



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

SELECCIÓN DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN
PARA EL AHORRO DE ENERGÍA EN UNA
PLATAFORMA MARINA DE COMPRESIÓN.

T E S I S
QUE PRESENTA:
JOEL HERNÁNDEZ SANTOYO
PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO QUÍMICO

ASESOR: ING. HUMBERTO RANGEL DÁVALOS



MÉXICO, D.F.

2000



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

Presidente	Prof. JORGE TRINIDAD MARTINEZ MONTES.
Vocal	Prof. ANTONIO VALIENTE BARDERAS.
Secretario.	Prof. HUMBERTO RANGEL DAVALOS.
1er Suplente.	Prof. ROBERTO GALICIA GARCIA.
2do Suplente.	Prof. JOSE EZEQUIEL GUTIERREZ GOMEZ.

Sitio donde se desarrolló el tema: **Instituto Mexicano del Petróleo y
Facultad de Química, U.N.A.M.**

Asesor: Ing. Humberto Rangel Dávalos.

Supervisor Técnico: Ing. Federico López García.

Sustentante: Joel Hernández Santoyo.



Handwritten signatures of Humberto Rangel Dávalos and Federico López García over horizontal lines.

Agradecimientos

Con todo mi amor y respeto, como resultado del esfuerzo y dedicación a lo largo de sus vidas; para mis padres, Rosario y Joel.

A mis hermanos Reina, Oscar y Gloria; como una muestra de seguir luchando para alcanzar lo que anhelamos.

Para mis amigos Roberto, Laura, Lorena y Elizabeth; por todos sus buenos consejos en los momentos que los he necesitado y tener la dicha de conservar su amistad.

Al Ing. Humberto Rangel, por el apoyo ofrecido en la realización de este trabajo.

Para todos mis buenos compañeros, con quienes tuve el privilegio de compartir un salón de clases.

A los Ingenieros Federico López y Ricardo Díaz por su paciencia y dedicación en la culminación de mi trabajo.

A la Universidad Nacional, por brindarme la oportunidad de realizarme como profesionista.

A ese hermoso arte que permite descubrirme cada día más.

合氣道

A ti.

INDICE.

	Página.
Lista de figuras.	iv
Lista de tablas.	iv
Lista de diagramas.	v
INTRODUCCION.	vi
CAPITULO I ANTECEDENTES.	
1.1 La Energía.	2
1.1.1 Esbozo histórico.	2
1.1.2 Formas y fuentes de energía.	2
1.2 Conservación de la energía.	4
1.2.1 Conservación y ahorro de energía.	4
1.2.2 Ahorro de energía en la industria petrolera.	6
1.2.2.1 Prospectiva del gas natural.	7
1.2.2.2 Gas natural en el sector eléctrico y petrolero.	7
1.3 Características del consumo de energía.	8
1.3.1 Consumo por sector y fuente energética.	8
1.3.2 Auditorías energéticas.	9
1.4 Cogeneración y el ahorro de energía.	10
1.4.1 Beneficios de la cogeneración.	10
1.4.2 Factores que inciden en proyectos de cogeneración.	11
1.4.3 Futuro de la cogeneración en México.	13
1.4.4 Ventajas de los sistemas de cogeneración.	14
CAPITULO II SISTEMAS DE COGENERACION.	
2.1 Definición del proceso de cogeneración.	16
2.2 Clasificación de los sistemas de cogeneración.	17
2.2.1 En base a la producción electricidad y calor.	17
2.2.1.1 Sistemas superiores (Topping Cycles).	18
2.2.1.2 Sistemas inferiores (Bottoming Cycles).	18
2.2.2 En base al motor principal.	19
2.3 Descripción de los principales sistemas de cogeneración.	20
2.3.1 Turbina de vapor.	20
2.3.1.1 Generalidades sobre turbinas de vapor.	20
2.3.1.2 Ciclo Rankine de aire normal.	22
2.3.1.3 Ventajas y desventajas.	25
2.3.2 Turbina de gas.	25
2.3.2.1 Características de turbinas de gas.	25
2.3.2.2 Ciclo Brayton de aire normal.	26
2.3.2.3 Ciclo regenerativo ideal.	28
2.3.2.4 Ventajas y desventajas.	32
2.3.3 Ciclo combinado.	33
2.3.3.1 Ventajas y desventajas.	34

2.3.4 Motor alternativo.	35
2.3.4.1 Ciclo Otto de aire normal.	35
2.3.4.2 Ciclo Diesel de aire normal.	37
2.3.4.3 Ventajas y desventajas.	38
2.4 Características inherentes a cada sistema de cogeneración.	38
2.4.1 Indices de comparación de las instalaciones de cogeneración.	38
2.4.1.1 Indice de calor neto (Heat Rate).	39
2.4.1.2 Indice energía eléctrica/térmica (Power to Heat Rate).	39
2.4.1.3 Indice de combustible ahorrado (Fuel Saving Rate).	40
2.5 Consideraciones de diseño de los sistemas.	42

CAPITULO III DESCRIPCION DE LA SECCION DE COMPRESION EN PLATAFORMA MARINA.

3.1 Generalidades sobre plataformas marinas.	44
3.1.1 Clasificación de las plataformas marinas.	44
3.1.1.1 Por su tipo.	44
3.1.1.2 Por su actividad.	45
3.2 Bases de diseño de la plataforma de compresión.	46
3.2.1 Generalidades.	47
3.2.2 Función de la plataforma.	47
3.2.3 Tipo de proceso en la sección de compresión.	48
3.2.4 Capacidad y rendimiento de la plataforma.	49
3.3 Descripción del proceso.	50
3.3.1 Descripción de la sección de compresión.	50
3.3.2 Distribución de gas combustible.	51
3.3.3 Descripción del sistema de calentamiento.	51
3.4 Alternativas de cogeneración en plataforma de compresión.	52
3.4.1 Descripción de cogeneración con turbina de gas.	52
3.4.2 Descripción de cogeneración con ciclo regenerativo.	52
3.4.3 Descripción de cogeneración con ciclo combinado.	53

CAPITULO IV SELECCIÓN DEL SISTEMA DE COGENERACION EN PLATAFORMA DE COMPRESION.

4.1 Estudios de viabilidad.	61
4.1.1 Cuantificación de la demanda energética.	63
4.1.2 Selección del binomio combustible/motor.	63
4.1.3 Determinación de potencia térmica y eléctrica a cubrir por el sistema.	65
4.2 Análisis energético.	65
4.2.1 Capacidad instalada térmica y eléctrica de la plataforma.	66
4.2.2 Consumo de electricidad y combustible.	66
4.2.2.1 Electricidad.	67
4.2.2.2 Combustible.	67
4.3 Selección del sistema de cogeneración.	68
4.3.1 Niveles de cogeneración.	68
4.3.1.1 Satisfacción térmica y eléctrica al 100%.	68
4.3.1.2 Satisfacción térmica al 100% y compra de electricidad.	68
4.3.1.3 Satisfacción térmica al 100% con excedentes eléctricos.	68
4.3.1.4 Satisfacción térmica parcial y eléctrica al 100%.	68

4.3.1 Niveles de cogeneración.	68
4.3.1.1 Satisfacción térmica y eléctrica al 100%.	68
4.3.1.2 Satisfacción térmica al 100% y compra de electricidad.	68
4.3.1.3 Satisfacción térmica al 100% con excedentes eléctricos.	68
4.3.1.4 Satisfacción térmica parcial y eléctrica al 100%.	68
4.3.2 Estimación del potencial de cogeneración.	68
4.4 Equipo disponible para sistemas de cogeneración.	69

CAPITULO V METODOLOGIA DE CALCULO PARA SISTEMAS DE COGENERACION.

5.1 Análisis de cogeneración con turbina de gas y recuperador de calor.	73
5.2 Análisis de cogeneración con turbina de gas de ciclo regenerativo.	80
5.3 Análisis de cogeneración con ciclo combinado.	83

CAPITULO VI ANALISIS DE FACTIBILIDAD DEL SISTEMA.

6.1 Métodos de evaluación financiera.	90
6.1.1 Método del Periodo de Recuperación.	90
6.1.2 Método del Valor Anual Equivalente.	90
6.1.3 Valor Presente Neto.	90
6.1.4 Tasa Interna de Rendimiento.	91
6.2 Evaluación de los sistemas de cogeneración.	92
6.2.1 Costos de Inversión.	93
6.2.2 Costos energéticos.	95
6.2.3 Costos operativos.	96
6.3 Evaluación Económica.	96

CAPITULO VII OBTENCION DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES.

7.1 Obtención de resultados.	101
7.2 Conclusiones.	103
Apéndices.	105
Bibliografía.	131

LISTA DE FIGURAS.

Figura 1.1	Rendimiento de una máquina térmica.
Figura 1.2	Producción de energía primaria.
Figura 1.3	Sistema de cogeneración vs. Sistema convencional.
Figura 2.1	Esquemas generales de cogeneración.
Figura 2.2	Sistema superior (Topping Cycle).
Figura 2.3	Sistema inferior (Bottoming Cycle).
Figura 2.4	Sistemas de cogeneración.
Figura 2.5	Esquema de ciclo Rankine secillo.
Figura 2.6	Turbina de gas en operación con el ciclo Brayton.
Figura 2.7	Ciclo regenerativo ideal.
Figura 2.8	Ciclo combinado.
Figura 2.9	Ahorro de energía primaria en función de la relación calor/electricidad.
Figura 2.10	Rendimiento de sistemas de cogeneración en función de la relación calor/electricidad.
Figura 4.1	Fases de estudio de viabilidad de un sistema de cogeneración.
Figura 6.1	Gráfica del VPN vs. i.
Figura 6.2	Gráfica de VP vs. TREMA.

LISTA DE TABLAS.

Tabla 1.1	Producción general de energía primaria.
Tabla 1.2	Disponibilidad de equipos de cogeneración.
Tabla 2.1	Rangos típicos de operación para turbinas de vapor.
Tabla 2.2	Presión y temperatura normales para dimensionamiento de turbinas.
Tabla 2.3	Relaciones Q/E típicas de sistemas de cogeneración.
Tabla 3.1	Características de operación de turbinas en módulos de compresión.
Tabla 3.2	Condiciones climatológicas en Litoral Tabasco.
Tabla 3.3	Capacidad y rendimiento de la plataforma.
Tabla 3.4	Capacidad de los módulos de compresión.
Tabla 3.5	Lista de equipo del Diagrama N° 1.
Tabla 3.6	Propiedades de las corrientes del Diagrama N° 1.
Tabla 3.7	Lista de equipo del Diagrama N° 2.
Tabla 3.8	Propiedades de las corrientes del Diagrama N° 2
Tabla 3.9	Lista de equipo del Diagrama N° 3
Tabla 3.10	Propiedades de las corrientes del Diagrama N° 3.
Tabla 4.1	Factores a considerar en selección del combustible.
Tabla 4.2	Condicionantes en la elección del tipo de elemento motor a emplear en un sistema de cogeneración.
Tabla 4.3	Cargas térmicas del sistema de calentamiento.
Tabla 4.4	Cargas eléctricas conectadas.
Tabla 4.5	Consumo de combustible.
Tabla 4.6	Características de turbinas de gas.
Tabla 4.7	Características de sistemas de ciclo combinado.
Tabla 5.1	Determinación de temperatura a la entrada de la turbina.
Tabla 6.1	Equipos utilizados para cada sistema de cogeneración.
Tabla 6.2	Costo de equipos por esquema.
Tabla 6.3	Porcentajes típicos de factores de costos.
Tabla 6.4	Costos directos y costos indirectos.
Tabla 6.5	Costo total de inversión.

LISTA DE DIAGRAMAS.

- Diagrama 2.1 Ciclo Rankine de aire estándar.
- Diagrama 2.2 Ciclo Brayton de aire normal.
- Diagrama 2.3 Efectos de los rendimientos del ciclo Brayton.
- Diagrama 2.4 Diagrama T s y P V de ciclo regenerativo.
- Diagrama 2.5 Eficiencia del regenerador.
- Diagrama 2.6 Diagrama T s del ciclo combinado.
- Diagrama 2.7 Ciclo de Otto de aire normal.
- Diagrama 2.8 Ciclo Diesel de aire normal.

INTRODUCCION.

El desarrollo de la civilización está indisolublemente vinculado a la capacidad con la que el hombre ha podido multiplicar sus fuerzas a través del uso de los energéticos, con la cual, fue descubriendo fuentes energéticas cada vez más adecuadas al siempre cambiante patrón de sus necesidades.

La energía es un insumo indispensable en la producción de bienes y servicios; también la empleamos con objeto de esparcimiento, disfrute, confort, etc., pero en realidad, la mayor parte de energía se destina al sector industrial. Energía y producción constituyen pues un binomio indisoluble cuyos elementos se engloban en un mismo punto; que es en beneficio del hombre. En otras palabras, sin energía no hay producción, y sin producción la energía carece de sentido.

Para llevar a cabo un uso racional de la energía, la cogeneración, ofrece un potencial de ahorro energético y económico. Definiendo así a la cogeneración, *como la producción conjunta de energía eléctrica y energía térmica aprovechable en forma de gases o líquidos calientes, a partir de una sola fuente energética.*

El propósito principal de la cogeneración, es lograr un mejor aprovechamiento de los combustibles primarios (petróleo, gas natural, carbón mineral y biomasa), ya que en estos sistemas, la energía empleada para generar la energía eléctrica y térmica es mucho menor a la utilizada en los sistemas convencionales de generación de energía eléctrica y térmica por separado. En los sistemas de cogeneración, se aprovecha el 84% de la energía contenida en el combustible para la generación de energía eléctrica y calor a proceso (25-30% eléctrico y 54-59% térmico).^[1,12]

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

La cogeneración recibe un impulso técnico en los años 80^{as}, que consistió básicamente en la aplicación de las turbinas aeroderivadas en la generación de energía eléctrica, es decir, se tomaron turbinas utilizadas en la aviación comercial, y con pequeñas modificaciones fueron adaptadas a tierra para acoplarlas a generadores eléctricos. Este tipo de turbinas fueron transformadas por primera vez en grupos turbogeneradores industriales.

Al mismo tiempo se han estado desarrollando nuevos materiales de alta resistencia mecánica para la fabricación de alabes de turbinas y la aplicación de materiales cerámicos de alta resistencia térmica en la construcción de cámaras de combustión.

Es importante resaltar que las tecnologías de calderas de recuperación con presiones múltiples, así como la de gasificación de combustibles ha desarrollado la fabricación de sistemas de cogeneración tipo paquete y la aplicación del ciclo combinado, esto, sin olvidar que en todos los desarrollos se incluye el uso de tecnologías limpias, es decir, reducir emisiones contaminantes a la atmósfera.

La cogeneración en el sector industrial puede jugar un papel importante para cubrir la demanda industrial de energía a través de la generación de vapor y electricidad para procesos de consumo de energía. Es por ello que en este trabajo se establecen ciertas posibilidades y características para el ahorro de energía en Plataformas Marinas, mediante un esquema de cogeneración.

Lo que comúnmente se conoce como Plataforma Marina, es en realidad un conjunto de diferentes tipos con distintas funciones. A este tipo de plataformas se les conoce como Plataforma Integral (Self-contained platform). Sin embargo, cuando las distintas plataformas se encuentran en disposición horizontal, unas al lado de otras y unidas por puentes, se dice que están formando un Complejo de Plataformas.

En México existen 158 instalaciones costafuera ^[1.10] de Petróleos Mexicanos (PEMEX) que se encargan de la perforación y procesamiento de crudo. Actualmente existen proyectos de construcción de nuevas instalaciones, de los cuales se ha seleccionado una de ellas para la propuesta de cogeneración en Plataforma Marina. La Plataforma seleccionada es una Plataforma de Compresión de Gas en diseño con una capacidad máxima de 463 MMPCSD (millones de pies cúbicos estándar por día), que se ubicará en el litoral del estado de Tabasco. ^[1.14] Esta plataforma contará con una Planta de Compresión de Gas Amargo que recibirá el gas separado en una Plataforma de Producción, con el fin de separarlo para su envío a tierra; además contará con las plantas necesarias para el proceso en sí. Tendrá equipo auxiliar para servicios indispensables, tales como: endulzamiento de gas amargo, generación de agua potable, acondicionamiento de gas combustible, sistema de calentamiento, suministro de agua de servicios y contra incendio, aire de planta de instrumentos, etc.

La Planta de Compresión estará formada por cuatro módulos de compresión (tres en operación y uno de relevo), cada módulo estará constituido por un compresor de alta presión, uno de baja presión de primera etapa y un compresor de baja presión de segunda etapa. Los compresores estarán conectados en paralelo, y una misma turbina accionará los compresores de cada módulo.

El propósito de cogenerar en la Plataforma de Compresión, es aprovechar los gases de las turbinas de los compresores para la generación de energía eléctrica y energía térmica, obteniendo así, beneficios en el ahorro y consumo de energía.

En el capítulo I se hace mención de aspectos importantes de la energía, tanto en términos de su situación actual, su conservación y sistemas de ahorro.

En el capítulo II se desarrollan específicamente los distintos sistemas de cogeneración, observando las ventajas y desventajas de cada uno de ellos, así como sus características y consideraciones de diseño para su aplicación en Plataformas Marinas.

El capítulo III, comprende la descripción del proceso de la Plataforma de Compresión así como la descripción de distintas alternativas de cogenerar en una Plataforma de Compresión.

En el capítulo IV se describe estudios de viabilidad para sistema de cogeneración más apropiado para su aplicación en Plataforma Marina.

En el capítulo V, se realizan los cálculos de balances de materia y energía para determinar cuantitativamente los consumos energéticos y el ahorro de los mismos, así como la alternativa de cogenerar con otro sistema propuesto.

El capítulo VI hace referencia a la factibilidad de cogenerar en Plataformas Marinas, analizando el ahorro energético y la rentabilidad para la producción de energía eléctrica.

En el capítulo VII se mencionan los resultados obtenidos en los ahorros energéticos y ahorros económicos pronosticados por el sistema de cogeneración propuesto.

El propósito de este trabajo es determinar y evaluar el sistema de cogeneración más apropiado para una Plataforma Marina de Compresión en diseño.

Los objetivos que se plantean son:

- Con base a los consumos energéticos, plantear la posibilidad de cogenerar en Plataforma Marina.
- Establecer los esquemas de cogeneración, analizando su potencial para el ahorro de energía, así como su factibilidad de aplicación en Plataforma Marina.

- Analizar un caso de estudio, mostrando los ahorros energéticos y económicos del sistema de cogeneración seleccionado.
- Proponer la instalación de los sistemas de cogeneración como una medida del ahorro de energía en las distintas instalaciones costafuera de PEMEX que sean susceptibles para el desarrollo de la Ingeniería Básica de este estudio.



Capítulo I

ANTECEDENTES.

1.1 LA ENERGIA.

1.1.1 Esbozo histórico.

La energía está íntimamente relacionada con trabajo, ya que etimológicamente la palabra Energía (que fue inventada por el científico Thomas Young ¹ en 1807) proviene del latín tardío, "ENERGIA" y del griego "ENERGEIA", es decir: *fuerza en acción*. Sin embargo, es más fácil explicar para qué sirve, que tratar de definirla. Hoy en día "La Energía" se define como *"Todo aquello capaz de producir trabajo"*.

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

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

A principios de este siglo, la extracción del petróleo empezó a tomar impulso. Una vez conseguidos los medios adecuados para su utilización, aunada con sus evidentes ventajas respecto al carbón (mayor poder energético, transporte y almacenamiento mucho más fáciles), promovieron el crecimiento de su producción en forma extraordinaria, llegando al grado de que actualmente los hidrocarburos proporcionan más de las dos terceras partes de la energía que se consume en el mundo.

Desde su origen, el desarrollo de los pueblos y países del mundo ha estado íntimamente ligado a la disponibilidad y consumo de energía y ésta se ha convertido en un indicador del adelanto, civilización y nivel económico en que se encuentra cada país, ya que la energía permite al individuo, mejores condiciones de vida.

La energía es, entonces, indispensable para satisfacer las necesidades de la humanidad y para el progreso en todos los aspectos de su desarrollo, como la agricultura, la industria, el transporte, el comercio, los servicios públicos y las actividades individuales y familiares. Bajo estas premisas y tomando en cuenta los cambios económicos, políticos y comerciales por los cuales atraviesa el país, para el próximo milenio será indispensable comenzar a vivir una "ERA" de ahorro y eficientización en el uso de la energía.

1.1.2 Formas y fuentes de energía.

La energía del universo se manifiesta en diversas formas, como pueden ser:

- a) Energía mecánica.- Este tipo de energía se divide en energía cinética y energía potencial. La energía cinética es aquella que se origina debido al movimiento de un cuerpo. La energía potencial es la que se debe a la posición de un cuerpo con respecto a un punto de referencia.
- b) Energía térmica o calorífica.- Es consecuencia del movimiento constante de las moléculas del cuerpo, adquiriendo con esto un cierto nivel de temperatura.
- c) Energía química.- Es aquella que se manifiesta durante la reacción de dos o más moléculas, donde se cede o absorbe calor (reacciones exotérmicas y reacciones endotérmicas).

1. Thomas Young (1773-1829). Médico, egiptólogo y físico británico. Descubrió el fenómeno de interferencia de la luz.

- d) Energía radiante.- Es aquella que se manifiesta a través de ondas electromagnéticas, como son la luz, calor radiante, rayos infrarrojos, rayos X, rayos ultravioleta.
- e) Energía eléctrica.- Es la energía obtenida por el flujo de electrones.
- f) Energía atómica o nuclear.- Es la energía obtenida de reacciones nucleares de fisión y de fusión. Las reacciones de fisión consisten en la desintegración del núcleo de átomos pesados. Las reacciones de fusión se dan cuando los diferentes constituyentes de un átomo se unen para formarlos, liberando energía.

Las fuentes de energía aprovechable de acuerdo a su origen son:

- a) Petróleo, gas y carbón.- La energía química de estos energéticos se convierte en calor (mediante combustión) para generar electricidad en centrales termoeléctricas y carboeléctricas; y también para la generación de energía cinemática y mecánica en máquinas de combustión, o bien en energía para servicios de calentamiento.
- b) Hidráulica.- Comprende la energía mecánica (potencial y cinética) de caídas de agua, originadas por grandes diferencias de altura en terrenos, estas formas de energía se transforman en electricidad a través de centrales hidroeléctricas.
- c) Geotermia.- Es la energía calorífica del interior de la tierra, puede ser transformada en energía mecánica y eléctrica por medio de turbogeneradores.
- d) Nuclear.- La energía nuclear de elementos como el uranio, transforma en energía calorífica y esta a su vez en energía eléctrica en las centrales nucleoelectricas.
- e) Solar.- La energía radiante del sol se utiliza para producir calor o electricidad.
- f) Energía eólica.- La energía cinética de los vientos puede ser convertida en electricidad con el empleo de aerogeneradores.
- g) Energía de la biomasa.- La energía química de materia viva y desechos orgánicos puede transformarse en cualquier tipo de energía. Como ejemplo tenemos el caso de la madera y del bagazo de caña, que es quemado transformando su energía química en calorífica.

Otra importante clasificación de las fuentes de energía, es de acuerdo a su duración, la cual puede ser:

- a) Energía renovable.- Entre estas fuentes de energía se encuentra la energía solar, energía hidráulica y la energía eólica, dado que son fuentes inagotables de energía.
- b) Energía no renovable.- Son aquellas cuya fuente terminará por agotarse después de cierto tiempo de explotación. Este es el caso de los combustibles fósiles, la energía geotérmica y la fisión nuclear.

Siendo las fuentes de energía no renovables las de mayor aplicación en la satisfacción de las necesidades del hombre, la preocupación por su mejor uso y administración, tiene una enorme importancia socioeconómica y ambiental.

1.2 CONSERVACION DE LA ENERGIA.

En 1980 (Munich, Alemania), se adoptó el término "*Conservación de Energía*" para designar todas aquellas acciones tendientes a lograr el aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos finitos, mediante la racionalización de su uso, aumentando la eficiencia en su utilización, abatiendo los consumos y utilizando todas sus posibilidades, incluso las de sustituir unas formas por otras.

La conservación de la energía puede lograrse generalmente en tres niveles:

- ❶ Corresponde a la eliminación de despilfarros de energía, los cuales se pueden obtener con inversiones mínimas utilizando adecuadamente las instalaciones de plantas industriales existentes.
- ❷ Modificación de las instalaciones existentes para mejorar su eficiencia energética.
- ❸ Desarrollo de nuevas tecnologías que permitan un consumo de energía más eficiente por unidad de producto producido.

La conservación de energía se debe considerar como una fuente de energía alterna, ya que su implantación permite reducir el consumo de energéticos necesarios para una actividad determinada, sin que esto implique una reducción de la actividad económica.

La tecnología que muestra un interés especial desde el punto de vista del uso eficiente de la energía, son los sistemas de cogeneración, y aun más en la aplicación de instalaciones costafuera que es el caso de estudio en este trabajo.

La aplicación de algún sistema de cogeneración en Plataformas Marinas, adopta gran interés en el aprovechamiento combinado de potencia y calor.

1.2.1 Conservación y ahorro de la energía.

En México, el Programa Nacional de Modernización Energética 1990-1994 otorga máxima prioridad al ahorro y conservación de la energía a través de un esfuerzo integral en el que participe toda la sociedad. Existe un potencial global para el ahorro de energía que se estima en más de 300 mil barriles diarios de petróleo crudo equivalente (15 mil TPE/año)².

Ante una perspectiva de recursos financieros y de racionalización del sector público, el mayor peso de las acciones, en materia de ahorro de energía, deberán realizarlas directamente los propios consumidores. Las empresas paraestatales serán vanguardia de este esfuerzo nacional. El principal incentivo para ello será el económico, en la medida que es imprescindible crear una amplia conciencia social sobre la importancia y repercusión del ahorro energético.

En consecuencia, se plantean las siguientes líneas de acción:

- a) Reducir los usos propios en plantas generadoras así como las pérdidas de transmisión y distribución.
- b) Realizar ajustes a las tarifas para lograr una relación precio/costo adecuada, eliminar subsidios a actividades como el comercio y servicios, y continuar con la puesta en práctica de tarifas horarias y la introducción de tarifas para servicio interrumpible.

2. 1 TPE = 43×10^6 BTU

- c) Dar prioridad a la transición energética ordenada, para pasar sin ajustes bruscos a un estado con mayor diversificación de fuentes de energía primaria.
- d) Contribuir a la protección ambiental y al desarrollo regional, dando prioridad al uso de combustibles de alta calidad en zonas urbanas, promoviendo la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías para el uso eficiente de energía y alentando la diversificación hacia las fuentes que producen menor impacto ambiental.

Muchos estudios se han encaminado al ahorro de energía mediante el mejoramiento del rendimiento de las máquinas, sin embargo, cada vez resulta más costoso el lograrlo. Es así como la Termodinámica estudia la energía, sus transformaciones y características, y como toda ciencia, está basada en una serie de leyes fundamentales. Así, la Primera ley establece la conservación de la energía, es decir, que la energía no puede ser creada ni destruida y que en todo proceso real su cantidad permanece constante. La Segunda ley, sin negar el enunciado de la primera, dice que en una máquina térmica, cuando existe una transformación de energía calorífica en trabajo mecánico, no todo el calor se puede transformar íntegramente en trabajo mecánico (ver figura 1.1), sino que parte de éste tendrá que cederse al medio ambiente. Desafortunadamente la energía que no se transforma es mayor que la útil. El rendimiento de la máquina, que mide la proporción de la energía útil y el calor suministrado por el combustible, da una idea clara de la transformación.^[2.14]

El rendimiento es un factor importante en el consumo de la energía, tomando en consideración que toda la energía útil que suministre un combustible no se desperdicie.

