NA	121	433
WESTINGHOUSE	CW251B1 2	45.1	32.92	15.3	NA	173	510

En lo referente a los costos de servicios auxiliares y mantenimiento se describen a continuación :

COSTO DE AGUA DE REPOSICION A TORRES DE FUERZA

Costo de agua cruda (cuota)	1.2782 N\$/m ³ 0.166 US\$/m ³		
		CASO 1	CASO 5
Agua de repuesto, m ³ /h		331.1	171
Factor de servicio		1	
Agua de repuesto, m ³ /año		2,900,436	1,947,980
US\$/año		481,472	248,661
Diferencia US\$/año		(232,811)	

COSTO DE AGUA PARA CALDERA

Costo de agua tratada	7.44 N\$/m ³ 0.966 US\$/m ³		
		CASO 1	CASO 5
Agua tratada, m ³ /h		632	618
Factor de servicio		1	
Agua de repuesto, m ³ /año		5,36,320	5,413,680
US\$/año		5,349,379	5,230,880
Diferencia US\$/año		(118,499)	

COSTOS DE MANO DE OBRA DE OPERACION

		CASO 1	CASO 5
Caldera	US\$/año	38,000	0
Turbogenerador	US\$/año	44,000	0
1 Turbina de gas (14 operadores)	US\$/año	0	109,091
TOTAL	US\$/año	82,000	109,091
Diferencia	US\$/año	27,091	

COSTOS DE MANTENIMIENTO

		CASO 1	CASO 5
Caldera	US\$/año	446,500	0
Turbogenerador	US\$/año	190,400	0
2 Turbinas de gas		0	806,060
TOTAL	US\$/año	636,900	806,060
Diferencia	US\$/año	169,160	

CAPITULO 6
CONCLUSIONES

Las medidas de conservación y uso eficiente de la energía aplicada en los diferentes equipos de combustión ante las necesidades de reducir el consumo de energéticos, fue uno de los principales temas que se deben considerar para cualquier proceso térmico.

Es por ello, que se estableció las características e implementaciones que se tienen que tomar en cuenta en un esquema de cogeneración; desde un conocimiento, aprovechamiento, de las técnicas y procedimiento para el ahorro de energía y el conocer la etapa en los procesos térmicos que demandan vapor o electricidad. Efectivamente, hoy por hoy, es el sistema más eficiente de que se dispone para producir electricidad y vapor, a partir de un combustible (combustión). Esta característica es el punto fuerte de la cogeneración y se deben considerar para los requerimientos del proceso.

En lo referente a los factores que se deben considerar para seleccionar un esquema de cogeneración es importante mencionar que primero deben cumplirse los servicios de electricidad y después los de vapor para un mejor aprovechamiento de las condiciones del proceso o requerimientos de nuestra planta industrial.

Ahora los puntos de interés que surgen al analizar los esquemas de cogeneración son :

- La cogeneración ha demostrado su madurez y se ha establecido como un tecnología altamente competitiva, esquemas ya adoptados en refinerías de PEMEX.
- La eficiencia de los sistemas de cogeneración ha aumentado en forma espectacular en los últimos años y los actuales desarrollos de turbinas y motores mantendrán esta tendencia para el futuro.

- La legislación que regula el sistema eléctrico es muy cambiante y tiende a disminuir las ayudas a los sistemas que han alcanzado un grado de competitividad suficiente de modo que sea, la libre competencia el factor selectivo de las tecnologías a utilizar.

Los proyectos han empezado a surgir como una necesidad, por un lado, a saturar las posibilidades de obtener vapor para emplearlo como potencia mecánica en turbinas que accionan compresores, sopladores, ventiladores, bombas y otros equipos ; y por otro, a la producción de electricidad. Sin embargo para el otorgamiento de permisos de autoabastecimiento, las condiciones del proceso, así como el precio de los energéticos son factores importantes que deben considerarse en las distintas ramas industriales mencionadas. Habrá que desechar plantas que circunstancialmente han ofrecido unos parámetros de rentabilidad más elevados, sacrificando eficiencia al aumentar de tamaño. Estas plantas han estado basadas en precios elevados de combustible de los últimos años y son cambiantes con el tiempo, en tanto que las leyes termodinámicas que definen la eficiencia de una planta son inmutables.

