

00521
58



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE QUIMICA

"PRINCIPALES ELEMENTOS A CONSIDERAR EN LA
MODERNIZACION ENERGETICA EN PLANTAS DE
PROCESO"

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERA QUIMICA
P R E S E N T A :
ALEJANDRA GOMEZ LUNA



MEXICO D.F.



EXAMENES PROFESIONALES
FACULTAD DE QUIMICA

2003



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Jurado asignado:

Presidente

Prof. REYNALDO SANDOVAL GONZALEZ

Vocal

Prof. HUGO NORBERTO CICERI SILVENSES

Secretario

Prof. JOSE SABINO SÁMANO CASTILLO

1er. Suplente

Prof. BALDOMERO PÉREZ GABRIEL

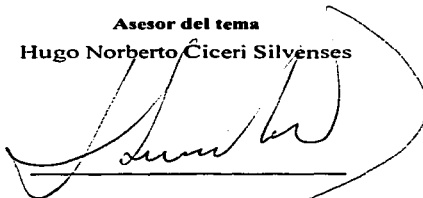
2do. Suplente

Prof. AMPARO CASTILLO CORONA

Sitio donde se desarrolló el tema: Facultad de Química, Edif. D, UNAM

Asesor del tema

Hugo Norberto Ciceri Silvenses



Sustentante autorizo a la Dirección General de

UNAM a difundir en formato electrónico -
Alejandra Gómez Luna de mi trabajo rec.

NOMBRE: Alejandra Gómez Luna

FECHA: 21/Abril/2003

FIRMA: 

Agradecimientos:

A Dios, por permitirme ver la luz de cada día e iluminarme en una etapa sumamente importante de mi vida dándome fuerza y tenacidad para concluirla.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, en especial a la Facultad de Química y a sus excelentes maestros, por transmitirme sus conocimientos y experiencias para poder formarme como profesional y poder ser útil a la sociedad.

A mis padres por brindarme todo su apoyo, comprensión y cariño para alcanzar una meta más en vida, en especial a mi madre por todos los sacrificios que realizó para que yo pudiera llegar a esta etapa.

Gracias mamá, por todo el amor y cariño que me brindaste y por ser para mí un ejemplo de superación y logro.

A mi maravilloso novio, Francisco, que me brindó todo su amor y comprensión, y que me ha impulsado a ser mejor en todos los aspectos de mi vida. Gracias por ser mi compañero en esta importante etapa de mi vida. TE AMO.

A mi hermano, Víctor, que sé que está siempre que lo necesito y que me apoyó en todo para poder concluir este trabajo.

A mis amigos, en especial a Itzel, Adriana, Efraín, Víctor, Vicky, Lorena, Pilar y Chlo por estar conmigo toda esta etapa, por apoyarme para concluirla y por estar siempre que las necesito. Ustedes son en verdad los mejores amigos que alguien puede tener.

A mi asesor, mi admiración, respeto y agradecimiento por todo el tiempo que dedicó para la realización de este trabajo y por guiarme con sus sabios consejos para poder alcanzar mi objetivo. Gracias, por ser una excelente persona, maestro y un ejemplo a seguir para mi vida en todos los aspectos.

Un agradecimiento muy especial al Dr. Reynaldo Sandoval por su apoyo para la realización de esta tesis.



Índice de Tablas y Figuras

Índice de Tablas

	Pág.
Capítulo 1	
Tabla 1.1 Subsectores potenciales.....	16
Tabla 1.2 Comparación de parámetros entre ciclos.....	22
Tabla 1.3 Ventajas y desventajas de los ciclos abierto y cerrado.....	27
Tabla 1.4 Combustibles gas/líquido.....	38
Tabla.1.5 Ventajas y desventajas de las turbinas de gas y vapor.....	40
Capítulo 2	
Tabla 2.1 Diferencias entre los tipos de deareadores.....	51
Tabla 2.2 Resultados de la evaluación económica.....	80
Capítulo 3	
Tabla 3.1 Criterios para la valoración de un sistema de cogeneración.....	117
Tabla 3.2 Empresas líderes en el área de calderas de recuperación de calor.....	128

Índice de Figuras

	Pág.
Capítulo 1	
Figura 1.1 Sistema de cogeneración.....	7
Figura 1.2 Abastecimiento energético con sistema convencional y con cogeneración.....	9
Figura 1.3 Sistema convencional y sistema de cogeneración.....	10
Figura 1.4 Distribución del potencial nacional de cogeneración por sector.....	16
Figura 1.5 Ciclo de energía superior.....	17
Figura 1.6 Ciclo de energía inferior.....	18
Figura 1.7 Ciclo simple de cogeneración.....	20
Figura 1.8 Ciclo combinado de cogeneración.....	21
Figura 1.9 Ciclo regenerativo de cogeneración.....	22
Figura 1.10 Ciclo de Rankine simple.....	24
Figura 1.11 Ciclo abierto de cogeneración.....	26
Figura 1.12 Ciclo cerrado de cogeneración.....	26

Capítulo 2

Figura 2.1	Esquema simplificado de un recuperador de calor con deareador.....	47
Figura 2.2	Deareador.....	55
Figura 2.3	Reservas mexicanas de gas natural.....	87

Capítulo 3

Figura 3.1	Perfil de valoración a partir de los criterios de la propuesta.....	122
Figura 3.2	Perfil sugerido.....	123
Figura 3.3	Perfil de valoración combinado.....	124
Figura 3.4	Perfil de diferencias.....	125



Abreviaturas usuales

1. **HRSG** *Heat recovery steam generator*
2. **FCP** *Fuel Chargeable to Power*
3. **EUF** *Energy Utilization Factor*
4. **FESR** *Fuel Energy Saving Ratio*
5. **HBR** *Heat Recovery Boiler*
6. **TG** *Turbina de gas*

ÍNDICE

	Pág.
Objetivo	1
Introducción	1
Capítulo 1. Cogeneración de Energía	6
1.1 Plantas tipo.....	17
1.2 Características tecnológicas.....	23
1.3 Principales elementos tecnológicos.....	30
1.4 Conclusiones.....	41
Capítulo 2. Elementos a considerar para el diagnóstico	43
2.1 Equipos principales.....	44
2.2 Eficiencia energética.....	56
2.3 Distintos procesos para el aprovechamiento energético.....	66
2.4 Economía de los procesos.....	75
2.5 Elaboración de indicadores.....	82
2.6 Conclusiones.....	95

	Pág.
Capítulo 3. Definición y Aplicación de criterios a un caso.....	97
3.1 Estudio previo de viabilidad.....	98
3.2 Diagrama de flujo.....	113
3.3 Criterios para la valoración de los equipos principales y perfiles.....	114
3.4 Análisis de oferentes con nuevas tecnologías de equipos HRSG.....	126
3.5 Conclusiones.....	132
Conclusiones y recomendaciones.....	134



Objetivo

El propósito de este trabajo consiste en establecer los principales elementos a considerar en la modernización energética en las plantas de proceso por medio de la aplicación de ciclos cogenerativos con recuperación de calor de los gases de escape de una turbina.



Introducción

La cogeneración es una tecnología utilizada por muchos industriales desde el comienzo de la centuria como una forma económica de conocer los requerimientos energéticos y constituye actualmente uno de los sistemas de ahorro y conservación de la energía con un futuro prometedor. Además, la cogeneración constituye por sí misma una aplicación tecnológica que puede hacer, y hace uso de otros métodos o sistemas de transformación y aprovechamiento de la energía.

A partir de los años setentas, la llamada crisis energética ocasionada por las reevaluaciones del precio internacional del crudo y por los hechos que se produjeron en los ochenta sirvió de cimiento para el desarrollo de esta tecnología. Además, desde 1981 la política energética en México se ha orientado a mejorar la eficiencia térmica en el empleo de los combustibles y se han llevado a cabo varias investigaciones para establecer las bases de la cogeneración en la Industria Mexicana de proceso y discutir así sus posibilidades de desarrollo y su impacto en la economía nacional.

Esta tecnología ha encontrado uno de sus principales campos de desarrollo en la industria de proceso como son: las industrias azucarera, textil, papelera, refinación de petróleo, entre otras.

En México, la proporción determinante de energía proviene de los hidrocarburos, el aprovechar el potencial de uso eficiente que implica el uso de las técnicas de cogeneración permite un mejor aprovechamiento de recursos no renovables, menores índices de emisiones por unidad de producto o servicio y una ampliación de la capacidad instalada de generación eléctrica por parte del sector privado.

Un sistema de cogeneración desde un punto de vista estrictamente termodinámico, tiene ventajas que son evidentes y también se proyecta fundamentalmente para ahorrar dinero o incluso, para hacer dinero.

De acuerdo con el segundo principio de la Termodinámica, en una conversión de calor en energía mecánica el mayor rendimiento que se puede alcanzar en una máquina térmica viene dado por el factor de Carnot $\eta_c = 1 - T_o/T$. En la práctica y en referencia a máquinas térmicas de vapor, podemos considerar que T es la temperatura máxima a la que se produce el vapor en el generador la cual ha ido aumentando a través de los años hasta llegar a unos 580°C; T_o es la temperatura de condensación del vapor debido al calor cedido al agua de refrigeración del condensador. Esa temperatura puede llegar a ser muy próxima a la ambiental (aprox. 30°C).

Sustituyendo estos valores en el factor de Carnot, el límite teórico en la conversión de calor en trabajo en una máquina térmica de vapor es de 64.5%. Este límite es alcanzado idealmente, es decir, sin irreversibilidades internas, pero en la realidad hay irreversibilidades térmicas, mecánicas y químicas que provocan que ese límite teórico sea inferior. En las más modernas centrales termoeléctricas el rendimiento térmico difícilmente supera el valor de 40-42%.

¿Entonces el 60% de la energía restante dónde se queda? El primer Principio de la Termodinámica nos indica que la energía contenida en el combustible debe aparecer en los productos de la central, por lo tanto, podemos decir que el resto de la energía se ha convertido en calor. Parte de este calor, como el perdido por radiación en el generador de vapor o la energía térmica sensible y latente de los gases de combustión que salen por la chimenea difícilmente puede recuperarse, si bien existen técnicas para recuperar parte de esa energía térmica. No obstante, la mayor parte de ese calor es cedido en la condensación del vapor al

agua de refrigeración. Cuando se utiliza el agua de un río o del mar para extraer calor del condensador, en el que el vapor a baja presión procedente de la turbina se transforma en agua líquida, o cuando se utilizan torres de enfriamiento para disipar el calor al aire ambiental, se están desperdiciando grandes cantidades de energía. La temperatura a la que se cede este calor es muy baja, próxima a la ambiental, es decir, se trata de una energía de baja calidad o con bajo contenido exergético. Es por ello, que a pesar de que se trate de una gran cantidad de energía apenas se podría obtener a partir de ella trabajo adicional para generar electricidad.

Debido a esto, actualmente se está utilizando la cogeneración para recuperar esta energía de baja calidad por medio de calderas de recuperación de calor, equipos altamente sofisticados que permiten obtener energía de los gases de escape de una turbina para poder aprovecharla dentro de la planta y de los cuales se tratará en gran parte este trabajo además de cómo influyen dentro del ciclo cogenerativo tanto en el aspecto termodinámico como en el económico.

Sin embargo, ¿por qué no es un sistema universalmente adoptado? La respuesta a esta pregunta se encuentra obviamente en razones de tipo económico. No siempre la inversión que una instalación de cogeneración requiere puede justificar los posibles ahorros económicos que se pueden lograr con dicha inversión, es decir, no siempre resulta atractiva la rentabilidad en dicha inversión.

El presente trabajo establece los principales elementos y/o criterios tecnológicos de un sistema de cogeneración además de incluir ciertos aspectos económicos que deben considerarse para la selección de equipos que conforman el sistema de cogeneración, así como, para la viabilidad

de este último. También se pretende brindar una idea general de lo que son los ciclos cogenerativos así como del concepto de cogeneración en sí, de manera que se comprenda más profundamente y se entienda que es una práctica que puede beneficiar grandemente a la industria sobre todo a aquellas plantas con altos requerimientos energéticos.

El primer capítulo define lo que es la cogeneración, los elementos que constituyen un sistema cogenerativo, el fundamento termodinámico que tiene y sus aplicaciones. También se describen parámetros importantes para las turbinas de gas y vapor, considerados como dos de los principales elementos tecnológicos dentro de un sistema de cogeneración.

En el segundo capítulo se describen los equipos más relevantes que conforman un sistema cogenerativo como son las calderas de recuperación de calor (*heat recovery steam generators*) y el deaerador.

Además se mencionan de manera muy general, algunos parámetros para evaluar la eficiencia de un sistema de cogeneración y se detallan parámetros referidos a los recuperadores de calor por ser equipos determinantes en la eficiencia energética total de la planta. Por otra parte, se definen aspectos económicos que servirán como indicadores.

En el tercer capítulo se propondrá una metodología tomando en cuenta ciertos criterios termodinámicos, mecánicos y económicos para la valoración y viabilidad de un proyecto de cogeneración con recuperación de calor.

Por último, se harán propuestas para la selección de equipos como las turbinas y el recuperador de calor que son muy importantes para que la inversión en un sistema de cogeneración sea rentable.

Este trabajo está dirigido a aquellos estudiantes y profesores que deseen adentrarse dentro del tema de la cogeneración y particularmente aquella que se lleva a cabo para la recuperación de calor de los gases de escape de una turbina a través de equipos HRSG, además de que se proporcionan ciertos criterios para la selección de equipos utilizados en los ciclos cogenerativos.



Capítulo 1

Cogeneración de Energía

Este capítulo tiene como propósito explicar el concepto de cogeneración estableciendo los elementos y fundamentos del mismo. En segundo lugar se describirán sus principales ventajas y aplicaciones.

Definición de Cogeneración

Es el proceso de generación de energía en el cual dos o más formas de energía, como las energías térmica y eléctrica, son producidas simultáneamente mediante el empleo de una fuente sencilla de calor primario.

Es comúnmente descrito como un proceso de conservación de energía debido al mejoramiento de la eficiencia obtenida por la recuperación térmica, al contrario de la generación convencional, donde más de una energía primaria es consumida para satisfacer las necesidades de una planta.

La forma común de proveer la energía necesaria al proceso de una planta es comprar la energía eléctrica y producir la energía térmica requerida. De esta manera, la cogeneración puede considerarse como otro medio de producción de energía.

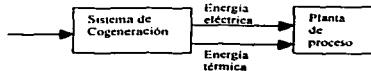


Fig.1.1 Sistema de cogeneración

La maquinaria produce la energía eléctrica primaria mientras que la energía térmica de los gases de descarga es convertida dentro del recuperador de calor HBR (*heat recovery boiler*) en

EL S C N
FALLA LE ORIGEN

vapor. Este proceso de vapor puede ser utilizado para calentamiento, absorción, acondicionamiento de aire, desalinización y procesos de secado, y en la producción de energía eléctrica secundaria en un ciclo combinado. Por lo tanto la cogeneración es un método válido económicamente para la conservación de los recursos, mejoramiento ambiental y atractivo financiero.

La cogeneración es, en esencia, una técnica que permite mejorar la eficiencia de conversión de los combustibles a otras formas de energía como son el calor y la electricidad.

Con su aplicación, se ha demostrado [Sistemas de cogeneración y Ejemplos de Instalaciones en Europa,2000] que es posible aprovechar la energía térmica que se desperdicia en la producción de electricidad de manera independiente a la demanda de calor o producción del mismo en diversos procesos, al utilizar entre 10% y 30% menos de combustible, dependiendo de la configuración y de las aplicaciones involucradas.

El empleo industrial de la cogeneración conduce al uso de instalaciones pequeñas y dispersas (una alternativa para complementar los requerimientos de energía en plantas grandes). Debido a que las distancias a las que puede ser transportada la energía térmica producida de esta manera son relativamente cortas, una característica de la generación de calor es que se encuentra en un lugar en el sitio de proceso o cercano a él, con o sin cogeneración.

A continuación se establece la comparación entre el abastecimiento energético según un sistema convencional y uno de cogeneración:

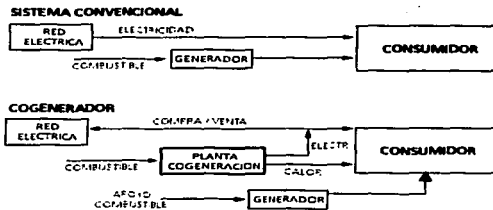


Fig.1.2. Abastecimiento energético con sistema convencional y con cogeneración

**TESIS CON
PALA DE ORIGEN**

La cogeneración es un sistema conocido que ha demostrado durante décadas su fiabilidad y eficiencia técnica, aunque su viabilidad económica ha ido fluctuando según la estructura de los precios y la oferta energética disponible.

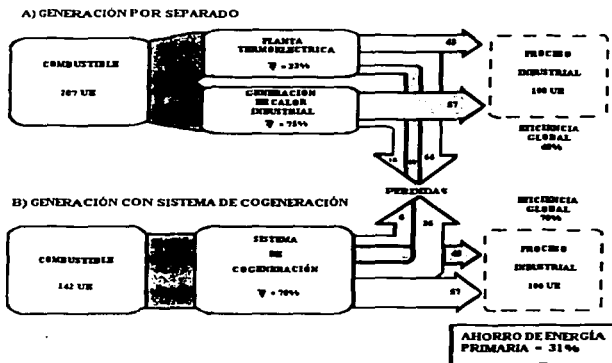
Cogeneración y Ahorro energético

La cogeneración como medida de uso racional de la energía produce un ahorro de energía primaria muy importante. Como todas las máquinas de calor basadas en sistemas de energía eléctrica liberan calor al medio ambiente, este calor se puede emplear con mucha frecuencia para cumplir parcial o totalmente con los requisitos de energía térmica local o de algún sitio específico.

Las máquinas de calor requieren también suministro térmico a alta temperatura y, en algunos casos, es posible obtener esta energía mediante el calor liberado por algún proceso de mayor temperatura. La utilización de éste casi nunca tiene efecto en la cantidad de combustible

primario utilizado, aunque sirve para un ahorro parcial o total del combustible que, por otra parte, puede utilizarse para el proceso de energía térmica. En el primer caso de cogeneración se emplea una máquina térmica cuyo ciclo es excelente; en el último caso, el ciclo utilizado no es bueno.

Debido al aprovechamiento del calor residual, los sistemas de cogeneración presentan rendimientos globales del orden de 70% al 85% a diferencia de un sistema convencional que tiene rendimientos globales de 33% a 35%. Así pues, existe un importante ahorro de energía primaria que puede ser cuantificado de forma aproximada tal como se refleja en la figura que se presenta a continuación:



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Fig. 1.3 Sistema convencional y sistema de cogeneración

Como se puede apreciar en la figura 3.1 la eficiencia global en el primer caso es de 48%, mientras que en el caso de la cogeneración ésta alcanza 70%. En ambos casos se suministran

100 unidades energéticas útiles al proceso industrial, 43 como energía eléctrica y 57 como energía térmica. Para producir este requerimiento energético por el método tradicional se consume un total de 207 unidades energéticas, mientras que con el sistema de cogeneración este consumo se reduce a 142 unidades energéticas, obteniéndose un ahorro en combustible de 31%.

De acuerdo a las unidades energéticas consumidas se obtiene que el porcentaje de ahorro de energía primaria es:

$$AEP\% = \left(1 - \frac{142}{207}\right) \cdot 100 = 31\%$$

Este ahorro energético se incrementa notablemente si se utilizan energías residuales. Además, esta tecnología reduce el impacto ambiental debido al ahorro de energía primaria que implica. Si tenemos en cuenta que para producir una unidad eléctrica por medios convencionales se necesitan 3 unidades térmicas, mientras que en cogeneración se necesitan 1.5 unidades, la cantidad total de agentes contaminantes emitidos se verá disminuida en un 50%.

Los sistemas de cogeneración se diseñan desde, al menos, dos puntos de vista: pueden dimensionarse para cumplir las necesidades caloríficas del proceso de usuarios industriales o institucionales, de manera que la energía eléctrica producida se trate como un subproducto, que podría utilizarse en el sitio de generación o venderse para el servicio de la localidad; otros sistemas de cogeneración pueden dimensionarse para cumplir las demandas de energía eléctrica y el calor liberado podría emplearse entonces para suministrar calor en algún lugar

cercano o en el sitio donde se genera, según las necesidades. El último enfoque es como si incluyera el servicio al propietario del sistema.

Además, los sistemas de cogeneración no cumplen por lo general con la demanda de energía y calor para todo tipo de aplicaciones. De esta manera, el producto de los sistemas de cogeneración debe complementarse muchas veces con una fuente adicional de generación de calor en el mismo sitio de utilización del mismo o mediante la compra de energía eléctrica.

Breve historia de la Cogeneración

La cogeneración no es un concepto nuevo ya que desde hace más de cien años los europeos ya aprovechaban el calor residual de las centrales eléctricas. Tal y como es hoy conocida, se puede decir que la cogeneración se inició en Europa a finales del siglo pasado, extendiéndose desde allí hacia los Estados Unidos.

A finales del siglo XIX, el vapor era producido en las industrias para accionar las máquinas de vapor y generar así energía mecánica o electricidad. En aquellos años, lo innovador era utilizar vapor residual con fines de calefacción.

Los primeros años del siglo XX trajeron consigo una rápida electrificación dentro de las industrias, de forma que los motores eléctricos eran cada vez más utilizados para el accionamiento de las máquinas. En aquella época, la autogeneración de la electricidad era la práctica habitual.

No obstante, en los años posteriores se produce una disminución progresiva de la autogeneración en las industrias y ello se puede explicar como consecuencia de dos razones fundamentales. Por una parte, los costos progresivamente decrecientes de la electricidad comprada de las compañías eléctricas, como consecuencia del bajo precio de los combustibles fósiles y de la economía de escala que se lograba al generarse la electricidad en las grandes centrales. A este bajo precio se unía la fiabilidad cada vez mayor en el suministro eléctrico.

La otra razón fundamental fue la aparición en el mercado de las calderas que, una vez montadas en fábrica, eran vendidas como un *'package'*, de forma que el tiempo de instalación y el costo final se reducía de forma notable. Estas unidades fueron diseñadas para generar vapor a unas presiones demasiado bajas como para ser utilizado ese vapor en la generación de electricidad de una manera eficiente. Como consecuencia de todo ello, la tendencia en la industria se dirigió hacia la instalación de calderas para generar el vapor necesario para procesos y la compra a la red de la electricidad que anteriormente había sido autogenerada.

No obstante, estos mismos factores de costo que llevaron a los usuarios a sustituir la cogeneración por la electricidad de la red, son los que han impulsado el incremento de las instalaciones de cogeneración en los últimos años. En efecto, el costo de la energía eléctrica suministrada por la red pública ha experimentado un incremento muy significativo.

Ante la necesidad de la diversificación y mejora de los rendimientos de la producción eléctrica, los órganos legislativos de numerosos países (USA, Holanda, Alemania, España entre otros) han aprobado leyes dirigidas a potenciar la instalación de plantas de cogeneración. Estas leyes regulan las relaciones entre los cogeneradores y las grandes compañías de electricidad, previendo los supuestos de venta de energía a la red por parte del cogenerador y de compra de energía en régimen de pico o de emergencia. [Sala Lizarraga J.; 1994:11]

Aplicación de la Cogeneración

La cogeneración puede aplicarse a cualquier tipo de instalación, basta con que el usuario tenga necesidades térmicas (vapor, agua caliente, gases calientes, frío, etc) medianas / altas durante un periodo de tiempo prolongado (más de 5000 horas / año), o bien produzca combustibles residuales o afluentes térmicos de suficiente nivel.

Se puede aplicar a diferentes sectores, pero el industrial es el que cuenta con mayores oportunidades para implantar esta tecnología debido a su utilización en todo tipo de industrias que necesiten vapor, agua caliente, gases calientes, etc., con el suficiente nivel de demanda.

Existen cuatro razones de por qué una compañía industrial invierte en la cogeneración: confiabilidad, inversión, el ambiente y la ganancia.

- **Confiabilidad del sistema.** Muchas operaciones industriales requieren suministros de energía para su estabilidad y una alta calidad constante. Esto, particularmente prevalece en los negocios que confían en una integridad del proceso para garantizar la calidad del productos. Por ejemplo, los fabricantes de equipo electrónico como son los chips de computadoras generalmente requieren de energía de muy alta calidad con pocas fluctuaciones de voltaje en comparación con las industrias tradicionales que pueden lidiar con variaciones pequeñas de voltaje.