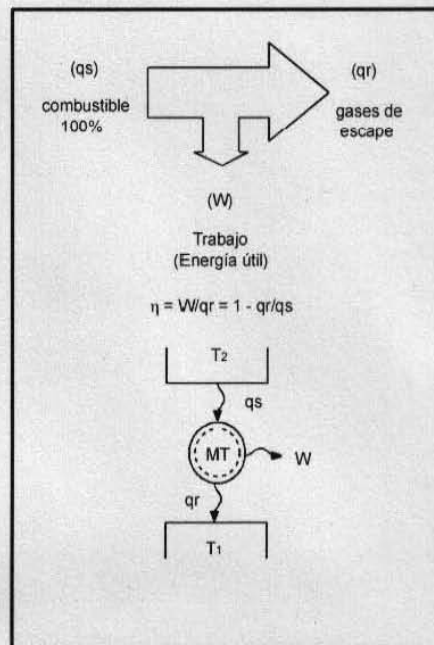


Figura 1.1 Rendimiento de una máquina térmica.

El concepto de energía útil para el ahorro energético, es definido por la termodinámica como la *Exergía* (del griego ex=fuera y erg=trabajo). La *Exergía* de un sistema es una medida de calidad de la energía que contiene y de su alejamiento con respecto al medio que lo rodea. En términos técnicos, la *Exergía* es una propiedad termodinámica de un sistema cuyo valor es igual al trabajo máximo que puede obtenerse del sistema como resultado de sus condiciones de temperatura, presión, composición, posición, velocidad, etc. Otra definición de la *Exergía*, es la energía neta (útil) que puede obtenerse de un sistema al llevarlo al equilibrio con el medio ambiente.^[2.23]

Estos son algunos aspectos fundamentales relacionados con el ahorro de energía en general y en la industria en particular, con el objeto que sean integrales, es decir, que consideren no sólo los aspectos puramente energéticos, sino también los aspectos ecológicos y económicos. Esto se logra utilizando conjuntamente las dos leyes de la termodinámica, mediante el uso del concepto de *Exergía*.

Bastos estudios se han dirigido al ahorro de energía por este camino, y uno de estos son los ciclos termodinámicos con recuperación de calor, llamados de cogeneración o sistemas de energía total, que también han alcanzado éxito en los últimos años como respuesta al ahorro de energía.

Tomando en cuenta la definición del término "*Conservación de Energía*" y con base a lo anterior se considera a la cogeneración como una medida de ahorro y conservación de la energía.

1.2.2 Ahorro de energía en la industria petrolera.

El incremento en la ineficiencia energética de las industrias, ha sido una de las metas técnico-científicas desde siempre. La experiencia de las dos últimas décadas en la implementación del Ahorro de Energía, ha demostrado que es posible obtener ahorros hasta del 15% mediante medidas de primer nivel, es decir, de "*Conservación de la Energía*", evitando así el desperdicio a través del mantenimiento oportuno de los equipos, la concientización, etc.

La implementación de un programa de Ahorro de Energía en la Industria Petrolera ^[2,24] y en la industria en general puede estar soportado en los siguientes puntos:

- ① Disminución en la degradación de energía, que es una de las condiciones básicas para asegurar a mediano plazo y largo plazo el suministro de las materias primas.
- ② Disminución del impacto ambiental, al mismo tiempo que las políticas en materia de medio ambiente el cual se deben tomar en cuenta sus implicaciones energéticas.
- ③ Consumo limpio y eficiente de los combustibles fósiles que produce.
- ④ Mejoramiento de la eficiencia energética, la cual contribuye tanto a la protección del mismo ambiente, como a un aseguramiento económicamente rentable del suministro de energía de la economía.
- ⑤ Realización de estudios de costos de producción considerando la calidad de energía (Exergía), que es muy importante para evitar distorsiones en los precios de los energéticos producidos por la industria petrolera.
- ⑥ La investigación, el desarrollo tecnológico y la promoción de mercados para nuevas y mejores metodologías de análisis y optimización, y para nuevas tecnologías energéticas específicas.

Una herramienta para el ahorro energético en la Industria Petrolera es la determinación del potencial de cogeneración en PEMEX, el cual considera únicamente el consumo de combustibles que esta dependencia tiene en su Industria Petroquímica, conforme al consumo de combustóleo y gas natural reportado en el Balance Nacional de Energía de la SEMIP de 1997, el cual asciende a 1,220,808 petajoules ³ que representa el 32.8% del consumo final de energéticos; ya que los requerimientos de energía de la Petroquímica de PEMEX totalizaron 159.3 petajoules. Considerando una eficiencia de conversión energética del 75%, lo que tal consumo arroja una generación eléctrica en sistemas de cogeneración, de aproximadamente 773 y 1,453 MWe (Mega Watts eléctricos).

3. 1 Petajoule = 10^{15} Joules.

1.2.2.1 Prospectiva del Gas Natural.

Debido a la modernización de los procesos productivos, el proceso industrial se encuentra en un momento en el que para mantener su desarrollo requiere de una explotación cada vez más intensiva de los recursos naturales. El gas natural ocupa un lugar estratégico debido a su eficiencia, menor precio respecto a otros combustibles y combustión más limpia.

El crecimiento de la demanda de gas natural trae consigo un cambio en la estructura de su mercado. Uno de ellos es el desarrollo en la tecnología del ciclo combinado que en los últimos años ha sido un factor decisivo para la expansión del uso de gas natural en la generación de electricidad.

El comportamiento futuro del mercado de gas natural estará determinado por la conjunción política de fomento que se orientarán a mantener el equilibrio entre el crecimiento de la actividad económica y el medio ambiente. Por esta razón, las características del mercado nacional de gas natural se modificaran de manera importante en los próximos diez años. Los principales factores de estos cambios son:

- La inserción del mercado nacional en el mercado regional de América del Norte.
- La entrada en vigor de normas ambientales más estrictas, las cuales obligarán a la mayor utilización de un combustible menos contaminante, como el gas natural.
- Los programas de expansión a la capacidad de generación pública de energía eléctrica, cuya fuente de energía primaria será preponderantemente el gas natural; la conversión de instalaciones de generación existentes, y los proyectos de generación de energía eléctrica a cargo de particulares, basados en el mismo combustible.

Los elementos mencionados se manifiestan en las proyecciones para la próxima década, tanto en el crecimiento de la demanda total de gas natural como en la estructura sectorial del consumo. Así, se prevé una tasa de crecimiento promedio anual de la demanda nacional de 8.9% en el periodo 1998-2007, lo cual implica que, tomando como base un consumo de 113,820.9 mm³d (millones de metros cúbicos diarios) en el año 1998, éste llegaría a 245,365.5 mm³d en el año 2007. ^[1.17]

1.2.2.2 Gas Natural en el Sector Eléctrico y Petrolero.

En este punto, se presentan estimaciones basadas en un escenario moderado, con el fin de ilustrar la sensibilidad de la demanda sectorial de gas natural en un entorno económico menos favorable.

En el sector eléctrico, para el año 2007 se anticipan ventas por 230.5 Terawatt hora (TWh), con una tasa de crecimiento promedio anual de 5.7% en el periodo 2001-2007. El abasto de esta demanda de energía eléctrica será responsabilidad, tanto de CFE (Comisión Federal de Electricidad), como de LyFC (Luz y Fuerza del Centro). La participación estimada de autoabastecimiento y cogeneración pasará del orden de 9.4 TWh, en 1997, a 19.7 TWh, en el año 2007. ^[1.17]

Para la estimación de la demanda de gas natural del sector eléctrico conviene clasificar los proyectos en tres grupos:

- ① El programa de conversión a gas natural de unidades generadoras existentes.
- ② El programa de unidades generadoras en proceso de construcción o comprometidas que utilizarán ese combustible.
- ③ El programa que establece los requerimientos de capacidad adicional 1998-2007, y que indica las posibles modalidades para cubrirlos.

Se observa que para el año 2007 se estima una capacidad de 17,034 MW, de los cuales 84.4% corresponde a unidades de ciclo combinado basado en gas natural. Esto se deberá a los bajos costos de inversión, los cortos plazos de construcción, la elevada eficiencia térmica y la necesidad de cumplir la normatividad ecológica. Este programa implica una demanda de gas natural de 45,504.2 mm³d en el año 2007. En este escenario se espera que el consumo nacional de gas natural del sector eléctrico pase de 16,870.5 mm³d, en 1998, a 82,819.2 mm³d, en el año 2007, con una tasa de crecimiento anual de 19.3%.

En lo que respecta al sector petrolero, la demanda de gas natural comprende los autoconsumos de PEMEX. En el año 2000, este sector presenta una disminución en su consumo de gas natural del orden de 19.9% (12,628.7 mm³d), debido a la inyección de nitrógeno al yacimiento de Cantarell en sustitución de gas natural. Lo anterior forma parte de un proyecto de optimización y modernización del Campo Cantarell, el cual tiene programado instalar capacidad por 22,635.4 mm³d en Plataformas Marinas para el primer trimestre del año 2000. En este sector, se pronostica una tasa de crecimiento promedio anual de 2.3% para el periodo 1998-2007 y una demanda de 49,539.3 mm³d al final de éste.

1.3 CARACTERÍSTICAS DEL CONSUMO DE ENERGÍA.

1.3.1 Consumo por sector y fuente energética.

La participación de diversos sectores en el consumo de energía ha variado con el paso del tiempo debido a varios factores como la importancia relativa de los diferentes sectores en la economía, los combustibles utilizados y los cambios estructurales o de eficiencia.

En 1997 la producción general de energía primaria totalizó 9354.6 petajoules † (ver Tabla 1.1), cifra superior en 4.7% con respecto en 1996.^[1,11] En términos generales el incremento mostrado se debió a la mayor producción de petróleo crudo, gas asociado, nucleoenergía y bagazo de caña. De esta manera las fuentes primarias de energía que registraron un decremento significativo en su producción fueron gas no asociado, hidroenergía, geoenergía y energía eólica, mientras que las variaciones de los condensados y la leña no fueron relevantes.

	1996		1997		Variación porcentual 1997/1996
	Petajoules †	%	Petajoules †	%	
Total	8937.370	100	9354.550	100	4.7
Carbón	191.191	2.1	189.488	2.0	-0.9
Hidrocarburos	7946.994	88.9	8383.239	89.6	5.5
Petróleo crudo	6079.177	68.0	6463.785	69.1	6.3
Condensados	148.4	1.7	148.303	1.6	-0.1
Gas no asociado	286.903	3.2	281.251	3.0	-2.0
Gas asociado	1432.514	16.0	1489.900	15.9	4.0
Electricidad	466.677	5.3	439.764	4.7	-5.8
Nucleoenergía	85.581	1.0	112.495	1.2	31.4
Hidroenergía	322.316	3.6	271.153	2.9	-15.9
Geoenergía	58.729	0.7	56.075	0.6	-4.5
Energía eólica	0.051	n.s.	0.041	n.s.	-19.6
Biomasa	332.508	3.7	342.059	3.7	2.9
Bagazo de caña	87.211	1.0	95.971	1.0	10.0
Leña	245.297	2.7	246.088	2.7	0.3

FUENTE: Balance Nacional de Energía 1997. Secretaría de Energía.

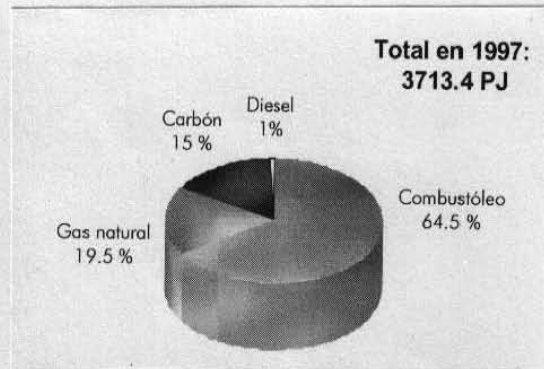
n.s. = no significativo

Tabla 1.1 Producción de energía primaria.

Los indicadores del consumo final energético por sectores acentúan la importancia del sector transporte; este sector elevó su participación a 39.8% del sector final energético, mientras que el sector industrial lo

hizo en un 34.7% del total; por otro lado, los sectores residencial, comercial y público mantuvieron una participación del 22.6% y el sector agropecuario contribuyó con el 2.9%.

México es un país cuya base energética son los hidrocarburos. En 1997, los productos petrolíferos constituyeron cerca del 89.6% del consumo final de energía, mientras que el gas natural alrededor del 19.5% (véase figura 1.2).



FUENTE: Gas y Petroquímica Básica. Pemex,

Figura 1.2 Producción de energía primaria.

1.3.2 Auditorías energéticas.

Debido al aumento de los precios de los energéticos, la energía ha pasado de ser un factor marginal en la estructura de costos en las empresas a ser un rubro importante en la misma. La finalidad de disminuir su participación, es necesario conocer el tipo y la cantidad de energía que se utiliza en cada uno de los procesos de la planta y determinar las acciones pertinentes para abatir sus consumos, sin afectar la calidad de la producción.

La administración de la energía es una actividad encaminada a la planeación, dirección y seguimiento de los esfuerzos de una empresa dirigidos hacia el mejor uso de los recursos energéticos de la misma.

Una actividad importante dentro de la administración de la energía es la realización de auditorías energéticas para la formulación de estrategias, así como para el seguimiento y control de programas de ahorro de energía.

Las auditorías energéticas permiten hacer la caracterización energética de las industrias, permiten determinar los costos de los energéticos dentro de los costos de producción, calcular el grado de eficiencia energética, precisar potenciales de ahorro y la formulación de un esquema general para un programa de ahorro de energía.

Con las auditorías se pueden alcanzar ahorros del 10 al 40% o más en los consumos actuales de la planta, sin necesidad de disminuir la producción, lo que deriva en la optimización del proceso, así como un mejor funcionamiento y control de los equipos. Existen distintos tipos de auditorías, de acuerdo a su grado de profundidad, el cual varían en enfoque, precisión y costo.

En los siguientes párrafos se muestra una clasificación general de auditorías energéticas:

- a) Auditoría de primer nivel.- Es el diagnóstico preliminar del uso de energía y consiste en la inspección visual del estado físico de las instalaciones, además del análisis de los registros de operación y mantenimiento que rutinariamente se efectúan en cada instalación. Se deben

- b) considerar los detalles detectados visualmente y que se consideran como desperdicios de energía, tales como falta de aislamiento, fugas o purgas.
- c) Auditoría de segundo nivel.- Evalúa la eficiencia energética en áreas y equipos con consumos intensivos de energía. En este nivel, se requiere de un análisis detallado de los registros históricos de las condiciones de operación, y se comparan con las de diseño, con el objeto de obtener las variaciones de eficiencia.
- d) Auditoría de tercer nivel.- Consiste en un análisis exhaustivo de las bases de diseño y condiciones de operación de una instalación, mediante el uso de equipo especializado de medición y control. Es común el uso de técnicas de simulación de procesos, que tienen la finalidad de estudiar diferentes esquemas de configuración de equipos y procesos, además facilita la evaluación de los efectos por cambio de condiciones de operación y modificaciones en el consumo específico de energía. El análisis es más profundo, y requiere de información completa de los fluidos, materiales, combustibles, energía eléctrica, etc., además de variaciones de presión, temperatura y propiedades de diferentes sustancias o corrientes.

1.4 COGENERACION Y EL AHORRO DE ENERGIA.

1.4.1 Beneficios de la cogeneración.

Los beneficios de la cogeneración desde el punto de vista nacional, se reflejan en un uso más eficiente de la energía primaria (petróleo, gas natural, carbón mineral y biomasa) reduciendo por lo tanto el consumo de los combustibles en el país. El consumo de energía primaria en un sistema de cogeneración, como ya se mencionó, es menor, que el consumo de combustibles requeridos para producir por separado la misma cantidad de energía térmica y eléctrica como se muestra en la figura 1.3.

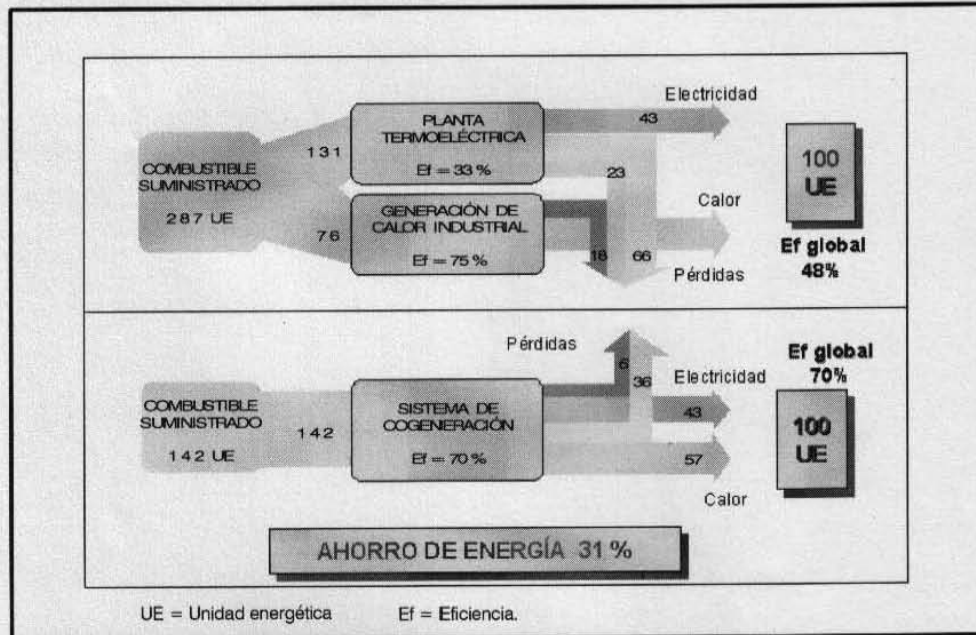
Se estima que para el 2006 la capacidad instalada de sistemas de cogeneración alcanzará entre 3,500 y 6,000 MW (Megawatt), lo que dará como resultado ahorros anuales de entre 30 y 53 millones de bpe (barriles equivalentes de petróleo), esto sin considerar los ahorros indirectos que se obtendrán por la disminución de otros consumos y gastos en las áreas de extracción, refinación, transporte y almacenamiento, entre otros.

Otro ahorro importante en la disminución de pérdidas por transmisión y distribución de energía eléctrica, lo constituyen los sistemas de cogeneración que ya se ubican en los mismos centros de consumo y no a distancia, como sucede con las grandes plantas generadoras de electricidad, por lo que no se requiere transportar la energía eléctrica. La disminución en este renglón, se estima del orden de 1.10 a 2.08 TWh (Tetrawatt-hora) anuales, es decir, alrededor del 0.73 al 1.38% de la oferta interna bruta de energía eléctrica de 1996.

A nivel industrial, los sistemas de cogeneración reducen la facturación energética, impactando en los costos de producción y como consecuencia, aumentan la competitividad de la empresa. De acuerdo con diferentes estudios realizados por la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), las reducciones en la facturación energética total (factura por energía eléctrica más factura por combustible), alcanza niveles de hasta 50 %.

La industria en la que se instala un sistema de cogeneración consumirá más combustible del que utilizaba anteriormente, el ahorro proviene del aumento en eficiencia del uso de esta energía primaria y de la disminución en la compra de energía eléctrica y por lo tanto, la facturación energética total, será menor que la facturación que estaba pagando antes de la instalación del sistema de cogeneración.

Uno de los beneficios más sobresalientes de los sistemas de cogeneración, es la autosuficiencia del suministro de la energía eléctrica. Este punto es más importante en aquellas empresas en las que un corte en el suministro de energía eléctrica causa trastornos en los procesos de fabricación que no sólo repercuten en la disminución de producción, sino en los costos adicionales originados por el paro.



FUENTE: <http://www.conae.gob.mx/cogeneración/queescog.html>

Figura 1.3 Sistema de cogeneración vs. Sistema convencional.

Un grupo de cogeneración en paralelo con la red eléctrica pública, garantiza la continuidad en el suministro de este energético, evitando con ello incurrir en los costos antes mencionados. Además, permite un suministro de energía eléctrica de alta calidad, ya que elimina las variaciones en tensión y frecuencia en la red pública.

Por lo que respecta al medio ambiente, la cogeneración reduce la emisión de contaminantes, debido principalmente a que es menor la cantidad de combustible que se consume para producir la misma cantidad de energía útil, además los sistemas de cogeneración utilizan tecnologías más capaces de operar con combustibles limpios como el gas natural o con combustibles de desecho como el coque de petróleo.

1.4.2 Factores que inciden en proyectos de cogeneración.

Para poder definir la solución más económica que se apegue a las necesidades de una fábrica o proceso específico, hay que considerar los siguientes aspectos:

a) Tipo de combustible.

El *carbón* sería el combustible más barato. Sin embargo, su aplicación en plantas de cogeneración no se justifica por su alto costo de inversión en los sistemas de transporte, manejo de carbón, ceniza y la limpieza de los gases. El *combustóleo* es altamente utilizado en calderas convencionales. Sin embargo, su alto contenido de azufre y vanadio, especialmente para el combustóleo Mexicano, lo hace fuertemente

corrosivo y contaminante, requiriendo de sistemas de limpieza de gases costosos para poder cumplir con la ley de protección ambiental. El *diesel* es un combustible menos contaminante que el combustóleo, pero sumamente caro, por lo que únicamente es económicamente rentable como respaldo. El *gas natural* tiene la gran ventaja de ser un combustible limpio, cuyos gases no requieren de una limpieza especial, si se usa un sistema de combustión adecuado, es el combustible ideal para turbinas de gas, y su empleo se extiende cada vez más para calderas convencionales. Aunque en México cuesta aproximadamente 10% más por MMBTU (Millones de BTU) que el combustóleo, dependiendo de su costo de transporte, puede resultar demasiado caro si la planta no se encuentra en una zona de alta demanda de gas o de fácil acceso a un gaseoducto de suficiente capacidad.

b) Relación calor/electricidad.

Las diferentes industrias tienen sus requerimientos específicos de vapor y energía eléctrica. Normalmente la disponibilidad continua de vapor de proceso tiene absoluta prioridad. Con la apertura del sector eléctrico, la autogeneración se puede manejar con más flexibilidad, visto que la energía sobrante o faltante se puede vender o conseguir a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

c) Variación en el consumo de vapor.

Cualquier tipo de caldera, recuperador o intercambiador de calor requiere de un cierto tiempo para satisfacer cambios en la demanda de vapor o agua caliente, mientras que las turbinas de vapor, responden inmediatamente a variaciones en el flujo. Esto significa que en caso de procesos que impliquen variaciones rápidas en el consumo de vapor se recomienda el uso de turbinas de vapor con extracción y condensación en forma directa o integradas en un *ciclo combinado*. Esta solución requiere que las calderas generen una cantidad mayor que la demanda del proceso. El vapor excedente va a condensación y la electricidad excedente a la red pública.

d) Agua de enfriamiento.

En zonas de escasez de agua, donde se deben considerar sistemas de enfriamiento tipo seco, la turbina de gas tiene claras ventajas frente a la turbina de vapor, primordialmente en las de tipo condensación, ya que la expansión de las turbinas se ve altamente afectada por la presión de descarga, siendo esta última dependiente de la temperatura a la cual se rechaza el calor.

e) Disponibilidad.

La mayoría de los procesos industriales requieren de una disponibilidad ininterrumpida energía térmica o mecánica de proceso y electricidad. En las plantas de cogeneración se pueden satisfacer estos requisitos si su concepto es definido adecuadamente; y para lograr esto hay que considerar la disponibilidad esperada de cada componente y prever los respaldos correspondientes.

Las siguientes cifras son promedios calculados en base de estadísticas obtenidas de entre 20 y 200 unidades de cada tiempo.

COMPONENTE	DISPONIBILIDAD
Turbogrupos de gas.	90 %
Turbogrupos de vapor incluyendo caldera.	91.2 %
Calderas de recuperación.	98 %
Turbogrupos de vapor (sin caldera).	94 %

FUENTE: Diplomado de Cogeneración (UNAM-CONAE) Agosto 1995

Tabla 1.2 Disponibilidad de equipos de cogeneración.

f) Costo de la inversión.

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

g) Protección ambiental.

Los componentes contaminantes que constituyen los gases residuales por los equipos de combustión son principalmente: bióxido de carbono (CO_2), monóxido de carbono (CO), óxidos de azufre (SO_x), óxidos de nitrógeno (NO_x) y partículas sólidas y líquidas.

Los efectos nocivos que pueden provocar a la salud y al medio ambiente hacen necesario el control de emisiones de estos compuestos. En México la Norma Oficial Mexicana NOM-085-ECOL-1994 establece la concentración máxima permisible de los compuestos contaminantes generados por la combustión de fuentes fijas. Los límites de emisiones establecidos para la protección ambiental son de gran importancia en la evaluación de un proyecto, por su impacto en los costos de inversión y operación de las plantas de cogeneración.

h) Situación geográfica.

Por razones técnicas y económicas las plantas de cogeneración deberán instalarse lo más cerca posible al consumidor de energía térmica de proceso. Los factores ambientales más importantes son, altura sobre el nivel del mar y temperatura ambiente.

1.4.3 Futuro de la cogeneración en México.

Dos de los insumos más importantes en la mayoría de las empresas industriales son la energía térmica y la energía eléctrica, y la cogeneración forma parte de las medidas de ahorro de energía que más inversión requiere, pero las que más beneficios económicos y medioambientales proveen en la empresa misma, al sector energético y al país en su conjunto gracias al aumento de eficiencia que presentan estos sistemas.

El estudio realizado por CONAE sobre el Potencial de Cogeneración en México originó información importante para pensar en instalaciones de cogeneración distribuidas y hacer una transformación de energía eficiente y por lo tanto a bajo costo. CONAE determinó para el Sector Industrial un potencial de cogeneración de 5,200 MW con combustible adicional y 9,750 MW sin combustible adicional en 1997.

Debido a las altas eficiencias mostradas por plantas de cogeneración, comparadas con las eficiencias de una Planta Termoeléctrica convencional (eficiencia del 35 %) y en forma optimista del 50% con un ciclo combinado, se debe dar un kWh a costo significativamente más bajo, y así es; por lo que de acuerdo al potencial de cogeneración indicado anteriormente y su aplicación en sus variados esquemas, representa una oportunidad para técnicos e inversionistas para desarrollarla.

En el periodo 1995-2004 la CFE estableció la necesidad de instalar 13,039 MW para satisfacer la demanda futura. El desarrollo futuro de cogeneración en los próximos años dependerá de diversos factores entre los que se puedan mencionar el marco legal, la situación financiera de las empresas interesadas, las fuentes externas de financiamiento, los precios de electricidad y combustibles, los precios que pagará el Sector Eléctrico Nacional a los cogeneradores por la venta de excedentes de producción de energía eléctrica, y la difusión y promoción nacional de la cogeneración.

Es por estas razones el interés de llevar a cabo un proyecto de cogeneración en instalaciones costafuera de PEMEX, debido al alto potencial que se genera en estos sistemas, logrando así un ahorro y uso eficiente de la energía en nuestro país.