El diseño del sistema de recuperación de calor es muy crítico y se necesitan criterios de control y manejo de la misma

En un futuro no muy lejano, en épocas de escasez energética (de combustible) que obligará a importantes incrementos del precio del combustible y de la electricidad, por ello los sistemas de cogeneración mantendrán plenamente su vigencia.

Además, de seguir apoyando a tecnologías de ahorro de energía, los sistemas de cogeneración presentaran rendimientos globales. Es por ello que existe un importante ahorro de energía primaria y reduce el impacto ambiental, todas estas alternativas han conducido a una filosofía de diseño que deben considerarse en base a experiencias de firmas de ingeniería que se han tenido mediante la utilización de este tipo de sistemas:

- El diseño debe basarse en su análisis de ciclo vital durante un periodo de como mínimo 15 años el cual, es seguro que producirán cambios tecnológicos, legislativos, económicos y de demandas energéticas.
- Flexibilidad necesaria para adaptarse a estos cambios sin pérdida sensible de eficiencia y con capacidad para aumentarla.
- Siempre deberá buscarse la eficiencia que permite competir con tecnologías como los ciclos combinados.
- Deben ser adaptables a los requisitos medioambientales que sean requeridos. Para ello deberán preverse las instalaciones que en un futuro puedan ser requeridas para el control de emisiones contaminantes.
- La planta debe ser totalmente automática y no requerir la presencia de personal en situaciones normales de operación. Tan sólo en condiciones especiales (puestas en marcha, paros u operaciones críticas) será requerida la presencia del operador.
- Deberán disponer de un sistema de supervisión a distancia para un mejor control de operación del sistema, para la eficiencia energética mínima que deben alcanzar equipos y aparatos industriales.

A partir de la ley reguladora de la generación eléctrica en México permite la cogeneración por primera vez, aunque los precios actuales de la electricidad y la falta de regulación respecto a la venta de electricidad de las industrias a la CFE representan importantes barreras para la implementación de plantas de cogeneración de gran escala.

Pero como se observo, parece que la política de diseño ha sido cambiante y las posibilidades de utilizar un esquema de cogeneración permite un beneficio económico y la oportunidad de poder colocar los volúmenes ahorrados de combustible para cubrir otras demandas. Como el planteamiento realizado en la Refinería Miguel Hidalgo donde los sistemas involucrados son turbinas de gas y de vapor.

BIBLIOGRAFIA

LIBROS

1. S. DAVID HU
COGENERATION
RESTON PUBLISHING COMPANY, 1985; PP 30-56

2. N. RICHARD FRIEDMAN
HANDBOOK OF HIGH-EFFICIENCY ELECTRIC EQUIPMENT AND
COGENERATION SYSTEM OPTIONS FOR COMMERCIAL BUILDINGS
RESOURCE DYNAMICS CORPORATION, 1988; PP 12-32