- ***Inversión.*** La inversión de la cogeneración será incrementada debido al alza de los costos de la electricidad comprada. El riesgo es el futuro costo del gas natural comprado; las refinerías probablemente serán incapaces o estarán indispuestas para quemar combustibles líquidos en operaciones normales debido a la crisis energética que se empieza a sufrir.
- ***El ambiente.*** Los negocios consideran el ambiente cuando ellos deciden hacer inversiones en conservación o cogeneración. Lo ambiental permite restricciones que pueden limitar la flexibilidad de la operación de una industria, llevando a la decisión de hacer inversiones.
- ***Crecimiento de la ganancia.*** El factor final que conduce a la inversión en la cogeneración es el deseo de integrarse dentro de una nueva línea de negocios que traerá consigo el incremento de ganancias para una compañía.

Además de las razones anteriores, es posible utilizar la cogeneración en muchas circunstancias, como son el desarrollo de nuevas facilidades industriales, una mayor expansión de las instalaciones existentes, el reemplazo de equipo viejo de generación de energía, y significantes cambios en los costos de energía (combustible y electricidad) y oportunidades de venta de fuerza electromotriz.

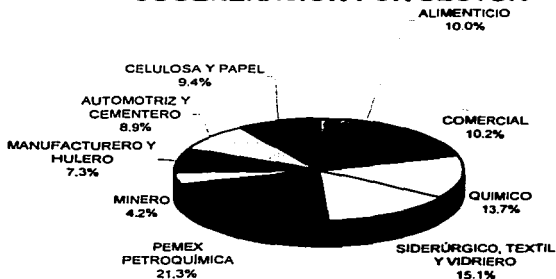
En México, los subsectores del sector industrial potencialmente cogenerados son:

Tabla 1.1. Subsectores potenciales

Químico	Papel y Cartón
Petroquímico	Alimentario
Siderurgia	Textil
Cerámico	Ladrillos
Automotriz	Madera

Fuente: Cuevas Salgado Jesús. *Cogeneración industrial en México*. Ed. Programa Universitario de Energía, México, 1989.

DISTRIBUCIÓN DEL POTENCIAL NACIONAL DE COGENERACIÓN POR SECTOR



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Fig. 1.4 Distribución del potencial nacional de cogeneración por sector

Fuente: CONAE, Secretaría de Energía, *La Cogeneración en México y Experiencias Internacionales*. México, 1995.

1.1 Plantas tipo

El proceso secuencia de generación y consumo de calor útil y electricidad admite dos posibilidades, dependiendo de si el primer eslabón de la cadena es una u otra forma de energía.

Un ciclo o sistema superior (*topping*) es aquél en el que la energía primaria se usa para producir un fluido a alta temperatura y presión, que se utiliza para generar energía mecánica o eléctrica, y el calor residual del fluido se emplea en el proceso industrial.

Este ciclo se utiliza ampliamente en los procesos de las industrias de pulpa y papel, petróleo, textiles, cerveza, alimentos, azúcar y otras más.

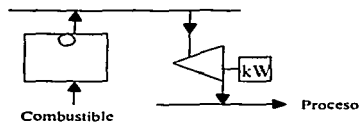


Fig. 1.5 Ciclo de energía superior

Por el contrario, un ciclo o sistema inferior (*bottoming*) es aquél en el que la energía primaria se utiliza en el proceso industrial y la energía calorífica no aprovechada en el mismo se emplea en la generación de energía mecánica o eléctrica. Los ciclos inferiores usualmente se utilizan en las industrias del cemento, acero, vidrio, química y otras.

Estos ciclos están normalmente asociados con procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas; por ejemplo, las que se encuentran en la producción de productos químicos tales como amoníaco, etileno, etc. En tales procesos resultan calores residuales de aproximadamente 900°C, que pueden muy bien ser utilizados para la producción de vapor y electricidad.

Los ciclos superiores, por el contrario, pueden ser aplicados a procesos que requieren temperaturas moderadas o bajas. Por esta razón, tienen un campo de aplicación mucho más amplio y permiten una mayor versatilidad en la selección del equipo. Además, los calores residuales que son utilizados en los ciclos de energía inferior son, en muchas ocasiones, efluentes corrosivos, por lo que se requiere el uso de intercambiadores de calor muy costosos.

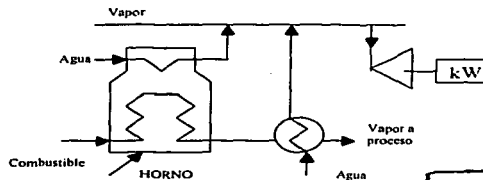


Fig. 1.6 Ciclo de energía inferior

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Existe una gran variedad de equipos y tecnologías que pueden ser considerados para una aplicación específica de cogeneración. Cada tecnología tiene sus propias características, que deberán ser consideradas en el contexto de los requerimientos específicos del lugar.

Sistemas usuales de cogeneración

Algunos ciclos térmicos son comúnmente propuestos para formar parte de los esquemas cogenerativos debido a que ellos están bien establecidos:

1. Cogeneración con ciclo simple
2. Cogeneración con ciclo combinado.
3. Cogeneración con ciclo regenerativo.

Todos los sistemas de cogeneración incluyen la operación de una máquina térmica para la producción de trabajo mecánico, que en casi todos los casos se emplea para impulsar un generador eléctrico.

Ciclo simple

Los gases que salen de la turbina (a unos 500 ° C) se pueden aprovechar directamente para producir vapor. Está constituido por los procesos de compresión, combustión y expansión. El aire del ambiente es aspirado y comprimido, siendo enviado a la cámara de combustión. En el compresor se produce una transferencia de energía de los álabes al fluido.

El caudal de aire, la eficiencia y la relación de presiones vienen determinadas por las características físicas del compresor.

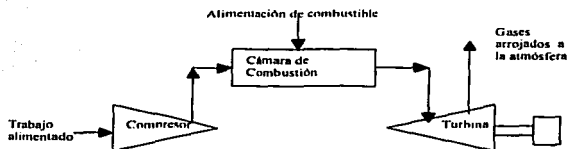


Fig. 1.7 Ciclo simple de cogeneración

Ciclo combinado

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

La primera aplicación de los ciclos combinados data de los años sesenta, pero entonces no eran todavía muy utilizados. Esta situación cambió radicalmente en los años setenta debido por una parte, al rápido aumento en el precio de los combustibles y por otra, a las notables mejoras en el rendimiento de las turbinas, lo que condujo a una atención preferente a los ciclos combinados, con los que ya era posible alcanzar rendimientos superiores al 40%.

Este ciclo es una combinación de una o más turbinas de gas y de vapor en una planta de generación de electricidad. Sistema que complementa la generación eléctrica producida con una turbina de gas, con el aprovechamiento del calor residual de la combustión en una caldera de recuperación.

El rendimiento es muy superior a los sistemas tradicionales de generación de energía eléctrica.

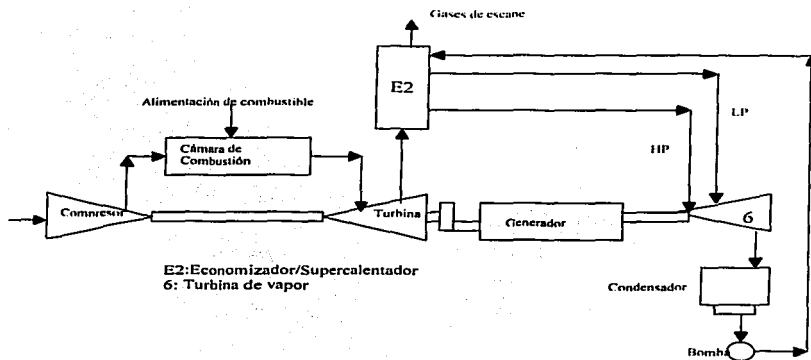


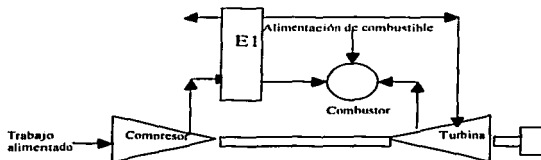
Fig. 1.8 Ciclo combinado de cogeneración

Ciclo Regenerativo

En un ciclo regenerativo la eficiencia de la turbina se incrementa con el aumento de la temperatura de los gases que entran a ella; dicho incremento de temperatura se logra mediante un *recuperador*, que es un intercambiador de calor. Los gases calientes procedentes de la turbina se hacen pasar por el *regenerador* utilizando la energía de éste para precalentar el aire que ha sido comprimido, antes de su entrada a la cámara de combustión.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Para un recuperador con una eficiencia del 80%, el rendimiento térmico del ciclo regenerativo aumenta alrededor de un 40% respecto al ciclo simple. [Sala Lizarraga, 1994:177]



E1: INTERCAMBIADOR

Fig. 1.9 Ciclo regenerativo de cogeneración

Tabla 1.2. Comparación de parámetros entre ciclos

Parámetros	Ciclo simple	Ciclo combinado	Ciclo regenerativo
Eficiencia térmica	50%	80-93%	80-93%
Eficiencia eléctrica	39-43%	Arriba del 60%	Mejora rendimiento
Heat rate neto	9115 kJ/kWh	6000-6200 kJ/kWh	

Fuente: Cuevas Salgado Jesús. *Cogeneración industrial en México*. Ed. Programa Universitario de Energía. México, 1989

1.2 Características tecnológicas

Los sistemas cogenerativos se basan termodinámicamente en los siguientes ciclos:

1. **Ciclo de Rankine simple**
2. **Ciclo de Brayton**
3. **Ciclo de Cheng**
4. **Ciclo de Otto y Diesel**

Ciclo de Rankine simple

Bajo este ciclo generalmente funcionan las turbinas de vapor y se utiliza en las grandes plantas de generación eléctrica.

En este ciclo el proceso de calentamiento es reversible a presión constante y está constituido por los siguientes procesos:

- **Calentamiento reversible a presión constante**
- **Expansión adiabática reversible**
- **Enfriamiento reversible a presión constante**
- **Compresión adiabática reversible**

El sistema usualmente está constituido por una caldera, donde el combustible usado calienta al fluido de trabajo, casi siempre agua, mediante la combustión, produciendo vapor sobrecalentado a presión y temperatura elevadas. Posteriormente, éste se expande a través de la turbina de vapor, que produce energía mecánica que se emplea para mover un generador eléctrico que produce energía eléctrica. El vapor de escape de la turbina es condensado en un condensador y se recicla mediante bombas de agua de alimentación al generador de vapor.

En el análisis del ciclo Rankine, el rendimiento depende de la temperatura promedio a la cual se añade el calor y de la temperatura promedio a la cual el calor es cedido. Cualquier cambio que aumente la temperatura promedio a la cual el calor se suministra o que disminuya la temperatura promedio a la cual se cede, incrementará el rendimiento del ciclo Rankine.

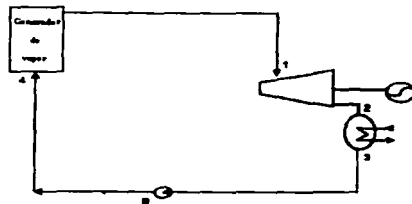
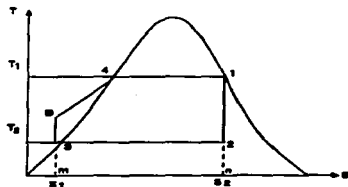


Fig. 1.10 Ciclo de Rankine simple

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Ciclo de Brayton

El ciclo de Brayton constituye el ciclo básico para las plantas generadoras que funcionan con turbinas de gas. Dicho proceso consiste en dos procesos reversibles a presión constante y dos procesos isoentrópicos.

Las turbinas de gas constan de tres elementos principales; 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 aire comprimido posteriormente se calienta a temperaturas que van de 800 a 1200°C mediante una cámara de combustión, la cual es el segundo elemento principal, donde se adiciona combustible y se incendia. Los gases calientes y a alta presión que salen de la cámara de combustión son expandidos en la turbina, que es el tercer elementos principal, produciendo potencia la cual se usa para mover el compresor y, normalmente, a un generador eléctrico o a cualquier otro equipo mecánico.

Se han desarrollado dos tipos de plantas generadoras que utilizan turbinas de gas basándose en el ciclo de Brayton: las plantas que operan según un ciclo cerrado y las que operan según un ciclo abierto.

Ciclo abierto

En un ciclo abierto, la energía proviene del combustible que se inyecta en la cámara de

combustión y la descarga de la turbina es directamente a la atmósfera.

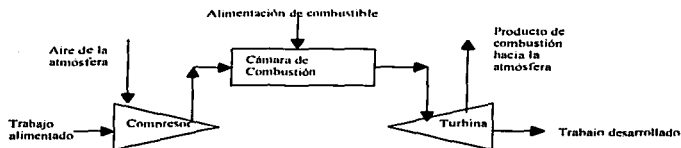


Fig.1.11 Ciclo abierto de cogeneración

Ciclo cerrado

En este tipo de ciclos, el fluido de trabajo descargado por la turbina se recicla, después de pasar por un intercambiador de calor. Estas plantas se están desarrollando en la actualidad para que operen con energía proveniente de un reactor nuclear.

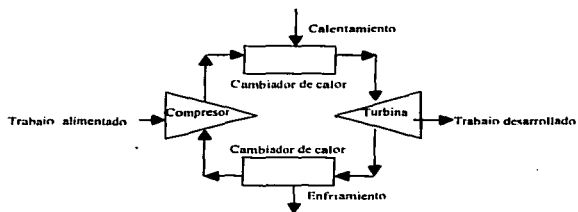


Fig. 1.12. Ciclo cerrado de cogeneración

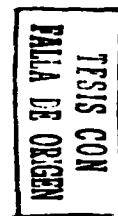


Tabla 1.3. Ventajas y desventajas de los ciclos abierto y cerrado

Ciclo abierto		Ciclo cerrado	
Ventajas	Desventajas	Ventajas	Desventajas
	<p>1. Se limitan a combustibles que tienen características de combustión compatibles con el tipo de máquina y donde los productos de la combustión son lo suficientemente limpios como para pasar a través de la máquina sin dañarla. Entran en esta categoría los combustibles de líquido refinado y gaseosos derivados del petróleo, carbón o biomasa</p>	<p>1. Pueden utilizar virtualmente cualquier combustible que pueda ser quemado de un modo seguro en que se observen la regulaciones ambientales.</p> <p>2. Reduce tanto la corrosión de los álabes de las turbinas como los costos del mantenimiento</p>	<p>1. Tiene un mayor costo inicial</p>

Fuente: Huang F. Francis. *Ingeniería Termodinámica*. Editorial Continental. México, 1994

Ciclo de Cheng

El ciclo de Cheng es un ciclo nuevo apenas patentado en 1976. Se trata de una combinación en forma única, del ciclo de Brayton (para una turbina de gas) y el ciclo de Rankine (para una turbina de vapor).

El sistema consiste esencialmente en una turbina de gas modificada, de una caldera de recuperación y de un equipo de tratamiento de agua. El vapor sobrecalentado que se produce aprovechando los gases de escape de la turbina de gas se reinyecta en la zona de combustión de la turbina misma. La sustancia de trabajo en dicha turbina está entonces constituido por una combinación de gases de combustión y vapor sobrecalentado. El calor específico de la mezcla de vapor y gases de combustión resulta de mayor valor que el de los puros gases de combustión.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Como la inyección de vapor puede variar desde cero hasta 100%, el sistema resultante es extremadamente flexible para satisfacer las demandas variables de vapor de proceso. Ofrece también una eficiencia térmica comparable a la de un ciclo de potencia combinado, pero con menos complejidad mecánica. Con todo, el ciclo de Cheng tiene una desventaja muy señalada: la pérdida continua de agua.

Ciclo de Otto

Se define como un ciclo teórico de interés en el análisis de una máquina reciprocante de la cual mencionaremos ciertas características más adelante pero que no profundizaremos debido a que no está dentro del tema de esta tesis.

El ciclo de Otto de cuatro tiempos está integrado por cuatro procesos reversibles, acompañados de un proceso de admisión y uno de descarga que se muestran en la figura :

- Compresión adiabática, 1 a 2.
- Suministro de calor a volumen constante, 2 a 3.
- Expansión adiabática, 3 a 4.
- Rechazo de calor a volumen constante, 4 a 1.

Ciclo Diesel

El ciclo teórico de Diesel para una máquina reciprocante se representa en forma gráfica en los diagramas PV y TS. Este ciclo, lo mismo que el de Otto, consta de cuatro procesos reversibles.

La única diferencia entre ambos es que en el ciclo Diesel la combustión se lleva a cabo en un proceso a presión constante , mientras que la adición de calor en el ciclo Otto es a volumen constante.

Esquemas con motores reciprocantes

Los motores reciprocantes o de combustión interna están disponibles en tamaños de 10 HP hasta 60,000 HP; son usados para mover compresores, bombas de calor, ventiladores y bombas, y más comúnmente, generadores eléctricos.

Pueden usar gran variedad de combustibles como son gas metano, gas LP, diesel, gasolina y mezclas de combustibles gaseosos y líquidos, y son relativamente más eficientes que las turbinas del mismo tamaño. Además poseen la característica de un buena recuperación de calor y son muy adecuados para aplicaciones de cogeneración. En general, los motores reciprocantes son los únicos primotores eficientes que existen comercialmente en tamaños de unos pocos caballos de fuerza. Una de las clasificaciones de los motores reciprocantes puede ser de acuerdo a su ciclo termodinámico: Diesel u Otto.

1.3 Principales elementos tecnológicos

Hacia 1960, la mayoría de las aplicaciones de cogeneración fueron desarrolladas con base en sistemas de cogeneración con turbinas de vapor. Más recientemente, los beneficios económicos obtenidos del amplio rango de opciones de integración de sistemas y de atractivos niveles de desempeño en el sistema de cogeneración han hecho que las turbinas de gas sean más deseadas como fuerza motriz en aplicaciones donde combustibles más económicos están disponibles.

En los sistemas con turbina de vapor, la energía mecánica se produce por la expansión del vapor de alta presión procedente de una caldera convencional. La aplicación conjunta de una turbina de gas y una turbina de vapor es lo que se denomina "Ciclo Combinado".

En los sistemas con turbina de gas, se quema combustible en un turbogenerador, cediendo parte de su energía para producir energía mecánica. Los gases que salen de la turbina (a unos 500 ° C) se pueden aprovechar directamente para secado o bien producir vapor (ciclo simple).

Turbinas de vapor

El sector industrial es el más grande consumidor de energía, alrededor del 30% de la energía total que es utilizada. En los grandes procesos de las industrias las turbinas de vapor son los principales consumidores de energía. El empleo de turbinas de vapor es generalmente rentable

en capacidades de diez megawatts en adelante, aunque puede disponerse de unidades menores de diez megawatts.

Las turbinas de vapor se pueden clasificar como:

- **Turbinas condensantes:** Son aquellas donde el escape está conectado a un condensador y el vapor es expandido en la turbina hasta la presión del condensador, siempre inferior a la presión atmosférica.
- **Turbinas a contrapresión:** El vapor es expandido parcialmente en la turbina y la salida del vapor se realiza a presión superior o igual a la atmosférica.
- **Turbinas con extracciones:** Parte del vapor que está siendo expandido en la turbina se extrae de ésta en algunos puntos específicos, lo que permite tener vapor a una determinada 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 de presión 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.
- **Turbinas de presión mixta:** La turbina es alimentada con vapor de diferente presión.

Es posible tener combinación de los diferentes tipos de turbinas; esto permite que el empleo de las turbinas de vapor en sistemas de cogeneración proporcione una gran flexibilidad en satisfacer los requerimientos de vapor del usuario.

Varios parámetros afectan la condensación y presión de las turbinas de vapor y su eficiencia y algunos de ellos se explican a continuación:

Efecto de las condiciones de operación de las turbinas de vapor. Las turbinas de vapor son diseñadas para condiciones particulares de operación como son la presión y la temperatura de entrada del vapor y la presión de descarga de la turbina y el vacío, lo cual afecta significativamente el desempeño de la turbina. Las variaciones de estos parámetros afectan el consumo de la turbina de vapor y la eficiencia. La eficiencia teórica de la turbina es calculada como trabajo hecho por calor suministrado a la turbina para generar el vapor.

El efecto de varios parámetros de operación es discutido a continuación:

Presión de entrada del vapor. La presión de entrada de la turbina de vapor afecta el desempeño de la turbina. Todas las turbinas son diseñadas para una presión de entrada específica. Para obtener la eficiencia de diseño, la presión de entrada de vapor debe mantenerse a nivel de diseño. Una presión más baja reduce la eficiencia de la turbina e incrementa el consumo de vapor. Similarmente, a una alta presión de entrada de vapor la energía disponible para operar la turbina será mayor lo cual reducirá el consumo de vapor de la turbina.

Temperatura de entrada de vapor. La entalpia es una función de la temperatura y presión. A menor temperatura, entalpia, el trabajo hecho por la turbina y la eficiencia de la turbina serán menores. Por lo tanto, el consumo de vapor requerido será mayor. En otras palabras, a mayor

temperatura de entrada de vapor, la extracción de calor por la turbina será mayor y , entonces, el consumo de vapor requerido por la turbina se reducirá.

Presión de descarga/vacío. Una alta presión de descarga y poco vacío incrementa el consumo de vapor de la turbina manteniendo todos los demás parámetros constantes. Una presión de descarga menor que la especificada reducirá el consumo de vapor y mejorará la eficiencia de la turbina. Similarmente, un vacío de descarga mas abajo de lo especificado disminuirá la eficiencia de la turbina e incrementará el consumo de vapor.

Turbinas de gas

Las instalaciones de turbinas de gas se están volviendo más populares debido a los nuevos materiales, técnicas de fabricación modernas, características de control mejoradas y nuevos conceptos de embalaje. También, las instalaciones son típicamente capaces de satisfacer las demandas ambientales.

Algunas pautas para mejorar la operación y confiabilidad de las instalaciones de turbinas de gas son las siguientes:

La eficiencia de las turbinas de gas es incrementada por:

- Incrementar la relación de compresión, $P2/P1$
- Disminuir la temperatura de entrada del aire, $T1$
- Incrementar la temperatura de entrada de la turbina, $T3$

Las consideraciones anteriores permiten que las temperaturas de descarga estén alrededor de 1300°C y las relaciones de presión alrededor de 30. La eficiencia de una planta de turbinas de gas es mejorada por las configuraciones de "ciclo regenerativo" o de "ciclo combinado".

Tipos de turbinas de gas

Versión Aeroderivada y versión Industrial

Las características de la versión aeroderivada con una construcción modular empacada. Para el mantenimiento, éste es más económico en una empresa donde se haga una inspección completa y una reparación general con hasta el más mínimo ajuste. El tiempo invertido es mínimo.

Para las de tipo industrial, el peso y el tamaño de la instalación no son consideraciones importantes, y son conocidas por su alta disponibilidad. Si la turbina es operada bajo las condiciones ideales, puede llegar a tener una vida de 100, 000 hr sin una mayor reparación. Son populares con los servicios eléctricos o aplicaciones de proceso donde la producción ininterrumpida es de máxima importancia. Sin embargo, las modernas tendencias de desarrollo muestran que las versiones aeroderivadas con una buena experiencia de operación hacen incursión dentro de la versión industrial.

El rendimiento de la turbina de gas es generalmente referenciado al nivel del mar donde la presión barométrica es de 14.7 psia y la temperatura ambiente es de 60°F con 60% de humedad. Esto es conocido como la condición "ISO". El desempeño depende de la calidad del combustible, altitud y la temperatura del ambiente.

Consideraciones de los componentes

Compresor de aire. El compresor de aire es el mayor de los componentes de la turbina, proporciona el aire necesario para la combustión del combustible. Existen dos clases de diseños de compresor. La popularidad del compresor axial sobre el compresor centrífugo es principalmente debido a su eficiencia y su capacidad de soportar grandes flujos. Las eficiencias politrópicas de alrededor del 90% son comunes para los compresores axiales. La relación de compresión se incrementa desde el 5 hasta los niveles presentes de 30 esto debido a la introducción de las versiones aeroderivadas. Hoy en día, las máquinas están alcanzando velocidades de punta de 300 m/seg con diámetros de punta de 2.5 metros.

Combustores. Después del compresor de aire están los componentes estacionarios del gas caliente que hacen fluir directamente los gases hacia las etapas de la turbina. La longitud del camino más corto que continua con una baja caída de presión algunas veces limita la combustión completa, desde que el camino disponible para la combustión es limitado. El material de la cámara de combustión debe resistir temperaturas que proyecten la vida del componente.