Actualmente se han llevado a cabo la instalación de estos sistemas en algunas Plataformas Marinas del Mar del Norte de Inglaterra (Sector Norwegian, Campo Oseberg)^[2.11] que comenzaron su operación a finales de 1999. Su operación consiste en un sistema de cogeneración con ciclo combinado para satisfacer las demandas de potencia, energía eléctrica y energía térmica, contribuyendo así a la disminución de contaminantes (CO₂, CO, SO_x y NO_x) a la atmósfera, además del pago de impuesto de los mismo. Estas son las primeras instalaciones de cogeneración en Plataformas Marinas el mundo donde se logran satisfactoriamente su operación.

1.4.4 Ventajas de los sistemas de cogeneración.

La ventaja principal que presenta el uso de sistemas de cogeneración radica en el ahorro de energía primaria que se obtiene. Este ahorro se deriva del hecho de que, con estos sistemas, es posible aprovechar con mayor eficiencia la energía de alta calidad que está almacenada en un combustible, mediante el uso de una máquina térmica que funcione entre una temperatura de combustión y la temperatura que requieren los procesos. Por lo tanto, es evidente que se obtiene un ahorro económico; pero los sistemas de cogeneración no se encaminan en la disminución de la energía utilizada en la planta, sino del aprovechamiento de ésta misma y de la cantidad energética máxima aprovechable de los combustibles.

La justificación técnica para optar por implantar un sistema de cogeneración, estriba en el hecho de que es más eficiente producir simultáneamente potencia eléctrica y térmica que producirlas de forma independiente. En efecto, la eficiencia térmica de las modernas plantas termoeléctricas es de alrededor de 38%, pero teniendo en cuenta la utilización de plantas antiguas, más pequeñas y de eficiencia menores, se puede considerar que la eficiencia promedio de generación de potencia eléctrica es del 30%; lo anterior significa que aproximadamente un 70% de la energía de los combustibles utilizados, que son en su mayoría combustibles fósiles, es evacuada al ambiente como calor residual, a una temperatura demasiado baja para poderse aprovechar. En relación con la generación de vapor para procesos industriales, se puede afirmar que éste se genera con una eficiencia promedio del 80%.

Cuando la energía eléctrica y térmica se producen simultáneamente por cogeneración, la eficiencia promedio oscila entre el 50% y el 85%. Estas cifras indican que existe un gran potencial de ahorro de combustibles fósiles mediante el uso de sistemas de cogeneración.

En resumen, algunas de las ventajas de los sistemas de cogeneración son:

- Reducción del consumo en el sector eléctrico.
- Reducción de la facturación eléctrica.
- Reducción de los costos de operación.
- Reducción de emisiones contaminantes (por uso eficiente de combustible).
- Reducción de contaminación térmica.
- Posibilidad de venta de excedentes de potencia eléctrica.
- Menor dependencia energética.
- Conservación de energía.

Para un uso efectivo de la cogeneración, es evidente que se requiere un balance apropiado entre las características del sistema y las necesidades energéticas de la industria, centro residencial o comercial en que se aplique. En este sentido, es necesario un diagnóstico energético previo, que determine: la variación en el tiempo de la demanda de energía eléctrica y térmica, los planes de ampliación futuros, así como las características de los procesos y las oportunidades para ahorrar energía mediante una eficaz gestión energética.

Capítulo II

SISTEMAS DE COGENERACIÓN.

2.1 DEFINICION DEL PROCESO DE COGENERACION.

La mayor parte de los bienes y servicios requieren, a través de los procesos que los generan, de dos tipos principales de energía: térmica y eléctrica. Estas dos fuentes energéticas tradicionalmente han sido suministradas por sistemas independientes, la energía térmica, directa o indirectamente por medio de la combustión de diversos tipos de energía primaria (hidrocarburos, carbón, biomasa, etc.) en los equipos de que se trate y la segunda por medio de la red pública de energía eléctrica.

Sin embargo, existen alternativas para generar energía térmica y eléctrica en forma conjunta con mayor eficiencia que la obtenida por los sistemas convencionales. Estas alternativas se conocen como sistemas de cogeneración y pueden ser aplicadas en aquellas empresas o instalaciones industriales que requieran simultáneamente de energía térmica y eléctrica.

La palabra cogeneración es un término nuevo que sirve para definir una serie de procedimientos empleados por los industriales desde hace muchos años para cubrir sus propias necesidades de energía térmica y/o eléctrica. Las industrias textiles en los Estados Unidos de Norteamérica, por ejemplo, usaban estos términos desde 1905. Su importancia fue disminuyendo a medida que se extendían las redes de distribución de energía eléctrica y bajaban los costos de la energía primaria.

Hoy en día se ha producido un resurgimiento de estos procedimientos como consecuencia del encarecimiento de la electricidad generada en las centrales eléctricas y principalmente en las térmicas convencionales.

Existen muchas formas de definir la cogeneración y a continuación se enuncian dos formas, una genérica y la otra de aplicación más particular:^[3,7]

- La *COGENERACION* es la producción conjunta de dos manifestaciones de energía a partir de una misma fuente energética.
- La *COGENERACION* es la producción conjunta de energía eléctrica y de energía térmica aprovechable en forma de gases o líquidos calientes, a partir de una sola fuente energética.

Otras definiciones de la cogeneración, conforme al artículo 36 fracción II de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y el artículo 103 de su Reglamento en México, son las siguientes:

- i) La producción de *energía eléctrica* conjuntamente con vapor u otro tipo de *energía térmica* secundaria, o ambas.
- ii) La producción directa o indirecta de *energía eléctrica* a partir de *energía térmica* no aprovechada en los procesos de que se trate, o
- iii) La producción directa o indirecta de *energía eléctrica* utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.

En la figura 2.1 se muestra esquemáticamente la definición de cogeneración.

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

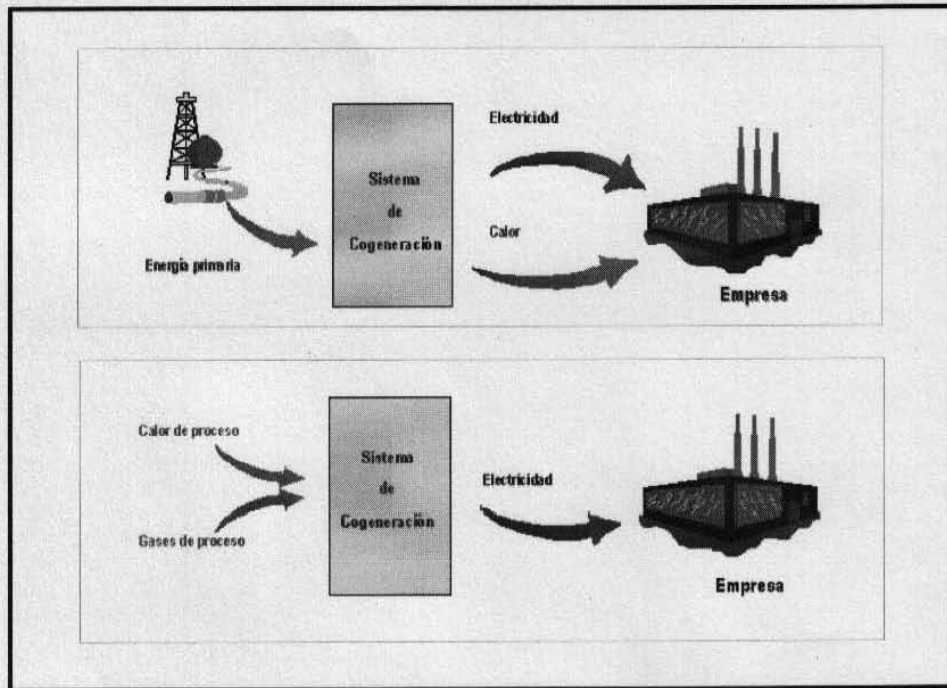


Figura 2.1 Esquemas generales de cogeneración.

Bajo esta denominación general se engloban diferentes tipos de sistemas, que van desde los denominados "district heating", en los que a una población o colonia de una de la ciudad se les suministra simultáneamente energía eléctrica y calefacción, provenientes de una misma central eléctrica, hasta los denominados sistemas de energía total, "total energy", que se refieren a pequeñas unidades de cogeneración, pasando por los sistemas industriales "on-site power", con producción simultánea de potencia eléctrica y vapor para proceso.^[1,12]

2.2 CLASIFICACION DE LOS SISTEMAS DE COGENERACION.

Hay dos tipos fundamentales de sistemas de cogeneración que son: en base a la producción de electricidad y calor y en base al motor principal.

2.2.1 En base a la producción de electricidad y calor.

La primera clasificación que puede hacerse es la que atiende al orden en que se realiza la generación de energía calorífica y de la energía eléctrica. De acuerdo con esta clasificación los sistemas que pueden existir son:

2.2.1.1 Sistemas superiores (Topping Cycles).

En un sistema superior, que es el de mayor uso para esquemas de cogeneración, la energía eléctrica (y/o mecánica) se produce a partir de la energía térmica de un combustible, específicamente utilizado para ello, y la energía térmica resultante, denominada calor residual, se suministra a los procesos. La figura 2.2 muestra un diagrama de un sistema superior.

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

2.2.1.2 Sistemas inferiores (Bottoming Cycles).

Por lo contrario, en un sistema inferior, la energía térmica residual, resultante de un proceso, se utiliza para producir energía eléctrica. Los sistemas inferiores están normalmente asociados con procesos industriales en los que se requieren altas temperaturas. En tales procesos resultan calores residuales con temperaturas de aproximadamente 900 °C, que pueden ser utilizados para producción de vapor y electricidad. La figura 2.3 muestra un diagrama de un sistema inferior.

Los sistemas inferiores son utilizados en procesos tales como la industria del cemento, acero, vidrio, química y otras.

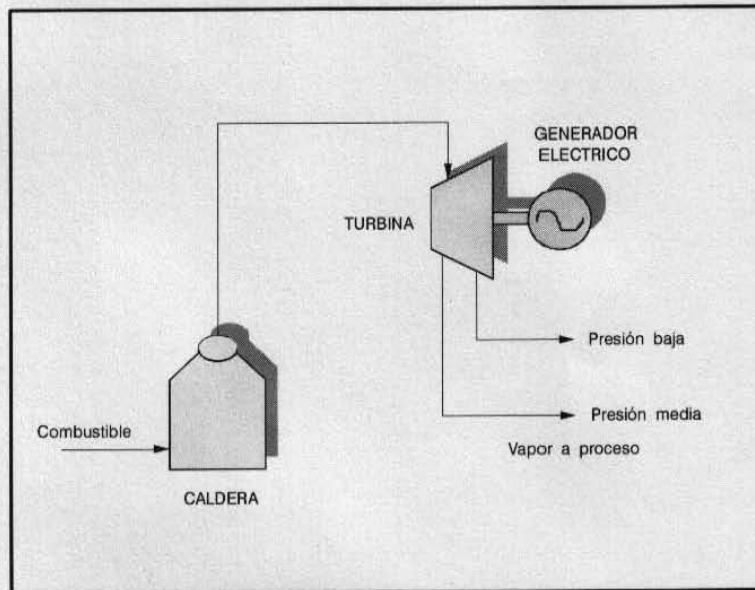


Figura 2.2 Sistema Superior (Topping Cycle).

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

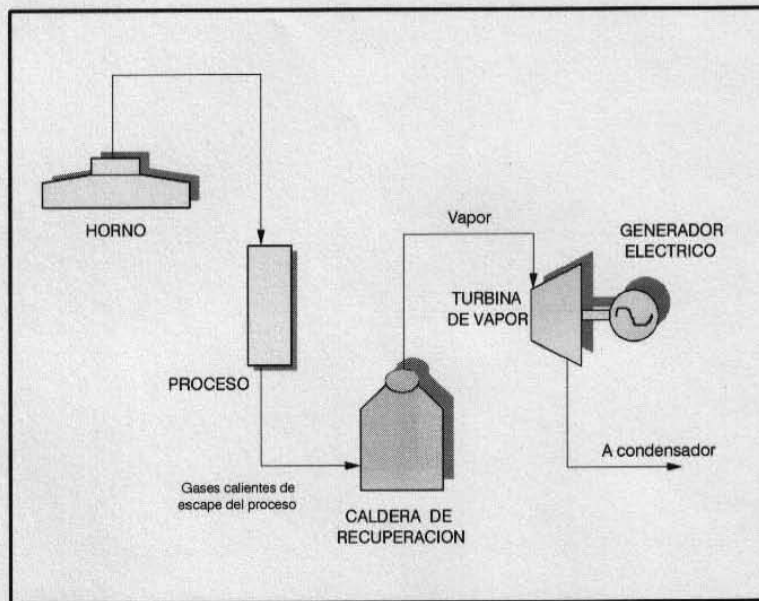


Figura 2.3 Sistema Inferior (Bottoming Cycle).

La cogeneración es sólo posible en aquellos procesos donde la generación de energía eléctrica es por medio de procesos térmicos, por lo que la energía hidráulica y la energía eólica no son aplicables a la cogeneración.

Existe una gran variedad de equipos y tecnologías que pueden ser considerados en una aplicación específica de cogeneración. Cada tecnología tiene sus ventajas e inconvenientes, que deben ser estudiados en el contexto de los requerimientos específicos del lugar.

2.2.2 En base al motor principal.

Otra clasificación generalmente empleada, y quizá la más utilizada, para los sistemas de cogeneración, es la que se basa en el motor principal empleado para generar la energía eléctrica. Así tenemos:

- A) Cogeneración con turbina de vapor.
- B) Cogeneración con turbina de gas.
- C) Cogeneración con ciclo combinado.
- D) Cogeneración con motor alternativo o reciprocante.

En la figura 2.4 se muestran los arreglos de los sistemas de cogeneración antes mencionados.

2.3 DESCRIPCIÓN DE LOS PRINCIPALES SISTEMAS DE COGENERACIÓN.

Un sistema de cogeneración puede estar formado por uno o varios equipos, por lo que el arreglo final al que se llegue deberá depender del proceso que se tenga en la industria y de los resultados que se obtengan en el estudio.

Para el caso en estudio de este trabajo, se toman en cuenta las condiciones de operación que existe en Plataformas Marinas, particularmente la Plataforma de Compresión.

Actualmente existen diferentes tipos de sistemas y equipos, cada uno con sus ventajas y desventajas, por lo que dependerá del estudio el optar por algún sistema en particular, teniendo en cuenta que quizá el sistema seleccionado no sea el único pero sí el más óptimo y eficiente.

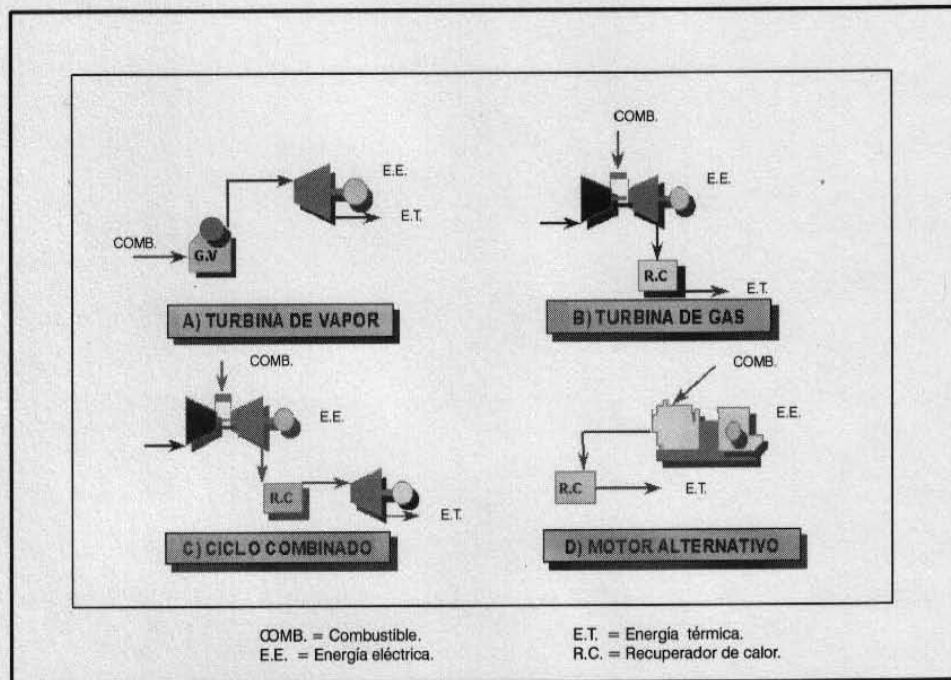


Figura 2.4 Sistemas de cogeneración.

2.3.1 Turbina de vapor.

2.3.1.1 Generalidades sobre turbinas de vapor.

Esta tecnología es la más conocida y utilizada para generar energía eléctrica. El empleo de turbina de vapor es generalmente rentable en tamaños de 10 MWe (Megawatts eléctricos) en adelante; sin embargo, unidades menores de 10 MWe son disponibles.

En una turbina de etapa sencilla, el vapor es acelerado a través de una cascada de boquillas horizontales y guiadas dentro de aspas o paletas sobre la rueda de la turbina para producir trabajo. Un diseño Rateau

tiene una hilera de paletas por etapa (ver figura A.5, Apéndice A). Un diseño Curtis tiene dos hileras de paletas por etapa y requiere de una paleta inversa entre la primera y segunda hilera de paletas para direccionar el flujo de vapor. Una turbina multietapas utiliza cualquier diseño Curtis o Rateau en su primer etapa, seguida por uno o más etapas Rateau.

Las turbinas de vapor son disponibles para un amplio rango de condiciones de vapor, potencia y velocidades. Los rangos típicos para cada parámetro de diseño son:

Presión de entrada, (psig)	30 - 2000
Temperatura de entrada, (°F)	Saturado - 1000
Presión exhausta, (psig)	Saturado - 700
Potencia, (HP)	5 - 100,000
Velocidad, (RPM)	1800 - 14,000

FUENTE: Gas Processors Suppliers Association

Tabla 2.1 Rangos típicos de operación para Turbinas de Vapor.

Las turbinas de vapor se pueden clasificar como:

a) Turbinas condensantes.

Para el funcionamiento adecuado de estas turbinas, es necesario un sobrecalentamiento del vapor a la entrada de esta misma, ya que al no ser así, en la sección de baja presión (paso final) de la turbina se puede presentar condensación. Para ello, esta corriente de vapor es conectada a un condensador que opera a vacío, en el cual hay un cambio de fase y de presión. El vapor condensado puede ser precalentado por medio de un tren de cambiadores de calor, ya que el calor es cedido por las corrientes de vapor de alta y media presión (pasos iniciales) de la turbina, y posteriormente entrar a un sobrecalentador para volver a ser enviado a la alimentación de la turbina.

b) Turbinas a contrapresión.

Son aquellas en las que la presión del vapor de salida de la turbina está por encima de la presión atmosférica y es susceptible de ser empleado en algún proceso industrial

Para un ciclo primario, el vapor entra a la turbina a las condiciones de salida del generador de vapor y sale a las condiciones requeridas por el proceso. Aquí, la entalpía de vaporización que normalmente se perdería en el condensador de un ciclo de potencia clásico, es aprovechada en el proceso, resultando con ello un aumento en la eficiencia térmica de la planta.

c) Turbina con extracciones.

Una parte del vapor esta expandiéndose en la turbina y es extraído de ésta en algunos puntos específicos (pasos de la turbina), permitiendo tener vapor a una presión deseada. La turbina puede ser de extracción controlada y no controlada; esto quiere decir que para el primer caso, 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, y para el segundo caso, la presión del vapor extraído estará sometida a variaciones importantes en función del caudal de vapor de salida de la turbina.

d) Turbina de presión mixta.

La turbina es alimentada con vapor de diferente presión.

Debido a sus características, las turbinas que más se utilizan en sistemas de cogeneración son las turbinas a contrapresión y con extracciones.

2.3.1.2 Ciclo Rankine de aire estándar.

Los sistemas con turbinas de vapor operan generalmente bajo el Ciclo Rankine, el cual es un modelo útil de plantas de potencia de vapor simples. Como se aprecian en la figura 2.5 y el diagrama 2.1, el vapor saturado seco entra a la fuerza motriz, que puede ser una máquina o una turbina, y se expande isentrópicamente a la presión p_2 . El vapor es entonces condensado a presión y temperatura constante a un líquido saturado, estado 3. En el condensador, el calor se transfiere del vapor en condensación al agua de enfriamiento, que circula a través de muchos tubos que proporcionan una gran superficie de transferencia de calor. El líquido saturado que sale del condensador es entonces bombeado isentrópicamente a una caldera o generador de vapor a presión $p_4 (=p_1)$, donde a presión constante primero es calentado a la temperatura de saturación y después evaporado al estado 1 para completar el ciclo.

En el Ciclo Rankine, el rendimiento es dependiente de la temperatura promedio a la cual se añade calor (T_1), y de la temperatura promedio a la cual es cedido (T_2). Si hay algún cambio que aumente la temperatura promedio a la cual el calor se suministra, o que disminuya la temperatura promedio a la cual el calor es cedido, se incrementará el rendimiento del ciclo.

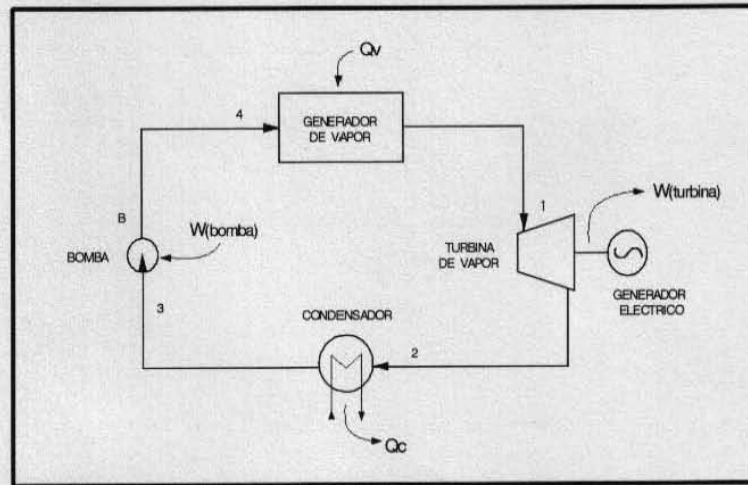


Figura 2.5 Esquema de Ciclo Rankine Sencillo.

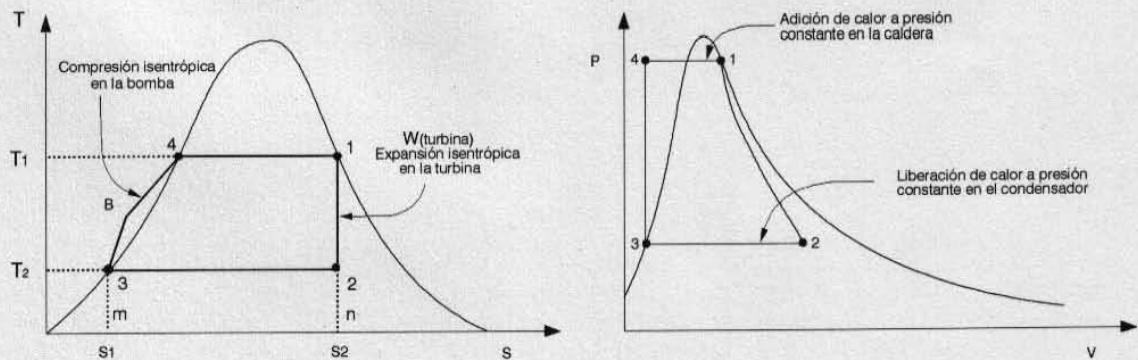


Diagrama 2.1 Ciclo Rankine de aire estándar.

En la sección del escape de la turbina, en donde se lleva a cabo la condensación del vapor, se incrementa el aprovechamiento de la energía disponible para la generación de electricidad, debido a que la expansión del vapor es mayor en el caso de emplear turbinas no condensantes, aquí el calor latente contenido en el vapor, es enviado a torres de enfriamiento u otro sistema de enfriamiento, llegando a ser 40% de la energía suministrada.

La eficiencia de estos sistemas puede ser incrementada al elevar la temperatura y presión del vapor de entrada a la turbina o por la reducción de la presión del vapor a la descarga de la turbina, o bien por ambos.

Otras opciones consisten en expandir el vapor en pasos de alta presión de la turbina y después regresar el vapor a la caldera para ser recalentado y expandirlo en pasos de baja presión, además se puede precalentar el agua de alimentación de la caldera con vapor extraído de la turbina.

Un parámetro importante a observar en las turbinas de vapor es el consumo específico, que se define como la cantidad de vapor requerida por la turbina para generar una unidad de energía eléctrica.

El consumo específico teórico de una turbina es evaluado mediante la siguiente expresión:

$$W = \frac{C}{(h_1 - h_2)} \quad (2.1)$$

donde

W = Consumo específico (kg/kWh).

h_1 = Entalpía del vapor a las condiciones de entrada (kJ/kg).

h_2 = Entalpía del vapor a las condiciones de salida (kJ/kg).

C = 3600 kJ/kWh (equivalencia energética 1 kWh = 3600 kJ).

Este valor es importante para el dimensionamiento de la turbina o para determinar las condiciones del vapor disponible para un proceso a una potencia de salida requerida.

Ahora bien, el consumo específico real es calculado dividiendo el consumo específico teórico entre la eficiencia de la turbina. Típicamente el rango de eficiencias de las turbinas es de 45 a 80 %; la mayor eficiencia es aplicable a turbinas de múltiples pasos.

Los consumos específicos reales pueden ser 1.5 o 2 veces mayores a los teóricos.

El consumo específico real de una turbina se expresa como:

$$W = \frac{C}{(h_1 - h_2) * E_{turb}} \quad (2.2)$$

donde

E_{turb} = Eficiencia de la turbina %.

En el diagrama A.3 del apéndice A, se presenta el efecto del incremento de potencia de la turbina a incrementos de presión y de sobrecalentamiento. Las condiciones de entrada a la turbina quedan determinadas por las condiciones de la caldera, sin embargo se debe de establecer una presión de operación que resulte económica.

Debido a que no existe una norma estricta de presión y temperatura del vapor de entrada, es de ayuda trabajar con las normas establecidas por la American Society of Mechanical Engineers (ASME) y el

Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE) para el primer dimensionamiento de las turbinas. Estos valores son como aparecen en la tabla 2.2.

Presión (bar)	Temperatura (°C)
28.2	400
41.8	440
58.8	482
86	510 ó 538

FUENTE: Diplomado de Cogeneración (UNAM-CONAE) Agosto 1995.

Tabla 2.2 Presión y temperatura normales para dimensionamiento de turbinas.

Por otro lado, la potencia de salida de la turbina, considerándola como grupo turbogenerador, puede ser expresada como:

$$P = \frac{(h_1 - h_2) * E_{turb} * E_{acopla} * E_{gen}}{3600} \quad (2.3)$$

donde

- P = Potencia de salida de la turbina. (kWh/kg)
- $h_1 - h_2$ = Salto entálpico de la turbina. (kJ/kg)
- E_{turb} = Eficiencia de la turbina.
- E_{acopla} = Eficiencia del acoplamiento turbina generador.
- E_{gen} = Eficiencia del generador eléctrico.