3. DILIP R. LIMAYE
INDUSTRIAL COGENERATION APPLICATIONS
THE FAIRMONT PRESS, INC ,1987; PP 105-125

4. V. GANAPATHY
WASTE HEAT BOILER DESKBOOK
THE FAIRMONT PRESS, INC 1991; PP 221-235

5. RIDER DON K.
ENERGY
JOHN & WILEY SONS, 1981; PP 172-185

6. CULP, ARCHIE W.
PRINCIPIES OF ENERGY CONVERSION
MC. GRAW-HILL, 1981

7. SORENSEN HARRY A.
ENERGY CONVERSION SYSTEMS
JOHN & WILEY SONS, 1986

8. PERE ESQUERRA PIZA
DISPOSITIVOS Y SISTEMAS PARA EL AHORRO DE ENERGÍA
MARCOMBO, 1992; PP 15-55

9. GRANT COLIN D.
ENERGY CONSERVATION IN THE CHEMICAL AND PROCESS INDUSTRIES
RUGBY WARWICHSHIRF, 1980

10. INCROPERA FRANK P.
FUNDAMENTALS OF HEAT AND MASS TRANSFER
JOHN & WILEY SONS, 1985
11. OZISIK M. HECATI
TRANSFERENCIA DE CALOR
CONTINENTAL, 1981
12. M. J. MORAN, H.N. SHAPIRO
FUNDAMENTOS DE TERMODINÁMICA TÉCNICA
REVERTE, 1995
13. J. ANTONIO GUILLEN MARCO
COGENERACIÓN Y GAS NATURAL
ENAGAS, 1985; PP 5-70
14. EDUARDO DE MARIA Y CAMPO
TURBINAS DE GAS
AMINE, 1987; PP 85-96
15. CONSIDINE, DOUGLAS MAXWELL
ENERGY TECHNOLOGY HANDBOOK
MC. GRAW-HILL, 1980; PP 301-318
16. KENNEY W. F.
ENERGY CONSERVATION IN THE PROCESS INDUSTRIES
ORLANDO FLORIDA ACADEMIC, 1987
17. SEVENS R.
LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA MEDIANTE EL VAPOR
DE AGUA, EL AIRE Y GASES
REVERTE, 1991; PP 325-342
18. GORDON AUBRECHT
ENERGY
MERRILL PUBLISHING, 1989, PP 24-342

19. F.WILLIAM PAYNE
COGENERATION SOURCEBOOK
THE FAIRMONT PRESS, 1985, PP 15-220

20. J.M. KOVACIK
COGENERATION APPLICATION CONSIDERATIONS
GENERAL ELECTIC COMPANY, SCHENECTADY, 1991, PP 10-70

REVISTA, CATALOGOS Y NORMAS

1. SLECT HPI GAS TURBINES
W.V.L. CAMPAGNE
HYDROCARBON PROCESSING. PART 1, MARCH 1985, PP 77-80

2. SELCT HPI GAS TURBINE
W.V.L. CAMPAGNE
HYDROCARBONG PROCESSING PART 2 , APRIL 1985, PP 105-107

3. SELECTING GAS TURBINE FOR POWER COGENERATION
G.K.ROY
HYDROCARBONG PROCESSING , MARCH 1993, PP 115-118

4. CUST ENERGY COSTS WITH COGENERATION
R. STRAIT, M. FISCHBACH
HYDROCARBONG PROCESSING, OCTOBER 1985, PP 55-57

5. INTEGRATE GAS TURBINE COGENERATION WITH FIRED HEATERS
G. IAQUANIELL, S. GUERRINI
HYDROCARBONG PROCESSING, AUGUST 1984, PP 57-60