Existen diferentes tipos de combustores. Una versión es un bote largo y sencillo que es montado adyacente a la máquina. La siguiente versión es un bote anular o un tipo de tubo anular, popular con el tipo de turbinas industriales de servicio pesado. La ventaja básica de este diseño es la viabilidad y compactibilidad para conducir la prueba del prototipo en caso de revisiones.

Aletas de la turbina y enfriamiento de aire. El desarrollo de la aleta de la turbina de gas es el resultado de la experiencia obtenida con las aletas de la turbina de vapor en los primeros años de la industria. Los términos "aletas o paletas" son utilizados indistintamente en la industria de la turbina de gas. El aire del compresor es utilizado para enfriar las aletas de la turbina. El aire de enfriamiento reduce la cantidad de aire disponible para la combustión, es una parte esencial del esquema de la turbina, ya que éste permite la operación de las turbinas a altas temperaturas de entrada donde puede incrementarse la eficiencia. Sobretodo, hay una ganancia más que una pérdida teniendo un enfriamiento efectivo.

El aire de enfriamiento puede reducir la temperatura de la aleta hasta 200 –300°C.

Consideraciones del material. La turbina opera bajo variadas condiciones. Esta puede trabajar con diferentes clases de combustibles con varios grados de contaminación que viene de las propiedades del combustible y el aire aspirado dentro del compresor, dependiendo de la localización de la instalación. De esta forma , la corrosión es una consecuencia que avanza con las turbinas. Durante el arranque la turbina sufre transiciones térmicas. Por lo tanto, la selección de material se centra en los requerimientos de alta resistencia a altas temperaturas y capacidad para soportar la corrosión. Para mitigar los efectos de la corrosión en las aletas, se introducen chaquetas. Éstas incrementan apreciablemente la vida de las aletas.

Problemas de campo

Calidad el aire. Este es el principal factor que no puede ser previsto. La vida de los componentes de la turbina y su desempeño están íntimamente relacionados con la calidad del

aire. Por lo tanto, bajo estas circunstancias debe de haber un compromiso en esta área. La localización, la dirección del viento y la elevación al cual el aire es aspirado dentro del filtro son aspectos importantes de la instalación.

Calidad del combustible. La turbina es la única fuerza motriz que es capaz de utilizar un amplio rango de combustibles líquidos y gases. Por lo tanto, los combustibles difieren ampliamente en los valores caloríficos y otros ingredientes, es natural esperar que el desempeño de la turbina debe también seguir un patrón similar. El valor calorífico del combustible es una propiedad importante que determina el tamaño de la válvula y las áreas proporcionadas para el combustible.

La cantidad de contaminantes en un combustible está dada por la fuente. El dióxido de sulfuro está comúnmente en las corrientes de gas natural. Similarmente, en muchas instalaciones, el aceite crudo disponible puede tener trazas de vanadio, sodio y potasio. El sulfuro presente en el combustible líquido, incluso un pequeño porcentaje, promoverá la corrosión o la sulfidación, si hay sales metálicas alcalinas. Estas sales metálicas pueden ser parte del combustible mismo o ser acarreadas por el aire que se introduce. Las sales de sodio en el combustible son una de las principales impurezas que causan corrosión y ataca a las aletas y las partes calientes de la turbina. De esta forma, los combustibles con 15 ppm de sodio causan corrosión severa.

El material de construcción de componentes de alta temperatura como son las paletas de la turbina primariamente contiene níquel (IN 738 para la primera etapa, U 500 para las etapas subsecuentes). A pesar de que estos materiales son fuertes, son altamente susceptibles a la corrosión por calor. El sodio tiene más influencia en la corrosión que el vanadio. La base de

niquel permite que se forme una película de óxido protectora y esta película es destruida por el sulfato formado por el sodio, el sulfuro en el combustible o el oxígeno (O₂) en el aire. Para obtener una vida máxima del componente, es mejor concentrarse en limitar la contaminación. Por lo tanto, el tratamiento de combustible es importante si el combustible contiene contaminantes que promuevan la sulfidación. La reducción del sodio es un área que necesita ser atendida. El sodio y el potasio pueden ser reducidos por agua de lavado, y el vanadio puede ser tratado utilizando magnesio como inhibidor.

El gas combustible más comúnmente utilizado es el gas natural, el cual puede ser tomado como la base de un combustible ideal. La tabla 1.4 muestra varios combustibles líquidos y gases.

Tabla 1.4. Combustibles gas/líquido

	Tipo de combustible	Valor calorífico típico
1	Gas natural con mayor porcentaje de metano	950-1,200 Btu/scf
2	Gas de alto horno	90 Btu/scf
3	Gas de horno	236 Btu/scf
4	Gas de horno de coque	505 Btu/scf
5	Keroseno	19,500 Btu/lb
6	Destilado ligero de combustible (Combustible #2)	18,330 Btu/lb
7	Crudo de ceniza bajo	19,000 Btu/lb
8	Residuo pesado de crudo de ceniza alto	18,500 Btu/lb
9	Destilado pesado	18,250 Btu/lb

Fuente: Godse, G. A. "Understand heavy-duty industrial gas turbines", Hydrocarbon processing, 2000, Vol.79(1)

Sistemas auxiliares de la turbina

Sistema de lubricación. El sistema de aceite cuida de la lubricación del soporte de la turbina de gas, de las uniones de los accesorios del mecanismo y algunas veces de la caja del engranaje y de los soportes conductores de la maquinaria. El grado de filtración para los soportes es de 5 micrones y 0.5 micrones para lubricar las uniones del mecanismo. Existen otras áreas de requerimiento de control como son las altas presiones operadas por mecanismos de control. Sus requerimientos de flujo son conocidos por el sistema de lubricación.

Durante el arranque, una bomba auxiliar está en operación hasta que la bomba principal desarrolla la presión de aceite requerida. La bomba auxiliar suprime alrededor del 90% de la velocidad del generador. Después de detener deliberadamente la turbina por razones operacionales, es necesario remover el calor del rotor el cual necesita guardar el aceite suministrado. Una vez que la turbina es detenida, lo cual resulta del paro de la bomba principal, el sistema de la bomba auxiliar debe continuar trabajando hasta que la temperatura del soporte esté en un rango de 40-45°C.

Sistema hidráulico. El sistema hidráulico trabaja para garantizar un funcionamiento sin variación de los componentes como son :

- La válvula de control del combustible, la cual regula la cantidad de combustible en relación de la carga o disminución del combustible suministrado completamente en el evento de paro de la maquinaria.

- El embrague de inicio que ayuda a mantener en contacto las mordazas durante la parte de la secuencia inicial.
- El mecanismo de control de la guía de entrada de las paletas que ayuda a mantener abierto para un mínimo hasta que cierta velocidad alrededor del 80% es alcanzada.

Ventajas y desventajas de las turbinas de gas y de vapor

La siguiente tabla nos muestra varias ventajas y desventajas de las turbinas de gas y las de vapor.

Tabla 1.5. Ventajas y desventajas de turbinas de gas y vapor

TIPO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
TURBINA DE GAS	Amplia gama de aplicaciones. Muy fiable. Elevada temperatura de la energía térmica. Rango desde 0.5 a 100 MW. Gases con alto contenido en oxígeno.	Limitación en los combustibles Tiempo de vida relativamente corto
TURBINA DE VAPOR	Rendimiento global muy alto. Extremadamente segura. Posibilidad de emplear todo tipo de combustibles. Larga vida de servicio. Amplia gama de potencias. Costo elevado.	Baja relación electricidad / calor. No es posible alcanzar altas potencias eléctricas. Puesta en marcha lenta. Deben diseñarse con necesidades de calor del proceso específicas

Fuente: Godse, G. A. "Undertand heavy-duty industrial gas turbines", Hydrocarbon Processing, 2000, Vol.79(1), 55-62

1.4 Conclusiones

La cogeneración es una tecnología utilizada por muchos industriales desde el comienzo de la centuria pasada como un medio económico de reunir los requerimientos de energía de una planta. Ya desde entonces se reconoció el ahorro en energéticos primarios que se podía lograr mediante esta práctica. Sin embargo, no fue sino hasta la crisis energética de los años 70's que se amplió el uso de sistemas cogenerativos.

Actualmente las condiciones para el mercado energético están drásticamente cambiando, particularmente en el campo eléctrico. Las estrategias concernientes a la operación, control y manejo de la generación están siendo cada vez más influenciadas por los factores económicos y comerciales, siendo la cogeneración un medio para satisfacer ciertos requerimientos en la industria como son vapor, agua caliente, gases calientes, etc, además de fomentar la conservación de recursos, el mejoramiento ambiental y la creación de un nuevo mercado.

Algunos ciclos térmicos que son comúnmente propuestos para la composición de sistemas de cogeneración debido a que están bien establecidos son: el ciclo simple, compuesto por una sola turbina (gas o vapor) y generadores de vapor recuperadores de calor; el ciclo combinado, donde participan dos o más turbinas (vapor o gas) además de generadores de vapor recuperadores de calor; y el ciclo regenerativo.

La cogeneración con turbinas de gas es la más ampliamente utilizada debido a que el ciclo simple de la turbina es conocido por sus características: tiene relativos costos bajos de capital,

alta flexibilidad y alta confiabilidad sin complejidad y un rápido arranque. Es una máquina compacta, con las más bajas necesidades de operación y disponibilidad. La turbina de gas es también reconocida por tener un mejor desempeño ambiental el cual se manifiesta en las restricciones de la contaminación del aire y en la reducción del efecto invernadero aunque también tiene una vida relativamente corta si no se opera a las condiciones debidas y su desempeño depende en gran parte del combustible utilizado.

Las turbinas de vapor son extremadamente seguras con una amplia gama de potencias y un tiempo de vida largo pero son costosas y no alcanzan altas potencias, además de los combustibles para las turbinas de gas para algunas aplicaciones son más baratos, por lo cual, estas últimas están ganando terreno dentro del campo industrial.

Estos equipos, además de otros que veremos en el siguiente capítulo, son la base de los sistemas cogenerativos los cuales continúan jugando un importante papel dentro de la industria debido a su flexibilidad y sus beneficios tanto económicos como ambientales demostrando así que la cogeneración es un concepto que debe de seguirse implementando en la industria así como optimizando para la obtención de mejores resultados.



Capítulo 2

Elementos a considerar para el diagnóstico

En este segundo capítulo se presentarán y describirán los principales equipos que conforman los sistemas cogenerativos, como la caldera de recuperación de calor, y se describirán parámetros que afectan la eficiencia energética y el aspecto económico algunos de los cuales servirán de indicadores.

2.1 Equipos principales

Generador de vapor o caldera recuperadora de calor HRSG

Una caldera de recuperación de calor tiene como propósito la recuperación de calor de los gases de escape de la turbina y es básicamente un intercambiador de calor. Puesto que el lado frío del intercambiador es agua que experimenta una transición de fase (calor latente) y se transforma en vapor gracias al calor recibido, su incremento de temperatura no es muy importante.

Los gases de escape pasan primero a través del conducto de entrada hacia la sección de los quemadores posteriores continuando su recorrido a través del conducto difusor, pasan al módulo de desviadores directrices el cual proporciona una distribución uniforme del flujo a toda la sección de intercambio de calor. Así, los gases circulan a todo lo alto del recuperador de calor hasta alcanzar la sección de transición de descarga para finalmente escapar por la chimenea hacia la atmósfera. Durante su paso por el interior del recuperador, los gases de descarga transfieren parte de su energía interna (entalpía) a un banco de tubos dispuestos en cuatro etapas por donde circula agua bajo diferentes condiciones. Cada una de estas etapas debe su nombre al proceso que realiza y son las siguientes:

- **Evaporador de baja presión.** En esta sección se recalienta ligeramente el agua proveniente del tanque de oscilación para su evaporización parcial. Asimismo, este equipo acondiciona la presión del agua para su bombeo al economizador.
- **Economizador.** Su función es elevar la temperatura del agua de alimentación al domo 3.125 °C por debajo de su punto de ebullición. Una parte del líquido circula a través de la válvula de agua de alimentación y el excedente se recicla al deareador con la intención de mantener un flujo constante de agua en el economizador y de eliminar incondensables.
- **Evaporador de alta presión.** Este equipo recibe el líquido separado en el domo mediante una bomba de agua de recirculación. Aquí este líquido sufre una segunda etapa de evaporización, y al llegar nuevamente al domo fluye hacia su parte superior en forma de vapor saturado seco.
- **Sobrecalentador.** En esta sección se sobrecalienta una parte del vapor saturado de alta presión obtenido en el domo a la temperatura ideal para transportar el vapor que alimentará la turbina de vapor.

Además de este grupo de intercambiadores de calor, el recuperador hace uso del siguiente equipo auxiliar:

- **Deareador y tanque de oscilación.** En este equipo, el cual se describirá ampliamente más adelante, se liberan los gases contenidos en el líquido condensado (aire, oxígeno, anhídrido carbónico, etc.) Su funcionamiento consiste en dividir el agua de alimentación en gotas finas, calentándolas hasta transformarlas en vapor, y separar los

gases a medida que éste se va condensando. Estos equipos utilizan el vapor de agua en un amplio rango de presiones como fluido calorífico. El deareador opera en circuito con el evaporador de baja presión y utiliza vapor proveniente de una extracción de la turbina de vapor, y de derivaciones del domo y del economizador. En el tanque de oscilación se almacena el agua de alimentación a 121 °C antes de enviarse al economizador.

- **Domo de alta presión.** Su función es llevar a cabo la separación de la mezcla vapor-agua en dos secciones: una sección centrífuga principal y una sección de mamparas o deflectores. El vapor saturado sale por la parte superior hacia el sobrecalentador y el líquido separado es colectado por gravedad en la base del equipo para su posterior recirculación.
- **Bomba de recirculación de alta presión.** Se emplea para transferir el agua del domo al evaporador de alta presión. Su importancia radica en que de ella depende la generación de vapor y por consiguiente de electricidad. Por lo tanto es necesario prevenirla principalmente en dos aspectos: alta temperatura y cavitación. Para evitar un incremento mayor en la temperatura se cuenta con un sistema de enfriamiento local en la carcasa de la bomba. Para prevenir el fenómeno de cavitación es necesario vigilar la presión del domo y así evitar que la bomba opere con vapor.
- **Válvula del agua de alimentación.** Es el único elemento de control a través del cual se puede mantener constante el nivel de agua en el domo. El flujo de agua de alimentación es una función de la posición (apertura) y de la presión diferencial del agua arriba y abajo de la válvula. Por lo tanto, la presión diferencial esta determinada por los equipos conectados al domo y por la misma válvula de agua de alimentación.

La figura 2.1 muestra un esquema simplificado de un recuperador para la generación de vapor donde se puede apreciar la relación que guarda la turbina y el deaerador.

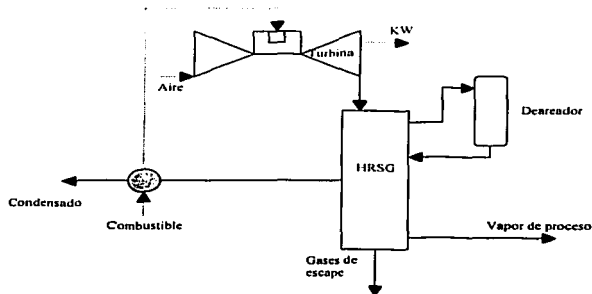


Figura 2.1. Esquema simplificado de un recuperador de calor con deaerador.

TFSIS CON
FALTA DE ORIGEN

Deaerador

Los gases disueltos están presentes en forma de soluciones en todas las aguas naturales. Gases como son: el dióxido de carbono y el oxígeno, cuando se disuelven en agua, incrementan grandemente la corrosividad de ésta. A las temperaturas y presiones de las calderas, cantidades pequeñas de oxígeno pueden causar daño severo. La remoción de oxígeno, dióxido de carbono y otros gases no condensables del agua de alimentación de la caldera es vital para la

longevidad de ésta así como para la seguridad. El término dado a la remoción mecánica de los gases disueltos es deaireación. La deaireación mecánica de estos gases disueltos es típicamente utilizada antes de la adición de oxígeno químico en forma de sulfito de sodio o hidracina.

Principios de deaireación mecánica

El principio de la deaireación consiste en la eliminación del aire en un líquido, la remoción de los gases disueltos en el agua de alimentación pueden ser lograda por calentamiento y reducción de la concentración de oxígeno y dióxido de carbono en la atmósfera circundante del agua de alimentación. La manera más fácil para lograr esto es forzar a un gas carente de oxígeno y dióxido de carbono, ir en contracorriente al agua de alimentación. Esta acción depuradora, libera los gases de oxígeno y dióxido de carbono, los cuales, son desfogados del sistema.

El vapor es usualmente “depurado” del agua de alimentación debido a que:

- El oxígeno y dióxido de carbono presentes quedan casi en su totalidad eliminados.
- El vapor está disponible y adiciona el calor requerido para completar la reacción.

Para una operación eficiente, el equipo de deaireación debe satisfacer los siguientes requerimientos:

1. ***Calentamiento del agua de alimentación.*** La temperatura de operación en la unidad debe ser el punto de ebullición del agua a la presión medida. La relación presión/temperatura es importante a partir de que la ebullición toma lugar para una remoción rápida y eficiente de los gases.
2. ***Agitación:*** La agitación es requerida para disminuir el tiempo y la energía calorífica necesaria para remover los gases disueltos del agua.
3. ***Área superficial incrementada:*** El agua debe estar finamente dispersada para exponer el área máxima de superficie del vapor. Esto permite que el agua sea calentada a la temperatura de saturación más rápido y reduce la distancia que los gases deben viajar para ser liberados.
4. ***Desfogue a la atmósfera:*** Los gases liberados deben permitirse escapar del sistema cuando ellos son liberados.

Tipos de deareadores mecánicos

Existen dos tipos de deareadores de presión comúnmente utilizados en sistemas de calderas: el tipo de espreado con bandeja y el de tipo de espreado simple.

Deareadores de espreado con bandeja

Comúnmente el deareador de espreado con bandeja está compuesto de dos secciones; una sección deareadora y una sección de almacenamiento de agua de alimentación.

El agua que entra es espreada a través de una tubería de distribución perforada dentro de una atmósfera de vapor. Ahí, es calentada a unos pocos grados de la temperatura de saturación del vapor. La mayoría de los gases no condensables (principalmente de oxígeno y de dióxido de carbono) son liberados del vapor como el agua que entra a la unidad. El agua entonces cae en forma de cascada a través de la sección de bandeja, desintegrándose en finas gotas, las cuales inmediatamente contactan el vapor que entra. El vapor calienta el agua a la temperatura de saturación del vapor y remueve todas las trazas de oxígeno. El agua deareada cae por debajo de la sección de almacenamiento de agua de alimentación y es protegida de la recontaminación por una capa de vapor. Como los gases no condensables son liberados, ellos también son desfogados a la atmósfera en forma de una pequeña cantidad de vapor. Es esencial que el desfogue suficiente sea proporcionado todo el tiempo o la deareación será incompleta.

Deareadores de espreado simple

Los deareadores de espreado simple trabajan con el mismo principio general que los tipos de espreado con bandeja. Los deareadores de espreado simple, sin embargo, no utilizan bandejas para la dispersión del agua. En este caso, las boquillas *spring-loaded* localizadas en el vertedero de la unidad dispersan el agua dentro de una atmósfera de vapor la cual es calentada a unos pocos grados de la temperatura de saturación del vapor. La mayoría de los gases no condensables son liberados del vapor, y el agua calentada cae a un sello de agua y se drena a la sección más baja del depurador de vapor.

El agua es depurada por grandes cantidades de vapor y calentada a la temperatura de saturación prevaleciendo en este punto. El vapor entra en contacto con el agua en el depurador eficientemente agota el agua de los gases disueltos. Como la mezcla vapor-agua se eleva en el depurador, una ligera pérdida de presión causa que la temperatura del agua deareada permanezca unos pocos grados debajo de la temperatura de saturación del vapor de entrada. El agua deareada fluye del depurador de vapor a la sección de almacenamiento por debajo.

El vapor, después fluye a través del depurador pasa dentro de la sección de calentamiento de esparido para calentar el agua que entra. La mayoría del vapor se condensa en la sección de esparido y se convierte en parte del agua deareada. Una pequeña porción del vapor se desfoga a la atmósfera removiendo los gases no condensados del sistema.

Tabla. 2.1. Diferencias entre los tipos de deareadores

Tipo de deareador	Diferencias
Deareadores de esparido y bandeja	<ul style="list-style-type: none"> • Utiliza una tubería de distribución perforada para dispersar el agua. • El agua sin gases incondensables y caliente cae a la sección de bandeja donde se desintegra en finas gotas las cuales contactan el vapor. • Gracias a que el agua es dispersada en finas gotas el proceso de deareación se lleva a cabo más rápidamente.
Deareadores de esparido	<ul style="list-style-type: none"> • No utilizan bandejas para la dispersión del agua sino boquillas <i>spring-loaded</i>. • El agua caliente sin gases incondensables cae a un sello de agua y pasa a una sección más baja del depurador de vapor. • Se utilizan grandes cantidades de vapor para depurar el agua.

Fuente: Martens, Alan & Myers, Gerry A., "Deareator pressure control system for a combined cycle steam generator power plant", *No. Patente 4,55,906*. Diciembre 1985.

**TESIS CON
 PATA LE ORIGEN**

En la Figura 2.2 se describe un deareador de espray y bandeja. El deareador incluye un bastidor (10) dentro del cual el condensado y el agua de repuesto fluyen a través de una tubería (12) que conduce el agua de entrada (11). El agua de entrada termina substancialmente en el centro del deareador y localiza ahí dentro una pluralidad de válvulas de pulverización (14). Las válvulas de pulverización son convencionales y son diseñadas para emitir un patrón de partículas de agua dentro de una caperuza cilíndrica de espray que tiene generalmente (16) un domo substancialmente cerrado (18) el cual es asegurado de una manera convencional a las paredes del deareador. Un tipo de válvula *spring-loaded* logrará la función deseada que consiste de una incorporación a un disco hiperbólico que proporciona un patrón constante de espray bajo una amplia variación de rapidez de flujo, sobre un rango de gotas a presión y una que tiene particularmente menos de 4 psi: la caída de presión a una rapidez de flujo máxima. La configuración de la caperuza (18), la localización de las boquillas de pulverización, y el patrón de espray del agua que fluyen de ahí son diseñados de manera que las capas de agua sean formadas de bajo de la caperuza y la trayectoria de las partículas de agua reboten fuera de las paredes de intermezclado de la caperuza para resultar en una acción depuradora rigurosa que mezcle íntimamente el agua y la depure de los gases no condensables. Este tiempo de residencia incrementado del agua en la caperuza implica un más alto porcentaje de gases no condensables removidos del agua que un tanque deareador de igual tamaño. El agua que entra en el deareador es mantenida lejos de las paredes del deareador, de esa manera se minimiza el efecto deteriorante del oxígeno y del dióxido de carbono que pueden tener las paredes de éste.

Un intermediario localizado en el domo de la caperuza es una abertura (20) la cual proporciona el desfogue de los gases no condensables que son liberados directo de las partículas de agua dentro de la caperuza de espray (16) a través de las válvulas (14).

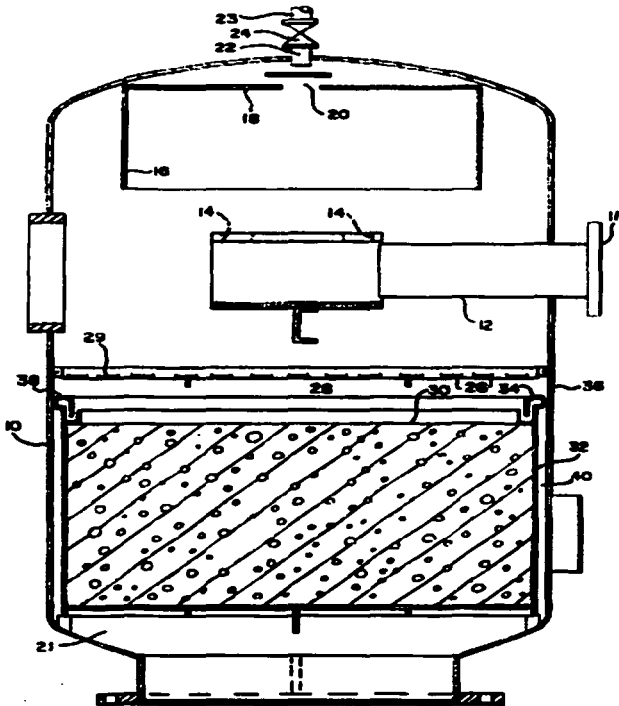
Como es bien sabido en el arte, los gases no condensables, como son el oxígeno y el dióxido de carbono son liberados del agua por calentamiento casi a su temperatura de saturación. La temperatura del agua es aumentada hasta 211°F aproximadamente, al tiempo que la solubilidad de los gases localizados en las partículas del agua debajo de la caperuza se acerca a cero.