Para la selección de un sistema de cogeneración mediante turbina de vapor, se debe, tener en cuenta los siguientes puntos:

- No es posible el empleo de turbinas de vapor en procesos de secado que requieran gases calientes en directo.
- En el caso de turbinas a contrapresión la producción de energía eléctrica y su rendimiento se verán sensiblemente alterados por las variaciones de carga de la caldera, consecuencias de las variaciones en la demanda de vapor del proceso.
- Los rendimientos de las turbinas de vapor son menores que los de las turbinas de gas y los motores alternativos de las mismas potencias.
- Las turbinas de vapor pueden aprovechar en ocasiones la o las calderas existentes, elevando la presión a la que se genera el vapor, teniendo un ahorro en la inversión inicial.
- La disponibilidad del combustible o la modulación de los consumos en la industria, son elementos que deben observarse porque pueden determinar la viabilidad o no de instalar turbinas de vapor en un sistema de cogeneración.

2.3.1.3 Ventajas y Desventajas.

➤ Ventajas.

La eficiencia de generación de energía eléctrica oscila entre 30 y 40%, mientras que la eficiencia del ciclo con sistemas de cogeneración oscila entre 75 y 83%. La turbina no se ve afectada por los cambios de altura o temperatura. Esta eficiencia varía con respecto a la potencia de la máquina, por lo que al tener mayor potencia se tendrá mayor rendimiento.

Puede ser utilizada en lugares donde los combustibles líquidos o gaseosos no se encuentran disponibles, y no depende directamente del combustible de la zona, ya que el único consumidor de combustible es el generador de vapor.

Estas turbinas llegan a sustituir válvulas de estrangulamiento en algunas plantas industriales, en las cuales, debido a sus necesidades de proceso, generan vapor de muy alta calidad en sus calderas e inmediatamente lo introducen a una válvula de estrangulamiento para reducir presión y temperatura, quitándole con esto, energía de alta calidad. De tal manera, que al sustituir dichas válvulas por turbinas de vapor, se aprovechará la calidad y cantidad de energía suministrada.

En una turbina con condensación se tiene gran flexibilidad de generación de vapor, debido a que el sistema requiere energía eléctrica y no vapor, este se lleva a un condensador, por lo que la turbina de vapor es capaz de absorber variaciones bruscas en los requerimientos del vapor.

➤ Desventajas.

La turbina de vapor no es tan versátil, debido a que se requiere que la planta consuma simultáneamente vapor y energía eléctrica.

La cantidad de agua requerida en un sistema de cogeneración con turbina de vapor es una desventaja, cuando el fluido se encuentra escaso en la región donde se planea instalarla.

Se requiere una elevada pureza del agua para evitar incrustaciones en el generador de vapor, por lo que se tendrá que contar con una planta de tratamiento de agua.

La turbina se ve limitada cuando el sistema se pretenda instalar en un proceso que se requiera generar energía eléctrica y sacar directamente algún producto con los gases de escape calientes.

2.3.2 Turbina de gas.

2.3.2.1 Características de turbinas de gas.

Las turbinas de gas son extensamente usadas en todas las fases de la industria del gas como una fuente de generación de energía. Estas son usadas para manejar compresores, generadores y otros equipos requeridos para la producción, procesamiento y transporte de gas natural. Las principales características de las turbinas de gas son las siguientes: ^[1,13]

➤ Diseño de peso y dimensión.

El diseño de peso y dimensión de turbinas de gas hacen de ellas un equipo idealmente para la instalación en plataformas marinas, sitios remotos, generadores portátiles o en alguna aplicación donde el tamaño y

peso son consideraciones importantes. En la figura A.7 del Apéndice A, se muestra la colocación típica de una turbina de gas.

➤ **Mantenimiento.**

Una vez instalada, la turbina de gas requiere un mínimo de mantenimientos rutinarios. Esto es importante para el monitoreo de los parámetros de operación de la turbina (presiones, temperaturas, velocidades, niveles de vibración, etc.).

➤ **Tipo de turbinas.**

Los diseños de turbinas de gas son sólo diferenciadas por la configuración de la flecha (ver figura A.6, Apéndice A). Para el diseño de flecha simple o única, todos los componentes de rotación de la turbina de gas son montadas sobre una flecha. En el diseño de una flecha dividida, los componentes de rotación del compresor de aire son montadas en una flecha, y los componentes de rotación de la turbina son montadas en otra flecha. El diseño de la flecha única ya que se requiere de menos marcaciones y es generalmente usada donde la rapidez del equipo de manejo es limitado o fijo (como un generador eléctrico). Esto requiere un poderoso sistema de arranque desde toda la rotación de los componentes de manejo y debe ser acelerado para dar la potencia durante el ciclo de arranque.

2.3.2.2 Ciclo Brayton de aire normal.

Las turbinas de gas operan bajo el ciclo Brayton. La turbina consiste en tres principales elementos; el primero de ellos es el compresor el cual incrementa la presión del fluido de trabajo, usualmente aire, entre cuatro y treinta veces la presión atmosférica. El aire comprimido es posteriormente calentado a temperaturas que van de 800 °C a 1200 °C mediante una cámara de combustión, la cual es el segundo elemento principal, donde se adiciona combustible y ocurre la ignición. Los gases calientes y a alta presión que salen de la cámara de combustión son expandidos en la turbina, que es el tercer elemento principal, produciendo potencia la cual es usada para mover al compresor y normalmente a un generador eléctrico o a cualquier otro equipo mecánico.

En la figura 2.6 se muestra el ciclo abierto de una turbina de gas simple que utiliza un proceso de combustión interna y el ciclo cerrado de una turbina de gas simple.

Sin embargo, notamos que para el ciclo teórico,

Relación de presiones

$$\frac{P_3}{P_4} = \frac{P_2}{P_1} \quad (2.4)$$

donde

- P_1 = Presión del aire a la entrada del compresor. (kg/cm²)
- P_2 = Presión del aire a la salida del compresor. (kg/cm²)
- P_3 = Presión de los gases a la entrada de la turbina. (kg/cm²)
- P_4 = Presión de los gases a la salida de la turbina. (kg/cm²)

El rendimiento del Ciclo Brayton de aire normal se encuentra como:

$$\eta_{\text{térm}} = 1 - \frac{Q_L}{Q_H} = 1 - \frac{C_p(T_4 - T_1)}{C_p(T_3 - T_2)} = 1 - \frac{T_1\left(\frac{T_4}{T_1} - 1\right)}{T_2\left(\frac{T_3}{T_2} - 1\right)} \quad (2.5)$$

donde

- $\eta_{\text{térm}}$ = Rendimiento térmico. (adimensional).
- Q_L = Calor rechazado. (kWh/h)
- Q_H = Calor suministrado. (kWh/h)
- T_1 = Temperatura del aire a la entrada del compresor. (°C)
- T_2 = Temperatura del aire a la salida del compresor. (°C)
- T_3 = Temperatura de los gases a la entrada de la turbina. (°C)
- T_4 = temperatura de los gases a la salida de la turbina. (°C)
- C_p = Capacidad calorífica del fluido de trabajo. (kWh/kg °C)

El rendimiento de la turbina de gas aumenta con la relación de presiones, que se muestra en el diagrama 2.2, ya que al ir aumentando la presión, cambiará el ciclo de 1-2-3-4-1 a 1-2'-3'-4-1. El último ciclo tiene mayor suministro de calor y la misma cantidad de calor cedido que el ciclo original, y por lo cual, tiene mayor rendimiento, pero tomando en cuenta que el último ciclo tiene una temperatura máxima (T_3) más alta que el ciclo original (T_3). Por lo tanto, si se fija la temperatura T_3 y aumenta la relación de presiones, el ciclo resultante es 1-2'-3''-4'-1. Este ciclo tendrá un rendimiento más alto que el ciclo original, pero, de esta manera, cambia el trabajo por kilogramo de sustancia de trabajo.

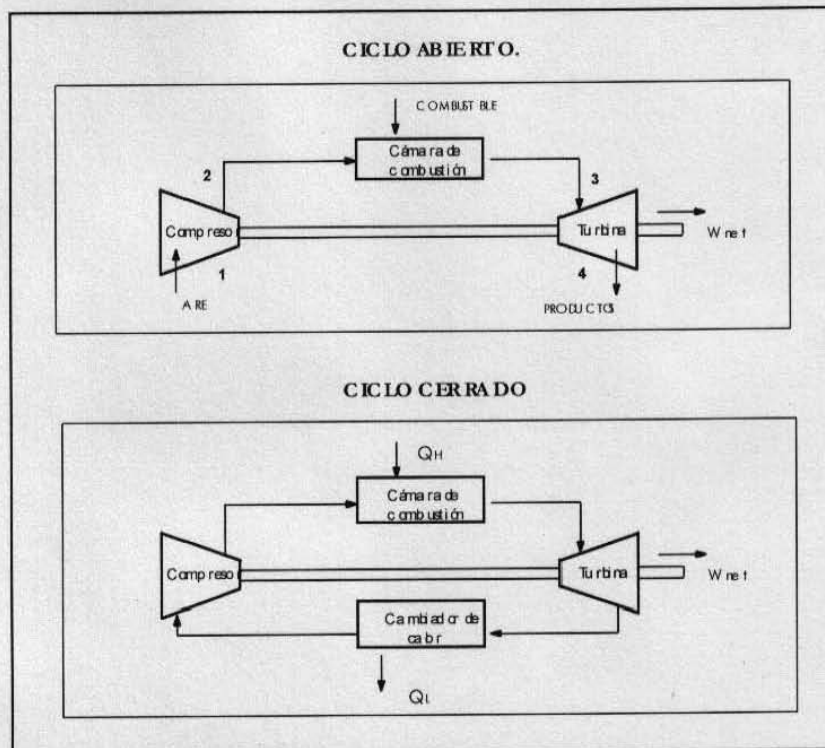


Figura 2.6 Turbina de gas en operación con el Ciclo Brayton.

Existe una relación entre la temperatura máxima permisible T_3 y la relación de presiones, ya que a medida que crece la relación de presiones, disminuye la adición de combustible y aumenta el trabajo, por lo tanto aumenta el rendimiento; pero también a presiones muy elevadas el trabajo disminuye hasta que se hace cero cuando la temperatura final de compresión T_2 se hace igual a T_3 , existe entonces una condición para la relación de presiones y T_3/T_1 que es óptima.

La turbina de gas real, difiere principalmente del ciclo ideal a causa de las irreversibilidades en el compresor, la turbina y la cámara de combustión (o en el cambiador de calor en una turbina de ciclo cerrado), los estados de un ciclo abierto de una turbina de gas simple, podría ser como se muestra en el diagrama 2.3.

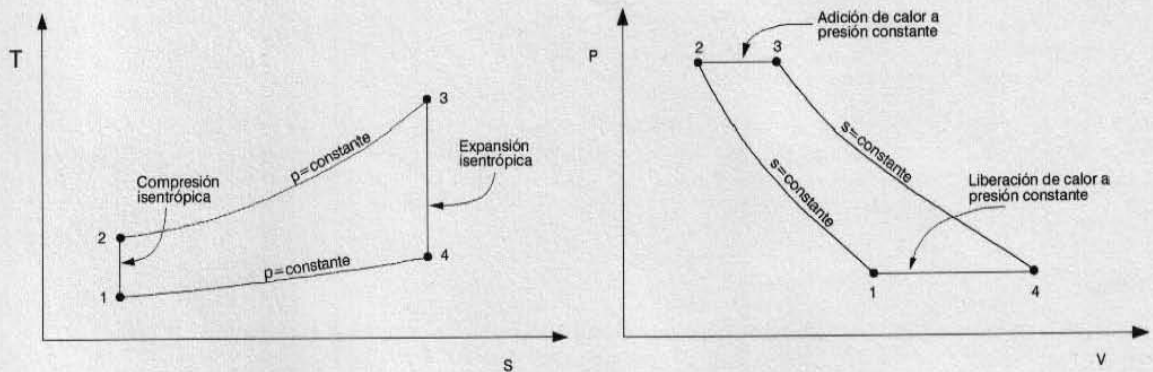


Diagrama 2.2 Ciclo de Brayton de aire normal.

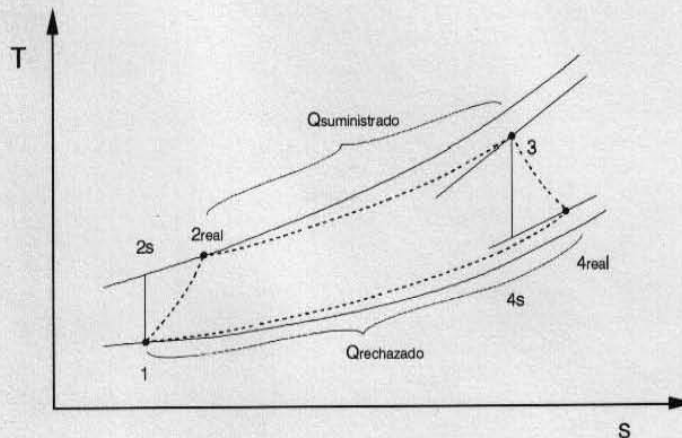


Diagrama 2.3 Efectos de los rendimientos del ciclo Brayton.

2.3.2.3 Ciclo regenerativo ideal.

La eficiencia de la turbina se incrementa con el aumento de temperatura de los gases de entrada, este incremento de temperatura se logra mediante el uso de un regenerador, el cual consiste en un

intercambiador de calor donde el calor contenido de los gases de la descarga de la turbina precalienta el aire antes de entrar al combustor.

El ciclo abierto de una turbina de gas simple con regenerador se observa en la figura 2.7, y el correspondiente ciclo ideal de aire normal con regenerador se ilustra en los diagramas 2.4.

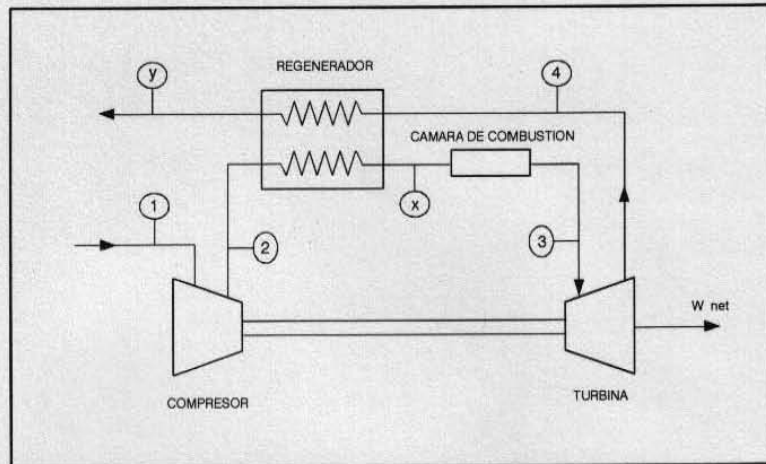


Figura 2.7 Ciclo regenerativo ideal.

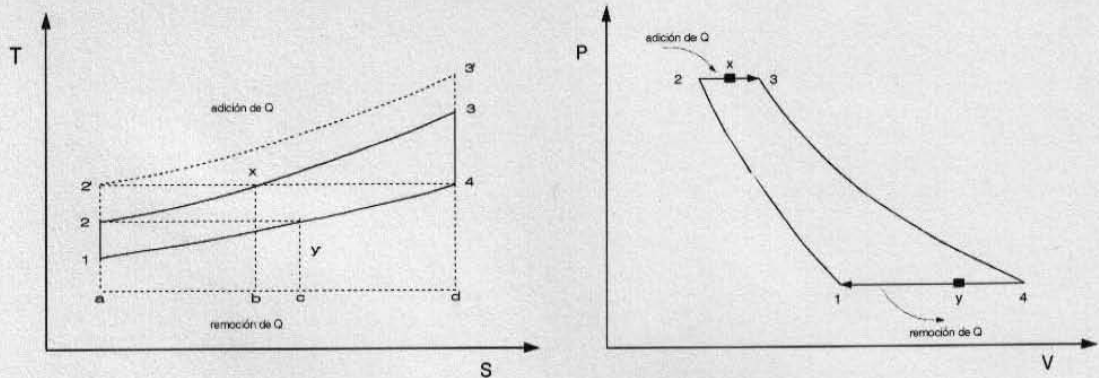


Diagrama 2.4 Diagrama T s y P V de ciclo regenerativo.

Obsérvese que el ciclo que conforman 1-2-x-3-4-1 del diagrama 2.4 (T vs s), la temperatura de salida en la turbina (para el punto 4) es mayor que la del aire que sale del compresor, por lo que se puede transmitir calor de los gases al aire. Esto puede realizarse con intercambiador de calor a contracorriente conocido como regenerador, por lo que la temperatura del aire que sale del regenerador T_x podría ser, en el caso ideal, igual a T_4 , que son los gases de salida de la turbina. La fuente externa de calor sólo es necesaria para elevar la temperatura desde T_x hasta T_3 , y ésta transmisión se representa en el área $x-3-d-b-x$, ya que el calor cedido está representado por $y-1-a-c-y$.

La relación de presiones se observa en los puntos 1-2'-3'-4-1; en este ciclo, la temperatura de los gases de salida de la turbina (T_4) es igual a la temperatura del aire que sale del compresor (T_2), por lo que no hay posibilidad de utilizar un regenerador.

El rendimiento de este ciclo se da como:

$$\eta_{\text{térm}} = \frac{W_{\text{neto}}}{Q_H} = \frac{W_t - W_C}{Q_H} \quad (2.6)$$

El calor suministrado Q_H , es proporcionado por la cámara de combustión, para la temperatura de la corriente del aire a la entrada de la turbina. W_t y W_C son los trabajos entregados por la turbina y el compresor respectivamente, los cuales se calculan de la siguiente manera:

$$Q_H = C p_{\text{gas}} (T_3 - T_x)$$

$$W_t = C p_{\text{gas}} (T_3 - T_4)$$

$$W_C = C p_{\text{aire}} (T_2 - T_1)$$

donde

W_{neto} = Trabajo neto.

Q_H = Calor suministrado. (kWh/h)

W_t = Trabajo entregado por la turbina.

W_C = Trabajo consumido por el compresor.

T_1 = Temperatura del aire a la entrada del compresor. (°C)

T_2 = Temperatura del aire a la salida del compresor. (°C)

T_3 = Temperatura de los gases a la entrada de la turbina. (°C)

T_4 = Temperatura de los gases a la salida de la turbina. (°C)

T_x = Temperatura de los gases a la salida del regenerador. (°C)

$C p_{\text{gas}}$ = Calor específico del gas a presión constante. (kWh/kg °C)

$C p_{\text{aire}}$ = Calor específico del aire a presión constante. (kWh/kg °C)

Para el regenerador ideal, $T_4 = T_x$ y por lo tanto $Q_H = W_t$; donde:

$$\eta_{\text{térm}} = 1 - \frac{W_C}{W_t} = 1 - \frac{C p_{\text{aire}} (T_2 - T_1)}{C p_{\text{gas}} (T_3 - T_4)} \quad (2.7)$$

$$= 1 - \frac{T_1 \left(\frac{T_2}{T_1} - 1 \right)}{T_3 \left(1 - \frac{T_4}{T_3} \right)}$$

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

$$\eta_{\text{tér}} = 1 - \frac{T_1 \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{K-1}{K}}}{T_3} \quad (2.8)$$

donde

P_1 = presión del aire a la entrada del compresor. (kg/cm²)

P_2 = Presión del aire a la salida del compresor. (kg/cm²)

K = Relación de calores específicos C_p/C_v . (adimensional)

$\eta_{\text{tér}} =$ Eficiencia térmica.

Así, que para el ciclo ideal con regeneración, el rendimiento térmico depende no sólo de la relación de presión, sino también de la relación de la mínima a la máxima temperatura. También notamos que, en contraste con el ciclo Brayton, el rendimiento disminuye al aumentar la relación de presión. Esto se debe a que la temperatura de salida de la turbina (T_4) tiende a la temperatura de salida del compresor (T_2), por lo que no se puede emplear un regenerador, y de esta manera baja la eficiencia del ciclo.

El rendimiento de un regenerador está dado por el término rendimiento del regenerador, y esto se ve esquemáticamente en el diagrama 2.6.

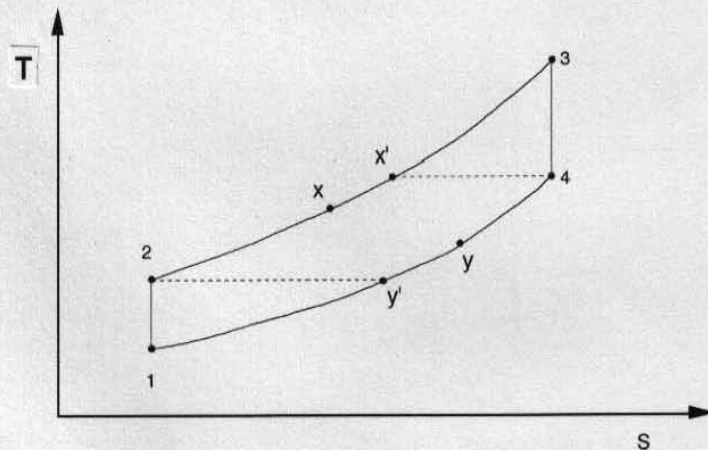


Diagrama 2.6 Eficiencia del regenerador.

El punto x representa el aire de alta presión que sale del regenerador. En un regenerador ideal habrá diferencia infinitesimal de temperaturas entre los dos fluidos y los de alta presión saldrían del regenerador a la temperatura T_x , pero $T_x = T_4$.

Sin embargo, el regenerador real debe de operar a una diferencia de temperaturas finitas, por lo que la temperatura real que sale del regenerador T_x es menor que $T_{x'}$. La efectividad del regenerador se define como:

$$\eta_{\text{reg}} = \frac{h_x - h_2}{h_{x'} - h_2} \quad (2.9)$$

donde

$$\begin{aligned} h_x - h_2 &= \text{Salto entálpico real del regenerador (kJ/kg)} \\ h_{x'} - h_2 &= \text{Salto entálpico finito del regenerador (kJ/kg)} \\ \eta_{\text{reg}} &= \text{Eficiencia del regenerador. (adimensional)} \end{aligned}$$

suponiendo que el calor específico es constante, la eficiencia también está dada por la relación:

$$\eta_{\text{reg}} = \frac{T_x - T_2}{T_{x'} - T_2} \quad (2.10)$$

donde

$$\begin{aligned} T_x - T_2 &= \text{Diferencia de temperatura real en el regenerador. (}^\circ\text{C)} \\ T_{x'} - T_2 &= \text{Diferencia de temperatura finita en el regenerador. (}^\circ\text{C)} \end{aligned}$$

Se puede alcanzar una alta eficiencia usando un regenerador con una gran área de transmisión de calor; pero esto también incrementa la caída de presión, que representa una pérdida, y tanto el descenso de presión como la eficiencia del regenerador deben de considerarse para determinar que el regenerador dará el máximo rendimiento térmico del ciclo.

2.3.2.4 Ventajas y Desventajas.

➤ Ventajas.

Con empleo de turbinas de gas para esquemas de cogeneración se llegan a tener eficiencias en la generación de energía eléctrica de entre los 30 y 42%, y una eficiencia global del 85%

Se cuenta con una gran variedad de turbinas de gas que pueden trabajar con distintos tipos de combustibles que van desde el gas natural, diesel e incluso combustóleo.

En un sistema de cogeneración que opera con turbina de gas, la producción de vapor es factible debido al calor contenido en los gases de escape que puede ser recuperado. Dichos gases tienen un rango de temperatura de los 400 °C a los 600 °C y su flujo másico va de los 10kg/kWh a 18 kg/kWh.

Al trabajar a cargas constantes y elevadas, estas pueden ser utilizadas en diversos procesos y aplicaciones, como en el caso de las plantas generadoras de energía eléctrica, plataformas petroleras o estaciones de bombeo.

➤ Desventajas.

Dado que las turbinas de gas son máquinas volumétricas, su funcionamiento es directamente proporcional a los cambios del flujo másico del aire que utiliza, por lo que hay pérdidas del orden de 1.2% de potencia por cada 100 metros de incremento en la altura y una disminución de un 9% en su eficiencia por cada 10 °C de incremento en la temperatura.

Cuando trabaja a bajas cargas su eficiencia disminuye considerablemente, por lo que es necesario que en un sistema de cogeneración integrado por una turbina de gas se trabaje a cargas elevadas y constantes; fluctuaciones en las cargas, ocasionan que la producción de vapor se vea afectada considerablemente, por lo que será necesario agregar combustible suplementario al recuperador de calor o generar el vapor faltante con calderas de respaldo.

2.3.3 Ciclo Combinado.

La máxima eficiencia de un ciclo de potencia, generalmente es bueno absorber calor a la temperatura más alta posible y eliminar calor a la temperatura más baja posible. Por ello se combinan las turbina de gas y los ciclos de vapor, como se muestra en la figura 2.8. La turbina de gas opera en el intervalo de temperatura más alto y elimina calor que sirve como energía de entrada de un ciclo de vapor que casi siempre opera en el intervalo e temperatura más bajo. Se observa que las temperaturas de entrada de gas pueden ser más altas que las temperaturas de entrada de la turbina de vapor, por razones que tienen que ver con las altas presiones asociadas con las altas temperaturas de vapor y los métodos de enfriamiento de los álabes de la turbina. Una consecuencia de las altas temperaturas de entrada de una turbina de gas y del comportamiento de los gases es que las temperaturas de escape de una turbina de gas son altas, resultando en una gran eliminación de energía disponible.

En el diagrama 2.6 muestra la relación T s ideal de una de las muchas variantes de combinación de turbina de gas y ciclos de vapor. El combustible es quemado para calentar el gas de proceso 2-3 del ciclo de turbina de gas. El calor es liberado en el proceso 4-5 y sirve como calor de entrada al ciclo de vapor. La inspección del diagrama T s muestra que la eficiencia del ciclo combinado es más alta que la del ciclo de gas o del ciclo de vapor solo.

El incremento de la eficiencia térmica es sólo una motivación para los ciclos combinados. Las turbinas de gas pueden arrancarse y llevarse a condiciones de carga total mucho más rápido que las plantas de vapor, por lo que la combinación de las dos puede hacer frente a los requerimientos de potencia que varían con el tiempo mientras se minimiza la suma de combustible y costos fijos. Cuando se necesita vapor de proceso conjuntamente con demanda de potencia variables, los ciclos combinados pueden ser especialmente atractivos.

Normalmente se recomienda el empleo del ciclo combinado en procesos donde la razón electricidad/calor es mayor a 6. (ver tabla 2.3)

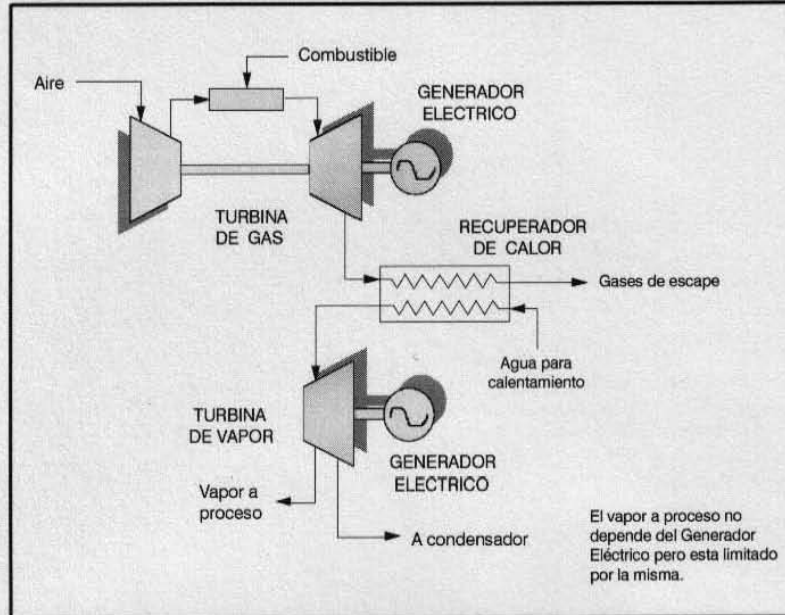


Figura 2.8 Ciclo Combinado.