6. COGENERATION'S FUTURE IN THE CPI
PETER G. BOS, JAMES H. WILLIAMS
CHEMICAL ENGINEERING, FEBRUARY 1979, PP 104-110

7. WHAT IS COGENERATION EFFECTIVENESS
M. P. POLSKY, R.J. HOLLMELER
HYDROCARBONG PROCESSING, JULY 1983, PP 75-78

8. COGENERATION/HEAT RECOVERY**TRACY A. JONES****HEATING/PIPING/AIR CONDITIONING, SEPTEMBER 1991, PP 61-64****9. COGENERATION****JOSEPH SINCLAIR****HEATING/PIPING/AIR CONDITIONING, NOVEMBER 1994, PP 32-45****10. ENERGY CONSERVATION TECHNOLOGY.****ENERGY CONSERVATION CENTER, JAPAN, 1994****11. STEAM EFFICIENCY IMPROVEMENT.****BOILER EFFICIENCY INSTITUTE, 1987****12. ENERGY CONSERVATION TECHNOLOGY OF INDUSTRIAL BOILERS.****ENERGY CONSERVATION CENTER, JAPAN, 1991****13. BOILER EFFICIENCY IMPROVEMENT****BOILER EFFICIENCY INSTITUTE, 1987****14. MASAO ISHIKAWA****REBUILT OF IN PLANT COGENERATION SYSTEMS WITH MF-GAS TURBINE IN JAPANESE INDUSTRIES. MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES, LTD. TOKYO, JAPAN 1985.****15. THE STUDY ON THE COMBUSTION TECHNOLOGIES FOR AIR****POLLUTION CONTROL OF STATIONARY SOURCES. SEMINARIO 1995****16. CONSERVACIÓN Y AHORRO DE ENERGÍA. CALTENCO E.J.L.,****ROBLES L. F. CURSO IMP 1992.****17. CONSULTA PERMANENTE DEL PROGRAMA UNIVERSITARIO****DE ENERGIA. TECNOLOGIAS ENERGETICAS DEL FUTURO****UNAM, 1983.****18. NOM-078-SCFI-1994. EFICIENCIA TÉRMICA DE CALDERAS PAQUETE,****ESPECIFICACIONES Y METODOS DE PRUEBA.****19. NOM-083-SCFI-1994. EFICIENCIA TÉRMICA DE CALENTADORES DE AGUA****PARA USO DOMESTICO Y COMERCIAL.**

20. NOM-0770SCFI-1994. EFICIENCIA ENERGETICA DE AISLAMIENTOS TERMICOS
21. API STD 611. GENERAL PURPOSE STEAM TURBINE FOR REFINERY SERVICES
22. API STD 616 COMBUSTION GAS TURBINE FOR GENERAL REFINERY SERVICES.
23. COGENERACIÓN, ROGELIO RUIZ ESPARZA G. FORO NACIONAL SOBRE FUENTES ALTERNAS DE ENERGIA, SU DESARROLLO Y POTENCIAL DE APLICACIÓN EN MEXICO. IMIQ. CUERNAVACA, MOR. 1990
24. RISK MANAGEMENT FOR INDEPENDENT POWER PRODUCERS AND COGENERATORS. REINHARD W. MAIER. WORLD ENERGY ENGINEERING CONGRESS, ATLANTA, GA. OCT 22-25, 1991.

APENDICE

LISTA DE FIGURAS

- FIG. 1.3 FORMAS DE ENERGÍA.
FIG. 1.8a APROVECHAMIENTO DEL VAPOR PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.
FIG. 1.8b CONFIGURACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA MAQUINAS TERMICAS EN COGENERACIÓN.
FIG. 1.8c DIAGRAMA DE AREAS DE AHORRO DE ENERGÍA.
GRAFICA 1.11a CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA PAISES AVANZADOS (AÑO 1994)
GRAFICA 1.11b CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA DE LOS PAISES EN DESARROLLO.
GRAFICA 1.12a PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA
GRAFICA 1.12b CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN MÉXICO.
FIG. 2.1a TURBINAS DE CONDENSACIÓN.
FIG. 2.1b TURBINAS DE CONTRAPRESIÓN.
FIG. 2.2 HORNOS DE RECOCIDO
FIG. 2.3 CALOR PERDIDO POR LAS PAREDES.
FIG. 2.4 PÉRDIDA DE CALOR POR UNA APERTURA EN EL HORNO.
FIG. 3.1a GENERACIÓN DE VAPOR.
FIG. 3.1b GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON TURBINAS DE VAPOR.
FIG. 3.1c GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON TURBINAS DE GAS.
FIG. 3.2a HORNOS DE PROCESO CON CALDERA DE RECUPERACIÓN EN UN SISTEMA INFERIOR DE COGENERACIÓN.
FIG. 3.2b SISTEMA SUPERIOR DE COGENERACIÓN.
FIG. 3.4.2 SISTEMA DE COGENERACIÓN CON TURBINA DE GAS.
FIG. 3.5 SISTEMA DE COGENERACIÓN CON TURBINAS DE VAPOR.
FIG. 3.7 SISTEMA DE COGENERACIÓN CON MOTOR DIESEL.
FIG. 4.1 PROCESO Y ESQUEMA DE LA INDUSTRIA AZUCARERA.
FIG. 4.2 PROCESO Y ESQUEMA DE SIDERÚRGICA INTEGRADA.
FIG. 4.3 REFINERIAS, PRODUCCION DE ELECTRICIDAD.
FIG. 4.4 PETROQUÍMICA BÁSICA, PRODUCCION DE POTENCIA ELÉCTRICA Y MECÁNICA.
FIG. 4.5 EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS DE COGENERACIÓN.
FIG. 5.1 COMPONENTES DEL SISTEMA.