Para lograr el calentamiento de las partículas de agua, vapor a presión es introducido a través de la abertura (21) del fondo del deareador. El vapor fluye normalmente a través del empacado (30) y dentro del la cámara (16), donde ésta calienta las partículas a su temperatura de saturación para liberar el oxígeno y el dióxido de carbono de éste. Cuando los gases de oxígeno y dióxido de carbono son liberados, éstos son desfogados a través de la abertura (20). La abertura (20) está parcialmente cubierta por un plato (22) convenientemente asegurado a la pared del domo de la caperuza que dirige los gases liberados alrededor del plato y los arroja a la atmósfera. Una válvula de control (24) está localizada en la tubería de salida para el control del flujo a través de ahí por estrangulamiento y control de la presión diferencial del vapor, si es deseado compensar los cambios de presión en el tanque.

Es posible, desde luego, que una pequeña cantidad de calor se desfogará de la abertura (20) con gases no condensables. El vapor localizado en la caperuza de esparido condensa como agua fundamentalmente libre de oxígeno y dióxido de carbono y se deja caer por gravedad sobre una bandeja (26) localizada debajo del tubo (12) y de las boquillas de pulverización (14). La bandeja (26) se extiende a través del ancho del deareador y tiene un gran número de orificios espaciados en el fondo el cual tiene bordes elevados (29) para proporcionar algún tiempo de residencia en la bandeja. El agua que deja la bandeja (26) está uniformemente repartida a través de ésta, de esa manera será uniformemente distribuida por el empacado (30) localizado en una canastilla (32) en el fondo del deareador. El empacado (30) sirve para remover la mayoría de los gases no condensables en el agua conforme el agua pasa a través de

ahí. Alrededor del empacado está un sello anular (34) el cual está unido a una pluralidad de lugares de la canastilla del empacado (32). El sello (34) está diseñado para ajustar cercanamente adyacente a la pared interna (36) del deareador (10). Hay un sello de agua proporcionado entre el sello anular (34) y el empacado (30). El sello anular del vertedero (33) es resistente y normalmente prevendrá el flujo de vapor del bypass del empacado en la canastilla (32). Si hay parcialmente una rapidez alta de flujo de vapor la cual no pasa a través del empacado (30), el vapor bajo presión fluirá a través de la cámara anular (40) para desviar el sello (33) y admitir el vapor dentro de la cámara del deareador por encima del empacado.

[Soriente *et al.*, 1989:US4819456]



TESIS CON
PALLA DE ORIGEN

Fig. 2.2 Deaerador

Fuente: U.S Patent, Sep. 5, 1989; 4,863,498

2.2 Eficiencia energética

Establecer criterios de diseño para sistemas de cogeneración es fundamental para un buen desempeño de éstos obteniendo así eficiencias y potencias más altas.

Cuatro de éstos criterios de diseño se describen a continuación:

1. *Factor de utilización de energía (EUF):*

$$EUF=(W + Q_U)/F$$

Donde W es el trabajo producido por la planta con cogeneración; Q_U es el calor útil liberado de la planta con cogeneración a la temperatura T_U más alta que T_o , la temperatura ambiente; y F es la energía en el combustible suministrado a la planta con cogeneración.

El factor de utilización de energía EUF (*Energy Utilization Factor*) tiene la ventaja de la simplicidad. Sin embargo, el EUF no discrimina entre W y Q_U o entre Q_U a diferentes temperaturas. Por lo tanto, el EUF no es un criterio satisfactorio.

2. *Relación de ahorro de energía de combustible.*

Otro criterio de desempeño desarrollado para plantas de potencia y calor involucra la comparación entre el combustible requerido para conocer las cargas dadas de electricidad y calor en las plantas de cogeneración con aquel que se requiere en plantas convencionales separadas para conocer las mismas cargas teniendo una estación convencional de energía

eléctrica de eficiencia completa (η_o)_C y una caldera "solamente de calor" de eficiencia (η_B)_H.

Entonces la energía de combustible ahorrada es:

$$\Delta F = Q_U / (\eta_B)_{H1} + W / (\eta_o)_C - F$$

y la relación de ahorro de energía del combustible FESR (*Fuel Energy Saving Ratio*) está definida como la relación de ahorro de la energía del combustible requerida en las plantas convencionales.

$$FESR = \Delta F / (Q_U / (\eta_B)_{H1} + W / (\eta_o)_C)$$

El FESR directamente mide cuanto es el ahorro de combustible por ejemplo, qué tanta energía se utiliza en una planta con cogeneración. Por lo tanto, es un criterio razonable. El único defecto del FESR es que es incapaz de considerar la asignación del costo de calor y de electricidad en un sistema de cogeneración.

3. *Eficiencia de exergía*

La eficiencia de exergía (hE) es dada por:

$$\eta_E = (W + E_H) / F$$

donde E_H es la exergía en Q_U . La eficiencia de exergía describe la diferente calidad de energía con el parámetro exergía. Este criterio está generalmente considerado razonable. Sin embargo, de hecho, la exergía y la energía son utilizados en calentamiento. Si el efecto de energía en calentamiento es enteramente ignorado, el efecto de utilización de energía de los sistemas de cogeneración no pueden ser evaluados correctamente.

4. Eficiencia de cogeneración

$$\eta_{CG} = (W + E_H + \phi (Q_U - E_H)) / F$$

La parte $\phi (Q_U - E_H)$ en la ecuación anterior puede ser considerado como el efecto de la energía en el calentamiento o la inevitable pérdida de exergía cuando el calor Q_U ha sido suministrado. Cuando $\phi=0$, η_{CG} se convierte en η_E y cuando $\phi=1$, η_{CG} se convierte en EUF. Este criterio considera la calidad diferente entre el calor y trabajo y el calor acumulado a diferentes temperaturas, así también como el efecto de la energía en el calentamiento. Por lo tanto, es un criterio razonable para evaluar la utilización de energía de los sistemas de cogeneración. (Feng, X *et al.*, 1998:1607)

Los parámetros anteriores son importantes para la evaluación completa de un sistema de cogeneración por lo que sólo se mencionan de manera muy general.

En este trabajo los parámetros que más nos interesan son aquellos que afectan el calentamiento específicamente del recuperador de calor como son el FCP (Fuel Chargeable to Power) y la exergía de los cuales hablaremos con más detalle a continuación.

El FCP (*Fuel Chargeable to Power*) total en un sistema turbina de gas-caldera de recuperación de calor HRSG (*heat recovery steam generators*) es una función de la cantidad de energía recuperada a partir de los gases de descarga de una turbina, el cual es definido como el incremento de combustible para un sistema de cogeneración relacionado con el combustible que necesita un sistema de "solamente calor" dividido por la potencia neta incremental producido por el Sistema de Cogeneración. El mayor, la cantidad de energía recuperada; el menor, temperatura de la chimenea del HRSG y el mejor, el FCP. De esta manera, los ciclos turbina de gas- caldera de recuperación de calor deben utilizarse a la temperatura práctica más baja del agua de alimentación para la sección economizadora del HRSG, dentro de las restricciones impuestas debido a las consideraciones de corrosión del lado del gas. La temperatura más común del agua de alimentación es de 230°F/110°C si la corrosión no es un problema. Con una sección deareadora integral o condensador deareador, las temperaturas de entrada pueden ser mucho menores. Para aplicaciones que utilizan combustibles de azufre para el soporte, una temperatura del agua de alimentación alrededor de 270-290°F/132-143°C debe ser utilizada para garantizar que las temperaturas del metal se mantengan cerca de la temperatura de condensación de los productos sulfurosos de combustión. Estas temperaturas del agua de alimentación están en contraste con los ciclos de turbinas de vapor, las cuales proveen energía cogenerada incrementada mientras más agua de alimentación caliente de recirculación (temperatura de agua de alimentación más alta que la de la caldera) sea incorporada dentro del ciclo.

Las unidades de HRSG están disponibles en los diseños : sin combustión, post-combustión parcial y post-combustión total. La selección apropiada es establecida a través de evaluaciones económicas de varias configuraciones potenciales para la aplicación.

Generador de vapor o caldera recuperadora de calor sin combustión

Una unidad sin combustión es la configuración más simple. Característicamente, las condiciones de vapor van del rango de 150 psig/10.3 bars, saturado hasta aproximadamente 1450 psig, 950 °F/100 bars, 510°C. Las temperaturas de vapor son usualmente de 50°F/10°C o más bajas de la temperatura del gas de descarga de la turbina.

Generalmente hablando, las unidades sin combustión pueden ser económicamente diseñadas para recuperar aproximadamente 35% de la energía en los gases de descarga de la turbina disponible para la generación de vapor. Niveles más altos de desempeño son posibles, sin embargo, el costo incremental de la superficie de calor transferido y el posible aumento de presión por el lado del gas deben ser evaluados contra la energía adicional recuperada para establecer si los altos costos están garantizados.

Cuando las unidades sin combustión son diseñadas con altas condiciones de vapor para un ciclo combinado, unidades de presión múltiple son usualmente aplicadas para incrementar la recuperación de calor de descarga y garantizar un buen desempeño del sistema. El nivel intermedio puede ser requerido de la inyección de vapor para el control de NO_x y /o un nivel de proceso. En aplicaciones donde se usa gas natural, un tercer nivel de presión, incrementará mayormente el desempeño total del sistema. La práctica de diseño común es que los

generadores de vapor de recuperación de calor sin combustión son intercambiadores de calor convectivos que responden a las condiciones de descarga de la turbina de gas. De esa manera, el desempeño de las unidades de las calderas de recuperación de calor son manejadas por modos de operación de la turbina de gas y no puede proveer fácilmente el control de flujo de vapor.

Generador de vapor o caldera de recuperación de calor con post-combustión parcial

Puesto que las turbinas de gas generalmente consumen muy poco del oxígeno disponible contenido en el flujo de aire de la turbina de gas, el oxígeno que se encuentra en el gas de descarga de la turbina generalmente permite la post-combustión parcial del combustible a través del HRSG incrementando la rapidez de la producción de vapor en relación con una unidad sin combustión. Una unidad de post-combustión parcial es definida como un HRSG de combustión para un promedio de temperatura que no excede de 1800°F/982 °C.

Debido a que el gas de descarga de la turbina es esencialmente una combustión de aire precalentada, el consumo de combustible del HRSG con post-combustión parcial es menor que el requerido para una caldera dando el mismo incremento en la generación de vapor.

Característicamente, el incremento de la producción de vapor de un recuperador con post-combustión parcial en relación con una unidad sin combustión puede ser del 100% de eficiencia basado en un valor de calor bajo del combustible quemado.

La cantidad del incremento de combustible será alrededor del 10% al 20% menor que para la caldera de combustión de gas natural dando el mismo incremento en la producción de vapor.

El recuperador de calor sin combustión con mayores condiciones de vapor es regularmente diseñado con niveles de presión múltiples para recuperar tanta energía como sea posible del gas de descarga de la turbina. Esto adiciona costo al HRSG sin combustión, pero la economía está regularmente garantizada para el ciclo. En el caso del HRSG con post-combustión parcial, si el recuperador de calor es encendido durante la mayoría de las horas de operación de un rango de 1400 °F a 1800 °F/ 760 °C a un rango de 982°C, entonces una temperatura de chimenea baja apropiada puede ser usualmente alcanzada con una unidad sencilla de nivel de presión. Este es el resultado de un servicio economizador incrementado comparado con el HRSG sin combustión.

Un HRSG de post-combustión parcial es básicamente una unidad convectiva con un diseño un poco similar a un HRSG sin combustión. Sin embargo, la capacidad de combustión proporciona la habilidad de control de la producción de vapor del HRSG, dentro de la capacidad del sistema incinerador, independientemente del modo de operación normal de la turbina de gas.

Generador de vapor o caldera de recuperadora de calor con post-combustión total.

Unos cuantos industriales han utilizado la descarga de la turbina de gas como una combustión precalentada de aire para un HRSG de post-combustión total. Éste es definido como una unidad que tiene la misma cantidad de oxígeno en sus gases de chimenea como una caldera de potencia de aire ambiental con combustión.

El HRSG es esencialmente una caldera de potencia con la descarga de la turbina de gas como su suministro de aire.

La producción de vapor del HRSG de post-combustión total (10% de aire en exceso) puede incrementar seis o siete veces más que la rapidez de producción de vapor del HRSG sin combustión. El incremento actual es una función de oxígeno permanente para la combustión y la temperatura de descarga de la turbina de gas. Debido al uso de combustión de aire precalentado, los requerimientos de combustible para las unidades de post-combustión total están clasificados entre el 7.5% y el 8% menores que aquellos para una caldera de combustión de aire ambiental dando el mismo incremento en la capacidad de generación de vapor. Con turbinas de gas más eficientes (temperaturas más altas de combustión resultando menor oxígeno contenido en los gases de descarga), la habilidad de la ignición y el mantenimiento de una combustión estable en el HRSG debe ser confirmada por el proveedor.

A pesar de esto las unidades de post-combustión total pueden proporcionar una cantidad significativa de vapor, pocas aplicaciones de este tipo pueden ser encontradas en la industria. Las evaluaciones muestran que con una relación de potencia de calor alta disponible utilizando un HRSG sin combustión o de post-combustión parcial es económicamente preferible sobre el HRSG de post-combustión total.

Exergía

Para efectuar procesos industriales no se requiere simplemente de energía, sino de que ésta sea convertible o transformable, es decir, se requiere de exergía. Esta última puede definirse como una energía que es transformable a cualquier otra forma de energía, dentro de las restricciones impuestas por las condiciones del medio ambiente.

La exergía, en contraste con la energía -que ni se produce ni se destruye- si se genera, se utiliza y se puede perder o destruir. Proviene de fuentes de energía primaria, combustibles

fósiles y nucleares, fuentes geotérmicas, instalaciones solares, etc. y de algunas reacciones químicas. Cualquier pérdida de exergía ocasiona un incremento correspondiente en la demanda del energético primario.

Para determinar la magnitud de la exergía, deben definirse las características de la fuente (vapor) que la contienen (su entalpía y entropía), la característica del sumidero(su presión absoluta o temperatura) y la eficiencia (alta, pero razonable) del turbogenerador.

La exergía específica x (exergía por libra de vapor) en KWh/lb se podría calcular mediante la fórmula:

$$x = \frac{\Delta ht - T_0 \Delta s}{3412}$$

donde Δht es la diferencia teórica (isoentrópica) de entalpías del vapor entre la fuente y el sumidero, Δs es el incremento de entropía del vapor desde la fuente hasta el sumidero, T_0 es la temperatura absoluta (°R) del sumidero, y 3412 es el factor de conversión de KWh a Btu (3412 Btu = 1 KWh).

Sin embargo, es preferible calcularla mediante la fórmula:

$$x = \frac{\eta \cdot \Delta ht}{3412}$$

Ya que sí se conoce la eficiencia η , y no Δs .

El costo unitario de la exergía es el costo de la cantidad de vapor que produce un KWh de exergía.

De la ecuación,

$$x = \frac{\Delta ht - T_0 \Delta s}{3412}$$

Podemos observar que a medida que se incrementa la entropía, disminuye la exergía. Un incremento innecesario de entropía por ejemplo en reductores de presión, turbinas de baja eficiencia, desperdicia exergía.

La exergía tiene valor únicamente si se utiliza; no tiene sentido ahorrar exergía en un proceso, si se va a desperdiciar en otro, o inclusive en el mismo.

Si en la planta de proceso se pretende cogenerar la energía, es necesario producir el máximo de exergía a un costo óptimo. Esto se logra generando vapor a una presión sustancialmente superior a la necesaria para el calentamiento del proceso, y sobrecalentando este vapor a una temperatura compatible con el equipo. La mayor presión del vapor y su sobrecalentamiento, incrementa considerablemente su exergía.

2.3 Distintos procesos para el aprovechamiento energético

Condiciones de trabajo y requisitos exigibles para una caldera de recuperación de calor

Las calderas de recuperación que utilizan los gases de escape de una TG trabajan con un caudal de gases unas cinco veces superior al normal en una caldera convencional de igual potencia. Además, la temperatura de esos gases es notablemente inferior, entre 450°C a 580°C, por lo que trabajan a convección.

Puesto que el contenido de oxígeno en los gases de escape de una turbina está comprendido entre un 13 a un 18% en volumen, se puede utilizar como comburente en quemadores de post-combustión. Mediante la post-combustión, se puede elevar la temperatura de los gases hasta valores próximos de 1500°C, lo que permite aumentar la producción de vapor de forma muy importante.

Si se prevén variaciones bruscas en la carga de la turbina, deberá prestarse una atención especial al tamaño del calderín, así como al sistema de control de nivel, para mantener una suficiente estabilidad y evitar arrastres de agua. Cuando la carga varía, tanto la temperatura del vapor recalentado como la del agua de alimentación tienden a variar. Ello afecta al diseño del sobrecalentador, así como al del economizador, en el que nunca debe producirse vapor.

Consideraciones para el diseño de una caldera de recuperación HRSG

En el diseño de una caldera de recuperación de calor es fundamental elegir bien la cantidad de calor que conviene recuperar de los gases. Esta cantidad de calor depende fundamentalmente del denominado punto *pinch* el cual, es la diferencia entre la temperatura de saturación del

vapor y la de los gases a la salida del generador. Cuanto más pequeño es su valor, mayor tiene que ser la superficie de intercambio de calor y por tanto, el peso y costo de la caldera. Por el contrario, un *pinch* alto implica que es mayor la eficacia del conjunto sobrecalentador-evaporador y por tanto, mayor es la cantidad de calor recuperado. En definitiva, un *pinch* grande da origen a altos costos de operación, mientras que el ahorro en costo de la caldera no es importante. Generalmente, ese valor está comprendido entre 15 y 35°C.

Otro parámetro importante que afecta a la cantidad de calor que se recupera de los gases es el denominado *approach point*, que es la diferencia entre la temperatura de saturación y la del agua a la salida del economizador. Requiere una selección muy cuidadosa, para optimizar la eficiencia global de la caldera y conseguir una operación económica a carga nominal, ya que al mismo tiempo hay que conseguir una operación económica a carga nominal, ya que al mismo tiempo hay que conseguir que cuando opere a baja carga no haya vaporización en el economizador.

Mientras que en una caldera convencional una disminución de la carga implica una reducción del caudal de gas, el caudal de gases procedente de una turbina de gas permanece prácticamente constante cuando su carga disminuye, a la vez que su temperatura disminuye. Además, con una disminución en la temperatura ambiente, el gasto de gases aumenta, mientras que la temperatura disminuye.

Conforme la temperatura de los gases disminuye, también disminuye el calor transferido en el evaporador mientras que la capacidad de transferir calor en el economizador permanece constante. Ello es debido a que tanto el coeficiente global de transmisión de calor como la temperatura logarítmica media prácticamente no varían.

Al reducirse la transferencia de calor en el evaporador, se produce menos vapor y por tanto aumenta la relación calor transferido en el economizador respecto al evaporador. En consecuencia, el aumento de entalpía en el economizador es mayor y se podría producir vapor en el mismo.

Todo esto se puede evitar de maneras diferentes. Una de ellas consiste en diseñar la caldera de forma que se evite la formación de vapor para las condiciones más desfavorables, esto es, sin post-combustión y a la temperatura ambiental más baja. Ello sin embargo puede originar una disminución en la producción de vapor en condiciones nominales. Otra solución se basa en bifurcar gases de escape a la entrada de la caldera o del economizador. Finalmente, otra solución consiste en bifurcar el economizador por el lado del agua, mediante las válvulas adecuadas.

Indudablemente, estas acciones disminuyen la potencia de la caldera, al disminuir la superficie de intercambio o el coeficiente de transferencia. Sin embargo, si el periodo de operación en la situación desfavorable es prolongado, este tipo de medidas son necesarias.

Otro aspecto a considerar es la pérdida de carga de los gases en la caldera, que viene condicionada por la superficie de transmisión de calor. Esta superficie depende de su sección transversal, se modifica la velocidad de los gases y por tanto, se modifican igualmente las pérdidas de carga y el coeficiente global de transmisión de calor, que viene esencialmente determinado por el coeficiente de transmisión gases/tubo.

Si, por ejemplo, se aumenta la sección transversal, se reduce la velocidad de circulación y en consecuencia su pérdida de carga. Ahora bien, al disminuir simultáneamente el coeficiente

global de transmisión de calor, deberá aumentarse la superficie de intercambio y en definitiva, la profundidad de la caldera. Cuanto menor sea la pérdida de carga, mayor será el tamaño y peso de la caldera y por tanto, también su costo será mayor.

Debe también tenerse presente el punto de rocío de los gases a la salida de la caldera. La temperatura mínima depende del contenido de azufre en el combustible de la turbina y en el de la post-combustión. En el caso del gas natural, los gases se pueden enfriar sin peligro hasta unos 140°C

Una consideración adicional que debe tenerse en cuenta es la temperatura del agua de alimentación. Hay que asegurarse de que las temperaturas del metal de los tubos en la parte fría no estén por debajo del punto de rocío, para evitar así condensaciones y la consiguiente corrosión en la chimenea.

Por último, para recuperar una mayor cantidad de calor de los gases y dependiendo de las demandas del proceso, se puede generar vapor a dos o más presiones distintas. [Sala Lizarraga, 1994:248]

Aumento de potencia

Los tres métodos básicos que están disponibles para el aumento de potencia son: la inyección de agua o de vapor, los recuperadores de vapor de post-combustión parcial y la combustión máxima.

Turbina de gas con inyección de agua/vapor

Con la inyección de vapor o agua dentro de la cabeza final del combustor para el abatimiento de NOx se incrementa el flujo másico y por lo tanto, la producción. Generalmente, la cantidad de agua está limitada a la cantidad que se requiere para conocer la necesidad de NOx de manera que se minimicen el costo de operación y el impacto en los intervalos de inspección. La inyección de vapor para el aumento de potencia ha sido una opción disponible por más de 30 años. Cuando el vapor es inyectado para el aumento de potencia, éste puede ser introducido dentro de la descarga del compresor de la turbina de gas así como también en el combustor. En la operación del ciclo combinado, la rapidez del ciclo de calentamiento incrementa con la inyección de agua o vapor, en el caso de la inyección de agua, esto es principalmente debido al uso de energía de combustible de alto grado para vaporizar y calentar el agua. En cuanto al caso de la inyección del vapor, es generalmente debido al uso del ciclo de energía inferior para generar el vapor de la turbina de gas que puede también ser usado en la turbina de vapor. Un factor secundario es que los sistemas de control típicos reducen la temperatura de combustión cuando se inyecta agua o vapor. Esto contrarresta el efecto de la alta transferencia de calor debido al vapor de agua extra en el lado del gas que mantiene la trayectoria del gas caliente.

Las turbinas de gas GE son diseñadas para permitir, por lo general, arriba del 5% del flujo de aire del compresor para la inyección del vapor al combustor y a la descarga del compresor [Jones y Jacobs,2000:14]. La cantidad de inyección de vapor es una función de la turbina de gas y el sistema de combustión de ésta. El vapor debe estar sobrecalentado y al menos a 50°F (28°C) con presiones comparables a las del gas combustible. Cuando el vapor y el agua son utilizados para el aumento de potencia, el sistema de control es diseñado normalmente para

permitir sólo la cantidad necesaria para la reducción de NOx hasta que la máquina alcance la carga base (completa). Al punto que, el vapor o el agua adicional pueda ser admitida a través del control gobernador.

Recuperadores de calor HRSG con post-combustión parcial

Como se describió anteriormente en el punto 2.2 de este capítulo, las turbinas de gas generalmente consumen una pequeña fracción del oxígeno disponible dentro del flujo de aire de la turbina, el oxígeno contenido en el gas de descarga de la turbina usualmente permite quemar combustible suministrado dentro del HRSG para incrementar la rapidez de producción del vapor en relación con una unidad sin combustión.

Los HRSG's con post-combustión parcial son aplicables a nuevas unidades o para incluirlas en ciclos combinados. Instalaciones de retroajuste en HRSGs existentes no son prácticas debido a que necesitan un espacio para un ducto quemador y a cambios materiales significativos.