2.3.2.1 Ventajas y Desventajas.

➤ Ventajas.

El ciclo combinado tiene una muy alta eficiencia térmica, por lo cual tiene una operación muy flexible con turbina de vapor de extracción y condensación.

Presenta una alta producción de electricidad con relación al vapor de proceso y permite variaciones grandes y bruscas de vapor a proceso.

El tiempo de arranque es muy corto en la parte de turbogas; otra ventaja adicional es que al quemar gas se presentan muy bajas emisiones de contaminantes.

➤ Desventajas.

Las desventajas son mínimas, las cuales se mencionan a continuación:

- Existe limitación en cuanto al empleo de combustibles,
- Tiene un alto costo de inversión.
- El tiempo de arranque de la turbina de vapor es elevado.

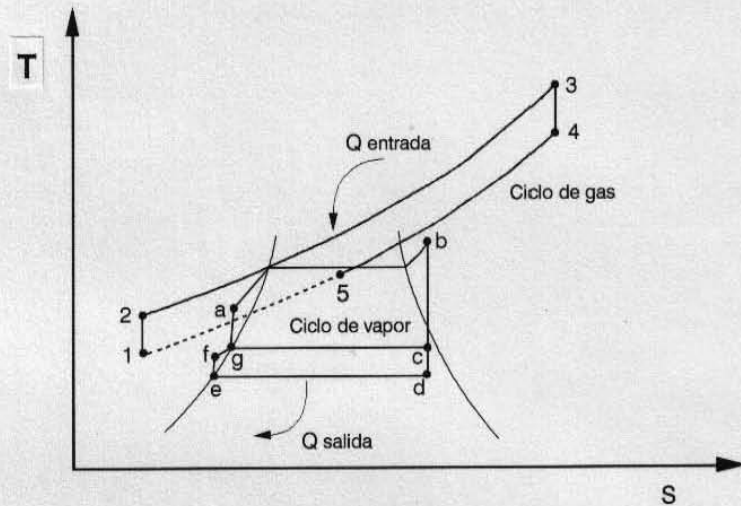


Diagrama 2.6 Diagrama T s del Ciclo Combinado.

2.3.4 Motor alternativo.

Los motores alternativos o de combustión interna han sido utilizados a lo largo de la historia en aplicaciones marítimas, transporte motriz y para la generación de energía eléctrica; los cuales son de gran interés para la cogeneración. Se caracterizan por su gran versatilidad, son compactos, pueden utilizar una gran variedad de combustibles como lo son el gas natural o gas manufacturado, gasolina, keroseno, petróleo, alcohol y otros.

En un sistema de cogeneración integrado por un motor alternativo, el calor recuperable proviene básicamente de los gases de escape del motor y del calor que puede ser recuperado a través de agua de enfriamiento. En este sistema se llegan a tener eficiencias de hasta un 75%.

El motor alternativo posee la característica de una buena recuperación de calor y son muy adecuados para aplicaciones de cogeneración. Estos motores se pueden clasificar según varios criterios tales como:

- ① De acuerdo a su ciclo termodinámico: Otto y Diesel.
- ② Dependiendo de la velocidad del motor: alta, media o baja.
- ③ Según el tipo de aspiración: aspiración natural, supercargado y turbocargado.
- ④ Según el número de tiempos del ciclo: dos tiempos y cuatro tiempos.

2.3.4.1 Ciclo Otto de aire normal.

En los motores que trabajan bajo el ciclo Otto, la mezcla de aire y combustible es introducida al cilindro y comprimida por el pistón, donde además, es encendida por una chispa procedente, normalmente, de una bujía. La mezcla encendida produce un súbito aumento de presión en el interior del cilindro provocando el retroceso del pistón mediante la expansión de los gases y produciendo energía mecánica. El ciclo se representa en el diagrama 2.7.

Este ciclo consta de dos etapas adiabáticas y dos de volumen constante, y comprende un ciclo de máquina térmica para el cual el aire es el fluido de trabajo. En la etapa 2-3 se absorbe calor suficiente por el aire a volumen constante para aumentar su temperatura y presión a los valores resultantes de la combustión de un motor real de Otto. Entonces el aire se expande adiabática y reversiblemente en la etapa 3-4, la cual se enfría a volumen constante en la etapa 4-1, y finalmente es comprimido adiabática y reversiblemente al estado inicial en el punto 2.

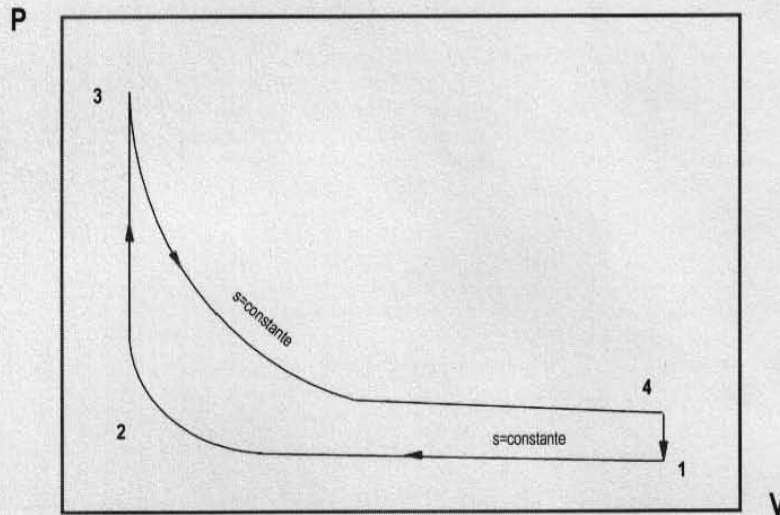


Diagrama 2.7 Ciclo de Otto de aire normal.

El rendimiento térmico de este ciclo se encuentra como sigue, suponiendo al calor específico constante:

$$\eta_{\text{térm}} = \frac{Q_H - Q_L}{Q_H} = 1 - \frac{Q_L}{Q_H} = 1 - \frac{mC_v(T_4 - T_1)}{mC_v(T_3 - T_2)} \quad (2.11)$$

y se sabe que, de la ecuación que gobierna los procesos isoentrópicos ($PV^k = \text{cte}$) y considerando el aire como gas ideal:

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^{K-1} = \left(\frac{V_4}{V_3}\right)^{K-1} = \frac{T_3}{T_4} \quad (2.12)$$

Por lo tanto,

$$\frac{T_3}{T_2} = \frac{T_4}{T_1} \quad (2.13)$$

y

$$\eta_{\text{térm}} = 1 - \frac{T_1}{T_2} = 1 - (r_v)^{1-K} = 1 - \frac{1}{(r_v)^{K-1}} \quad (2.14)$$

donde

Q_H = Calor suministrado.

Q_L = Calor rechazado.

T_1 = Temperatura del aire a la entrada de la cámara de combustión. ($^{\circ}\text{C}$)

T_2 = Temperatura del aire en el punto muerto superior. ($^{\circ}\text{C}$)

- T_3 = Temperatura de la mezcla de gases durante la explosión. (°C)
 T_4 = Temperatura de los gases en el punto muerto inferior. (°C)
 C_v = Calor específico a volumen constante. (kWh/kg °C)
 K = Relación de calores específicos C_p/C_v . (adimensional)
 r_v = Relaciones de compresión volumétrica $V_1/V_2 = V_4/V_3$. (adimensional)

Esta ecuación muestra que la eficiencia térmica aumenta rápidamente con respecto a la relación de compresión de r_v a bajos valores de r_v , pero más lentamente a relaciones de compresión elevada.

2.3.4.2 Ciclo Diesel de aire normal.

El ciclo Diesel (diagrama 2.8) difiere del ciclo Otto, principalmente en que la temperatura al final de la compresión es suficientemente elevada para que la combustión se inicie espontáneamente. Esta temperatura más alta se debe a una mayor relación de contrapresión que conduce a la etapa de compresión a una presión más elevada. El combustible no es inyectado hasta el final de la etapa de compresión, sino que se añade con suficiente lentitud para que el proceso de combustión se efectúe aproximadamente a presión constante. El rendimiento del ciclo Diesel está dado por la relación

$$\eta_{\text{term}} = 1 - \frac{Q_L}{Q_H} = 1 - \frac{C_v(T_4 - T_1)}{C_p(T_3 - T_2)} = 1 - \frac{T_1 \left(\frac{T_4}{T_1} - 1 \right)}{KT_2 \left(\frac{T_3}{T_2} - 1 \right)} \quad (2.15)$$

El rendimiento del ciclo disminuye a medida que la temperatura máxima aumenta (como se ilustra en el diagrama 2.8), porque las líneas de presión constante y de volumen constante convergen, para aumentar la temperatura de 3 a 3' se necesita un gran aumento de calor que es el ciclo 3-3'-c-b-3 y el resultado es un aumento relativamente pequeño del trabajo del ciclo 3-3'-4'-4-3.

Para la misma relación de compresión, el ciclo de Otto tiene una eficiencia más alta que la del ciclo Diesel. No obstante, la preignición limita la relación de compresión que se puede obtener en el ciclo Otto. Por consiguiente, el ciclo Diesel opera a superiores relaciones de compresión y, en consecuencia, a eficiencias mayores.

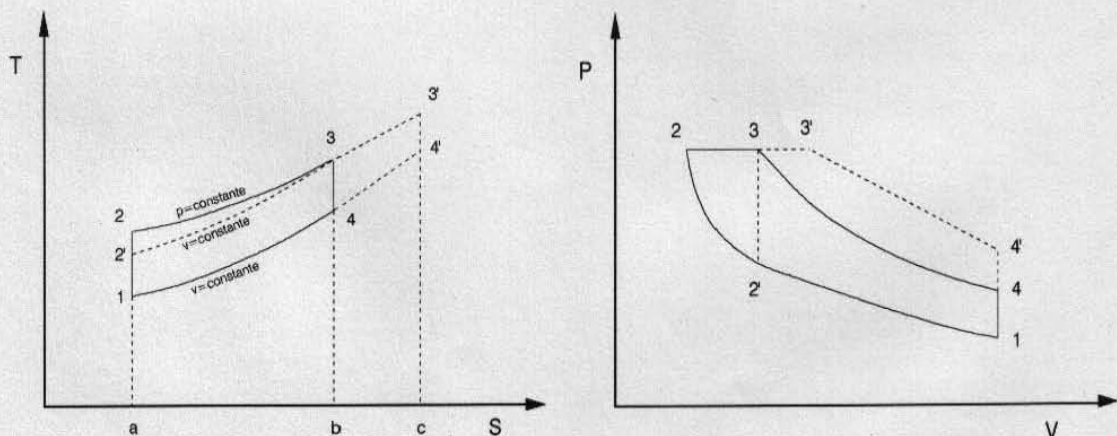


Diagrama 2.8 Ciclo Diesel de aire normal.

2.3.4.3 Ventajas y Desventajas.

➤ Ventajas.

Una de las mayores ventajas del ciclo Diesel es la elevada eficiencia de generación de energía eléctrica, que se encuentra en un rango del 40 al 46%.

Otra gran ventaja que presenta es poder absorber las variaciones de carga que se tienen en las instalaciones de proceso sin disminuir significativamente la eficiencia de generación y además de tener disponibilidad y confiabilidad elevada.

Al combinarse dos o más motores en una planta de cogeneración se puede llegar alcanzar una disponibilidad de un 98%.

Estos motores toman su carga en poco tiempo, lo que es una gran ventaja para las plantas que tienen paros frecuentes.

Los motores no requieren de gran espacio para su instalación, estos sistemas de cogeneración pueden ser erguidos y puestos en marcha en un tiempo alrededor de ocho meses.

El consumo de agua, es menor si se compara con el agua utilizada por otros primotores. El agua se encuentra trabajando en circuito cerrado por lo que no se requiere alimentar agua constantemente, si no, solamente cuando se repongan las pérdidas o purgas.

➤ Desventajas.

El empleo de estos sistemas proporciona una cantidad reducida de calor útil recuperable y la generación de vapor se verá limitada.

Las condiciones ambientales son factores determinantes en su funcionamiento, debido a que es una máquina volumétrica y su funcionamiento es directamente proporcional a los cambios de flujo másico del aire.

Se llegan a tener pérdidas del 2% de potencia por cada 30 metros de incremento en la altura y una disminución de un 1% en su eficiencia por cada 5 °C de incremento en la temperatura.

Se debe considerar que un sistema de cogeneración integrado por un motor, la generación de energía eléctrica es quien lleva la pauta.

2.4 CARACTERÍSTICAS INHERENTES A CADA SISTEMA DE COGENERACION.

2.4.1 Índices de comparación de las instalaciones de cogeneración.

Con el objeto de poder comparar distintos sistemas de cogeneración entre sí y de éstos con el sistema convencional de cogeneración, se utilizan diferentes índices, los más comunes se citan en los siguientes puntos.

2.4.1.1 Índice de Calor Neto (Net Heat Rate).

Expresa la relación entre el combustible utilizado, que se puede atribuir a la energía eléctrica producida, y la producción de electricidad de las instalaciones. El combustible que se atribuye a la energía eléctrica generada, se calcula restando, el que hubiera sido necesario para producir el vapor generado en una caldera convencional. Este índice es equivalente al denominador el Consumo Térmico Unitario (heat rate) de una planta de generación convencional que, como se sabe, es el inverso del rendimiento de la planta; y mientras más bajo sea, significa que se está utilizando con mayor eficiencia el combustible para la generación de energía eléctrica.

$$ICN = \frac{(Q_s - \frac{Q_h}{h})}{E} \quad (2.16)$$

donde

ICN = Índice de Calor Neto. (kWt/kWe)

Q_s = Calor suministrado al sistema. (kWt)

Q_h/h = Energía necesaria para producir energía eléctrica. (kWt)

E = Energía eléctrica. (kWe)

2.4.1.2 Índice Energía Eléctrica/Térmica (Power to Heat Rate).

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

$$IEC = \frac{Q}{E} \quad (2.17)$$

donde

IEC = Índice de energía/calor. (kWe/kWt)

Q = Energía térmica (kWt)

E = Energía eléctrica (kWe)

Esta relación también se utiliza a la inversa, es decir, se expresa como Electricidad/Calor y su manejo es de forma indistinta.

En la tabla 2.3 se muestran las relaciones típicas que se obtienen en los tres tipos básicos de instalaciones de cogeneración.

TECNOLOGIA	Q/E
Motor Diesel.	0.6 - 1.2
Turbina de gas.	2.3 - 4.8
Turbina de vapor a contrapresión.	4.4 - mayores

FUENTE: Diplomado de Cogeneración (UNAM-CONAE) Agosto 1995.

Tabla 2.3 Relaciones Q/E típicas de sistemas de cogeneración.

2.4.1.3 Índice de Combustible Ahorrado. (Fuel Saving Rate).

Este coeficiente representa el combustible desplazado de las grandes centrales para la producción de electricidad por unidad de vapor de proceso producido. El combustible ahorrado por kWh de electricidad generada es la diferencia entre el Heat Rate de la planta de potencia estándar (que se puede considerar de 3) y el Índice de Calor Neto (ICN), de la planta de cogeneración multiplicado por el Índice de Energía eléctrica/calor (IEC), es decir,

$$ICA = (HR_s - ICN) * IEC \quad (2.18)$$

donde

ICA = Índice de combustible ahorrado.
 HR_s = Heat Rate de la planta de potencia estándar.
 ICN = Índice de calor neto.
 IEC = Índice energía/calor.

El ICN muestra la manera en que el combustible es utilizado para generar electricidad, y el Índice de Calor Ahorrado (ICA) indica los ahorros brutos de combustible.

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

Para realizar la comparación a través de los índices mencionados, cabe hacer notar que es probable que un sistema se presenta atractivo bajo estas tres tecnologías. Bajo esta perspectiva se tiene que las turbinas de vapor producen electricidad muy eficientemente, es decir, su ICN es bajo. Sin embargo, no producen una gran cantidad de electricidad extra, ya que el IEC es bajo. Si todo el vapor de proceso necesario pudiera ser generado por cogeneración, se ahorraría más combustible utilizando un motor diesel que turbina de vapor. Esto se puede observar de manera esquemática en las figuras 2.9 y 2.10.

Una vez determinado el tipo de ciclo que se considere más adecuado, se realiza el dimensionamiento del mismo bajo el criterio establecido de suministro de energía térmica y eléctrica del sistema, valorándose el ICN correspondiente para comprobar que sea conveniente. Posteriormente, se analiza el comportamiento del sistema propuesto bajo las diferentes condiciones de carga que se presentarán en el sistema, de acuerdo a lo establecido en las curvas horarias, evaluándose para cada una su ICN, para asegurar que se mueve entre valores convenientes. Con estos cálculos se podrán establecer claramente los periodos en los que el sistema requiere apoyos externos de calor y electricidad.

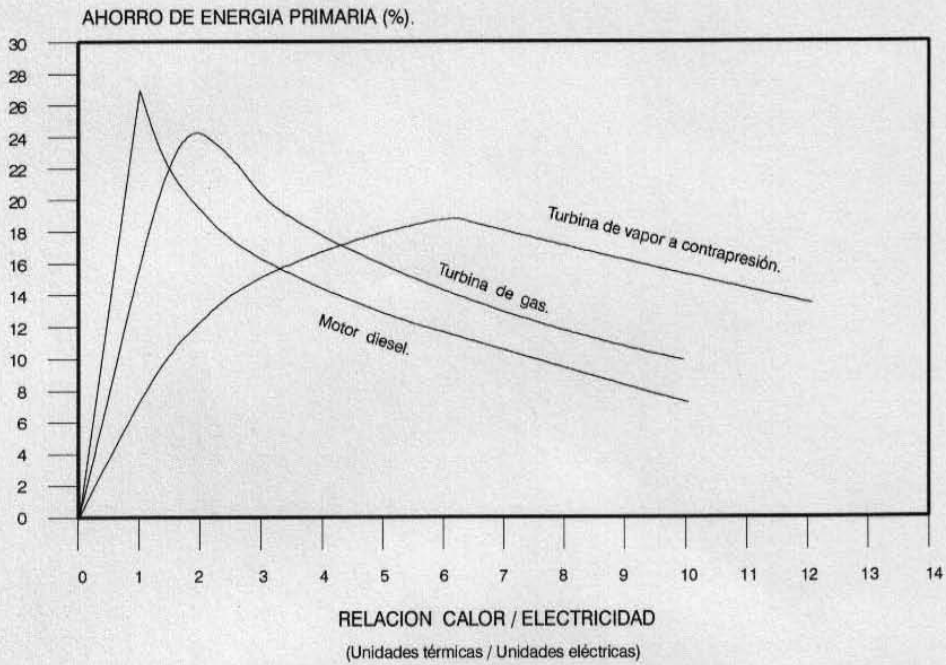


Figura 2.9 Ahorro de energía primaria en función de la relación Calor/Electricidad.

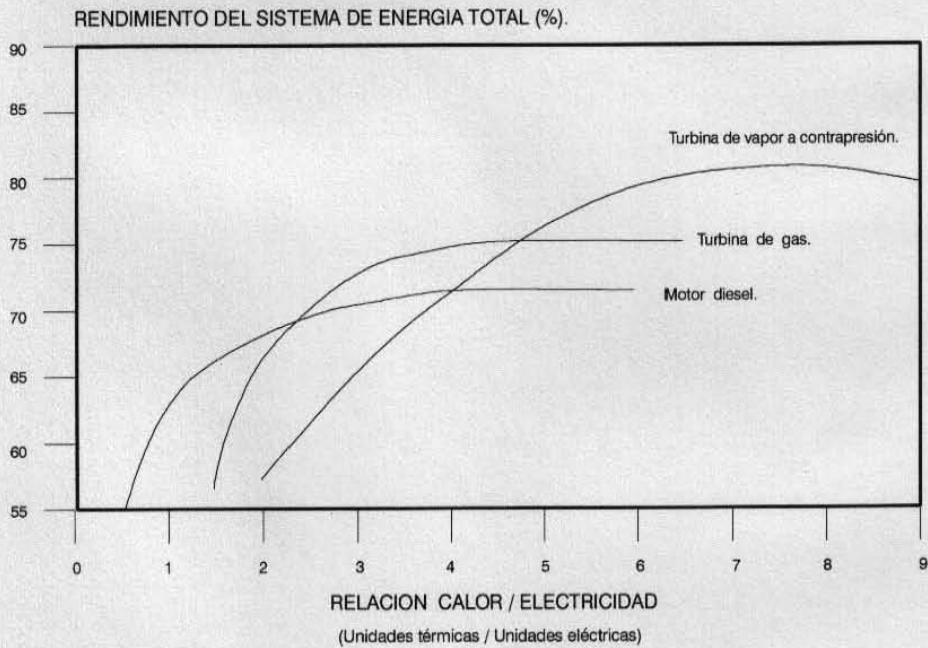


Figura 2.10 Rendimiento de sistemas de Cogeneración en función de la relación Calor/Electricidad.

2.5 CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE LOS SISTEMAS.

Un análisis detallado considera las variaciones en el tiempo de los requerimientos térmicos y eléctricos, el comportamiento de los primotores a diferentes cargas, el costo y la disponibilidad de diferentes combustibles y los costos de operación y capital.

Como se observó en punto 2.3.2, existen cuatro tipos de primotores comercialmente disponibles para emplearse en sistemas de cogeneración: turbinas de vapor, turbinas de gas, sistema de ciclo combinado y motores alternativos. Cada uno tiene sus características particulares y la elección del tipo de primotor a emplear dependerá de las consideraciones técnicas y económicas de cada aplicación.

Los requerimientos térmicos en la Plataforma Marina de Compresión determinarán el primotor a seleccionar, es de suma importancia la calidad de estos requerimientos térmicos y la relación calor/electricidad deberán considerarse significativamente. Esta calidad térmica se mide mediante la constancia de la presión y temperatura.

Un sistema de cogeneración es tanto más eficiente cuanto mayor sea la cantidad de calor aprovechada, es por eso que el dimensionamiento de un sistema de cogeneración óptimo deberá estar basado en la premisa de satisfacer al 100% la energía térmica que el proceso demande. Esto trae consigo tres posibles escenarios.

- 1) En el que se abastece al 100% de energía térmica al proceso y se tiene un déficit de energía eléctrica, es decir, que se deberá obtener energía por otro medio de igual forma que como se realizaba antes de cogenerar, aunque en menor cantidad de cómo se venía haciendo, ya que esto permite un ahorro en la facturación por concepto de consumo y demanda máxima.
- 2) Es cuando al abastecer la demanda térmica del proceso se tengan excedentes eléctricos, con lo cual se deberá vender, logrando con ello tener ingresos económicos además de los ahorros en energéticos.
- 3) Este último escenario es cuando se abastece la energía térmica y no existe excedente o déficit de energía eléctrica; este escenario es "imposible" en un proceso industrial real.

Los primeros dos escenarios pueden llamarse como idóneos, también se pudiera tener al caso que por situaciones de requerimientos existentes de continuidad del proceso o falta de capacidad de abastecimiento de la Plataforma que tuviese que cogenerar el 100% de demanda eléctrica y contar con excedente térmico.

Capítulo III

DESCRIPCIÓN DE LA SECCIÓN DE COMPRESIÓN

3.1 GENERALIDADES SOBRE PLATAFORMAS MARINAS.

Desde años anteriores, se ha estado incrementando la necesidad de energéticos a nivel mundial y esto ha estado dando como resultado estudios detallados en la Industria Petrolera.

Las necesidades en México han aumentado cada vez más en la producción y demanda de petróleo, así como sus derivados, dando como resultado nuevas técnicas y procedimientos de mejoramiento y calidad, para llevar a cabo la exploración y explotación de los yacimientos marinos, debido a que los yacimientos en tierra han disminuido su productividad. Estas técnicas y procedimientos se justifican, debido a la gran cantidad de petróleo y gas natural que son extraídos de los yacimientos del fondo del mar.

Un yacimiento marino es un depósito natural de material mineral fósil que puede ser explotado como fuente de materias primas, localizado fuera del territorio continental, también se les conoce como yacimientos fuera de la costa.

La tecnología utilizada para la exploración, perforación y explotación de los yacimientos marinos son las instalaciones costafuera, conocidas como Plataformas Marinas, y que actualmente PEMEX cuenta con 158^(1,10) instalaciones en las costas Mexicanas principalmente en la Sonda de Campeche. En el Apéndice B.1 se listan los complejos instalados en la zona de Campeche.

3.1.1 Clasificación de las Plataformas Marinas.

Las Plataformas Marinas se pueden clasificar de dos maneras:

- ① Por su tipo.
- ② Por su actividad.

3.1.1.1 Por su tipo.

Dentro de este punto, existen principalmente dos plataformas que son: Plataformas Marinas Flotantes y Plataformas Marinas Fijas.

a) Plataformas Marinas Flotantes.

Este tipo de plataformas son instalaciones que se no se fijan permanentemente al lecho marino, sino que se colocan temporalmente mediante diversos sistemas y son las más indicadas cuando se estima que los volúmenes de explotación serán bajos. De esta manera, existen varios tipos de plataformas flotante que son:

- i) *Plataformas semisumergibles.*- Trabajan en condiciones adversas, reduciendo efectos de oleaje, en los trabajos de perforación; y como respaldo, pueden trabajar en tendido de tuberías, como grúas flotantes y plataformas de perforación.
- ii) *Plataformas o buques flotantes.*- Fueron de las primeras en emplearse y se diseñaron para llevar a cabo labores de perforación.
- iii) *Plataformas autoelevables.*- El uso de estas plataformas es muy extenso, por lo que se han modificado apreciablemente a fin de que se puedan operar a mayor profundidad y bajo condiciones ambientales extremas. La mayoría, actualmente en uso, alcanzan profundidades de alrededor de 91 m; y las clases más recientes llegan a los 120 y hasta un máximo de 144 m.

b) Plataformas Marinas Fijas.