FIG. 5.2 DISEÑO DE TURBINA DE GAS.

FIG. 5.3 MANTENIMIENTO.

FIG. 5.4 CONTROL INTERNO RÁPIDO.

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. PARAMETROS DE CALIDAD DEL AGUA PARA CALDERAS

TABLA 2. PROPIEDADES DE MATERIALES REFRACTARIOS.

TABLA 3. CONDUCTIVIDAD TÉRMICA DE INCRUSTACIONES Y OTRAS SUSTANCIAS.

TABLA 4. CARACTERÍSTICAS DE LA TURBINA DE GAS.

TABLA 5. ACCESORIOS MONTADOS EN LA TURBINA.

TABLA 6. ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN DE PEMEX.

TABLA 7. FABRICANTES DE TURBINAS DE GAS.

NOMENCLATURA

VARIABLES, CONDICIONES, PROPIEDADES

A/C RELACION AIRE-COMBUSTIBLE

C_p CALOR ESPECIFICO A PRESION CONSTANTE

C_v CALOR ESPECIFICO A VOLUMEN CONSTANTE

E POTENCIA ELECTRICA

E_{aire} EXCESO DE AIRE

F FLUJO

F.C. FACTOR DE CARGA

F.P. FACTOR DE POTENCIA

F_{Rpot} FRACCION DE LA POTENCIA REQUERIDA QUE ENTREGA EL SISTEMA DE COGENERACION

ICN INDICE DE CALOR NETO

h ENTALPIA

k C_p/C_v, COEFICIENTE DE PROCESO ISOENTROPICO

m_{comb} FLUJO DE COMBUSTIBLE POR kg DE AIRE

P PRESION

PCI PODER CALORIFICO BAJO

q DEMANDA O CARGA TERMICA

Q DEMANDA O CARGA TERMICA

Q/E RELACION DE CALOR/ELECTRICIDAD

QD CALOR A LA DESCARGA DE UNA TURBINA

QS CALOR SUMINISTRADO AL SISTEMA

QU CALOR UTIL

r RELACION DE PRESION ALTA/BAJA

T TEMPERATURA

W TRABAJO POR UNIDAD DE MASA

X DIFERENCIA DE VALORES DE LA VARIABLE

η EFICIENCIA

P DENSIDAD

SUBINDICES

AA AGUA DE ALIMENTACION

AP ALTA PRESION

BP BAJA PRESION

C COMPRESOR

CC CAMARA DE COMBUSTION

CALD GENERADOR DE VAPOR, CALDERA

f LIQUIDO SATURADO

g VAPOR SATURADO

G GENERADOR ELECTRICO

GASES,G GASES

GN GAS NATURAL

I CONDICION A VALOR IDEAL

MP MEDIA PRESION

PP "PINCH POINT"

PN CONDICIONES NOMINALES

R CONDICION A VALOR REAL

REQ CONDICION REQUERIDA

S CONDICION ISOENTROPICA

SP SIN POSTCOMBUSTION

SC CORRESPONDIENTE AL SISTEMA DE COGENERACION

T TURBINA

V VAPOR