Hay una pequeña falta de desempeño cuando la operación sin combustión es comparada con la operación de una unidad diseñada sin combustión proporcional a la cantidad de la construcción con post-combustión parcial dentro de la planta de ciclo combinado. La falta de desempeño es debida a dos factores: la operación sin combustión da como resultado un flujo y presiones de vapor bajos y por lo tanto la eficiencia baja de vapor de la turbina; también las bombas, el equipo auxiliar y el generador son ampliadas para grandes cargas. La operación sin

combustión resulta en cargas parásitas altas comparadas a una unidad diseñada únicamente para la operación sin combustión.

Combustión Máxima

Usuarios de algunos modelos de turbinas de gas tienen la habilidad de incrementar su temperatura de combustión alrededor del rango base.

Esto es conocido como combustión máxima, donde la producción del ciclo simple y ciclo combinado aumenta. La desventaja de este tipo de operación son los ciclos cortos de inspección y el aumento de mantenimiento. A pesar de esto, las temperaturas pico de combustión elevadas para periodos cortos pueden ser una manera costo-efectiva para aumentar kilowatts sin necesidad de un equipo periférico adicional.

Aumento de eficiencia

Calentamiento del combustible

Si la energía calorífica de bajo grado está disponible, ésta puede ser utilizada para incrementar la temperatura de los combustibles gaseosos, los cuales aumentan la eficiencia del ciclo por medio de la reducción de la cantidad de energía del combustible usada y para elevar la temperatura de éste a la de combustión. Esto es una disminución muy pequeña (casi insignificante) en la producción de la turbina de gas comparada al caso sin calentamiento de

combustible, principalmente debido al flujo másico bajo de la turbina de gas como resultado de la reducción del consumo del combustible. La rebaja en la producción del ciclo combinado es generalmente más grande que la del ciclo simple principalmente debido a que la energía que sería, por otra parte, utilizada para hacer vapor es regularmente usada para calentar el combustible. La producción actual del ciclo combinado y los cambios de eficiencia dependen del incremento de la temperatura del combustible y del diseño del ciclo.

Si los constituyentes proporcionados del combustible son aceptables, las temperaturas de éste pueden ser potencialmente incrementadas hasta aproximadamente 700 °F (370°C) antes de que los depósitos de carbón comiencen a convertirse en superficies de transferencia de calor y en el sistema de liberación del residuo. Para las aplicaciones del ciclo combinado, las temperaturas del combustible en el orden de 300 a 450°F (150-230°C) son, en general, económicamente óptimas.

Una planta de ciclo combinado tiene gran cantidad de energía disponible de calor de bajo grado. Típicamente clase F, sistemas de recalentamiento de tres presiones que utilizan agua del economizador de presión intermedia para calentar el combustible aproximadamente 365°F (185°C). Bajo estas condiciones, la eficiencia gana 0.3 puntos y puede ser esperada para unidades sin limitaciones de temperatura de chimenea.[Jones y Jacobs,2000:15]

Es importante garantizar que el combustible no entre al sistema de vapor debido a que temperaturas máximas de éste generalmente están alrededor de la temperatura de autoignición para gases combustibles. Esto puede ser logrado de varias maneras. Para un sistema que utiliza un intercambiador de calor directo de agua-combustible, la presión del agua es mantenida alrededor de la presión del combustible así que cualquier fuga toma lugar en el sistema de combustible. Un sistema adicional de diseño y requerimientos de operación aseguran que el

combustible no entre al sistema de vapor durante los períodos en que el sistema de agua no está presurizado.

Otros sistemas usan un fluido de transferencia de calor intermedio así que cualquier fuga en el intercambiador de calor de combustible no puede entrar directamente en el sistema de vapor.

Deben realizarse cálculos para asegurar que las capacidades existentes de la bomba no excedan y que las presiones sean suficientes para liberar agua a los cilindros del HRSG en el caso de presentarse las peores condiciones. Otros componentes que pueden verse incrementados son los flujos de agua (como el economizador del HRSG) y deben ser evaluados para garantizar que el diseño es aceptable.

2.4 Economía de los procesos

Un análisis económico de alternativas de realce de desempeño es altamente dependiente de la configuración de la planta, el factor de capacidad, de curvas de precios esperados de electricidad y del costo del combustible. (*) Cada planta necesita ser evaluada en una base, caso por caso. Aquí se presentará una evaluación económica para una típica planta de recalentamiento de tres presiones tipo GE STAG 207FA.

La evaluación económica presentada aquí supone que las opciones de incremento de potencia son utilizadas sólo durante los periodos de demanda de potencia máximos de verano anuales y que para el resto del año la planta es operada en *baseload* (condiciones ambientales promedio anuales). En otras palabras, hay dos niveles de desempeño de la planta considerados al evaluar el beneficio neto económico y cualquier planta dada con un arreglo de intensificación de potencia. Hay plantas que se desempeñan a condiciones ambientales promedio anuales (*baseload*) y otras con desempeño *peak-load* (máximas condiciones ambientales).

La utilización de alternativas de incremento de potencia a otras condiciones ambientales de las condiciones ambientales *peak-load* pueden adicionarse al beneficio de la evaluación económica de esta alternativa. Por ejemplo, es común en la practica diseñar sistemas de enfriamiento de entrada de turbinas de gas así que es posible mantener una temperatura de aire de entrada al compresor de la turbina de gas a través del rango de temperatura ambiente (una temperatura mínima de aproximadamente 45°F). Por operación de un subenfriador en esta forma, la producción del ciclo combinado será mejorada incluso a condiciones ambientales

(*) Se pretende explorar cuales son las opciones o la combinación de opciones que pueden ser aplicadas en una planta de ciclo combinado nueva o existente para maximizar los beneficios totales basado en un ciclo de vida básico de una planta.

promedio o condiciones ambientales *baseload*. Proporcionando la demanda de electricidad* que existe, esto puede proporcionar un beneficio a una evaluación económica adicional (esta consideración no es evaluada en el caso de estudio)

Suposiciones fijas

Condiciones ambientales promedio anuales: 59°F, 60% RH, 14.7 psia

Condiciones ambientales en el periodo pico: 95°F, 45% RH, 14.7 psia

Combustible –gas natural (LHV): 21,515 Btu/lbm

Periodo de evaluación: 20 años

Razón de escalamiento: 3% por año

Razón de descuento: 10%

Factor de capacidad anual: 85% (7446 hrs/año)

Suposiciones variables:

Costo de combustible: \$1.50-\$3.50/MMBtu

Razón de energía máxima: 4.5-18¢/kWh

Periodo de energía máxima: 100-3000 hrs/año

Configuración base de la planta

La configuración base de la planta es una GE STAG 207FA de ciclo combinado que consiste de dos turbinas de gas tipo PG7241(FA) con un sistema de combustión tipo DLN sólo gas de 9 ppmvd (15% de oxígeno gaseoso); dos HRSGs sin combustión de tres niveles de presión con pinch de 15°F a 10°F y subrefrigeramiento para todos los niveles de presión; y una turbina de

vapor de recalentamiento tipo D11 GE con condiciones de estrangulamiento por unidad de tiempo de 1800 psia/ 1050°F/1050°F y presiones de descarga por unidad de tiempo de 1.5 en Hga. El sistema de refrigeración es una combinación de una torre refrigerante húmedo y un condensador. La configuración de la planta base no incluye ningún equipo de intensificación de potencia.

Desempeño de la planta base estimado:

Ambiente promedio anual (59°F)

Producción neto de la planta (kW): 514,550

Razón de calor neto de la planta (Btu/kWh): 6197

Ambiente de periodo máximo (95°F)

Producción neto de la planta (kW): 456,320

Razón de calor neto de la planta (Btu/kWh): 6323

Una de las alternativas de potencia máxima que se toma en cuenta en este estudio es la del HRSG con ducto de combustión

Recuperador de calor HRSG con ducto de combustión

Dos métodos de HRSG con ducto de combustión fueron examinados para el propósito de este estudio. El primero es el método tradicional de GE, el cual está basado en la operación de presión por deslizamiento de la turbina de vapor. Esta configuración es diseñada como la presión de estrangulamiento en un modo de operación sin combustión a condiciones

ambientales promedio anuales que es significativamente menor a la presión del caso base en las mismas condiciones.

La presión de estrangulamiento en un modo de operación sin combustión fue intencionalmente disminuida por el incremento del área de entrada de los rodillos de alta presión de manera que la turbina de vapor pueda acomodar el flujo de vapor adicional producido cuando el HRSG es encendido sin exceder un límite de presión de estrangulamiento máximo de aproximadamente 1900 psia. El nivel de encendido considerado en este estudio es de tal manera que la producción de vapor de alta es casi equivalente a 1.45 tiempos de producción de vapor de alta de la planta base en condiciones ambientales promedio anuales. Mientras este método de HRSG con ducto de combustión permite una ganancia significativa (aproximadamente 15% de la producción neta de la planta o aproximadamente 41% de la producción del generador de vapor) en el periodo máximo de producción de potencia sobre la configuración base, hay una reducción pequeña en la potencia y un incremento asociado en la razón de calor relativa al caso base en el modo de operación sin combustión. Esta reducción fue de 3 MWatts aproximadamente en la producción neta de la planta.

El segundo método con ducto de combustión es un modo de operación de presión fija. La presión de estrangulamiento por unidad de tiempo para este caso es igual a aquella del caso base a condiciones ambientales promedio anuales. En este caso la presión de estrangulamiento máxima está limitada a aproximadamente 1900 psia a través del by pass del vapor de alta dentro del recalentado frío.

Las desventajas de la configuración base son que tiene un costo de capital un poco más alto que el asociado con la configuración de presión de deslizamiento y hay un consumo de combustible del ducto quemador alto cuando se quema una producción de la turbina generadora de vapor igual a la obtenida con la configuración de presión de deslizamiento. La

producción de la turbina generadora de vapor obtenida representa una ganancia de aproximadamente 41% correlacionado a una ganancia en la producción neta de la planta de aproximadamente 14.5% relativa al de desempeño de la configuración base de la planta en las condiciones ambientales del periodo máximo.

HRSG con ducto de combustión

De todas las opciones de intensificación de potencia máxima que existen, el HRSG con ducto de combustión representa una de las más grandes ganancias de producción de potencia máxima incremental (aproximadamente 15% de la producción neta de la planta relacionada al caso base). La aplicación del HRSG del ducto de combustión aparece con un riesgo moderado, con el potencial para una alta recompensa a través de 20 años de evaluación económica. El riesgo ha sido definido como moderado debido a la relativamente alta inversión de capital combinada con su alta sensibilidad a las horas de operación, costo de combustible y razones de potencia del periodo máximo.

En general, como más y más capacidad de combustión máxima está diseñada dentro del arreglo de una planta, el desempeño de una planta sin combustión *baseload* está desviado más allá del desempeño óptimo de la planta sin combustión (caso base). Por lo tanto, cuando y si el mercado de generación de potencia actual cambia de uno que es manejado principalmente por la capacidad a uno que es manejado por eficiencia, una planta económicamente optimizada alrededor de un mercado manejado por capacidad estaría económicamente en desventaja respecto a uno optimizado alrededor de la carga base de eficiencia.

De las dos alternativas HRSG con ducto de combustión descrito antes, el ducto de combustión en un modo de operación de presión fija tiende a favorecer las horas de operación de bajo

pico, mientras que en el modo de ducto de combustión en presión de deslizamiento tiende a favorecer las horas de operación de pico alto. Esta tendencia existe debido a que el arreglo de la presión fija es más eficiente (con una producción de la turbina generadora de vapor alta en un modo de operación sin combustión) durante los periodos de potencia no máximos, mientras el arreglo de la presión de deslizamiento es más eficiente durante los periodos operacionales máximos (debido a esto requiere menos consumo de combustible del ducto quemador para lograr una producción de la turbina generadora de vapor fija).

En la tabla 2.2 que se muestra a continuación se presentan los resultados de esta evaluación económica.

Tabla 2.2

Horas de operación pico anuales 500
 Razón de energía pico 9.00
 Costo de Combustible 2.50d/lbs

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Referencia	Base	HRSG con ducto de combustión
Desempeño promedio <i>baseload</i> (Condiciones ambientales 59°F, 60% HR)		
Producción neta de la planta	521 939	519 022
Razón de calor neta de la planta (BtuKwW/h)	6110	6144
Desempeño promedio <i>baseload</i> (Condiciones ambientales: 95°F,45%HR)		
Producción neta de la planta	463 420	534 707
Razón de calor neta de la planta (BtuKwW/h)	6226	6577
Riesgo potencial NPV, Evaluación relativa a base @ precio uniforme de electricidad	Base	6.19
Beneficio neto potencial	Base	10.33

Fuente: JONES, Chuck & Jacobs III, A.J., "Economic performance-enhancement options", *GE Power Generation*, 2000, 1-30.

Por último y después de mostrar este análisis económico para una planta con un ciclo cogenerativo específico también es importante agregar que el costo total, la suma del costo de capital y del costo de operación deben ser distribuidos entre los productos (trabajo y vapor) que se obtienen de una manera justa y equitativa.

El conocimiento de estos costos es, por otra parte, un dato esencial para asignarles un sentido, según sean los precios resultantes, se puede potenciar la cogeneración o por el contrario, se pone freno a su desarrollo.

2.5 Elaboración de indicadores

Los indicadores que se citarán están principalmente enfocados a los recuperadores de calor HRSG debido a que este equipo es sumamente importante para que el ciclo cogenerativo se lleve a cabo ya que afecta el desempeño total de potencia de la planta.

Requerimientos finales del vapor

a) Presión y temperatura

Las condiciones finales del vapor producido, en su lugar de aplicación pueden fluctuar desde una presión de 2 Psig a/c 215°F (SATD) para uso de calentamiento hasta 4500 psi a/c 1150 °F para generación en un turbogenerador.

b) Aplicaciones fundamentales del vapor

1. Vapor de calentamiento
2. Vapor de proceso
3. Vapor de generación

Vapor de calentamiento

La presión del vapor saturado utilizada para calentamiento es tal que su correspondiente temperatura de condensación del vapor está un poco por arriba de la temperatura requerida por el flujo a calentar.

Generalmente la utilización de vapor sobrecalentado para este tipo de servicios no es aplicable debido a su interferencia con el control de temperatura final de vapor.

Los requerimientos de vapor auxiliar para la propia caldera como son sopladores de hollín, turbinas de bomba de agua y ventiladores, vapor de atomización, etc., son descables a presiones de vapor del orden de 125 psi. como mínimo, razón por la cual resultaría en términos generales difícil encontrar plantas operando a presiones debajo de 125 psi. Cuando para el proceso de calentamiento y de acuerdo a su diseño son necesarias presiones de vapor bajas, del orden de menos de 100 psi, es recomendable generar de todas maneras a 125 psig y después reducir ésta a la salida del generador, al hacerla pasar a través de una estación reductora de presión .

Generalmente las calderas productoras de vapor para procesos de calentamiento generan a una presión de 125 a 250 psi, para este tipo de servicios y hasta aproximadamente unas 350 000 lb/h.

Vapor de proceso

El vapor es requerido como fuente de energía o para elevar la temperatura del proceso de fabricación de algún producto.

Para poder definir el tipo de utilización más adecuado del vapor, es necesario valorar los siguiente aspectos:

- a) Si el vapor es requerido solamente para el proceso y la fuente de energía utilizada es comprada (energía eléctrica).
- b) Si el vapor requerido deberá cumplir con las dos funciones.

Vapor de generación

Conocemos como vapor de generación todo aquel que produce energía mecánica o eléctrica, al accionar un motor o una turbina.

En la actualidad las grandes plantas turbogeneradoras pueden producir un kW-h por cada 10 000 Btu de combustible lo cual representa una gran economía.

Para determinar las condiciones finales de presión y temperatura de vapor, y así poder obtener bajos costos de energía producida es necesario balancear los costos de inversión inicial de la planta, de operación y mantenimiento del combustible a utilizar, etc., para las variadas condiciones de operación.

La experiencia ha demostrado que posiblemente las condiciones óptimas de generación, son vapor de 400 psi y 700°F para plantas hasta de 500 kW o de 4500 psi y 1150 °F.

Agua de alimentación de la caldera

Las fuentes de alimentación de agua más usuales para generadores de vapor, son los ríos, lagos y pozos de donde se obtiene agua cruda, la cual normalmente tiene sólidos en suspensión, oxígeno libre, materia orgánica, ácidos, etc.

El tratamiento de agua para calderas deberá basarse en las pruebas que haga el laboratorio de las muestras de agua obtenida del lugar de abastecimiento, tomando en cuenta la posibilidad de variación del análisis del agua de una estación del año a otra.

Si el agua de alimentación de la caldera no ha sido tratada previamente a su entrada, ésta, al elevarse su temperatura dentro del recuperador liberará oxígeno atacando el material del tubo

por donde ésta fluye. En la actualidad se han desarrollado los deareadores que pueden garantizar un contenido de oxígeno de 0.005 cc/litro o menos, en el agua de alimentación. El tratamiento químico interno de la caldera se encarga de eliminar el resto de las posibles trazas de oxígeno que puedan permanecer en el agua.

La temperatura del agua de alimentación más recomendada para unidades sin economizador son los 212°F a la entrada del domo superior de la unidad. En las unidades con economizador, la temperatura del agua, deberá ser lo suficientemente alta para evitar condensación y ataque ácido de los tubos del lado de gases.

El punto de rocío y la tendencia de corrosión varía con el contenido de azufre del combustible que se este utilizando.

Disponibilidad del combustible en el lugar de instalación.

Para poder contar con una generación de vapor confiable y económica es necesario que el equipo pueda quemar uno o varios combustibles de fácil adquisición y suministro con respecto al lugar de instalación de la planta en cuestión.

Los combustibles más usuales en México son el gas natural, el petróleo pesado, el carbón y el diesel.

Carbón

El carbón sería el combustible más barato. Sin embargo, su aplicación en plantas de cogeneración no se justifica por el alto costo de inversión en los sistemas de transporte, manejo de carbón, ceniza y la limpieza de los gases.

Diesel

Es un combustible menos contaminante que el petróleo pesado, pero sumamente caro, por lo que es económicamente rentable como respaldo.

Petróleo pesado.

Aunque su bajo costo y su facilidad de obtención es más alta que la del gas natural, este combustible necesita de grandes tanques de almacenamiento, estaciones calentadoras y de bombeo, equipo de colección y limpieza de hollín en suspensión en los gases de combustión.

Los generadores de vapor para utilizar petróleo como combustible principal, deben estar diseñados de acuerdo al contenido de azufre y vanadio de éste en sus zonas frías de calefacción para así evitar problemas de corrosión.

Algunas veces en el diseño y el combustible, si así lo requieren, es necesario instalar un sistema de lavado en los calentadores de aire de modo que sus superficies de transferencia de calor estén constantemente limpias y se pueda obtener de ellos el rendimiento esperado.

Gas Natural

El suministro de gas natural como combustible para la operación de una planta constituye una gran ventaja, desde el punto de vista ahorro, en las instalaciones del combustible mismo, y del diseño del propio generador de vapor, al no necesitarse sistemas de calentamiento y bombeo, de tolvas de recolección de cenizas, colectores, ni equipo de limpieza en el mismo generador como son los sopladores de hollín.

En base a lo anterior podemos decir que el arreglo de toda la planta se volvería más nítido pudiendo al mismo tiempo aprovechar el 100% de la superficie de calefacción instalada en la

caldera al no tener que hacer previsiones para la inclusión de recolección en determinados puntos del flujo de gases de combustión a través de ellas.

Las desventajas del gas natural son primero que es potencialmente explosivo al ser manejado con descuido y presentarse fugas que por falta de un mantenimiento preventivo y eficaz puede producir un siniestro en segundo lugar que puede resultar demasiado caro si la planta no se encuentra en una zona de alta demanda de gas o de fácil acceso a un gasoducto de suficiente capacidad.

RESERVAS DE GAS NATURAL

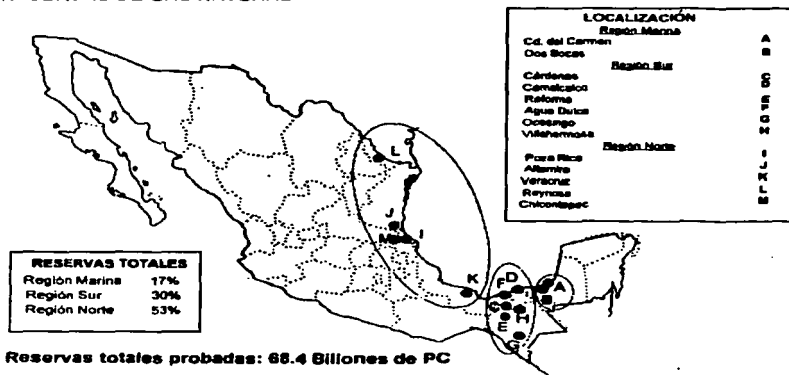


Fig.2.3. Reservas mexicanas de gas natural

Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), Secretaría de Energía, *La Cogeneración en México y Experiencias Internacionales*, México, 1995.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Espacio disponible para su instalación y su relación con el equipo existente

Espacio disponible

Normalmente los generadores de vapor son instalados en edificios existentes y debido a la gran variedad de dimensiones y formas que pueden tener es necesario realizar un meticuloso estudio del espacio disponible y de su fácil accesibilidad desde el exterior del lugar de instalación en cuestión. Algunas veces, y debido a las limitaciones de espacio existentes en el lugar de operación es necesario seleccionar generadores de vapor de tamaños y formas no del todo convencionales. Esto se refiere por lo general a los arreglos de calentadores de aire, ductos, ventiladores, chimeneas y cajas de aire.

En los casos en donde se está diseñando un planta completamente nueva es necesario tomar en cuenta todos los aspectos necesarios para lograr una operación de caldera y servicios auxiliares de un alto grado de funcionalidad.

Relación con el equipo existente

Casi siempre al instalar una nueva unidad es posible utilizar parte de los accesorios ya existentes en la planta, es decir, al adquirir la primera unidad se planeó la futura expansión y se diseñó la línea principal de vapor y la capacidad de la chimenea al doble de sus requerimientos. por lo tanto, al instalar la segunda unidad, ésta, se podrá integrar al sistema existente conectando los gases de combustión y el vapor a las existentes.

Elevación sobre el nivel del mar del sitio de instalación

El lugar de instalación de una nueva unidad afecta las caídas de presión en aire y gases a través de su recorrido y por consiguiente los tamaños de ventiladores y motores o turbinas que los accionan. Razón por la cual para cada localidad en especial es necesario el realizar un estudio y obtener así las pérdidas mínimas requeridas para una operación satisfactoria a un costo razonable.

Limitaciones en el consumo de potencia por los auxiliares del generador

En las plantas convencionales la potencia consumida por auxiliares es debida a los motores eléctricos accionadores de bombas de agua de alimentación, de petróleo o diesel, de condensados, etc., y de los motores de ventiladores.

En algunas plantas de proceso donde los requerimientos del vapor generado son de baja presión es conveniente el incrementar la capacidad del vapor producido y así alimentar las turbinas accionadoras de los equipos mencionados con anterioridad. De esta forma se reducirá considerablemente la potencia consumida de la planta, aumentaría el factor de potencia del conjunto y la operación sería económica. Sin embargo, esta solución no es tan práctica como luce debido a que hay que incrementar la capacidad de combustible por hora y además es necesario instalar motores eléctricos en los auxiliares también debido a que para condiciones de arranque "en frío" existiría vapor disponible.

Analizando los puntos anteriores se nota que para poder seleccionar en forma acertada los accionadores de los auxiliares, es necesario balancear el costo de inversión inicial de los equipos mencionados contra el consumo de potencia, por los años de operación de la planta.

Montaje de un generador de vapor

La instalación de un generador de vapor para uso industrial de gran capacidad o bien en centrales de generación de energía eléctrica en donde es indispensable el montaje de la unidad en campo, exige el contar con métodos y procedimientos de montaje eficientes bien organizados y de suficiente capacidad técnica que permitan la instalación del equipo en un tiempo razonable, a costo mínimo sin perder calidad y asegurando que las técnicas sean complemento y vayan de común acuerdo con la experiencia y requisitos del fabricante de la unidad.

También es de mencionarse el asesoramiento que debe existir por parte del fabricante para programas de mantenimiento y el desarrollo de nuevas técnicas y diseños que tomen en consideración este vital aspecto de funcionalidad.