Son instalaciones permanentes que se fijan al fondo del mar, y son las indicadas cuando los volúmenes de explotación son importantes y la profundidad de agua es pequeña. Actualmente los principales ejemplos de Plataformas Marinas Fija son:

- i) *Plataforma de acero tipo convencional (Jacket).*- Consta principalmente de tres parte que son: subestructura, superestructura y pilotes (ver apéndice B.2, figura B.2.1). Actualmente se encuentran instaladas 158 estructuras en la Sonda de Campeche, en profundidades comprendidas entre 20 y 78 m.
- ii) *Plataforma marina atirada por cables (Guyed Tower).*- Este concepto es el resultado de llevar a cabo un diseño convencional a profundidades mayores donde el efecto de la fatiga se convierte en el principal problema. Este tipo de plataformas pueden usarse a profundidades de agua entre 305 y 584 m (ver apéndice B.2, figura B.2.2).
- iii) *Plataforma marina tipo flotante por pierna a tensión (TLP).*- El diseño de la TLP se ha venido empleando en los últimos años alcanzándose una profundidad de 872 m. Este diseño se ha proyectado para alcanzar hasta los 914 m de profundidad.
- iv) *Plataforma marina de concreto tipo gravedad.*- Suelen construirse bajo una base de hasta 100 celdas cilíndricas o rectangulares, con una altura de la sección del fondo de 40 a 60 m. Bajo esta base se levantan de dos a cuatro columnas con alturas de 100 a 140 m y sobre las cuales descansa la cubierta, que suele ser del tipo "integrada". Cuenta con todos los equipos para perforación, separación, bombeo, compresión e inyección.

3.1.1.2 Por su actividad.

A continuación se mencionan los tipos de plataformas de acuerdo a su actividad:

a) Plataforma de perforación.

Son utilizadas para la perforación del pozo y extracción del crudo de yacimientos marinos. Estas son las primeras plataformas que se instalan en los campos petroleros, y las más numerosas.

b) Plataforma de producción temporal.

Su función es la separación de los hidrocarburos (gas-crudo) para su posterior tratamiento en tierra.

c) Plataforma de producción permanente

Tiene una función similar a la plataforma temporal, pero su diferencia radica en el tipo de equipo ya que ocupa un mayor volumen y maneja flujos más elevados que la plataforma temporal

d) Plataformas de enlace.

Estas plataformas sirven como medios de unión entre las plataformas de perforación y las plataformas de producción. Se utilizan para la recolección de la mezcla crudo-gas-agua proveniente de la plataforma de perforación y para su distribución adecuada a las plataformas de producción, para que la mezcla sea tratada según sea su caso. Una vez separada la mezcla, regresa separado el petróleo o gas a la plataforma de enlace para que éste sea correctamente distribuido ya sea a tierra o a un buque-tanque.

e) Plataforma de compresión.

Su función principal es elevar la presión del gas procedente de la Plataforma de Producción, con el propósito de enviarlo a tierra. Generalmente están constituidas por 4 módulos de compresión, y su

función complementaria es llevar a cabo procesos de purificación, que tienen como objetivo, evitar la corrosión de tuberías, dichos procesos, así como sus sistemas auxiliares son:

- i) *Sistema de deshidratación de gas.*- Tiene la finalidad de reducir la cantidad de agua que se encuentra contenida en el gas con el fin de evitar la formación de hidratos en los gaseoductos, evitando así taponamientos en las líneas.
- ii) *Sistema de endulzamiento de gas.*- Su objetivo es disminuir la concentración de ácido sulfhídrico (H_2S) y bióxido de carbono (CO_2), contenidos en el gas
- iii) *Sistema de aceite de calentamiento.*- Este sistema se utiliza principalmente en los rehervidores de la torre endulzadora, para el calentamiento del gas de instrumentos y en las plantas potabilizadoras de agua por evaporación.
- iv) *Sistema de tratamiento de agua-aceite.*- Su labor es conjuntar toda el agua de la plataforma de compresión que esta contaminada con hidrocarburos, para tratarla y regresarla al mar.

f) Plataforma habitacional.

En este tipo de plataformas, se alberga el personal y en la misma se proporcionan servicios de helipuerto, sistema de radiocomunicación, cocina, comedor, salas de recreación, bibliotecas, generadores de energía eléctrica, clínica y otros.

g) Plataforma de telecomunicaciones.

Su objetivo es transmitir información entre los complejos y a su vez a tierra, cuenta con sistemas de comunicación como radares, repetidores, sistemas vía satélite, etc.

3.2 BASES DE DISEÑO DE LA PLATAFORMA DE COMPRESION.

3.2.1 Generalidades.

El desarrollo de la ingeniería del Complejo de Producción de Litoral de Tabasco, que comprende una Plataforma de Producción, una Plataforma de Compresión y una Plataforma Habitacional surge dado los excelentes resultados que se han tenido en los pozos perforados en dicha área, en la cual actualmente se tienen descubiertos nueve campos en el área marina: Sinán, Bolontiku, May, Yum, Kab, Mison, Kix, Yaxche, Hayabil, y uno en el área terrestre, el campo Costero. Adicionalmente se contempla procesar en dicho complejo la producción de los campos productores Och-Uech-Kax.

En la Plataforma de Compresión se recibirá el gas separado de la Plataforma de Producción y se le elevará su presión hasta un nivel adecuado, de forma tal que previa deshidratación y algún procesamiento adicional en la Terminal Marítima de Dos Bocas, el gas llegue a 70 kg/cm² man. al Centro Petroquímico (C.P.Q.) Cactus.

En este contexto PEMEX es el principal productor de energéticos, sin embargo requiere consumir parte de estos para llevar a cabo sus procesos productivos. Es dentro este marco, que se considera que los sistemas de cogeneración en instalaciones costafuera de PEMEX representan un campo de oportunidades muy amplios.

Considerando el potencial en el uso eficiente de la energía que representa la cogeneración, el consecuente ahorro económico que produce y su auge no debe desalentar su estudio y aplicación, tendiente a proporcionar soluciones específicas a cada necesidad de acuerdo con el tipo de servicio y condiciones de operación que proporciona los equipos de generación de energía en la Plataforma de Compresión.

3.2.2 Función de la Plataforma.

La Plataforma de Compresión de Litoral de Tabasco se diseñará para las siguientes funciones principales:

- a) Compresión del gas proveniente de la Plataforma de Producción
- b) Deshidratación del gas comprimido para cumplir con las especificaciones de envío.
- c) Endulzamiento del gas combustible necesario para cubrir los requerimientos del complejo.
- d) Secado del gas combustible.
- e) Potabilización (por evaporación) del agua requerida para proceso y servicios.

3.2.3 Tipo de proceso en la sección de compresión.

La compresión del gas generado en la Plataforma de Producción PC-LT-A se llevará a cabo con cuatro Módulos de Compresión conectados en paralelo, tres en operación y uno de relevo, a fin de cubrir el amplio rango de producción de gas contemplado en los pronósticos de producción. Cada Módulo está constituido por un compresor de alta presión, un compresor de baja presión de primera etapa y un compresor de baja presión de segunda etapa. Los compresores serán de tipo centrífugo.

Para la operación máxima, normal y mínima se utilizarán el número requerido de Módulos de Compresión dependiendo del gas de alimentación. Cada compresor de alta presión tendrá una capacidad nominal de 160 MMPCSD (@ 60 °F y 1 ATM), y cada uno de los compresores de baja presión (primera y segunda etapa) tendrán una capacidad nominal de 10 MMPCSD (@ 60 °F Y 1 ATM).

Los compresores de alta presión aumentarán la energía al gas proveniente de la primera etapa de separación junto con el gas de la descarga del compresor de baja presión de 33.0 a 80.0 kg/cm² man.

El compresor de baja presión elevará la presión del gas proveniente de la segunda etapa de separación en dos etapas (de 4.5 a 13.0 kg/cm² man. en la primera etapa y de 12.3 a 35 kg/cm² man. en la segunda etapa), junto con el gas resultante (gas ácido y gas motriz) de la recuperación de gases ácidos en la Planta de Endulzamiento.

Los Módulos de Compresión incluyen una turbina de gas, que será el sistema accionador de los mismos. De aquí surge el interés para llevar a cabo la instalación de un sistema de cogeneración para el ahorro adecuado y uso eficiente de la energía aprovechando la infraestructura a diseñarse.

El tipo de proceso de cogeneración en la sección de compresión depende de los requerimientos térmicos y eléctricos que necesite la Plataforma; este estudio se determina con un balance de energía y en función de ello se podrá definir el proceso y alternativas más convenientes para la cogeneración en la Plataforma desde el punto de vista térmico y eléctrico, estableciendo las condiciones de operación de los equipos secundarios requeridos.

La turbina empleada en los Módulos de Compresión reúne las características indicadas en la tabla 3.1.

Es importante señalar que los sistemas de cogeneración se ven afectados directamente por las condiciones climatológicas en donde se instale, principalmente en el uso de turbinas de gas, ya que los factores que afectan al rendimiento de estos equipos son principalmente el ensuciamiento, corrosión y temperatura ambiente. A continuación, en la tabla 3.2 se presentan las condiciones climatológicas que se manifiestan en la zona de construcción para la Plataforma de Compresión.

CARACTERISTICAS	DATOS
Combustible	Gas natural
Caída de presión succión	3 in H ₂ O
Caída de presión salida	3 in H ₂ O
Temperatura ambiente	40.22 °C
Elevación	33 m (S.N.M)
Velocidad de operación óptima	9013 RPM
Potencia neta	11,466 HP
Flujo de combustible	95.3 MMBTU/hr
Consumo específico	8312 BTU/HP-hr
Temperatura gases de escape	506.11 °C
Flujo de gases de escape	128,981.25 kg/hr

FUENTE: IMP. Subdirección de Ingeniería, Libro de proceso, "Plataforma de Compresión" Litoral de Tabasco, México, Julio 1998.

Tabla 3.1 características de operación de turbinas de gas en módulos de compresión.

Temperatura (°C)	Mínima extrema:	16
	Máxima promedio:	35
	Prom. del mes más caliente:	33
	Máxima extrema:	38
Humedad relativa.	Máxima:	100 %
	Mínima:	82.7 %
Vientos.	Dirección vientos dominantes:	de N a S.
	Dirección vientos reinantes:	de E o O, EN a SO y SE a NO.
	Velocidad media:	52 km/hr.
	Velocidad máxima:	290 km/hr.
Precipitación pluvial.	Horaria máxima:	88 mm
Atmósfera.	Presión atmosférica:	760 mmHg.
	Atmósfera corrosiva:	Sí,(ambiente marino).

FUENTE: IMP. Subdirección de Ingeniería, Libro de proceso, "Plataforma de Compresión" Litoral de Tabasco, México, Julio 1998.

Tabla 3.2 Condiciones climatológicas en Litoral Tabasco.

3.2.4 Capacidad y rendimiento de la Plataforma.

La producción de gas que se genera en el área de Litoral de Tabasco, se manejará con cuatro Módulos de Compresión conectados en paralelo (tres en operación más un relevo), conteniendo cada módulo un compresor de alta presión, un compresor de baja presión de primera etapa y un compresor de baja presión de segunda etapa.

La capacidad y rendimiento de la Plataforma de Compresión se describe en la tabla 3.3.

MMPCCSD	Gas de alta presión (MMPCCSD) @ 52 °C y 33kg/cm ² man	Gas de baja presión (MMPCCSD) @ 52 °C y 4.5 kg/cm ² man	
Capacidad de diseño.	505	481	24
Capacidad máxima.	463	441	22
Capacidad normal.	306	291	15
Capacidad mínima.	128	122	6

FUENTE: IMP. Subdirección de Ingeniería, Libro de proceso, "Plataforma de Compresión"
Litoral de Tabasco, México, Julio 1998.

Tabla 3.3 Capacidad y rendimiento de la plataforma.

Para los módulos de compresión, la capacidad se muestra en la tabla 3.4.

	Gas de alta presión (MMPCCSD)	Gas de baja presión (MMPCCSD)
Capacidad máxima.	160	10
Capacidad normal.	145	9
Capacidad mínima.	125	6

FUENTE: IMP. Subdirección de Ingeniería, Libro de proceso, "Plataforma de Compresión"
Litoral de Tabasco, México, Julio 1998.

Tabla 3.4 Capacidad de los módulos de compresión.

3.3 DESCRIPCION DEL PROCESO.

Considerando su localización geográfica y la necesidad de operación continua, para evitar el desaprovechamiento del gas, la Plataforma de Compresión cuenta con plantas y equipo auxiliar para servicios indispensables tales como; endulzamiento y deshidratación de gas amargo, generación de agua potable, acondicionamiento de gas combustible (Planta de Secado), sistema de calentamiento, suministro de agua de servicios y contraincendio, distribución de energía eléctrica, aire de planta e instrumentos, etc.

En el apéndice B se muestran los Diagramas de Flujo de Proceso (DFP) que conforman la Plataforma de Compresión en estudio; con la ayuda de estos diagramas se observan las corrientes de proceso de calentamiento y tratamiento de gas natural que es indispensable para la instalación de un sistema de cogeneración, es decir, que a partir de un análisis de energía y consumos de combustible se podrá determinar cuál es la alternativa más viable para cogenerar en Plataforma.

A continuación se hace una breve descripción del proceso en las que se contemplan los procesos de compresión, la distribución de gas combustible y el sistema de calentamiento, que sirve para tener una clara idea del procesamiento de gas natural y el consumo de energía que se llevará a cabo en la Plataforma.

3.3.1. Descripción de la sección de compresión.

La Plataforma de Producción PB-LT-A envía el gas separado en la Plataforma de Compresión CA-LT-A, (apéndice B, Diagrama B.3) donde es preparado para su envío a tierra.

La planta esta formada por cuatro Módulos de Compresión (tres en operación y uno de relevo), a fin de cubrir el amplio rango de producción de gas contemplado en los pronósticos de producción. Los compresores serán de tipo centrífugo y estarán conectados en paralelo. Una misma turbina accionará todos los compresores de cada módulo.

El gas proveniente del separador de baja presión de la Plataforma de Producción PB-LT-A se une con el gas resultante (*gas ácido* y *gas motriz*). La mezcla de ambos se envía al tanque receptor de líquidos FA-5203 (4.5 kg/cm² man. y 50 °C) con el fin de eliminar la presencia del líquido que pudiera arrastrarse o generarse en el trayecto, antes de alimentarse al compresor de primera etapa de baja presión.

La corriente de gas se alimenta a los tanques de succión del compresor de 1era. etapa, baja presión FA-5204 AC/D, posteriormente es enviado a los compresores de baja presión, 1era etapa GB-5201 AC/D, a control de presión con la turbina de los mismos, para elevar su presión hasta 13.0 kg/cm² man. El gas comprimido pasa por los enfriadores EC-5201 AC/D donde se disminuye su temperatura a 52 °C (y a una presión de 12.3 kg/cm² man.), alimentándose enseguida a los separadores FA-5205 AC/D.

El gas obtenido en los separadores FA-5205 AC/D se envía a la succión de los compresores de segunda etapa, baja presión GB-5201 AC/D donde se eleva su presión desde 12.3 hasta 35.0 kg/cm² man.

El gas obtenido del separador FA-5207 se mezcla con la corriente de gas de alta presión proveniente del separador de primera etapa de la Plataforma de Producción PB-LT-A y con el gas separado en el FA-5206 AC/D.

El gas obtenido de los tanques FA-5200 AC se alimenta a los tanques de succión de los compresores de alta presión FA-5201 AC/D (@ 33.0 kg/cm² man. y 52 °C) donde se eliminan las partículas que pudieran estar presentes en la corriente; posteriormente el gas pasa a los compresores GB-5200 AC/D donde se eleva su presión hasta 80.0 kg/cm² man. para finalmente enfriarlo en los EC-5200 AC/D donde se abate su temperatura hasta 52 °C.

A la salida de los enfriadores EC-5200 AC/D se generan una mezcla gas-líquido que se alimenta a los separadores trifásicos de alta presión FA-5202 AC/D. El gas obtenido es dividido en tres corrientes, una se envía a tratamiento a la Planta Endulzadora (20 MMPCSD) para consumo propio de la plataforma como gas combustible, previo secado; la segunda corriente (2.4 MMPCSD) se envía como gas motriz para el eyector utilizado en la recuperación de gases ácidos de la Planta Endulzadora, y el resto se envía a tratamiento a la Planta Deshidratadora.

En la sección de endulzamiento (apéndice B, Diagrama B.4) se tiene como objetivo, reducir al mínimo el contenido de ácido sulfhídrico (H₂S y bióxido de carbono (CO₂)) para utilizarlo como gas combustible en turbinas y servicios generales que requiere la Plataforma.

La función de la sección de secado (apéndice B, Diagrama B.5), será acondicionar el gas dulce eliminando las fracciones de hidrocarburo y agua contenidos en el mismo, que pueden condensar y dañar las turbinas de los compresores. Este proceso consistirá básicamente en el enfriamiento de gas dulce por expansión, aprovechando las corrientes frías que se genera del mismo proceso.

El gas combustible seco deberá cumplir con una temperatura de rocío que será menor o igual a 23 °C a la presión de 41.1 kg/cm² man., garantizando que el gas seco no presente condensación a la condiciones de suministro a turbinas de gas y otros servicios.

3.3.2 Distribución de gas combustible.

En el Sistema de Distribución de Gas Combustible (apéndice B, Diagrama B.6), normalmente recibe la alimentación de la Planta de Secado (@ 40.0 kg/cm² man. y 47 °C), y tiene por objetivo suministrar gas combustible libre de condensados para los requerimientos de: gas de sellos, gas a turbina de módulos de compresión, gas a turbogeneradores eléctricos y gas de presurizado.

Después de la entrega del gas para los requerimientos antes mencionados, el gas se expande hasta 3.0 kg/cm² man. y 27 °C con el fin de ser enviado como Gas de agotamiento a Planta de Tratamiento de Agua, Gas de agotamiento a Planta Deshidratadora y como Gas de barrido y a pilotos de quemador.

En caso de que no se cuente con el suministro de gas combustible proveniente de la Planta de Secado (por falla ó mantenimiento), se utilizará gas de las Plantas Endulzadoras (79.5 kg/cm² man. y 57 °C) previo acondicionamiento del mismo.

El gas obtenido del Separador de Gas Combustible FA-5406 es alimentado al Calentador de Gas Combustible EA-5404 (el cual obtiene su carga térmica del circuito de aceite de calentamiento), para elevar su temperatura y expanderlo hasta obtener las condiciones requeridas en el cabezal (40.0 kg/cm² man. y 47 °C). Posteriormente es enviado a la red de distribución de gas combustible como se mencionó anteriormente, asegurando el suministro de un gas libre de condensados.

3.3.3 Descripción del Sistema de Calentamiento.

Para proporcionar la carga térmica necesaria requerida en la Plataforma de Compresión; se utilizará un circuito cerrado de aceite de calentamiento (apéndice B, Diagrama B.7) que operará con aceite térmico DOWTHERM G-40.

El aceite será calentado con un sistema de recuperación de calor EG-5700 A/R, que aprovechará el calor desprendido en los gases de escape de los turbocompresores.

El sistema de aceite de calentamiento tendrá la capacidad para cubrir los requerimientos de carga térmica de diseño del Rehervidor de la Regeneradora de MDEA, del Rehervidor de la Torre Regeneradora de TEG, del Calentador de Gas combustible y del Intercambiador Agua/Aceite a los que dará servicio.

El sistema de aceite de calentamiento se diseño considerando un aceite del tipo DowTherm G-40 y tomando en cuenta que su temperatura no deberá exceder de 371°C para evitar su degradación.

La temperatura del aceite de calentamiento en el cabezal de suministro será de 243 °C y únicamente para el Rehervidor EA-5401 A/B la alimentación será de 160 °C.

En este tipo de sistemas el uso de aceites térmicos es muy común, debido a que sus características permiten un buen manejo en el proceso, sin embargo, esto no es la única alternativa para llevar a cabo el calentamiento de las corrientes de proceso. Una de estas posibilidades es el uso de vapor de agua en las Plataformas, y considerando esta alternativa se puede promover la instalación de sistemas de cogeneración reemplazando así al aceite de calentamiento.

3.4 ALTERNATIVAS DE COGENERACION EN PLATAFORMA.

Existen distintos escenarios en que un sistema de cogeneración pueda instalarse en una Plataforma Marina de Compresión; y uno de ellos es aprovechando los gases de combustión de la turbina que es la que acciona a los compresores.

Las alternativas propuestas para llevar a cabo la instalación de sistemas de cogeneración en Plataformas Marinas son:

- ❶ Cogeneración con turbina de gas y recuperador de calor. (Diagrama N° 1).
- ❷ Cogeneración con turbina de gas con ciclo regenerativo. (Diagrama N° 2).
- ❸ Cogeneración con ciclo combinado. (Diagrama N° 3)

No se debe descartar la idea de que en futuras construcciones de Plataformas Marinas en México, se instalen este tipo de sistemas, ya que los beneficios que pueden ofrecer en el Sector Petrolero son elevados.

3.4.1 Descripción de cogeneración con turbina de gas.

En la etapa de compresión de la turbina de gas GB-101 se alimenta aire atmosférico (38 °C y 14.69 psia) hasta alcanzar una relación de presión a la salida de 1:18.8.

El gas proveniente del sistema de distribución de gas combustible (32 °C y 170.67 psia) es mezclado con el aire comprimido de la etapa de compresión de la turbina de gas GB-101 para su combustión en la cámara de combustión de la misma. A la salida de la cámara de combustión se obtienen gases calientes a una temperatura de 1137.96 °C y se expanden en la etapa de expansión de la turbina de gas hasta alcanzar una temperatura de 533 °C a la salida de esta etapa.

El trabajo desarrollado por la turbina de gas GB-101 se requiere para satisfacer el movimiento mecánico de los módulos de compresión y a su vez por un generador eléctrico para la generación de energía eléctrica.

Los gases calientes a la salida de la turbina de gas GB-101 son aprovechados por el recuperador de calor EA-5700 para el calentamiento del aceite térmico DowTherm para su envío al sistema de calentamiento de la Plataforma. El flujo de gases calientes a la entrada del recuperador EA-5700 no será en su totalidad debido a los requerimientos térmicos en el sistema de calentamiento. Los gases que no son requeridos por el recuperador son enviados a la atmósfera.

3.4.2 Descripción de cogeneración con ciclo regenerativo.

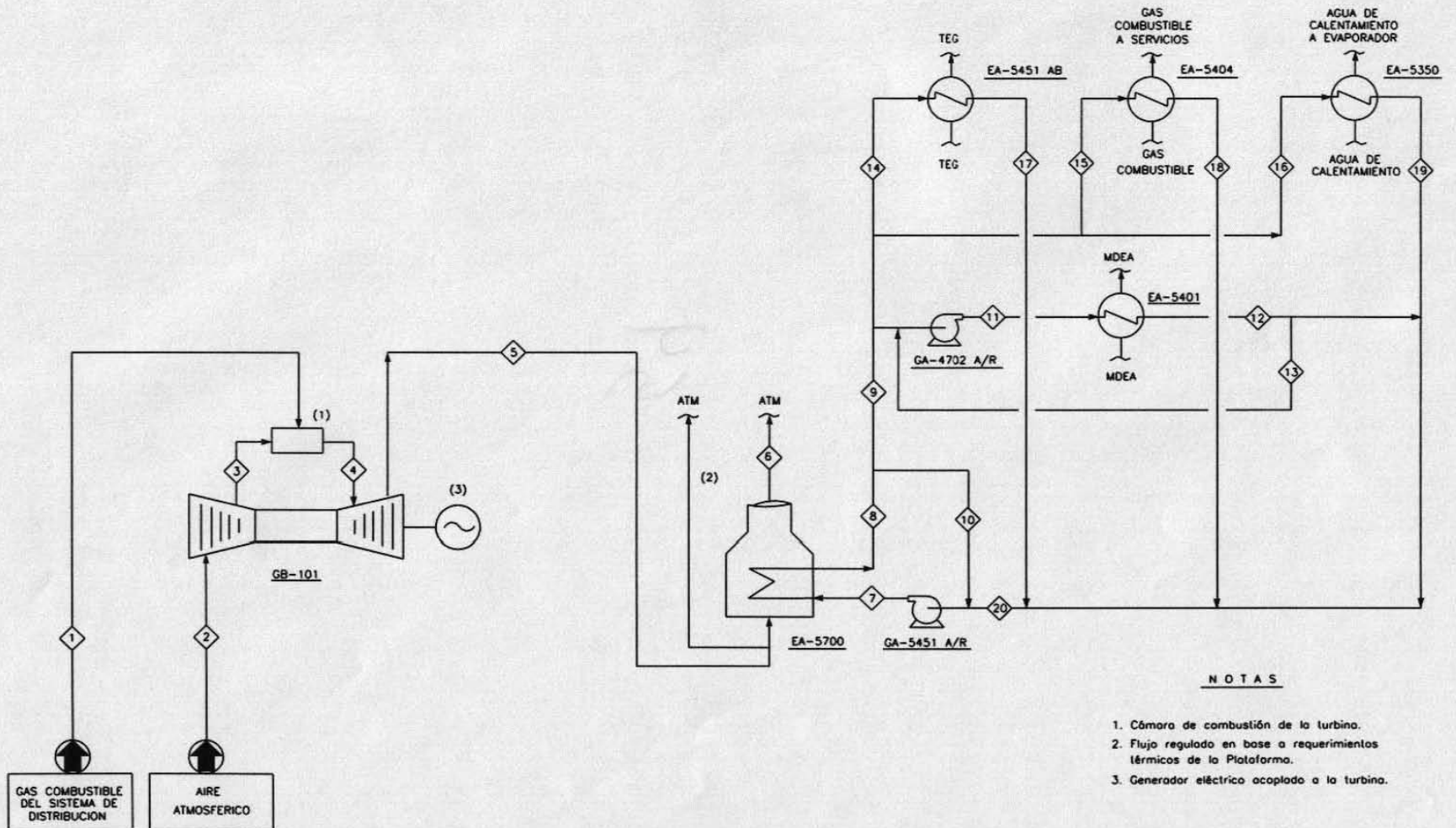
El aire comprimido a la salida de la etapa de compresión (475.73 °C y 276.28 psia) se alimenta al regenerador de calor de la turbina de gas GB-101 para su precalentamiento, aprovechando los gases calientes a la salida de la etapa de expansión (533 °C y 14.69 psia). El aire caliente a la salida del regenerador (521 °C y 276.28 psia) es mezclado con la corriente de gas combustible (32 °C y 170.67 psia) para la combustión en la cámara de combustión de la turbina de gas. Los gases de combustión pasan a la etapa de expansión hasta alcanzar para reducir la temperatura hasta 533 °C y alimentarlos al regenerador de calor.

Los gases calientes provenientes del regenerador de calor son aprovechados por el recuperador de calor EA-5700 para el calentamiento del aceite térmico DowTherm. La temperatura del aceite de calentamiento en el cabezal de suministro al sistema de calentamiento será de 243 °C y únicamente para el Rehervidor EA-5401 AB la alimentación será de 160 °C.

3.4.3 Descripción de cogeneración con ciclo combinado.

Las corrientes del proceso en la turbina de gas, son la misma descripción del punto 3.4.1, que se refiere a la descripción del ciclo de cogeneración con turbina de gas. A partir del Recuperador de Calor EA-5700, los gases de exhaustos de la turbina de gas, son aprovechados en el recuperador para la producción de vapor de alta presión a 350 °C. El vapor es alimentado a la Turbina de Vapor GB-102 para la generación de energía eléctrica a través de un generador eléctrico acoplado en la flecha de la turbina. La salida del vapor de la Turbina de Vapor GB-102 sale con una calidad de vapor de media presión a 280 °C para su alimentación al cabezal de distribución del sistema de calentamiento de la Plataforma.

El sistema de calentamiento será ahora con la distribución de vapor de media presión en vez del aceite térmico que se usaba en los dos esquemas anteriores. Esto se debe a que el vapor a la salida de la turbina de vapor sea aprovechado para el calentamiento de las corrientes de proceso de la Plataforma.