Los procedimientos y las técnicas empleadas en el montaje de la nueva unidad tendrán un fiel reflejo en el comportamiento final, por lo tanto las pruebas y procedimientos que normalmente se usan en la inspección de esta etapa, pueden considerarse como básicas y representativas dentro del proyecto total.

Clima y personal disponible en el sitio de instalación

Dependiendo de las condiciones ambientales del sitio de operación la selección del equipo quedará afectado en razón directa. En los lugares de clima moderado se podrán tomar en cuenta instalaciones del tipo intemperie o semi-intemperie con el consiguiente ahorro de edificios para casa de caldera, etc., lo cual incrementaría considerablemente el costo de la edificación en los lugares de clima extremo. Asimismo, el factor de operación humana afecta la selección de algún tipo de auxiliares para caldera.

Mantenimiento

Los paros de equipo no programados para reparación o reemplazo de partes que han fallado en servicio, siempre han sido, son y serán excesivamente costosos.

Bajo la aplicación de los procedimientos de operación adecuados e inspecciones cuidadosas es posible incrementar el período de tiempo del equipo en línea antes de que cualquier reparación sea necesaria. de esta manera se prolonga la vida útil y se minimizan los costos por paradas innecesarias.

Las causas principales que generalmente orillan a paros no programados y mantenimiento excesivo son los siguientes:

1. Sobrecarga continua o frecuente de las unidades.
2. Operación con combustión inadecuada.

3. **Ensuciamiento excesivo de las partes externas de la superficie de calefacción.**
4. **Condiciones inadecuadas de agua de alimentación.**
5. **Lubricación inadecuada al equipo auxiliar.**

Una de las partes de mayor importancia en la eficiencia de las unidades es el aspecto de mantener la relación adecuada de aire-combustible para lograr una combustión que asegure los límites especificados de máxima eficiencia.

Restricciones y leyes del sitio de operación

Las restricciones y leyes del sitio de operación regulan la selección y por consiguiente el diseño de algunos de los accesorios de una unidad como es la altura de la chimenea.

Debido a la contaminación del aire las leyes exigen alturas mínimas de chimenea de 100 ft o 150 ft de alto, tratando de evitar de esta forma la descarga de gases de combustión a alturas consideradas bajas y por lo tanto peligrosas para la salud de los habitantes de la región donde estará instalada la planta.

Otro accesorio que también se encuentra regido es el diseño de las estructuras que deberán apegarse a la zona sísmica del lugar y diseñado en especial para cada zona, así como también velocidades de vientos y épocas de lluvia.

Aparte de lo anterior los fabricantes deben tomar en cuenta varios códigos de fabricación y selección de equipo de acuerdo a los requerimientos del país en cuestión, como por ejemplo el Código ASME, TEMA, B.S., I.S.O., etc.

En México existe la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE) que es un organismo intersecretarial creado para la consulta en Ahorro y uso eficiente de la energía para todos los sectores del país, tanto públicos como privados y que tiene como función principal promover y apoyar las medidas gubernamentales que faciliten, estimulen o regulen el ahorro de energía en México.

También existe la Comisión Reguladora de Energía (CRE) que es un órgano administrativo responsable de dar solución a las cuestiones derivadas de la aplicación del Art. 27 constitucional en materia de energía eléctrica.

En cuanto a las leyes que se encargan de regular y estimular el ahorro de energía en México se encuentran:

- La ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
- El Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica publicado en 1993.

Otros criterios que afectan el desempeño del recuperador de calor HRSG son:

- La rapidez de flujo del gas y agua, temperaturas, presiones y composiciones del gas los cuales varían con el tipo de combustible.

- La temperatura del agua y aire cambian debido a los cambios de temperatura diurnos y de la estación del año.
- El ensuciamiento de las superficies de transferencia de calor los cuales varían con el tiempo dando cambios significativos en la rapidez de transferencia de calor y pérdidas de presión.
- La geometría del HRSG y,
- Las condiciones fluctuantes de los gases de descarga de la turbina , por ejemplo, la temperatura y velocidad del gas.

2.6 Conclusiones

Dentro de los equipos principales que conforman un sistema de cogeneración se encuentran los recuperadores de calor (*heat recovery steam generator*) y el deareador los cuales tienen funciones primordiales dentro de éste ya que de su desempeño depende fuertemente el desempeño total de potencia de todo el sistema y por lo tanto también depende su eficiencia. Los recuperadores de calor recobran el calor de los gases de escape de una turbina siendo éste uno de los pasos primordiales del ciclo cogenerativo y el deareador elimina el oxígeno, dióxido de carbono y otros gases incondensables del agua de alimentación lo cual disminuye la corrosión dentro del generador de vapor.

Existen varios parámetros que nos pueden indicar qué tan eficiente es nuestro sistema de cogeneración como son el factor de utilización de energía o la relación de ahorro de energía de combustible, pero los parámetros a los que más nos enfocamos aquí fueron la exergía y el *Fuel Chargeable to Power* (FCP) debido a que, sobretodo este último, mantiene una relación más directa con el recuperador de calor el cual afecta significativamente el desempeño del sistema de cogeneración.

Considerando que el recuperador de calor tiene una de las funciones principales del sistema se deben buscar nuevos procedimientos basados en criterios que afecten la eficiencia de este equipo ya que esto permitirá aumentar tanto la potencia como la eficiencia de toda la planta lo cual también involucra la economía de ésta ya que puede disminuir costos de operación y de mantenimiento.

El análisis y el mejoramiento de los parámetros que pueden afectar las calderas de recuperación de vapor y la aplicación de éstos dentro del sistema de cogeneración puede significar una mejora de eficiencia lo cual nos conduciría a una planta con un mejor desempeño, producción y beneficio económico. Estos criterios de diseño de recuperadores de calor pueden utilizarse por lo tanto como indicadores de desempeño de la planta ya que un mal funcionamiento o mal manejo de estos equipos afectarán la meta de recuperación del sistema repercutiendo esto en la potencia global de la planta y en la rentabilidad de la inversión realizada en el sistema de cogeneración.



Capítulo 3

Definición y Aplicación de criterios a un caso

En este capítulo se propondrán diversos criterios para la justificación de un proyecto de cogeneración o integración energética que permitirán el diagnóstico de la situación y el establecimiento de la viabilidad del proyecto.

3.1 Estudio previo de viabilidad

El desarrollo del proyecto de detalle y finalmente el montaje y la puesta en marcha de la instalación son indudablemente los objetivos últimos. No obstante, es necesario previamente cumplir una serie de etapas que son imprescindibles para una correcta definición del sistema.

El objetivo de esta segunda fase consiste en que a partir de unos pocos datos que pueden ser fácilmente suministrados por el industrial, definir el tipo de tecnología más adecuada, así como hacer una primera estimación del dimensionamiento de los equipos principales, obteniendo unos valores aproximados de los ahorros energéticos y económicos que se conseguirán, conjuntamente con la inversión requerida.

Para efectuar este preanálisis, los datos requeridos son los siguientes:

- **Tarifa eléctrica y potencia contratada.**
- **Consumo anual de energía eléctrica.**
- **Consumo de electricidad máximo horario, mínimo y medio.**
- **Horas de funcionamiento.**
- **Consumo anual de combustible y consumo sustituible.**

- Tipo de demanda térmica:

- ✓ Producción anual de vapor y estado termodinámico (P,T).
- ✓ Caudal de gases de secado y temperatura.
- ✓ Otros.

A partir de estos simples datos, se puede ya en general definir el tipo de tecnología más adecuada (turbina de gas, motor de combustión interna, etc) y asimismo, hacer una primera selección de dos o tres posibles alternativas (definidas por las potencias de los equipos principales que la constituyen).

Con los datos termodinámicos básicos de los equipos elegidos y mediante los apropiados balances de masa y energía se determinan los valores siguientes:

- Energía eléctrica anual autoproducida.
- Nuevo consumo anual de combustible.

A continuación, mediante un sencillo análisis se define la tarifa eléctrica más adecuada una vez instalado el sistema de cogeneración. A partir del precio del combustible y teniendo encuenta los costos de mantenimiento de los nuevos equipos se calcula el *ahorro neto anual*.

Por último, se efectúa una valoración aproximada de la inversión requerida. Para ello, suele resultar muy conveniente utilizar expresiones que resultan de correlacionar los precios del mercado con el parámetro (o parámetros) más representativo de cada equipo. Conocida así la inversión se hace un análisis económico elemental, determinándose el tiempo de retorno simple.

Naturalmente, los resultados obtenidos de este estudio deben interpretarse únicamente como valores indicativos. No obstante, sirven para conocer si el proyecto de cogeneración puede o no tener alguna viabilidad.

Si como resultado de este estudio se obtuvieran tiempos de retorno con valores, por ejemplo, superiores a 5 años en la industria, difícilmente se podría justificar ningún interés en el proyecto y lógicamente éste sería abandonado. Si por el contrario, el tiempo de retorno obtenido es bueno, digamos de 3 años o inferior para la industria, este resultado puede ciertamente indicar el interés de continuar a la fase posterior y realizar un Estudio de Viabilidad en profundidad.

Estudio de viabilidad

Un estudio de viabilidad deberá comprender los apartados siguientes:

- Análisis de los consumos térmicos y eléctricos. Monitoreo.
- Evaluación de la factura energética en la situación actual.
- Planteamiento de alternativas. Se contemplan diferentes potencias e incluso, diferentes tipos de tecnología según los casos.
- Simulación horaria de cada una de las alternativas planteadas. Determinación de los ahorros netos logrados.
- Estimación de las inversiones requeridas en cada alternativa.
- Análisis de rentabilidad y propuesta final.

La cogeneración es termodinámicamente muy interesante y técnicamente viable. En muchas ocasiones es también económicamente atractiva y una manera de lograr importante reducciones en las facturas anuales de energía. Para saber si esto es cierto o no para una

instalación particular, es necesario efectuar un sofisticado análisis, que es el que se desarrolla en un Estudio de Viabilidad.

Enseguida se analizará cada punto del que se compone el estudio de Viabilidad.

Análisis de consumos - Monitoreo.

La aplicación efectiva de la cogeneración requiere un ajuste apropiado entre la producción del sistema y las necesidades energéticas del lugar donde va a ser implantado. En general, una planta con un ciclo de cogeneración debe ser dimensionada de tal manera que funcione el mayor número de horas, generando la mayor potencia eléctrica posible.

Es pues necesario un conocimiento total, lo más detallado posible de las demandas térmica y eléctrica. El objetivo es por tanto conocer las curvas reales de demanda de energía a lo largo del año. Para ello, se procederá de la manera siguiente:

1. Se definirán los periodos de funcionamiento y paro de cada uno de los equipos consumidores de energía.
2. Se monitorizarán los consumos de energía eléctrica y las demandas de vapor (en general, de energía térmica) durante un periodo de tiempo representativo.

Generalmente, las empresas realizan dos tipos de medidas del consumo de vapor y electricidad:

- Valores instantáneos en registradores.
- Valores acumulados en contadores, cuya lectura se efectúa una o varias veces al día.

No obstante, con esta clase de medidas es difícil determinar las curvas de demanda, ya que aunque los registradores indican el consumo instantáneo, el tratado numérico de las gráficas es prácticamente imposible. Por otra parte, las medidas de consumo globales no llegan a tener en cuenta las posibles incidencias que pueden surgir en el proceso de fabricación.

Es por ello que, para poder construir esos perfiles de demanda térmica y eléctrica, será necesario recurrir en muchas ocasiones al monitoreo mediante un sistema consistente en un elemento de medida y un equipo de adquisición de datos, con el siguiente tratamiento matemático de la información registrada.

La medida del consumo eléctrico se realiza mediante convertidores de medida de potencia activa. La medida se puede realizar de dos formas:

1. Instalando un único medidor de potencia, que dará una señal proporcional al consumo de toda la fábrica.
2. Instalando tantos medidores como sean necesarios, uno en cada línea de utilización, a media o baja tensión.

Después se utiliza un programa de monitoreo el cual permita el muestreo de entradas analógicas, la grabación de datos y la presentación de los resultados.

El monitoreo se realiza durante un periodo generalmente de unos dos meses. A partir de los valores registrados en este periodo y teniendo en cuenta las posibles variaciones estacionales, se pueden construir ya las curvas de demanda térmica y eléctrica anuales.

Evaluación de la factura energética actual

Para poder valorar el ahorro que se puede conseguir con la implantación del sistema de cogeneración es necesario conocer con precisión la factura energética existente.

En el caso de la energía eléctrica, basta con disponer de los recibos del último año, o si no, conocer:

- Tipo de tarifa contratada.
- Tipo de discriminación de suministro.
- Potencia contratada y tensión de suministro.
- Consumos en horas pico, valle y llano.

En el caso de la energía térmica, habrá igualmente que disponer de las facturas. Ahora bien, si se utilizan combustible líquidos, habrá que tener en cuenta que se producen unos costos extra que pueden tener cierta importancia. Así, en el caso del combustóleo, estos costos extra son:

- Consumo de energía térmica para el mantenimiento de la temperatura apropiada del combustóleo en los tanques.
- Consumo de energía térmica o eléctrica para el trasiego del combustóleo, desde los tanques de almacenamiento a los de consumo diario.
- Consumo de electricidad o vapor en la pulverización.
- Costos de personal en el mantenimiento de la instalación del combustóleo y en la manipulación y control de descargas.

Todos estos extra costos, además del financiero por el pago anticipado al consumo, pueden suponer para el combustible entre el 3 y el 8%, mientras que para el gasóleo suele encontrarse alrededor del 2%.

Planteamiento de alternativas

Una vez conocidas las demandas y su variación a lo largo del año, se plantearán diversas alternativas del sistema de cogeneración. Dependiendo de las características de la industria y del tipo de demandas a satisfacer, se tomarán decisiones respecto al tipo de motor principal, la configuración del sistema, su capacidad, el modo de operación y además si se venderá o no electricidad a la red, o incluso si el sistema funcionará de forma independiente.

A continuación se presentan diferentes factores que deben tomarse en cuenta para efectuar el planteamiento de alternativas:

a) Forma de utilización de la energía térmica

El tipo de demanda térmica (vapor, agua caliente, gases calientes, etc) y su nivel de temperatura condicionan la elección del tipo de tecnología. Así si se trata de aprovechar la energía térmica (ET) en un proceso de secado, habrá que considerar primordialmente turbina de gas y en menor grado el motor. Si la demanda térmica es en forma de vapor a una presión media, habrá que descartar el motor y considerar la turbina de gas o alguna configuración posible con turbina de vapor.

b) La relación calor-electricidad (RCE) demandada por el proceso y su variación

El sistema de cogeneración considerado deberá satisfacer en el mayor grado posible las demandas de energía eléctrica y energía térmica. Para un valor de la RCE constante.

Si la RCE es variable, deberán en principio considerarse aquellos sistemas que tienen más posibilidad de producir una RCE variable, como es el caso de la turbina de gas con post-combustión o el ciclo combinado. Por el contrario, la turbina de vapor tiene una RCE que es constante prácticamente.

c) Disponibilidad de combustible residuales

Es el caso típico de las industrias papeleras, en las que la recuperación de las lejías negras exige la utilización de calderas de vapor y por tanto de la turbina de vapor

En el caso de las acerías se produce gas de coque que puede ser utilizado como combustible en una turbina de gas, o bien puede quemarse en una caldera para producir vapor y accionar una turbina de vapor. Otros casos similares se dan en empresas en las que se producen subproductos que son susceptibles de ser utilizados como combustibles.

d) Intercambios con la compañía eléctrica

Un factor muy importante a tener en cuenta a la hora de dimensionar un sistema de cogeneración es el posible interés de vender a la red el exceso de electricidad generada, o por el contrario, dimensionar el sistema eliminando esta posibilidad. Los factores principales que afectan la rentabilidad de esta venta de excedentes eléctricos son:

- La capacidad de cogeneración adicional requerida para poder vender a la red.
- El precio del KWh vendido.
- El nivel de potencia al cual el cogenerador desea vender a la red.
- El valor de la energía térmica producida por el sistema de cogeneración evaluado a partir del costo del combustible evitado para generarla.
- El costo adicional del equipo requerido para hacer efectiva esa venta.

Otro aspecto a considerar es si la potencia de apoyo será suministrada por la compañía eléctrica, o si por el contrario, es preferible instalar el equipo adicional necesario para autogenerar toda la potencia demandada.

e) La legislación vigente

Básicamente la legislación puede afectar en dos aspectos:

- Ahorro de Energía primaria.
- Emisión de contaminantes.

f) Gamas de potencias de las máquinas existentes en el mercado

Aunque para los distintos tipos de máquinas la gama de potencia para aplicaciones de cogeneración es cada vez más amplia, habrá que tener siempre presente cuáles son las posibilidades reales que nos ofrece el mercado.

g) Efecto de las variaciones de carga en la máquina

Habrá que tener en cuenta igualmente la variación del rendimiento y de la RCE con la carga. La disminución del rendimiento afecta fundamentalmente a las turbinas de vapor y turbinas de gas, máquinas en las que al bajar la carga disminuye el rendimiento térmico, es decir, desciende más la energía producida que la energía térmica y por tanto, aumenta la RCE.

h) Criterios generales

Otros criterios generales que deben tenerse en cuenta para el dimensionamiento de los equipos principales son los siguientes:

- No se debe desperdiciar energía térmica, ya que esto iría en contra del objetivo último de la cogeneración, que es el ahorro de energía primaria. Dado el diferencial actual de precio electricidad-combustible, el cogenerador puede incluso obtener resultados económicos favorables trabajando en una situación no aceptable energéticamente.
- El dimensionamiento se efectuará sobre la demanda térmica base y no para satisfacer la demanda de energía eléctrica en la condición de cogenerador interconectado. El resto de las necesidades térmicas se cubrirán, por ejemplo, mediante post-combustión, o bien, mediante un sistema auxiliar de calderas independiente del sistema de cogeneración, o si se tratase de una aplicación con

secadores, mediante quemadores auxiliares. Este criterio se basa en la facilidad del cogenerador interconectado de intercambiar energía eléctrica con la red de distribución, comparando electricidad cuando su consumo supera a la autoproducción y vendiendo a la red en caso contrario. Por el contrario, no es fácil encontrar con qué intercambiar energía térmica.

- El número de horas de funcionamiento deber ser el mayor posible. Ello permitirá obtener una más rápida amortización de la inversión requerida. Así mismo, es obvio que la máquina elegida debe funcionar el mayor tiempo posible a su potencia nominal.

i) Limitaciones del lugar

Habrá que tener presente las posibles limitaciones del lugar, en cuanto a disponibilidad de espacio para instalar el sistema de cogeneración, posibilidades de utilizar gas natural como combustible, etc.

Se tendrá en cuenta además de las instalaciones existentes para producir energía térmica y su estado, pues pueden utilizarse para suministrar la demanda pico. Así mismo, son importantes las condiciones ambientales locales.

Determinación de los ahorros netos

El objetivo básico del estudio de viabilidad es llegar a predecir si es o no posible ahorrar dinero mediante la cogeneración . Para alcanzar este objetivo se necesita conocer dos números: por una parte la inversión y por otra, la predicción de los ahorros que se pueden

lograr. Evidentemente, este segundo número no es independiente del primero.. Un sistema diferente requerirá una inversión de capital distinta e igualmente, los ahorros que se podrán conseguir con él serán también diferentes.

Ahora bien, los ahorros son el resultado de una compleja interacción entre las demandas térmica y eléctrica, los costos de la electricidad y el combustible, el tipo de características de los equipos, así como su modo de operación. Por otra parte, todas estas magnitudes se refieren al futuro, con todas las incertidumbres que ello representa. Además, los ahorros resultan afectados por el interés del dinero, los impuestos, etc.

El objetivo es determinar con la mayor precisión posible el ahorro, es decir, la diferencia de costos entre el antes y el después de implantar el sistema de cogeneración. Para su cálculo habrá que determinar para cada alternativa:

- Consumo de combustible en el motor térmico.
- Consumo de combustible en la post-combustión, en caso de que la hubiera.
- Consumo total de combustible.
- Energía eléctrica cogenerada en hora pico, valle, y llano.
- Energía a comprar de la red.
- Energía eléctrica a vender a la red.

Una vez conocidos estos consumos y producciones, para calcular el costo total habrá que aplicar los costos unitarios correspondientes.

En lo que respecta a la energía eléctrica comprada, habrá que tener en cuenta:

- Tarifa
- Coeficientes correctores por interrumpibilidad, discriminación horaria, factor de potencia

En lo que respecta a la energía eléctrica vendida a la red, habrá que considerar:

- Tarifa
- Coeficientes correctores por discriminación horaria y por la clasificación de la energía entregada

Modelos informáticos para estudios de viabilidad

Para efectuar el análisis de viabilidad técnico-económica de los proyectos de cogeneración se han elaborado diversos programas informativos. Todos ellos tienen como objetivo simular el comportamiento del sistema de cogeneración y calcular con el mayor grado de aproximación posible la factura energética una vez que éste se ha implantado. Además, incorporan también las subrutinas necesarias para realizar estudios de rentabilidad.

Estimación de la inversión

Para cada alternativa se deberán obtener ofertas de los equipos y sistemas principales, o bien utilizar fórmulas de correlación que estén debidamente actualizadas. Entre los componentes a considerar se encuentran:

- Grupo motor-alternador y sistemas auxiliares
- Calderas de recuperación de calor residual para turbinas de gas, calderas convencionales para turbinas de vapor, intercambiadores o calderas de recuperación para motores
- Sistemas y equipos de combustión auxiliar (post-combustión)
- Compresor de gas y sistemas auxiliar (en el caso de turbinas de gas)
- Instalación eléctrica con transformación, protección interconexión y cableado
- Sistema de regulación
- Instalación de gas, instrumentación y medida.
- Tuberías de agua, vapor y gases.
- Equipos complementarios para agua de alimentación, vapor y condensados.
- Obra civil.
- Proyecto y supervisión de obra.
- Montaje.

Análisis económico

Una instalación de cogeneración requiere en general una inversión importante. Es pues necesario realizar un análisis económico que facilite la toma de decisiones. Para que este análisis sea correcto será necesario aplicar un procedimiento sistemático que permita cuantificar adecuadamente los efectos económicos de los diversos factores implicados, tales como: inversión requerida, ahorros con su escalamiento y evolución en el tiempo, vida útil, inflación y fiscalidad.

Para que el proyecto sea rentable, los ingresos totales obtenidos en la vida completa del proyectos han de superar, evidentemente, a los egresos totales. Como los ingresos se producen después de los egresos, para actuar con rigor hay que tener presente la influencia del tiempo sobre el valor del dinero.

Es evidente la gran influencia que tienen los precios energéticos en estos índices, tanto las tarifas eléctricas como la de los combustibles, utilizados. En general un proyecto de cogeneración es tanto más rentable cuanto más altas son las tarifas eléctricas y más bajas las del combustible.

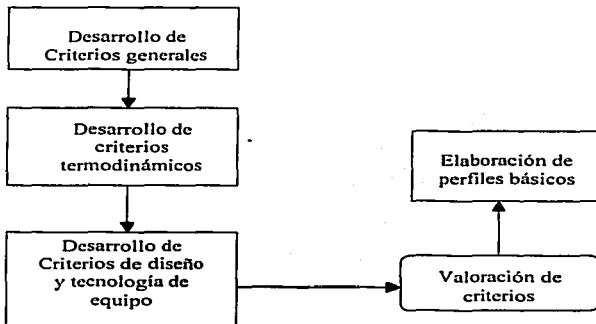
El estudio de rentabilidad está basado en unos precios estimados a lo largo de cierto número de años, tanto para la energía eléctrica como para el combustible. Como estos precios pueden variar, resulta muy conveniente efectuar un estudio de sensibilidad, que contemple la variación de los parámetros siguientes:

- Precio de gas natural y otros combustibles.
- Precios de la energía eléctrica comprada.
- Precio de la energía eléctrica exportada.
- Tasa de actualización.
- Inversión.

Así, mediante estos análisis se puede determinar el precio mínimo de la energía eléctrica adquirida, o el precio máximo del combustible que anulan el interés por implantar un sistema de cogeneración.

3.2 Diagrama de flujo

Metodología de desarrollo de criterios para la valoración de los equipos principales de un sistema de cogeneración.



Fuente: Adaptada a partir de: Desarrollo de metodología para análisis y selección de tecnologías, Módulo 1, Cicero, Hugo N., 1999

3.3 Criterios para la valoración de los equipos principales

Desde un punto de vista estrictamente técnico, cualquier industria de tamaño mediano o grande que tenga simultáneamente demandas de energía eléctrica y térmica (vapor, agua caliente, agua fría, aire para secado, etc.) es un posible candidato para la cogeneración. Indudablemente, cuanto mayor sea el número de horas de funcionamiento, el posible interés de la cogeneración será mayor.

Además, con la posibilidad de estar interconectado a la red y por tanto verter el excedente de la producción eléctrica, la cogeneración puede también ser interesante para empresas que tengan sólo importantes consumos de energía térmica.

Para que, desde un punto de vista económico la cogeneración sea interesante, es necesario tener presente una serie de aspectos generales, termodinámicos, económicos, de diseño, tecnológicos, etc.

En la tabla 3.1 que se presenta a continuación se exponen de una manera secuencial diferentes criterios para la valoración del sistema de cogeneración. Estos criterios están divididos en tres categorías: criterios generales, criterios termodinámicos y criterios de diseño y tecnología de equipos para posteriormente valorar cada criterio y permitir una elaboración de perfiles básicos lo cual nos permitirá establecer las áreas críticas que requieren de especial atención.

Los criterios se evaluaron primero de acuerdo a un perfil base de un proyecto de cogeneración por medio del cual desea recuperar calor de los gases de escape de sus turbinas de gas a través de una caldera recuperadora de calor HRSG (*heat recovery steam generator*).

Estos valores se presentan en la tabla 3.1 señalando además aquellos criterios que no se encuentran dentro del perfil base.

Enseguida, se elaboraron los 4 perfiles, el primero muestra los criterios que se encuentran dentro del perfil base, el segundo presenta los criterios que no se encuentran en la propuesta y que son valorados de acuerdo a lo siguiente: se da un valor de 1 a aquella especificación que es mencionada pero que no establece criterios; un valor de 2 cuando establece criterios o valores ambiguos; un valor de 3 cuando establece criterios claros y un valor de 4 cuando establece requisitos y criterios balanceados. El tercer perfil es una comparación entre los dos perfiles anteriores y por último se realiza un perfil de la diferencia de los dos primeros perfiles.

Estos perfiles fueron realizados a través de un programa en Excel donde aparecen cada uno de estos criterios, los cuales están divididos en seis grupos diferentes de datos. Para cada perfil hay una hoja de cálculo propia, por lo tanto, el programa cuenta con cuatro hojas de cálculo.

El programa funciona de la siguiente manera: se proporciona la valoración del perfil base graficándose así el primer perfil. En una siguiente hoja de cálculo se da la valoración sugerida tomando en cuenta los puntos que aparecen al final de la tabla 3.1 graficando así el segundo perfil que es aquél que se sugiere para las plantas de proceso. Después, en la siguiente hoja se superponen los dos perfiles anteriores para poder tener una mejor perspectiva acerca del perfil

del perfil base y el sugerido dando lugar al tercer perfil. Por último, se hace la diferencia de la valoración del primer perfil y el segundo obteniendo así un cuarto y último perfil donde apreciamos de una mejor manera esta diferencia.

Una vez realizados estos perfiles podemos observar que una vez que los criterios ausentes dentro del perfil base conducen a que la evaluación del proyecto sea cada vez más apegada a la realidad alcanzando de esta manera que su realización tenga un mayor éxito tanto en lo presente como en lo futuro debido a que se analiza gran parte de lo que pueda afectar nuestro sistema cogenerativo brindándonos un proyecto que signifique una inversión rentable.

Tabla 3.1. Criterios para valoración de un sistema de cogeneración

	Concepto: <i>Criterios generales</i>	Valoración			Definición
		P	C	A	
1	Definir insumos críticos (agua, gas, condiciones termodinámicas)	*	2		Se establecen condiciones referentes a los productos a obtener por los recuperadores y se establecen criterios de eficiencia de operación.
2	Costo de electricidad y combustible			*	Esta diferencia define si la cogeneración es o no económicamente rentable. Cuanto mayor sea el diferencial más favorecido se presenta el proyecto de cogeneración.
3	Disponibilidad y costo del gas natural			*	Por ser el combustible más frecuente el gas natural va a ser el combustible utilizado en la instalación de la cogeneración. Será necesario conocer si realmente estará disponible en el lugar y a qué presión se deberá saber si habrá que instalar una nueva línea de gas.
4	Costos futuros del combustible			*	Es necesario establecer predicciones sobre el costo futuro del combustible. La viabilidad del proyecto depende de forma crítica de éste. La cogeneración se amortiza en pocos años, no hay porqué estar preocupado por predicciones a largo plazo.
5	Criterio para la definición de la recuperación	*	1		Se establece el flujo de vapor requerido y las condiciones de sobrecalentamiento.
6	Meta de recuperación de energía	*	2		Establecer el arreglo de integración energética de manera que sea razonable y benéfica al igual que las metas generales de recuperación.
7	Requerimientos del servicio de recuperación			*	Establecer los requerimientos de recuperación que necesita satisfacer la planta.
8	Espacio disponible para la instalación del recuperador			*	Normalmente los recuperadores son instalados en edificios existentes y debido a la gran variedad de dimensiones y formas, es necesario, realizar un meticuloso estudio del espacio disponible. Si se diseña una planta totalmente nueva es necesario tomar en cuenta todos los aspectos necesarios para lograr una operación de caldera y servicios auxiliares de un alto grado de funcionalidad.
9	Elevación sobre el nivel del mar			*	Una nueva unidad afecta las caídas de presión en aire y gases a través de su recorrido.
10	Factores críticos			*	Los refinamientos en la tecnología de las espesas deberá asegurar bajos niveles de NOx, es crucial para abatir la contaminación.
11	Agua de alimentación del HRSG			*	Debe ser tratada ya que si esto no ha sucedido previamente a su entrada al elevarse su temperatura dentro del recuperador se liberará oxígeno atacando el material por donde fluye.
12	Arreglo interno del recuperador(HRSG)			*	Cuando el oferente proponga diferentes arreglos, debe asegurarse la mejor eficiencia termodinámica respecto a otros arreglos manteniendo un balance apropiado con la inversión.
13	Desempeño del HRSG			*	Uso de los últimos desarrollos en la construcción de calor. Definir criterios de eficiencia termodinámica, exergías, etc.
14	Sobrediseño planeado			*	Es importante el sobrediseño debido a que si en un futuro se desea ampliar la planta se disminuirán costos de inversión.

Concepto: <i>Criterios generales</i>	Valoración			Definición
15 Flexibilidad de operación	*	I		No hay estándares.
16 Eficiencia del equipo			*	Podemos tomar como criterio el FCP para el HRSG ya que nos indica cual es el arreglo de HRSG, más conveniente. También podemos considerar la exergia.
17 Factor de servicio			*	No se especifica.
18 Selección de la ingeniería			*	Es importante efectuar una selección acertada de la ingeniería que será responsable de identificar el tipo y la configuración del sistema óptimo. (Los análisis deben ser efectuados por ingenieros con amplia experiencia acerca de las características técnicas y aspectos económicos).
19 Consideraciones tecnológicas			*	Las plantas que son ya operativas, así como las que se piensan implantar en un futuro próximo, utilizan equipos y tecnología bien conocidos. No obstante, en ocasiones se utilizan tecnologías que aunque están perfectamente probadas y son comercialmente disponibles no son muy frecuentes a pesar de que pueden mejorar la rentabilidad de la cogeneración, siempre que se empleen en situaciones apropiadas (Máquinas de escape, sistemas ciclo Rankine con fluido orgánico, etc).
20 Venta de energía térmica			*	Si existe algún posible cliente de energía térmica en las proximidades del lugar donde se vaya a instalar la planta de cogeneración es conveniente tener presente la posibilidad de su venta. Ello permitirá dimensionar un sistema con una rentabilidad más elevada.
21 Planes futuros			*	Es imprescindible conocer los planes futuros de la empresa, ya que pueden afectar a la capacidad del sistema de cogeneración. Como un aumento de producción la introducción de un nuevo turno, si se piensa abandonar la producción de algún producto con una gran demanda de energía, etc.
Concepto: <i>Criterios termodinámicos</i>	Valoración			Definición
	P	C	A	
22 Requerimientos finales del vapor			*	Presión y temperatura: Puede fluctuar de 2 Psig a/c 215°F (SATD) para su uso de calentamiento hasta 4500 psi a/c 1150°F para generación, un turbogenerador. Aplicaciones: Establecer si será vapor de calentamiento, proceso de generación.
23 Temperatura del agua de calentamiento y aire			*	La temperatura de agua de alimentación más recomendada para unidades sin economizador son las 212°F a la entrada del domo superior de la unidad. En las unidades con economizador la temperatura del agua deberá ser lo suficientemente alta para evitar condensación y ataque ácido de los tubos del lado de gases. La temperatura del agua y aire cambian debido a los cambios de temperatura diarios y de la estación del año.
24 Tipo de combustible			*	Establecer cual es el combustible más conveniente ya que este provoca que varíen la rapidez de flujo del gas y agua, y las temperaturas, presiones y composiciones de los gases.
25 Energía absorbida por el vapor			*	Los equipos deben utilizar la mejor tecnología disponible para lograr la mayor eficiencia en el uso del gas (la tecnología más adecuada para la situación planteada y que ésta se encuentre en la frontera tecnológica).

Concepto: <i>Criterios de diseño y tecnología de equipo</i> <i>a. Deareador</i>	Valoración			Definición
	P	C	A	
26 Calentamiento del agua de alimentación			*	La temperatura de operación de la unidad debe ser el punto de ebullición del agua a la presión medida ya que esto favorece una remoción rápida y eficiente de los gases.
27 Agitación			*	La agitación es necesaria para disminuir el tiempo y energía calorífica necesaria para remover los gases disueltos del agua.
28 Área superficial incrementada			*	El agua debe estar finamente dispersada para exponer el área máxima de superficie de vapor y permitir que el agua sea calentada a la temperatura de saturación más rápido.
29 Especificaciones de la calidad del agua de entrada	*	2		La calidad del agua debe establecerse bajo normas estándar y llevarse a cabo los análisis químicos necesarios para su evaluación bajo esta normas.
30 Especificaciones sobre la presión (mínimo-máximo)	*	2		Deben establecerse bajo normas estándar
31 Especificaciones sobre la presión (mínimo-máximo)	*	2		Deben establecerse bajo normas estándar
32 Flexibilidad de operación	*	1		No se proponen criterios
33 Factor de servicio			*	No se proponen criterios
34 Eficiencia del equipo			*	Tomar en cuenta los cuatro primeros criterios del deareador
35 Sobrediseño planeado			*	Conveniente debido a alguna modificación futura en la planta
Concepto: <i>Criterios de diseño y tecnología de equipo</i> <i>b. Turbinas de vapor</i>	Valoración			Definición
	P	C	A	
36 Definición de las condiciones de operación			*	Establecer las condiciones particulares de operación como son la presión y la temperatura de entrada del vapor y la presión de descarga y vacío de la turbina
37 Presión de entrada del vapor			*	Para obtener la eficiencia de diseño, la presión de entrada de vapor debe mantenerse a nivel de diseño
38 Temperatura de entrada del vapor			*	Para obtener la eficiencia de diseño, la temperatura de entrada de vapor debe mantenerse a nivel de diseño
39 Presión de descarga y vacío			*	Una presión de descarga menor que la especificada reducirá el consumo de vapor y mejorará la eficiencia de la turbina. Un vacío de descarga más bajo de lo especificado disminuirá la eficiencia de la turbina e incrementará el consumo de vapor
40 Eficiencia del equipo			*	Basarse en los primeros cuatro criterios de las turbinas de vapor
41 Flexibilidad de operación			*	Tiene una amplia gama de potencia además de la posibilidad de emplear todo tipo de combustibles.

Concepto: <u>Criterios de diseño y</u> <u>tecnología de equipo</u> <u>c. Turbinas de gas</u>	Valoración			Definición
	P	C	A	
42			*	Considerar el arreglo interno y mantenimiento de los componentes ya que esto afecta la eficiencia de la turbina
43			*	La selección de material se centra en los requerimientos de alta resistencia a altas temperaturas y capacidad para soportar la corrosión
44			*	El valor calorífico del combustible es una propiedad importante que determina el tamaño de la válvula y las áreas proporcionadas para el combustible
45			*	Dependiendo de tipo de combustible se puede tener dióxido de sulfuro, sales de sodio, níquel, vanadio y éstos si no son tratados corroen el material de la turbina
46			*	Los seis criterios anteriores afectan determinadamente el desempeño de la turbina y también su eficiencia
47			*	Tiene una amplia gama de aplicaciones aunque limitaciones en los combustibles
Concepto: <u>Criterios de diseño y</u> <u>tecnología de equipo</u> <u>d. Elementos contractuales</u> <u>de la tecnología</u>	Valoración			Definición
	P	C	A	
48		2	*	El contratista deberá contar con experiencia en los componentes clave, recuperador y deareador, así como también para la operación del sistemas en diferentes rangos
49			*	La experiencia del contratista-licenciador deberá ser múltiple: 1. En tecnología de equipo, materiales y diseño 2. En operación de los arreglos de cogeneración 3. El constructor de los equipos deberá cumplir con las normas de certificación de control de calidad más avanzadas, debiendo estar certificado.
50			*	Se deben de exigir métodos y procedimientos de montaje eficientes bien organizados y de suficiente capacidad técnica que permitan la instalación del equipo en tiempo razonable, a costo mínimo sin perder calidad y asegurando que las técnicas sean complemento y vayan de común acuerdo con la experiencia y requisitos del fabricante de las unidades
51		2	*	Es importante para desarrollar programas de mantenimiento y desarrollo de nuevas técnicas y diseños. La capacitación continua del personal favorece que el mantenimiento de los equipos se dé adecuadamente y que el tiempo de vida de los equipos se prolongue.
52			*	Bajo la aplicación de los procedimientos de operación adecuados e inspecciones cuidadosas es posible

				incrementar el período de tiempo del equipo en línea antes de que cualquier reparación sea necesaria, de esta manera, se prolonga la vida útil y se minimizan los costos por paradas innecesarias
53	Garantías contractuales establecidos	*	2	Establecer pruebas de comportamientos y/o reemplazo de partes defectuosas
54	Documentación técnica	*	2	Prever la entrega de documentación técnica.
55	Restricciones y leyes del sitio de operación			*
				Las restricciones y leyes del sitio de operación regulan la selección y por consiguiente el diseño de algunos de los accesorios de una unidad como por ejemplo la altura de la chimenea del recuperador
56	Normas	*	1	Los fabricantes deben tomar en cuenta varios códigos de fabricación y selección de equipo de acuerdo a los requerimientos del país en cuestión, como por ejemplo el Código ASME "S", "U", "PP", "R", TEMA, etc

Fuente: Tabla elaborada a partir del Dictamen PPSACV-Cieen/Sandoval

NOTA: La valoración de la tabla está basada en lo siguiente:

P: Propuesto por la empresa

C: Cumple (1,2,3,4)

A: Ausente en la propuesta

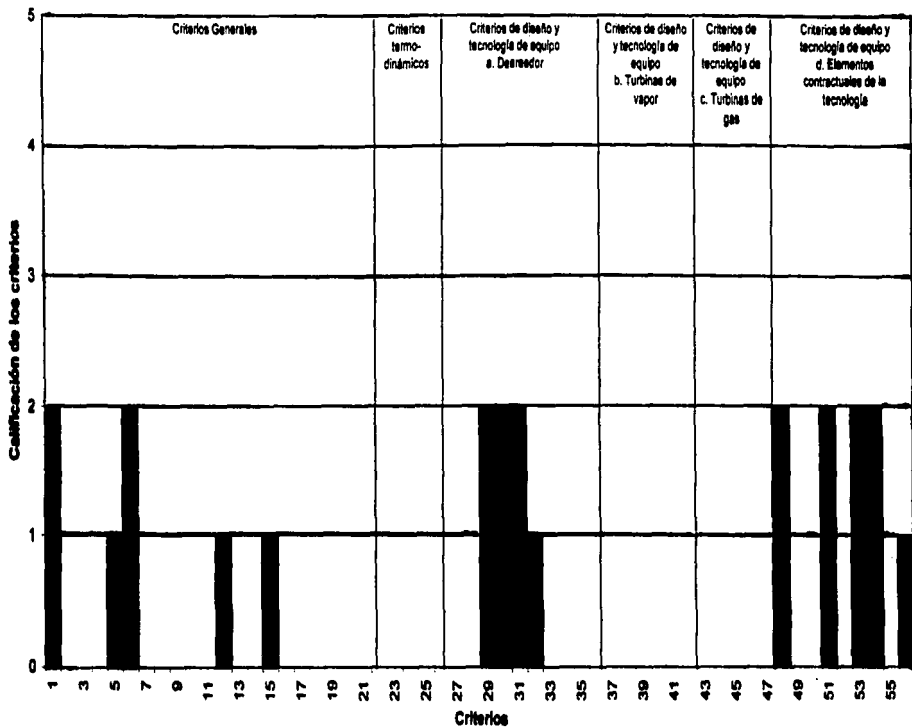
1: Mencionado pero no establece criterios

2: Establece criterios o valores ambiguos

3: Establece criterios claros

4. Establece requisitos y criterios balanceados

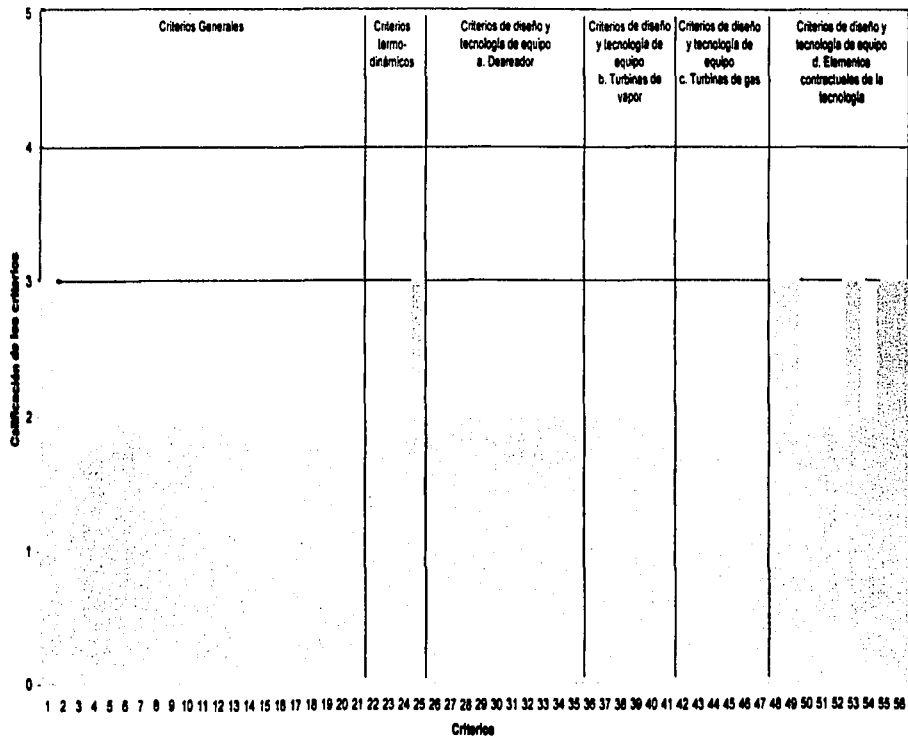
Figura 3.1 Perfil de valoración a partir del patrón base



■ Perfil valorado a partir de un patrón base

TESIS CON
FALTA DE ORIGEN

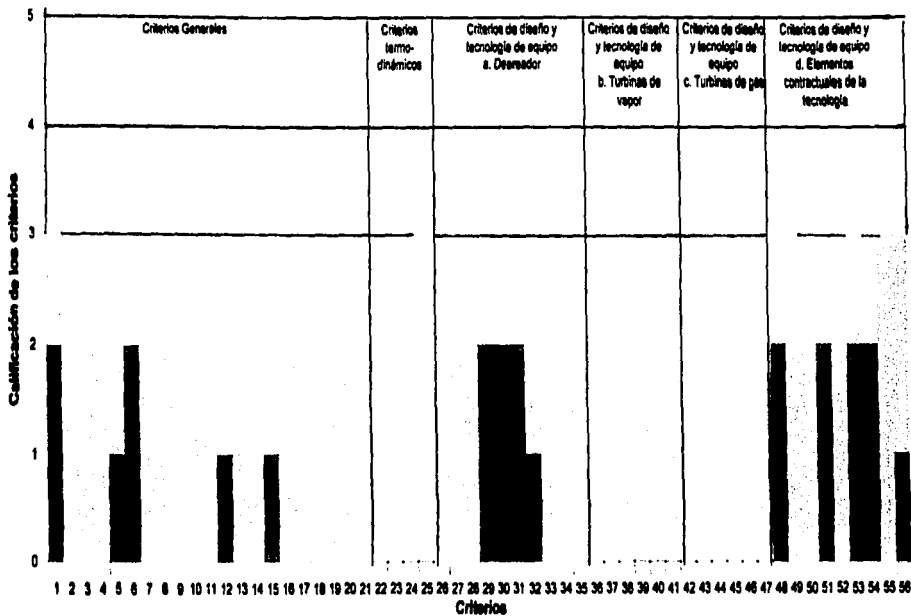
Figura 3.2 Perfil sugerido



Perfil sugerido

FALTA DE ORIGEN
LEGIS CON

Figura 3.3 Perfil de valoración combinado

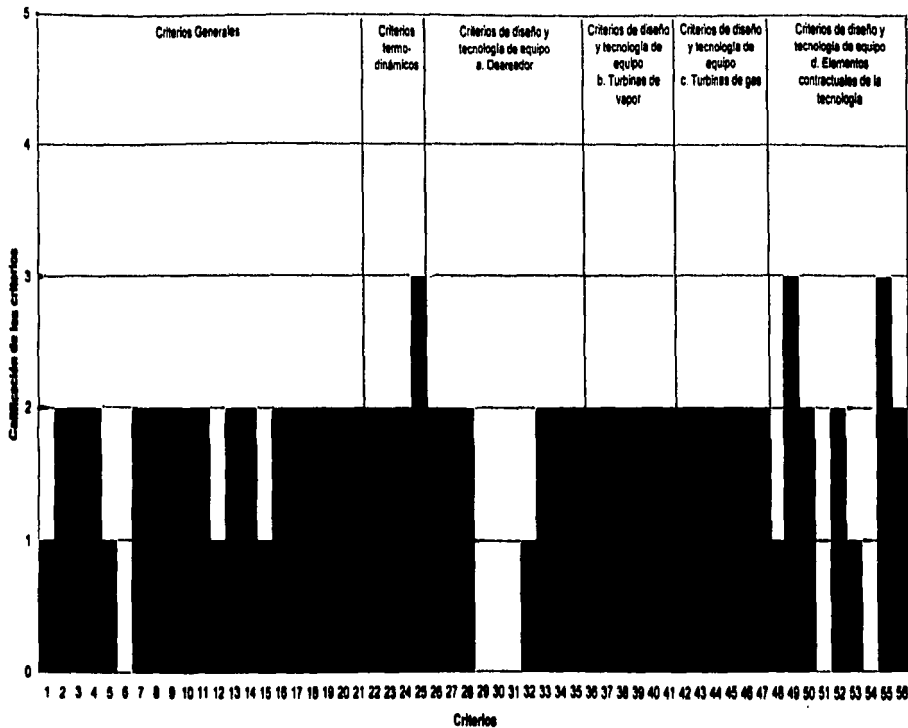


Perfil de valoración a partir del patrón base

Perfil sugerido

TESIS CON
FALTA DE ORIGEN

Figura 3.4 Perfil de diferencias



■ Diferencia entre los valores del patrón base y el sugerido

TESIS CON
EVALUACIÓN DE ORIGEN

3.4 Análisis de oferentes con nuevas tecnologías de equipos HRSG

Las calderas de recuperación de calor HRSG (*heat recovery steam generator*) son equipos altamente sofisticados los cuales requieren una tecnología muy especializada y avanzada para poder satisfacer los requerimientos de una planta y las especificaciones pedidas por las leyes que lo regulan es por ello que no hay muchos proveedores de estos equipos dentro del mercado.

Las compañías dedicadas a la fabricación de las calderas de recuperación de calor HRSG deben estar al tanto del progreso tecnológico y ser innovadoras en sus productos realizando su propia investigación de desarrollo tecnológico ya que son equipos que están constantemente evolucionando para brindar una mayor eficiencia a las industrias ya que son parte fundamental dentro de un ciclo de cogeneración.

En general, las compañías que ofrecen estos equipos tienen ya una amplia experiencia dentro del campo de equipos que forman parte de ciclos cogenerativos o dedicados enteramente a la especialización de los HRSG.