NOTAS

1. Cámara de combustión de la turbina.
2. Flujo regulado en base a requerimientos térmicos de la Plataforma.
3. Generador eléctrico acoplado a la turbina.

JOEL HERNANDEZ SANTOYO

INGENIERIA QUIMICA
TESIS PROFESIONAL

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE QUIMICA



COGENERACION CON TURBINA DE GAS

PLATAFORMA DE COMPRESION
LITORAL TABASCO

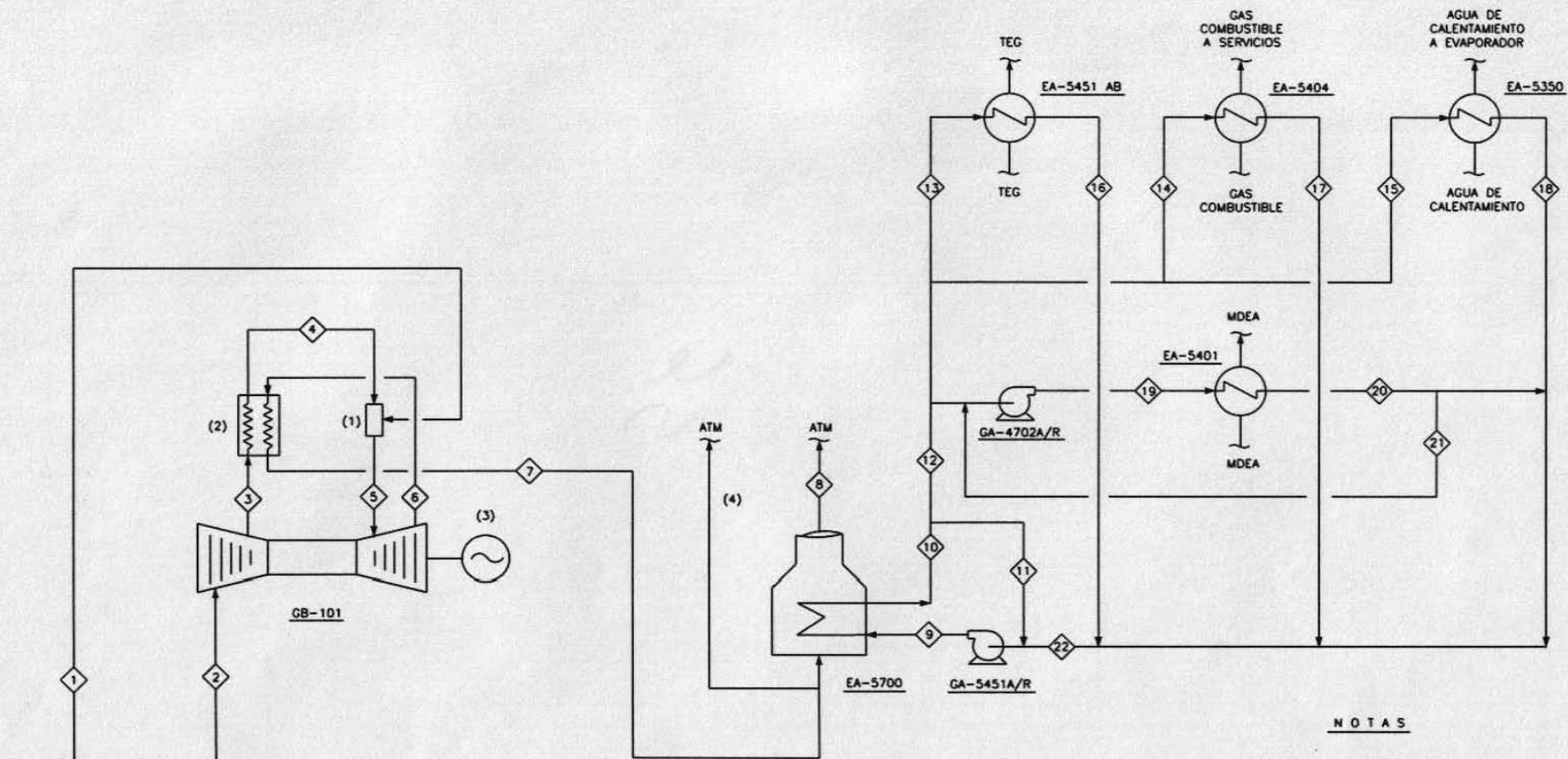
DIAGRAMA N° 1

GB-101	Turbina de Gas.
EA-5700	Recuperador de calor.
EA-5451	Rehervidor de la Torre Regeneradora de TEG
EA-5404	Calentador de gas combustible-
EA-5401	Rehervidor de la regeneradora de MDEA.
GA-5451 A/R	Bomba de aceite de calentamiento.
GA-4702 A/R	Bomba de recirculación de aceite de calentamiento.

Tabla 3.5 Lista de equipo del Diagrama N° 1

Corriente	Flujo (lb / h)	T (°C)	P (psia)	h (BTU / lb)
1	1908.45	32	170.67	2783.19
2	96117.66	38	14.69	1333.46
3	96117.66	475.73	276.28	328.41
4	98026.11	1137.96	275.9	19873
5	98026.11	533	14.69	10649.3
6	-	-	-	-
7	438072.84	195	79.64	139.41
8	438072.84	243	49.77	192.81
9	394690.95	243	49.77	192.81
10	457035.32	243	7.11	192.94
11	43381.89	160	49.77	105.38
12	457035.32	140	39.82	87.38
13	457035.32	140	29.86	87.38
14	375437.08	243	49.77	105.38
15	263154.52	243	49.77	192.81
16	44922.73	243	49.77	192.81
17	263154.52	210	39.82	155.49
18	5015.45	150	39.82	96.18
19	44922.73	150	39.82	96.18
20	394690.95	189	7.11	133.55

Tabla 3.6 Propiedades de las corrientes del Diagrama N° 1



NOTAS

1. Cámara de combustión de la turbina.
2. Regenerador de calor.
3. Generador eléctrico acoplado a la turbina.
4. Flujo regulado en base a requerimientos térmicos de la Plataforma.

GAS COMBUSTIBLE DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION

AIRE ATMOSFERICO

GB-101	Turbina de Gas.
EA-5700	Recuperador de calor.
EA-5451	Rehervidor de la Torre Regeneradora de TEG
EA-5404	Calentador de gas combustible-
EA-5401	Rehervidor de la regeneradora de MDEA.
GA-5451 A/R	Bomba de aceite de calentamiento.
GA-4702 A/R	Bomba de recirculación de aceite de calentamiento.

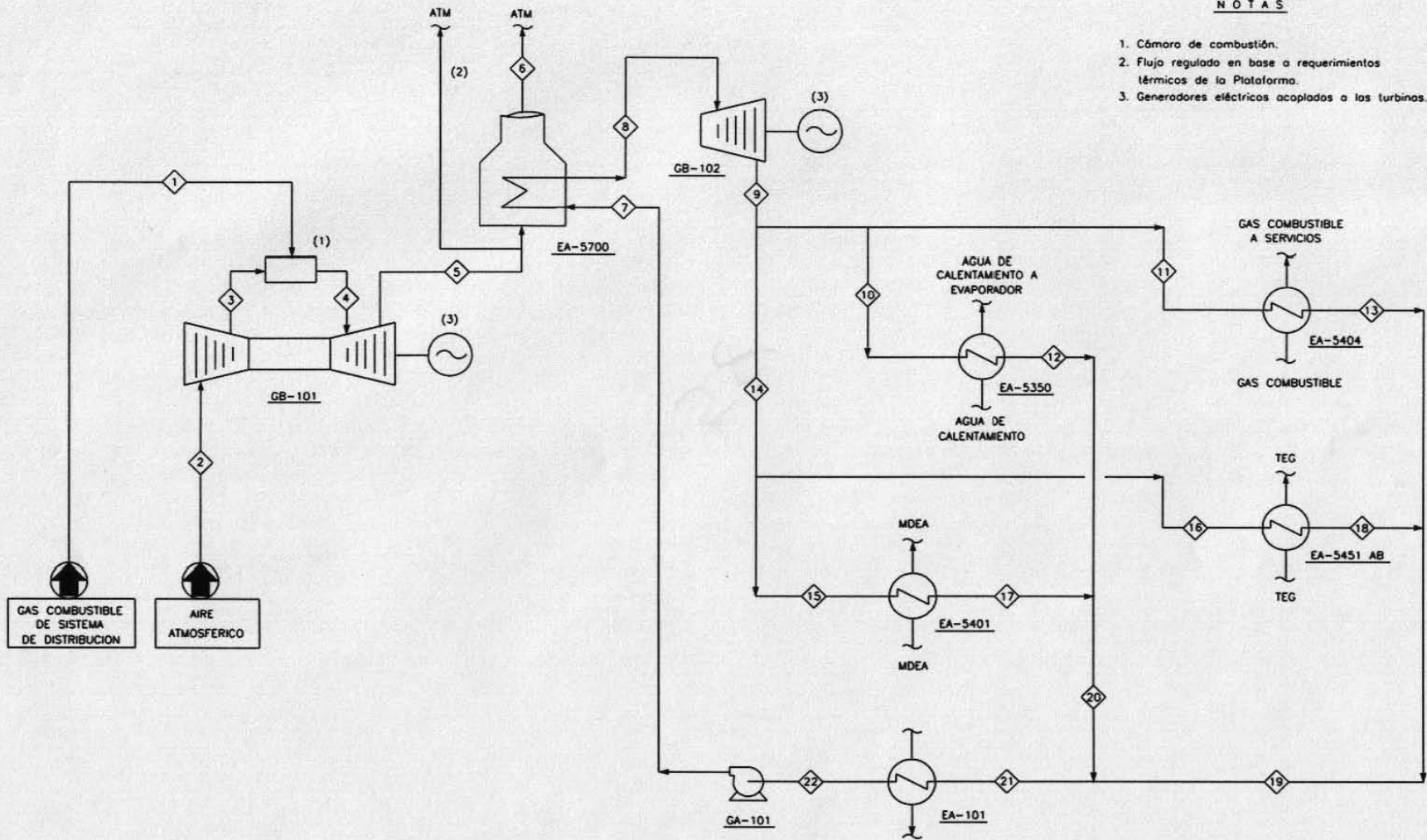
Tabla 3.7 Lista de equipo del Diagrama N° 2

Corriente	Flujo (lb / h)	T (°C)	P (psia)	h (BTU / lb)
1	1755.74	32	170.67	2783.19
2	96117.66	38	14.69	133.46
3	96117.66	475.73	276.28	328.41
4	96117.66	521.54		350.75
5	97873.4	1137.96		19873
6	97873.4	533		10649.3
7	97873.4	530.73		10627.36
8				
9	438072.84	195	79.64	139.41
10	438072.84	243	49.64	192.81
11	43381.59	243	49.77	192.94
12	394690.95	243	7.11	192.81
13	263154.52	243	49.77	105.38
14	5015.45	243	49.77	192.81
15	44922.73	243	49.77	192.81
16	263154.52	210	49.77	155.49
17	5015.45	150	39.82	96.18
18	44922.73	150	39.82	96.18
19	457035.32	160	49.77	105.38
20	457035.32	140	39.82	87.38
21	375437.08	140	39.82	87.38
22	394690.95	189	7.11	133.55

Tabla 3.8 Propiedades de las corrientes del Diagrama N° 2

NOTAS

1. Cámara de combustión.
2. Flujo regulado en base a requerimientos térmicos de la Plataforma.
3. Generadores eléctricos acoplados a las turbinas.



JOEL HERNANDEZ SANTOYO

INGENIERIA QUIMICA
TESIS PROFESIONAL

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE QUIMICA



COGENERACION CON CICLO COMBINADO

PLATAFORMA DE COMPRESION
LITORAL TABASCO

DIAGRAMA N° 3

GB-101	Turbina de Gas.
GB-102	Turbina de vapor
EA-5700	Recuperador de calor.
EA-5451	Rehervidor de la Torre Regeneradora de TEG
EA-5404	Calentador de gas combustible-
EA-5401	Rehervidor de la regeneradora de MDEA.
EA-101	Condensador de vapor.
GA-101	Bomba de condensados.

Tabla 3.9 Lista de equipo del Diagrama N° 3

Corriente	Flujo (lb / h)	T (°C)	P (psia)	h (BTU / lb)
1	1908.45	32	170.67	2783.19
2	96117.66	38	14.69	1333.46
3	96117.66	475.73	276.28	328.41
4	98026.11	1137.96	275.9	19873
5	98026.11	533	14.69	10649.3
6	-	-	-	-
7	17480.02	195	79.64	139.41
8	17480.02	350		1103.9
9	17480.02	280		1195.4

Tabla 3.10 Propiedades de las corrientes del Diagrama N° 3

Capítulo IV

SELECCIÓN DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN EN PLATAFORMA DE COMPRESIÓN

4.1 ESTUDIOS DE VIABILIDAD.

Generalmente, los procesos industriales demandan diversos tipos de energía tales como la eléctrica mecánica y energía térmica (vapor, aire caliente, etc.). Las industrias satisfacen sus necesidades energéticas de calor mediante procesos de combustión de combustibles y de electricidad, adquiriéndola de alguna compañía suministradora. Este sistema con frecuencia no es el más eficaz energéticamente, ni el más recomendable económicamente.

Una forma alternativa de satisfacer la demanda energética de la industria es mediante los sistemas de cogeneración o de producción simultánea de energía eléctrica y energía térmica mediante un único proceso de transformación energética.

Un proyecto de cogeneración parte del planteamiento, por parte de la empresa de la reducción de los costos en el aprovisionamiento energético. De este modo, la conveniencia de aplicar esquemas de cogeneración, que normalmente, se emplean en industrias que cumplen las siguientes características:

- La demanda conjunta de calor y electricidad sea lo suficientemente importante y continua.
- Las necesidades de potencia eléctrica sean superiores a 500 kVA.
- La relación entre el calor y la electricidad demandada no presenten bruscas variaciones.
- Las necesidades de temperatura sean inferiores a 500 °C. En algunos casos, donde se requieran temperaturas a más de 500 °C, pueden tener aplicación los sistemas de cogeneración basados en el aprovechamiento de calores residuales.

Los estudios de viabilidad en proyectos de cogeneración se pueden estructurar en tres fases o niveles principales.

La primera fase consiste en el planteamiento de la industria de acudir a la cogeneración para reducir los costos energéticos, y comprende la realización de un *Informe de Factibilidad* (IF), o estudio previo de viabilidad, y el *Estudio de Viabilidad* (EV), propiamente dicho ^[2.21].

La realización del IF puede evitar los posteriores costos del EV que en algunos casos son elevados dependiendo de su exhaustividad. Cuando la empresa desconoce con exactitud los consumos energéticos, el EV se encarece considerablemente con la determinación de los consumos energéticos.

El IF y el EV (ver figura 4.1) conviene generalmente que sean realizados por consultorías o firmas de ingeniería especializadas en el campo energético, que sean independientes de suministradores de equipos, compañías eléctricas y suministradores de combustibles. Además los servicios técnicos de la industria encargados de la gestión energética deben realizar su supervisión y un seguimiento de estos estudios.

Una vez decidida la viabilidad de implantar un sistema de cogeneración, la segunda fase comprende la realización de la Ingeniería Básica, documento que define con precisión los equipos/materiales a adquirir así como su implantación, mientras que la tercera fase supone la realización de la Ingeniería de Desarrollo que, a su vez, comprende desde la Ingeniería de Detalle hasta los trabajos de montaje y puesta en marcha.

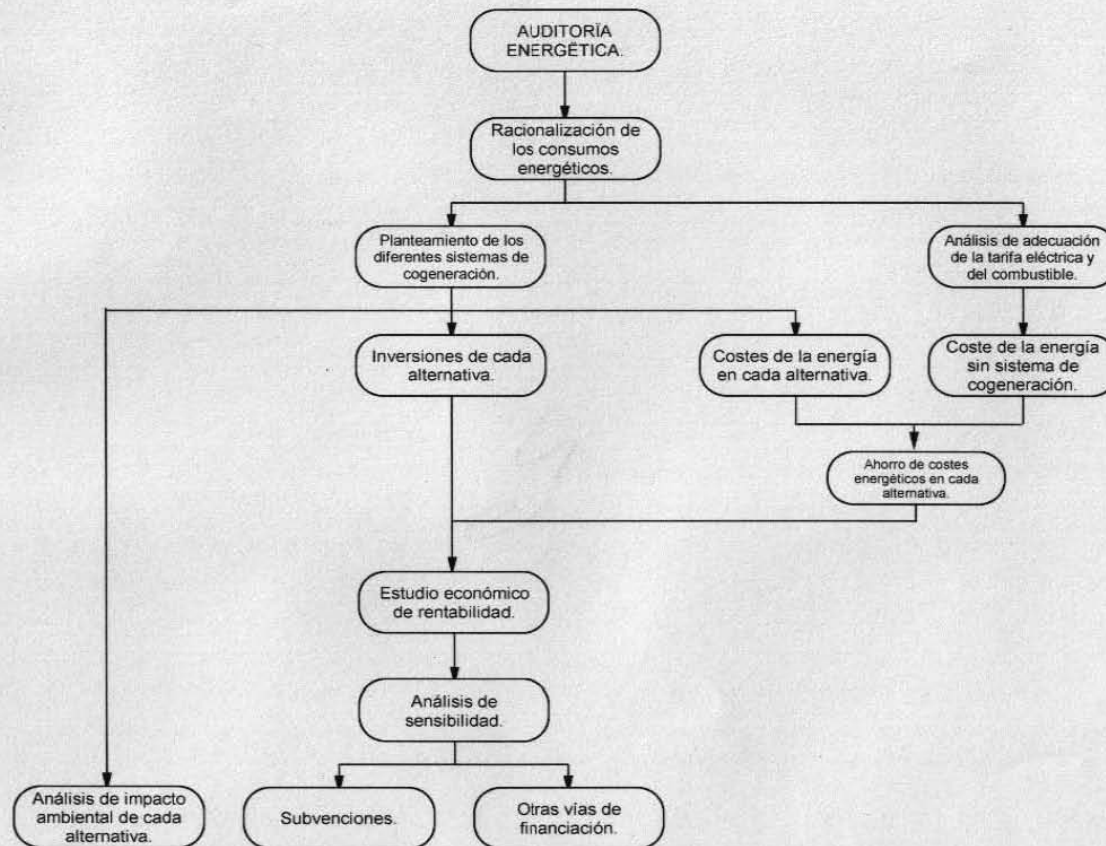


Figura 4.1 Fases del estudio de viabilidad de un sistema de cogeneración.

4.1.1 Cuantificación de la demanda energética.

El punto de partida del análisis de un sistema de cogeneración es el conocimiento de la demanda energética térmica y eléctrica (o mecánica). El proceso a seguir comprende tres fases:

- ❶ Determinación de los consumos totales de combustible y electricidad, junto con la obtención de la energía térmica y mecánica que puede generarse (caldera, turbina, etc.). Esto permite conocer los actuales costos energéticos y su vez, calcular el rendimiento del actual sistema de generación de calor.
- ❷ Análisis energético de los procesos, con el cual se podrían racionalizar las curvas horarias de demanda energética.
- ❸ Obtención de los modelos de demanda horaria de energía térmica y eléctrica, estratificando en niveles térmicos la demanda calorífica. Esta información es necesaria para analizar los sistemas de cogeneración que se propongan, además de emplearse para optimizar la tarifa eléctrica a aplicar.

Esta determinación puede llevarse a cabo mediante la disposición de medidores o mediante lectura periódica de contadores, también por medio de las hojas de servicio de la central de generación eléctrica y/o térmica que recojan lecturas en intervalos horarios, ya que actualmente, se disponen de sofisticados paquetes informáticos para la determinación de la factura eléctrica óptima y para el análisis energético de procesos.

4.1.2 Selección del binomio combustible/motor.

Los sistemas de cogeneración requieren una fuente energética primaria, a consumir por el elemento motor del sistema. La selección del combustible a utilizar va a condicionar también la elección del elemento motor a utilizar y viceversa, lo que muestra la importancia de esta decisión.

El EV debe incluir los posibles combustibles a emplear, estableciendo un orden preferencial en función de las ventajas e inconvenientes del uso de cada uno (ver Tabla 4.1). La clasificación obtenida será utilizada para realizar la elección del combustible que mejor se adapte al sistema motor.

DISPONIBILIDAD	Posibilidad de adquisición.	<ul style="list-style-type: none"> • Suministradores. • Capacidad máxima de suministro.
	Posibilidad de producción.	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad de producción. • Estacionalidad.
CONDICIONANTES DEL SUMINISTRO.	Forma de suministro.	<ul style="list-style-type: none"> • Transporte a granel. • Distribución canalizada.
	Instalaciones requeridas.	<ul style="list-style-type: none"> • Almacenamiento y manipulación. • Condiciones de emplazamiento. • Mantenimiento.
COSTO Y TENDENCIA.	Costo del combustible.	<ul style="list-style-type: none"> • Tendencia del precio.
	Costo de las instalaciones.	<ul style="list-style-type: none"> • Inversión necesaria. • Costes de mantenimiento.
POTENCIAL CONTAMINANTE.	Gases de combustión.	<ul style="list-style-type: none"> • Contenido de cenizas. • Contenido de azufre. • CO₂ y NO_x por energía producida.
	Otros.	<ul style="list-style-type: none"> • Suciedad.
RIESGOS.	Peligrosidad de almacenamiento.	<ul style="list-style-type: none"> • Posibilidad de explosiones. • Posibilidad de incendios.
	Peligrosidad de manipulación.	<ul style="list-style-type: none"> • Riesgo para el personal. • Toxicidad.

Tabla 4.1 Factores a considerar en la selección del combustible.

Como se mencionó en el punto 2.3.2 del Capítulo II, los sistemas de cogeneración están formados por un elemento primario, o elemento motor, en los cuales están asociado a otra serie de equipos de recuperación de calor (calderas, intercambiadores, etc.). Dentro de cada uno de estos grupos existe una gran variedad de sistemas alternativos. La selección del tipo o tipos de máquinas térmicas válida para una aplicación concreta de cogeneración consiste básicamente en elegir los más adecuados, desde la mayoría de los puntos de vista. Existen diversos factores que condicionan la elección del tipo de motor a emplear, teniendo cada uno importancia diferente dependiendo del caso concreto. En la Tabla 4.2 se han resumido las características más importantes de las diferentes tipos de motores, en correspondencia a los condicionantes en el tipo de elemento motor a emplear.

	Turbina de vapor.	Turbina de gas.	Motor alternativo.
Rango de potencia por unidad.			
Límite técnico.	500 kW-1500 kW	500 kW-100 MW	75 kW-30 MW
Límite económico.	Más de 5 MW	500 kW-100 MW	Menos de 10 MW
Energía térmica disponible.			
Naturaleza.	Vapor (3 a 25 kg/cm ²)	Gases calientes (con exceso de aire 2.75 a 5)	Agua caliente. Gases calientes.
Temperaturas.	90 a 315 °C	450 °C a 550 °C	Gases de escape aprox. 400 °C. Aire refrig. + g. escape 120 °C. Agua refrig. aceite 50 °C. Agua refrig. motor 90 °C.
Posibilidad de aumento de la temperatura.		Postcombustión elevada de 800 °C a 1200 °C	
Producción de vapor.	Bajas y medias presiones.	Vapor alta presión (>30kg/cm ²)	Vapor < 150 °C (bajas presiones)
Régimen de funcionamiento.			
Régimen de funcionamiento.	Continuo.	Continuo a potencial nominal.	Discontinuo
Paradas diarias.	Problemática.	Problemática.	Problemática.
A cargas parciales.	Disminuye la eficiencia.	Complejidad de control. Mayor mantenimiento. Menor vida útil.	Gran flexibilidad. Mantiene rendimiento. Disminuye temp. gases
Combustibles.			
Grupo de combustibles.	Sólidos, líquidos y gaseosos.	Gaseosos y líquidos.	Líquidos y gaseosos.
Condiciones de utilización.	Ninguna, salvo límites emisiones.	Libres de partículas e impurezas.	Libres de partículas.
Tipo de sólidos.	Residuos y carbón.	No utilizables.	No utilizables.
Tipo de líquidos.	Todo tipo.	Gasolinas, gasóleos y fuelóleos.	Derivados del petróleo.
Tipo de gaseosos.	Todo tipo.	GLP, gas natural y fuelgas.	GLP, gas natural y biogas.
Otros condicionantes.	No es económico usar carbón.	Combustible líquidos: -Implica mayor mantenimiento. -Implica menor vida útil.	Fuelóleos pesados (motor diesel) GN/propano (motor Otto) Gasóleos y gas (motores mixtos)
Relación energía eléctrica/térmica (W/Q)			
Intervalo de W/Q	0.1 a 0.3	0.4 a 1	1.2 a 2.4
W/Q de máx rendimiento	0.15	0.51	1.66
Factor de utilización combustible.	80% a 73%	75% a 65%	75% 60%
Ahorro principal.	Ahorro de energía primaria.	Producción de energía cara	Producción de energía cara.
Disponibilidad del sistema.			
Fiabilidad (func. Continuo)	99.3 %	98.7 %	94 %
Paradas programadas.	50 horas/año	140 horas/año	325 horas/año
Paradas de mantenimiento.	Cada 4000 horas	Cada 4000 horas	Cada 4000 horas

Tabla 4.2 Condicionantes en la elección del tipo de elemento motor a emplear en un sistema de cogeneración.

4.1.3 Determinación de potencia térmica y eléctrica a cubrir por el sistema.

El conocimiento de las potencias térmica y eléctrica a cubrir por el sistema de cogeneración determinan el punto de diseño o base del mismo. Este dato es necesario para posteriormente dimensionar y configurar la instalación de cogeneración, tanto el módulo de cogeneración como los equipos auxiliares necesarios; entendiéndose por módulos de cogeneración todo el conjunto de elementos que producen simultáneamente energía térmica y eléctrica, y por equipos auxiliares aquellos cuyo fin es producir sólo energía térmica o eléctrica.

La industria que dispone de un sistema de cogeneración, puede realizar el aprovisionamiento energético a sus procesos industriales mediante diversas vías:

- *Módulos de cogeneración*, constituido por la máquina térmica y el sistema de recuperación de calor.
- *Aprovisionamiento externo*, que corresponde al suministro eléctrico y, en casos muy excepcionales, a la compra de vapor.
- *Equipos auxiliares*, como calderas o generadores térmicos de apoyo, acumuladores de vapor u otro fluido térmico, postcombustión y/o generadores eléctricos.

Para un dimensionamiento energético de la planta, se pretende cuantificar la potencia (térmica o eléctrica) que debería de proporcionar el elemento motor principal, y si es necesario, acudir a equipos auxiliares para cubrir las fluctuaciones temporales de la demanda energética.

En la determinación de la potencia a cubrir por un sistema de cogeneración, siempre se deben de tener presentes criterios básicos, derivados del objetivo básico de la cogeneración. Estos criterios básicos son:

- El módulo de cogeneración debería, en lo posible, suministrar la máxima potencia térmica y eléctrica demandada por la industria, durante el máximo número de horas.
- No hay que pretender la autonomía energética total, sino que se debe coexistir con las vías convencionales de suministro y producción de electricidad y calor.
- Simplicidad y confiabilidad del sistema que permita reducir al mínimo la atención requerida por el usuario.