Una de las compañías dedicadas a la fabricación de los HRSG es General Electric que tiene ya experiencia en el campo de la cogeneración desde comienzos de la aplicación de ciclos cogenerativos en plantas a partir de los años setentas.

Otra compañía importante es Babcock & Wilcox que fue precursora en la fabricación de estos equipos y que ha llevado a cabo varios proyectos de cogeneración en todo el mundo incluyendo México.

Enseguida se muestra la tabla 3.2 que incluye las empresas líderes en la fabricación de HRSG y donde aparecen compañías como las anteriormente mencionadas incluyendo éstas y se proporcionan algunos datos generales de la compañía y productos, además de la posición tecnológica que presenta en el mercado.

Tabla 3.2 Empresas líderes en el área

Empresa	Datos Generales	Posición tecnológica	Productos
General Electric	<ul style="list-style-type: none"> • La empresa tiene un contrato con PEMEX Exploración y Producción para suministrar trenes de turbocompresores para una serie de 4 plataformas fuera de costa y la expansión de una más (Hyd.Proc 80, 12, Dic.2001) • GE Power Systems provee 5 turbogeneradores a Petróleo Brasileiro, S.A., y también provee con dos trenes de compresores al campo de gas Camise de Lima, Perú 	Líder en la fabricación de turbinas y en la comercialización de sistemas de potencia	<ul style="list-style-type: none"> • Turbinas de gas • Turbinas de vapor • Calderas de recuperación • Equipos de combustión en general
Babcock & Wilcox	<ul style="list-style-type: none"> • En 1999 se produce la alianza Nooter/Ericsen-Babcock & Wilcox, L.L.C. N/E es subsidiaria de Nooter Corporation en tanto que B&W es una unidad operativa de McDermott International, Inc. • N/E provee la tecnología en tanto que B&W provee experiencia en el campo de ingeniería de altas presiones y temperaturas • Se tiene amplia experiencia en joint-ventures por todo el mundo incluyendo México 	N/E-B&W produce tecnología HRSG para la recuperación de calor de turbinas de gas para aplicaciones de recuperación mejorada de aceite, producción de energía con base en vapor, cogeneración y otras. La alianza sublicencia tecnología HRSG para turbinas en el rango de 25MW a 230 MW, sin embargo N/E ha suministrado HRSG para rangos de más de 100 MW y hasta 30,000 MW.	El equipo principal que suministra B&W es: <ul style="list-style-type: none"> • calderas • calentadores de aire • quemadores • pulverizadores • equipo de combustión en general

Empresa	Datos Generales	Posición tecnológica	Productos
<p>Cerrey, S.A. de C.V.</p>	<p>Empresa fabricante de bienes de capital con mercado en América Latina, localizada en Monterrey, N.L. Sus capacidades incluyen diseño, fabricación, montaje, arranque y mantenimiento de sistemas de generación de vapor. Pertenece al Grupo HERMES, con acciones de:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Combustión Engineering Systems (US) • Mitsubishi Corporation (JP) <p>Certificado ISO 9001, ASME S, U, PP y R</p> <p>En 1989 se adquiere Babcock & Wilcox de México.</p> <p>En 1990 se forma HERMI INGENIERIA, empresa orientada a proporcionar servicios integrales de mantenimiento a las plantas de generación de energía eléctrica.</p> <p>El Grupo de Generación de Vapor fue creado en 1990 para capitalizar la integración de varios negocios relacionados entre sí.</p> <p>CERREY Diseño y Fabricación de Calderas</p> <p>BABCOCK & WILCOX DE MEXICO Diseño y Fabricación de Calderas</p> <p>SICOMSA Quemadores, Instrumentación y Control</p> <p>HERMI INGENIERIA Mantenimientos Integrales a Plantas de Generación Eléctrica</p>	<p>Es la empresa líder en la fabricación de generadores de vapor en América Latina.</p> <p>También participa exitosamente en los mercados mundiales.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Calderas • Calderas armadas en campo • HRSG para ciclos combinados y sistemas de cogeneración • Montaje, mantenimiento y servicio de calderas • Precalentadores de aire regenerativo (Ljungstrom) • Partes de repuesto para calderas

Empresa	Datos Generales	Posición tecnológica	Productos
<p data-bbox="139 325 221 360">Cerrey, S.A. de C.V.</p>	<p data-bbox="228 94 458 114">Ha logrado una serie de alianzas y licencias:</p> <p data-bbox="320 149 495 184">Licenciatario: Acuerdo /Alianza</p> <p data-bbox="274 197 543 277">Alstom Power Licencia y Asistencia Combustion Técnica para Engineering (USA) el diseño y fabricación de calderas.</p> <p data-bbox="274 291 543 412">Nooter Ericksen (USA) Licencia y Asistencia Técnica para el diseño y fabricación de HRSG's (Calderas de Recuperación de Calor)</p> <p data-bbox="274 425 543 505">Babcock International Licencia y Asistencia PLC (UK) Técnica para el diseño y fabricación de calderas</p> <p data-bbox="274 519 543 619">Air Preheater, Inc. Licencia y Asistencia (USA) Técnica para el diseño y fabricación de precalentadores de aire regenerativos.</p> <p data-bbox="274 632 543 733">Mitsubishi Corp. Acuerdo de Servicio (Japan) Técnico para el diseño y fabricación de quemadores de bajo NOx.</p> <p data-bbox="274 746 543 847">COEN, Co. (USA) Licencia y Asistencia Técnica para Quemadores y sistema de manejo de quemadores.</p>		

Empresa	Datos Generales	Posición tecnológica	Productos
MITSUBISHI	Tiene presencia en México por contratos con CFE, como las plantas de Altamira II, Tuxpan II y Chihuahua, que son plantas de ciclo combinado, así como en la planta de San Isidro en donde se realizó una mejora a la planta de ciclo combinado existente	Líder mundial en generación de vapor	<ul style="list-style-type: none"> • Turbinas de gas • Turbinas de vapor • Recuperadores de calor (HRSG)
SIEMENS	Adquiere Westinghouse en 1998 colocándose actualmente como el número 2 en el sector. Se especializa en planta hidroeléctricas y nucleares, así como en el suministro de equipo eléctrico	Proveedor a nivel mundial de sistemas de potencia.	<ul style="list-style-type: none"> • Calderas de recuperación de calor • Calderas convencionales
CERNEY S.A.	Empresa española dedicada a la fabricación de calderas industriales y equipos	Proveedor mundial	<ul style="list-style-type: none"> • Calderas convencionales • Calderas de recuperación de calor • Calderas mixtas • Calderas de aceite térmico • Intercambiadores de calor • Instalaciones de cogeneración
CMI HRSG S.A.	<p>CMI, grupo de ingeniería y servicios, especializado en tecnologías de construcción mecánica, de escala humana, rápida y efectiva con alto potencial para la creatividad técnica, comercial y financiera y explotando las sinergias de su red de compañías. Confiable y experimentada (fundada en Lieja por John Cockerill en 1817) con 1700 empleados muy competentes y un volumen de ventas de unos 250 millones de €/año.</p> <p>Los esfuerzos desarrollados desde hace cinco años para colocarse en el mercado latino americano empiezan a ser productivos pues CMI se vuelve ahora uno de los actores más importantes en el sector de producción de energía en América del Sur. A lo largo de los tres últimos años, CMI obtuvo seis contratos para la construcción y la instalación de 10 calderas de recuperación de calor. Ese conjunto suma una capacidad de más de 2400.</p>	<p>Especializada en calderas de recuperación de calor detrás de turbinas de gas en Ciclos Combinados, líder mundial en este campo</p> <p>CMI es un importante exportador internacional con más de 190 calderas de recuperación en todo el mundo, con una potencia total instalada de 37,000 MW y más de 45 líneas de pintura y de galvanización, para una capacidad de 12 millones de toneladas de acero.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Calderas de recuperación de calor • Parque de maquinaria • Infraestructuras • Know-how

Fuente: Elaboración a partir de la información pública de los fabricantes en internet: (a) <http://www.ge.com>; (b) <http://www.babcock-wilcock.com>; (c) <http://www.cerrey.com.mx>; (d) <http://www.mitsubishi.com>; (e) <http://www.hitachi.com>; (f) <http://www.siemens.com>; (g) <http://www.cerney.es>; (h) <http://www.cmi.be/utility boilers>

3.5 Conclusiones

Las calderas de recuperación de calor HRSG, como hemos visto a lo largo de este capítulo, influyen fuertemente dentro de un proyecto de cogeneración con recuperación de calor ya que se puede decir que es el equipo principal del ciclo por lo que es importante tener presente cuál es la meta de recuperación que necesita alcanzar la industria para poder satisfacer sus requerimientos lo cual nos lleva a que para poder sugerir criterios que nos guíen dentro de un proyecto de cogeneración es fundamental conocer los requerimientos como son: agua, combustible, vapor, etc., que tiene la planta a la cual se desea incorporar un ciclo cogenerativo ya que de ahí partiremos para conocer las metas que desea alcanzar esa industria.

También es importante seleccionar adecuadamente los equipos que formarán parte de nuestro ciclo cogenerativo para recuperación de calor, sobretodo el HRSG y el deareador ya que de ellos depende en gran parte la eficiencia y desempeño de nuestra planta. Es por ello que dentro de este capítulo se incluyen varios criterios específicamente dedicados a estos equipos además de un estudio de viabilidad el cual es sumamente importante para saber si nuestro proyecto es rentable.

Tomando criterios propuestos por una empresa que desea introducir un ciclo de recuperación de calor y sugiriendo otros tomados de una amplia investigación relacionada a ciclos cogenerativos y equipos principales que forman éstos sobretodo enfocados a la recuperación de calor de los gases de escape de una turbina se llevaron a cabo perfiles a partir de los cuales podemos ver que combinando ambos criterios, es decir tanto los sugeridos en la propuesta

como los que no están dentro de ella obtenemos una metodología que podemos seguir para cualquier otro proyecto de cogeneración con recuperación de calor.

Para reforzar esta metodología se hizo un análisis de los oferentes de equipos HRSG dentro del mercado y dar a conocer tanto datos generales de éstas y su posición tecnológica proporcionando de esta manera una idea de los oferentes que existen. A partir de este análisis observamos que las compañías dedicadas a la fabricación de estos equipos son pocas pero una gran experiencia dentro del ramo.



Conclusiones y Recomendaciones

La cogeneración es un arreglo tecnológico que permite producir electricidad o energía mecánica a partir de una misma fuente primaria por lo cual es vista por los industriales y empresarios como un medio económico para integrar los requerimientos energéticos.

Debido a que la cogeneración es una producción secuencial de electricidad o energía mecánica y energía térmica útil, hace posible un rendimiento global muy elevado respecto al uso de la energía, y definitivamente representa un ahorro de energía primaria.

Actualmente a nivel mundial es necesaria una optimización energética industrial debido a la crisis energética que ya empieza a existir en algunos países como es el caso de California, Estados Unidos donde hay problemas para satisfacer la demanda en temporadas pico siendo este uno de muchos casos.

La cogeneración es una interesante alternativa para la industria a nivel mundial ya que además del ahorro que proporciona al industrial existen muchas nuevas tecnologías que mejoran la eficiencia de los sistemas cogenerativos lo cual permite que la eficiencia global de la planta se incremente.

El perfeccionamiento de equipos que participan en sistemas de cogeneración tales como turbinas de vapor, turbinas de gas, motores alternativos de combustión interna, calderas recuperadoras de calor, deareadores, etc., permite obtener mejores rendimientos tanto a nivel de equipo como a nivel global.

:

Actualmente la turbina de vapor está siendo desplazada por la turbina de gas pero aún es utilizada en los ciclos que son frecuentemente propuestos para los sistemas de cogeneración como son el ciclo simple, compuesto y el regenerativo.

La cogeneración no sólo es un alternativa para el ahorro en la industria sino también es un medio de aminorar el impacto ambiental debido a que el combustible requerido por unidad eléctrica generada es la mitad del que se emplea en los sistemas convencionales.

Inclusive el combustible utilizado por las plantas con sistemas cogenerativos es comúnmente el gas natural lo cual favorece a que las emisiones de óxidos de azufre y partículas sólidas sean casi nulas. Además, las plantas que cuentan en sus instalaciones con turbinas de gas emiten NO_x por debajo de lo permitido.

Las calderas de recuperación de calor así como los deaeradores son equipos de suma importancia para la eficiencia de un sistema de cogeneración ya que un mal manejo o una falla en alguno de estos equipos puede producir una disminución de la eficiencia en toda la planta ya que mantienen una relación proporcional entre su desempeño y el de el sistema cogenerativo.

Esta eficiencia es evaluada por parámetros que mantienen una relación directa entre el equipo y el sistema de cogeneración como son el FCP (*Fuel Chargeable to Power*) y la exergia cada uno involucrando términos particulares. El FCP se relaciona con el combustible de la caldera de recuperación de calor HRSG (Heat Recovery Steam Generator) y la exergia que relaciona términos termodinámicos.

El calentamiento del combustible del HRSG, una turbina de gas con inyección agua/vapor y arreglos de HRSG con post-combustión parcial o total son algunos métodos para el incremento de potencia y eficiencia de los sistemas de cogeneración, observando con esto que la eficiencia del HRSG es fundamental para tener un ahorro en los gastos de operación de una industria.

Debido a la importancia de los recuperadores de calor HRSG es importante también la elaboración de indicadores orientados hacia estos equipos como son los requerimientos finales del vapor, el combustible que se utilizará y su disponibilidad, las restricciones y leyes del país, entre otros.

Tanto en nuestro país como a nivel mundial las condiciones para el mercado energético están variando drásticamente, en particular, en el sector eléctrico por lo cual la cogeneración es actualmente una práctica que está en aumento debido a los beneficios que otorga por lo cual es necesaria una metodología a seguir basada en criterios termodinámicos y tecnológicos para facilitar la selección de equipos y conocer la viabilidad de un proyecto de cogeneración, dando una valoración para cada criterio.

La metodología aquí propuesta permite conocer cuáles son los perfiles básicos a nivel general de un proyecto de cogeneración a través de la valoración de criterios generales, termodinámicos, de diseño de equipo y tecnológicos a fin de que se facilite la aplicación de los criterios esenciales para poder introducir un sistema de cogeneración dentro de una industria tomando en cuenta las características propias de cada planta como son sus necesidades energéticas, su tamaño, la disponibilidad de espacio para el sistema, las restricciones legales,

las exigencias para el proveedor, etc., de manera que se lleve a cabo un diagnóstico de la situación de forma más eficiente y óptima.

Sin embargo hay que tomar en cuenta que un proyecto de cogeneración no siempre es rentable por lo que conviene hacer un estudio de viabilidad antes de la aplicación de esta metodología.

En general este trabajo proporciona una información completa acerca de un arreglo tecnológico que brinda altos beneficios tanto económicos como de eficiencia a aquellas industrias que lo emplean, abarcando desde su definición y términos relacionados con la cogeneración hasta el desarrollo de una metodología que permita facilitar la aplicación de criterios básicos para un proyecto de cogeneración.

Personalmente este trabajo me ha aportado el reafirmamiento de conocimientos adquiridos dentro de la carrera como son la termodinámica y criterios importantes de diseño para ciertos equipos, también me ha brindado la oportunidad de conocer lo que es la cogeneración desde un punto de vista más profundo conociendo así la importancia de ésta y el por qué es conveniente llevar a cabo un proyecto de cogeneración dentro de una planta. Además también he aprendido que la cogeneración no debe verse como un gasto sino como una inversión ya que es altamente rentable para las industrias en las cuales puede aplicarse, que por lo general, son aquellas que tienen mayor demanda de vapor y electricidad.

En definitiva, la cogeneración debe ser impulsada por las instancias de gobierno respectivas como por ejemplo la CONAE ya sea proporcionando asesorías, leyes o programas de ampliación de plantas ya que no sólo beneficia la eficiencia y la economía en la industria sino

que disminuye el impacto ambiental y proporciona mayores rendimientos de generación de electricidad y energía térmica que los sistemas convencionales.

Actualmente la conservación de la energía es una preocupación ya que cada vez es más difícil satisfacer las demandas pico de las ciudades más grandes por lo que la cogeneración es una opción viable para las industrias ya que estas mismas pueden vender la electricidad producida a la compañía eléctrica y de esa manera no sólo beneficiar a particulares sino al país en general.

Además, la cogeneración no debe verse por las compañías eléctricas como una posibilidad de disminución de demanda debido a que eliminará la necesidad de generar picos en plantas relativamente poco eficientes.

La energía térmica no sólo puede emplearse dentro de la industria que la produce ya que el exceso de esta energía puede venderse a alguna industria cercana que la requiera.

Por todo esto último, la cogeneración debe ser fomentada dentro del sector industrial ya que la inversión en estos sistemas ofrece altos beneficios, inclusive superiores a los de las plantas de generación tradicional.

Aunque la cogeneración no es un concepto nuevo, las nuevas tecnologías y nuevos equipos incrementan la eficiencia de estos sistemas proporcionando potenciales beneficios económicos, financieros, de rendimiento y ambientales por lo cual es una alternativa viable tanto para el sector industrial como para el eléctrico del país.

Bibliografía

- ARAUJO DA GAMA, S.A. and Nebra, A.S., "Cost attribution methodologies in cogeneration systems", *Energy Conversion and Management*, 1999, Vol. 40 (15-16), 1587-1597.
- BEKEDAM, Martin, "Compact deareator unit and feedwater system", *No. Patente 5,728,200*, Marzo 1998.
- BELL, A., "Plant optimization of utility complexes", *Hydrocarbon Processing*, 1999, Vol. 78(12), 61-65.
- BILGEN, E., "Exergetic and engineering analyses of gas turbine based cogeneration systems", *Energy*, 2000, Vol. 25(12), 1215-1229.
- BROOKS, J. Frank, "GE Gas turbine performance characteristics", *GE Power Generation*, 2000, 1-16.
- BURNS, G. Thomas, "California's electricity woes generate problems", *Oil & Gas*, 2001, Vol 99(32), 46-53.
- CASELLA, F., et. al., "Minimising production cost in generation and cogeneration plants", *Control Engineering Practice*, 2001, Vol. 9(3), 283-295.
- CARCASCI, Carlo & Facchini B. "Comparison between two gas turbine solutions to increase combined power plant efficiency". *Energy Conversion & Management*, 2000, Vol. 41, 757-773.
- CHASE, L. David, "Combined-cycle development evolution and future". *GE Power Generation*, 2001, 1-13.
- CONAE, Secretaría de Energía. *Esquemas de Cogeneración*, México, 1995.
- CONAE, Secretaría de Energía. *Diseño de Sistemas de Cogeneración*, México, 1995.
- CONAE, Secretaría de Energía. *Diagnóstico Energéticos*, México, 1995.
- CONAE, Secretaría de Energía. *Termodinámica y sus Aplicaciones*, México, 1995.
- CONAE, Secretaría de Energía. *La Cogeneración en México y Experiencias Internacionales*, México, 1995.
- CONAE, Secretaría de Energía. *Seminario de Ahorro de Energía: Memoria Agosto 1995*, México, 1995.
- CONAE, Secretaría de Energía. *Tarifas Eléctricas*, México, 1995.

- CONAE, Secretaría de Energía, *Perfiles Energéticos de la Industria Química y Alimenticia*, México, 1995.
- CONAE, Secretaría de Energía, *Seminario de Inducción sobre Sistemas de Cogeneración*, México, 1995.
- COSTA, A.M.H., et al., "Comparative study of cogeneration systems in a chemical industry". *Applied Thermal Engineering*, 2001, Vol. 21(4), 523-533.
- CUEVAS, Salgado Jesús, *Cogeneración industrial en México*. Editorial Programa Universitario de Energía, México, 1989.
- FENG, Xiao, et. al., "A new performance criterion of cogeneration system", *Energy conversion and Management*, 1998, Vol. 39(15), 1607-1609.
- FERRO, E. et. al. "Modelling of flash and stripping phenomena in deaerators for seawater desalination". *Desalination*, 2002, Vol.142, 171-180.
- FISK, W. R. & VanHousen L. R. " Cogeneration application considerations", *GE Power Generation*, 1996, 1-20.
- GANAPATHY, V., "Understand the basis of packaged steam generators", *Hydrocarbon Processing*, 1997, Vol. 76(7), 85-90.
- GUARINELLO, F., et al., "Thermoeconomic evaluation of a gas turbine cogeneration system", *Energy conversion and Management*, 2000, Vol. 41(11), 1191-1200.
- GODSE, G. A., "Understand heavy-duty industrial gas turbines", *Hydrocarbon Processing*, 2000, Vol. 79(1), 55-62.
- HUSAMI, Y, et. al., "Proposal for a high efficiency LNG power-generation system utilizing waste heat from the combined cycle", *Applied Energy*, 1998, Vol. 60, 169-182.
- JONES, Chuck & Jacobs III, A.J., " Economic and Technical considerations for combined-cycle performance-enhancement options", *GE Power Generation*, 2000, 1-30.
- MARTENS, Alan & Myers, Gerry A., "Deareator pressure control system for a combined cycle steam generator power plant", *No. Patente 4,55,906*, Diciembre 1985.
- MATAS-VALIENTE, Pablo, "Benefit from steam-balance optimization strategies", *Chemical Engineering*, 2000, Vol.107(12), 70-74.
- MATTA, K. R., et. al., " Power systems for the 21st Century-"H" gas turbine combined-cycles", *GE Power Generation*, 2000, 1-17.
- NAJJAR, H.S. Youset, "Gas turbine cogeneration systems: a review of some novel cycles". *Applied Thermal Engineering*, 2000, Vol. 20(2), 179-197.

NAJJAR, S.H. Yousef, "Comparison of performance of the integrated gas and steam cycle (IGSC) with the combined cycle (CC)", *Applied Thermal Engineering*, 1999, Vol.19, 75-87.

PATEL, M.R., "Improve steam turbine efficiency", *Hydrocarbon Processing*, 2000, Vol 79, 85-90.

PETROLEOS MEXICANOS, *El Petróleo*, XV Edición, México, 1976.

ROETHLISBERGER, P.R, "Comparison between direct and indirect (prechamber) spark ignition in the case of a cogeneration natural gas engine, part I: Engine geometrical parameters", *Applied Thermal Engineering*, 2002, Vol.22(11), 1217-1229.

ROETHLISBERGER, P. R, "Comparison between direct and indirect (prechamber) spark ignition in the case of a cogeneration natural gas engine, part II: Engine geometrical parameters", *Applied Thermal Engineering*, 2002, Vol.22(11), 1231-1243.

ROY, K. G., "Operating cost analysis aids gas turbine selection", *Hydrocarbon Processing*, 1998, Vol. 77(2), 73-77.

ROY, K.G., "Selecting heavy-duty or aero-derivate gas turbines", *Hydrocarbon Processing*, 1996, Vol. 75(4), 57-62.

ROY, K. G., "Make a program to aid gas turbine selection", *Hydrocarbon Processing*, 1998, Vol. 77(7), 59-66.

RUGGLES, L.W., "Lessons learned from trouble shooting steam generators", *Hydrocarbon Processing*, 1997, Vol. 76(5), 155-167.

SALA, Lizarraga José Ma., *Cogeneración: Aspectos termodinámicos, tecnológicos y económicos*, Bilbao, 1994.

SALEM, A. & Borghetti, J., "Economic potential of natural gas-fired cogeneration on Brazil: two cases studies", *Applied Energy*, 2000, Vol. 67(3), 245-263.

SMITH, W.R., et. al., "Advanced technology combined cycles", *GE Power Generation*, 2001, 1-15.

STRACHAN, Neil and Dowlatabati, Hade, "Distributed generation and distribution utilities", *Energy Policy*, 2002, Vol. 30(8), 649-661.

SORIENTE, Alfonso J., Crosman Jay C., Frisch Sam, Township Wall & Salem Eli, "Deureator Unit", *No. Patente 4.863.498*, Septiembre 1989.

TORRES, A. E. & Gallo, K.L.W., "Exergetic evaluation of a cogeneration system in a petrochemical complex", *Energy conversion and Management*, 1998, Vol. 39(16-18), 1845-1852

TUMA, M., et. al., "Efficiency of a combined gas-steam process", *Energy Conversion and Management*, 1999, Vol.40 (11), 1163-1175.

ZHANG, Na & Ruxian Cai, "Analytical solutions and typical characteristics of part-load performances of single shaft gas turbine and its cogeneration", *Energy Conversion and Management*, 2002, Vol. 43(9-12), 1323-1337.