Una vez conocida la energía térmica generada y el combustible de los equipos auxiliares, la energía térmica y eléctrica generada y el consumo de combustible del motor de cogeneración se determina el rendimiento global de la instalación anualmente y el ahorro de energía primaria.

4.2 ANALISIS ENERGETICO.

La información recabada de la Plataforma de Compresión, se procesa con el objeto de determinar la cantidad y el modo en que se utiliza cada tipo de energético en ella. El proceso inicial resulta relativamente simple, contando con los datos de diseño e instalación de los equipos de la Plataforma y con la información de consumos de energía; en general los datos de consumo durante un año se consideran representativos.

4.2.1 Capacidad instalada térmica y eléctrica de la Plataforma.

Con el fin de verificar la información de operación de la Plataforma de Compresión, es importante llevar a cabo un balance de materia y energía.

Es muy importante obtener una descripción breve del proceso, la red de requerimiento térmico y la red de energía eléctrica, para así, anotar la capacidad instalada, los consumos de combustible, de vapor (considerando vapor de alta o media presión y condensados), consumo de energía eléctrica y todos aquellos valores que puedan servir para establecer el estado en que se encontrará la Plataforma. En el caso de no tener el valor de un parámetro necesario, es posible utilizar valores empíricos, es decir, de acuerdo a la experiencia con otras instalaciones costafuera de PEMEX que se encuentran actualmente en operación.

Para éste caso en estudio, nos referiremos a una Plataforma de Compresión en diseño, ya que los valores obtenidos provienen de balances energéticos previamente calculados.

Las cargas evaluadas, tanto térmica como eléctrica, dan como resultado la capacidad total de cada tipo de energético. Dichas cargas se agrupan por tipo de servicio y consideraciones de operación.

En la Tabla 4.3 se especifican las cargas térmicas para la Plataforma de Compresión en diseño, tomando en consideración los equipos de intercambio térmico, que pertenecen al Sistema de Calentamiento del Diagrama B.7 del Apéndice B.

Clave equipo	Nombre del equipo.	Carga térmica.		
		Mkcal / h	MBTU / h	kWt
EA-5401	Rehervidor de la regeneradora de MDEA.	1663.2	6.6	1934.3
EA-5451 AB	Rehervidos de la regeneradora de TEG.	1850	7.34	2151.55
EA-5404	Calentador de gas combustible.	92.84	0.3684	107.97
EA-5350	Intercambiador agua/aceite.	831.6	3.3	967.15
	TOTAL	4437.64	17.609	5160.97

Tabla 4.3 Cargas térmicas del Sistema de Calentamiento en Plataforma Marina.

4.2.2 Consumo de electricidad y combustible.

Los consumos de electricidad y combustible que se adoptan en una Plataforma de Compresión, son determinados directamente por la demanda de producción de gas, sin embargo, los rangos de producción para un periodo anual son inestables, debido a que la producción de gas puede bajar o aumentar su capacidad, involucrando así menores o mayores consumos de energía para la Plataforma.

En las Plataformas de Compresión instaladas por PEMEX, se cuentan con autogeneradores eléctricos, que suministran las cargas eléctricas necesarias para el proceso de compresión, sin embargo, no se descarta la posibilidad de obtener este energético por otro sistema de generación, como lo es implantar un sistema de cogeneración.

Por otro lado, el consumo de combustible en este tipo de instalaciones es el gas natural, y se puede considerar que no existe limitación en su consumo debido a que en la misma Plataforma se está procesando en bruto éste energético, sin embargo, las políticas de ahorro de energía y desarrollo sustentable planteadas por PEMEX comprometen a las plantas de proceso a disminuir sus consumos de combustible sin sacrificar la producción.

4.2.2.1 Electricidad.

Los datos provenientes de la Tabla 4.4 permiten conocer la demanda de energía eléctrica de la Plataforma de Compresión del Complejo Akal C de PEMEX (ver Diagrama B.8, Apéndice B). La elección de este complejo se debió a que no fue posible encontrar datos de la Plataforma de Compresión del Litoral Tabasco, estos datos se tomaron como característicos para la Plataforma en estudio.

Equipo	kWe
Carga total conectada.	3524.69

Tabla 4.4 Demanda de energía eléctrica.

4.2.2.2 Combustible.

El consumo de combustible se reporta en la Tabla 4.5, de tal manera que se concentran los consumos para sus distintos usos. Los datos obtenidos son tomados del Sistema de Distribución de Gas Combustible (Diagrama B.6, Apéndice B).

	Consumo		
	kg / h	lb / h	%
Gas de sellos.	2082	4590.02	10.56
Gas a módulos de compresión.	7017	15469.83	35.59
Gas a turbogeneradores.	8323	18349.07	42.22
Gas de presurizado.	520	1146.40	2.63
Gas de agotamiento a planta de tratamiento de agua.	520	1146.40	2.63
Gas de agotamiento a planta deshidratadora.	208	458.56	1.05
Gas de barrido a pilotos de quemador.	1041	2295.01	5.28
TOTAL	19711	43455.29	100

Tabla 4.5 Consumo de combustible.

4.3 SELECCION DEL SISTEMA DE COGENERACION.

4.3.1 Niveles de cogeneración.

La mayoría de las plantas industriales muestran interés por satisfacer sus necesidades energéticas, existiendo la posibilidad de transformarla en producto de proceso, atendiendo inicialmente a la satisfacción de sus necesidades térmicas totalmente.

Hay cuatro niveles de cogeneración, que a continuación se describen brevemente:

4.3.1.1 Satisfacción térmica y eléctrica al 100%.

Esta situación dá autonomía completa al usuario; el sistema de cogeneración seleccionado debe tener flexibilidad adecuada para satisfacer las necesidades energéticas de la planta. Pero estos sistemas implican que al aumentar la capacidad de energía eléctrica, resulta de un Índice de Calor neto (ICN) por encima del óptimo, lo que quiere decir que no se presenta ventaja alguna en la venta de excedentes.

4.3.1.2 Satisfacción térmica al 100% y compra de electricidad.

Este nivel de cogeneración es similar al anterior, su principal característica es incapaz de generar toda la electricidad requerida, y presenta fuertes variaciones en la relación Q/E, ocasionadas por la variación de la demanda eléctrica.

4.3.1.3 Satisfacción térmica al 100% con excedentes eléctricos.

Para este caso, el aumento de la capacidad de energía eléctrica puede ser técnica y económicamente viable, que daría como resultado, la exportación de energía por largos periodos. Habría caso en los que resulte viable instalar sistemas de cogeneración con baja relación de Q/E en procesos que poseen altos valores de dicha relación y con un ICN bajo.

4.3.1.4 Satisfacción térmica parcial y eléctrica al 100%.

La demanda eléctrica total a la planta, presenta tal magnitud, que no es factible que el sistema satisfaga la demanda térmica. Esto puede darse debido a que la operación de la planta tenga altas variaciones de Q/E, y por lo tanto es difícil conseguir que el sistema de cogeneración cumpla con la demanda térmica.

4.3.2 Estimación del potencial de cogeneración.

Una vez obtenidos los datos del consumo energético de las Plataforma, es factible seleccionar aquellos esquemas de cogeneración que resulten aplicables a las demandas de la misma.

La relación calor/electricidad (Q/E), que se encuentra definida por las cargas térmica y eléctrica, permitirá identificar los esquemas de cogeneración cuya relación inherente de producción de calor y electricidad se ajuste a o demandado por el proceso. Posteriormente se deberán tomar en consideración los

requerimientos necesarios para que el sistema pueda proporcionar el servicio requerido, y de esta manera se generan diversas alternativas que se analizan técnicamente, involucrando disponibilidad de combustibles y agua, impacto ambiental, posibilidad de venta de energía, etc.

Tomando los consumos totales de la Tabla 4.3 y Tabla 4.4 se obtiene la siguiente relación Q/E del sistema.

Carga térmica = 5160.97 kWt.

Carga eléctrica = 3524.69 kWe.

$$\frac{Q}{E} = \frac{5160.97}{3524.69} = 1.46$$

La relación Q/E (ver Tabla 2.3, Capítulo II) demuestra la aplicación de un sistema de cogeneración con turbina de gas de ciclo simple o bien, uno basado en turbina de gas con regeneración. Considerando las condiciones de operación de la Plataforma, el esquema de cogeneración se orientará a la satisfacción de la demanda térmica sin considerar excedentes de energía eléctrica.

4.4 EQUIPO DISPONIBLE PARA SISTEMAS DE COGENERACION.

Como se ha mencionado en capítulos anteriores, los sistemas de cogeneración se pueden distinguir por dos modelos de sus instalaciones, según en la forma que se necesita la energía térmica para el proceso, que son: energía térmica en forma de vapor o energía térmica en forma de gases.

Cerciorándose en los requerimientos energéticos (térmicos o eléctricos) de la planta, la utilización de cada uno de ellos se basa en su eficiencia según los puntos de vista técnico y económico.

Siguiendo con este mismo punto de vista, los requerimientos energéticos que se tienen en una Plataforma de Compresión de PEMEX son bajos en comparación con otras de sus instalaciones ubicadas en tierra, de esta manera se deben seleccionar las tecnologías adecuadas para estas condiciones.

Actualmente existen diferentes tecnologías para instalar un sistema de cogeneración adecuado para una Plataforma Marina. Para este caso en estudio, se han seleccionado algunas de ellas, considerando la demanda térmica/eléctrica, rangos de potencia y condiciones de operación del proceso.

En las siguientes tablas se muestran las tecnologías propuestas para su instalación en Plataforma Marina:

- Equipo con Turbina de Gas.

Compañía.	Modelo.	Año	Clasificación base ISO	Relación combustible/potencia	Eficiencia	Relación de presión.	Flujo másico.	Velocidad.	Temp. entrada	Temp gases exhaustos.	Peso
			kW	BTU/kWh	%		lb/s	RPM	°C	°C	ton
ABB	GT-10	1981	24630	9770	-	14	173	7700	-	534	55
Nuovo-Pignone	PGT-25	1981	22450	9620	35.5	18.8	150	6500	-	533	27
Cooper Rolls.	Coberra 6000	1974	28336	9157	-	20.6	204	4800	755	487	26
GE	LM2500	1973	23265	13320	-	18.8	100	3600		526	
Hitachi	M5322R*	1982	23862	9481	-	8.2	250	4670	-	352	

FUENTE: Gas Turbine World Handbook, 1996

Tabla 4.6 Características de turbinas de gas.

- Equipo de Ciclo Combinado.

Compañía.	Modelo.	Año.	Potencia neta.	Relación combustible/potencia.		Eficiencia.	Potencia turbina de gas.	Potencia turbina de vapor.
			kW	BTU/kWh	KJ/kWh	%	kW	kW
Nuovo-Pignone	CC-205	1981	80000	7765	8178	44	25700	29600
Pratt&Whitney Canada	FT8	1990	32280	7010	7394	48.7	24700	7580
Mitsubishi Eng.	SB-120	1985	32810	8048	8489	42.4	22340	10470

FUENTE: "Gas Turbine Worl Hadbook, 1996."
["http://www.dieselpub.com"](http://www.dieselpub.com)

Tabla 4.7 Características de Sistema de Ciclo Combinado.

Cada proyecto de cogeneración tiene sus particularidades que lo hacen único y no es posible generalizar la metodología para seleccionar y analizar los sistemas que pueden resultar aplicables en una Plataforma Marina, como lo es este caso en estudio.

En el siguiente capítulo, se presenta la metodología de cálculo de los sistemas de cogeneración propuestos y sus alternativas, de acuerdo a las condiciones de proceso que se presenta en la Plataforma de Compresión en diseño.



Capítulo V

**METODOLOGÍA DE CALCULO PARA
SISTEMAS DE COGENERACIÓN**

En el Capítulo III se analizaron las ecuaciones necesarias para el cálculo de los ciclos termodinámicos que presenta un sistema de cogeneración y se describieron tres alternativas de cogeneración para la Plataforma Marina en estudio.

En este Capítulo se desarrolla la secuencia de cálculo para dos sistemas de cogeneración con turbina de gas y un sistema de ciclo combinado, que son propuestos para satisfacer las demandas de energía térmica y energía eléctrica en la Plataforma de Compresión.

Como se ha mencionado en Capítulos anteriores, el propósito de cogeneración en la Plataforma, es aprovechar la energía contenida en los gases de combustión de la turbina de gas de los módulos de compresión, sin embargo, en este trabajo se propone el uso de una turbina que cuente con las características adecuadas para el proceso de compresión. En la Tabla 4.6 del Capítulo IV se esbozan las características de turbinas de gas que se encuentran en los rangos de potencia requerida por los módulos de compresión.

Un punto importante para la selección de la turbina de gas, es conocer la temperatura de salida de los gases exhaustos y la relación combustible/potencia que son requeridos por el sistema de cogeneración.

En los siguientes puntos, se analiza la secuencia de cálculo para cada sistema propuesto.

5.1 Análisis de cogeneración con turbina de gas y recuperador de calor.

La turbina seleccionada para estos análisis es una turbina Nouvo-Pignone modelo PGT25, con las siguientes características en base ISO (International Organization for Standardization):

Potencia:	22450 kW
Heat Rate:	9620 BTU/kW-h
Eficiencia:	35.5 %
Relación de presión:	18.8
Flujo de aire:	150 lb/s
T gases exhaustos:	533 °C

Para las condiciones de operación en la Plataforma, la turbina seleccionada se ve afectada por distintas variables que son: altura, temperatura, pérdida de presión a la entrada y salida de la turbina. Con uso de las figuras del Apéndice C.6 se obtienen las lecturas de los factores de corrección de estas variables, para así corregir la Potencia (Power) y el Heat Rate de la turbina, teniendo así:

T ambiente = 38 °C	$f_T = 0.83$
Altura = 33 m	$f_H = 0.99$
$\Delta P_{\text{entrada}} = 2 \text{ in H}_2\text{O}$	$f_{\Delta P_e} = 0.987$
$\Delta P_{\text{salida}} = 3 \text{ in H}_2\text{O}$	$f_{\Delta P_s} = 0.994$

$$kW = (22450 \text{ kW}) f_T f_H f_{\Delta P_e} f_{\Delta P_s}$$

$$kW = (22450)(0.83)(0.99)(0.987)(0.994) = 18098.10 \text{ kW}$$

El Heat Rate (HR_s) no se ve afectado por el factor de altura, por lo tanto los factores son:

$$f_T = 1.07$$

$$f_{\Delta P_e} = 1.005$$

$$f_{\Delta P_s} = 1.005$$

$$HR_S = (9620)(1.07)(1.005)(1.005) = 10396.59 \text{ BTU/kW-h}$$

Observando las corrientes de proceso del Diagrama N° 1 del Capítulo III, se tiene el siguiente análisis:

1. Relación Calor /Electricidad de la Plataforma.

$$\frac{Q}{E} = \frac{5160.97 \text{ kWt}}{3524.69 \text{ kWe}} = 1.46$$

2. Trabajo de compresión de aire.

$$r_p = 18.8 ; T_2 = 38 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$Pr_2 = 1.5712 ; h_2 = 133.46 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}} \quad \rightarrow \quad (\text{del Apéndice C.1})$$

$$Pr_3 = \left(\frac{P_3}{P_2} \right) Pr_2 = r_p Pr_2$$

$$Pr_3 = (18.8)(1.5742) = 29.59$$

$$T_{3S} = 431.29 \text{ }^\circ\text{C} ; h_{3S} = 308.96 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}} \quad \rightarrow \quad (\text{del Apéndice C.1})$$

Considerando una eficiencia del compresor de 0.9, se conoce la temperatura a la salida del compresor.

$$\eta_c = \frac{h_{3S} - h_2}{h_3 - h_2}$$

$$\eta_c = 0.9 = \frac{308.96 - 133.86}{h_3 - 133.86}$$

De tal manera que

$$h_3 = 328.41 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}} \quad \text{y} \quad T_3 = 475.73 \text{ }^\circ\text{C} \quad \rightarrow \quad (\text{del Apéndice C.1})$$

Por lo tanto, el trabajo del compresor será

$$W_c = (h_3 - h_2)$$

$$W_c = (328.41 - 133.86) = 194.55 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$$

3. Trabajo de la turbina.

Es este punto, las características de los productos de combustión se toman con la relación del 200% de aire estequiométrico.

$$T_5 = 533 \text{ }^\circ\text{C} ; h_5 = 10649.3 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}} ; Pr_5 = 31.58 \quad \rightarrow \quad (\text{del Apéndice C.2})$$

En este caso en particular, no se conoce la temperatura de entrada a la turbina, y por medio de un método iterativo mostrado en la siguiente tabla, se determina dicha temperatura.

El método usado es suponer una temperatura de salida (T_4) y calcular su entalpía (h_4), presión reducida (Pr_4 y Pr_5) y entalpía isoentrópica (h_{5s}). Considerando distintas eficiencias de la turbina, se puede determinar la entalpía a la salida y se compara con la h_5 conocida

T4	h4	Pr4	Pr4/18.8=Pr5	h5s	h5 n=1	h5 n=0.95	h5 n=0.9	h5 n=0.85	h5 n=0.8	h5 conocida
(°C)	(BTU/lb°R)			(BTU/lbm)	(BTU/lbm)	(BTU/lbm)	(BTU/lbm)	(BTU/lbm)	(BTU/lbm)	(BTU/lbm)
1282.78	22187.50	929.8	49.46	10318.62	10318.62	10912.07	11505.51	12098.95	12692.40	10649.30
1255.00	21740.30	857.2	45.60	10090.73	10090.73	10673.21	11255.68	11838.16	12420.64	10649.30
1227.22	21293.80	789.4	41.99	9864.88	9864.88	10436.33	11007.78	11579.22	12150.67	10649.30
1199.44	20848.40	725.9	38.61	9640.22	9640.22	10200.63	10761.04	11321.45	11881.86	10649.30
1171.67	20404.60	666.6	35.46	9417.15	9417.15	9966.53	10515.90	11065.27	11614.64	10649.30
1143.89	19962.00	611.3	32.52	9195.76	9195.76	9734.07	10272.38	10810.70	11349.01	10649.30
1116.11	19520.70	559.8	29.78	8976.10	8976.10	9503.33	10030.56	10557.79	11085.02	10649.30
1088.33	19080.70	511.9	27.23	8758.23	8758.23	9274.35	9790.47	10306.60	10822.72	10649.30
1060.56	18642.10	467.4	24.86	8542.13	8542.13	9047.13	9552.13	10057.12	10562.12	10649.30
1032.78	18204.90	425.9	22.65	8326.70	8326.70	8820.61	9314.52	9808.43	10302.34	10649.30

Tabla 5.1 Determinación de la temperatura a la entrada de la turbina.

Se observa que para un rango de eficiencias de la turbina entre 0.95 a 0.8, se encuentra la entalpía del gas a la salida de la turbina. Considerando una eficiencia de 0.85, se leen los siguientes valores:

$$h_4 = 19873.0 \frac{BTU}{lbm} ; T_4 = 1137.96 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\eta_T = \frac{h_4 - h_5}{h_4 - h_{5s}}$$

$$0.85 = \frac{19873 - 10649.3}{19873 - h_{5s}}$$

De tal manera que

$$h_{5s} = 9021.58 \frac{BTU}{lbm}$$

El trabajo de la turbina será:

$$W_T = (h_4 - h_5)$$

$$W_T = (19873 - 10641.3) = 9231.7 \frac{BTU}{lbm}$$

4. Trabajo de retroceso.

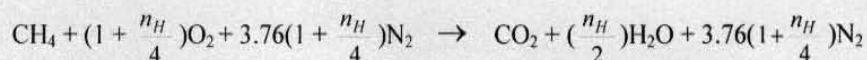
$$r_{tr} = \frac{W_C}{W_T}$$

$$r_{tr} = \frac{194.55 \text{ BTU/lb}}{319.65 \text{ BTU/lb}} = 0.608$$

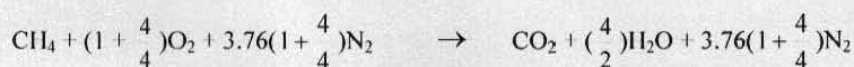
Es decir, el 60.8% de la salida del trabajo de la turbina se emplea solo para activar el compresor.

5. Calor de la cámara de combustión.

En la cámara de combustión la relación aire/combustible para el 100% de aire, se obtiene de la ecuación química de combustión del metano, debido a que el combustible empleado tiene la mayor cantidad de este hidrocarburo.^[1,2]



ó



Relación aire/combustible:

$$f_{A/C} = \frac{n_{\text{O}_2}(PM_{\text{O}_2}) + n_{\text{N}_2}(PM_{\text{N}_2})}{PM_C + PM_H}$$

$$f_{A/C} = \frac{(2)(32 \text{ lb/lbm}) + (7.52)(28 \text{ lb/lbm})}{12 \text{ lb/lbm} + 4 \text{ lb/lbm}} = 17.16$$

Para el 200% de exceso de aire estequiométrico:

$$f_{A/C} = 17.16(2) = 34.32$$

Esto quiere decir que habrá $(1 + \frac{1}{34.32}) = 1.0291$ lb de gases exhaustos por lb de aire.

Es importante notar que toda la base de cálculo es para la relación de 1 lb de aire. Las entalpías de combustión de los gases reportadas en el Apéndice C.2 son basados de 1 lbmol de componentes, por lo tanto, para el 200% de aire teórico, la masa molecular de los productos es de 28.88 lb/lbm; de tal manera:^[1,2]

$$h_4 = \frac{19873 \text{ BTU/lbm}}{28.88 \text{ lb/lbm}} = 688.12 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}} \quad \text{y}$$

$$W_{Tc} = \frac{9231.7 \text{ BTU/lbm}}{28.88 \text{ lb/lbm}} = 319.65 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$$

Por lo tanto

$$q_s = \frac{h_4 - h_3}{\eta_{cc}}$$

teniendo una eficiencia para la cámara de combustión de $\eta_{cc} = 0.98$

$$q_s = \frac{688.12 \text{ BTU/lb} (1.0291) - 328.41 \text{ BTU/lb}}{0.98} = 396.41 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$$

6. Trabajo neto del ciclo.

$$W_n = W_{Tc} - W_c$$

$$W_n = (319.65 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}})(1.0291) - 194.55 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}} = 134.40 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$$

7. Trabajo neto de la turbina.

$$W_{nt} = W_n \eta_m \eta_{GE}$$

$$\eta_m = 0.95 \quad \text{y} \quad \eta_{GE} = 0.98$$

$$W_{nt} = (134.40 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}})(0.95)(0.98) = 125.12 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$$

8. Eficiencia del sistema.

$$\eta_{sc} = \frac{W_{nt}}{q_s}$$

$$\eta_{sc} = \frac{125.12}{396.41} = 0.315 \quad \text{es el 31.5\% eficiente.}$$

9. Flujo de aire necesario.

$$W_{nt} = E * F_{\text{aire}}$$

$$E = 3524.69 \text{ kWe} \quad \text{siendo} \quad 1 \text{ MW} = 3.412 \times 10^6 \frac{\text{BTU}}{\text{h}}$$

$$F_{\text{aire}} = \frac{(3.52469 \text{ MW})(3.412 \times 10^6 \frac{\text{BTU}}{\text{h}})}{125.12 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}}} = 96117.66 \frac{\text{lb}}{\text{h}}$$

siendo $F_{\text{aire}} = F_2$

10. Flujo de combustible.

$$F_{\text{comb}} = F_1 = F_2 (m_{\text{comb}})$$

$$m_{\text{comb}} = \frac{q_s}{PC_{\text{CH}_4}}$$

$$\text{siendo } PC_{\text{CH}_4} = 1010 \frac{\text{BTU}}{\text{ft}^3}$$

$$m_{\text{comb}} = \frac{396.41 \text{ BTU}}{1010 \text{ BTU}} \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3} = 0.3924 \frac{\text{ft}^3}{\text{lb}}$$

Por lo tanto

$$F_{\text{comb}} = (96117.66 \frac{\text{lb}}{\text{h}})(0.3924 \frac{\text{ft}^3}{\text{lb}}) = 37716.56 \frac{\text{ft}^3}{\text{h}}$$

$$\rho_{\text{CH}_4} = 0.0506 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}$$

$$F_{\text{comb}} = (37716.56 \frac{\text{ft}^3}{\text{h}})(0.0506 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}) = 1908.45 \frac{\text{lb}}{\text{h}}$$

11. Flujo de gases.

$$F_{\text{gases}} = F_6 = (F_1 + F_2)$$

$$F_{\text{gases}} = (1908.45 + 96117.66) = 98026.11 \frac{\text{lb}_{\text{gases}}}{\text{h}}$$

12. Calor requerido por el recuperador de calor EA-5700.

$$Q_{\text{rec}} = F_7 C_{p\text{DT}}(T_8 - T_7)$$

$$T_8 = 243 \text{ }^\circ\text{C} \quad (469 \text{ }^\circ\text{F})$$

$$T_7 = 195 \text{ }^\circ\text{C} \quad (383 \text{ }^\circ\text{F})$$

$$C_{p\text{DT}} = 0.3567 + 3.0 \times 10^{-4} T(^\circ\text{F}) \quad \rightarrow \quad (\text{del Apéndice C.3})$$

$$C_{p\text{DT}} = 0.4845 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}^\circ\text{F}}$$

$$Q_{\text{rec}} = (437500 \frac{\text{lb}}{\text{h}})(0.4845 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}^\circ\text{F}})(469^\circ\text{F} - 383^\circ\text{F}) = 18.229 \frac{\text{MMBTU}}{\text{h}}$$

Con una eficiencia del recuperador de calor de 0.95

$$Q_{\text{útil}} = \frac{Q_{\text{rec}}}{\eta_{\text{rec}}}$$

$$Q_{\text{útil}} = \frac{18.229 \text{ MMBTU}}{0.95} \text{ h} = 19.188 \frac{\text{MMBTU}}{\text{h}}$$

13. Temperatura de los gases a la salida del recuperador con relación al flujo de gases exhaustos.

- 13.1 Para el 100% de flujo de gases.

$$Q_{\text{útil}} = F_6 (h_5 - h_6)$$

$$19.188 \frac{\text{MMBTU}}{\text{h}} = (97824.13 \frac{\text{lb}_{\text{gases}}}{\text{h}}) (10641.3 \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}} - h_6)$$

$$h_6 = 10445.14 \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}}$$

por lo tanto $T_6 = 519.62 \text{ }^\circ\text{C}$ → (del Apéndice C.2)

- 13.2 Para el 50% de flujo de gases.

$$19.188 \frac{\text{MMBTU}}{\text{h}} = (48912.06 \frac{\text{lb}_{\text{gases}}}{\text{h}}) (10641.3 \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}} - h_6)$$

$$h_6 = 10248.98 \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}}$$

por lo tanto $T_6 = 504.62 \text{ }^\circ\text{C}$ → (del Apéndice C.2)

14. Relación (Q/E) del sistema de cogeneración.

$$\left(\frac{Q}{E}\right)_{\text{sc}} = \frac{Q_{\text{útil}}}{E}$$

$$Q = Q_{\text{útil}} = 19.188 \frac{\text{MMBTU}}{\text{h}} = 5623.77 \text{ kWt}$$

$$\left(\frac{Q}{E}\right)_{\text{sc}} = \frac{5623.77 \text{ kWt}}{3524.69 \text{ kWe}} = 1.59$$

15. Índice de Calor Neto (Heat Rate).

$$\text{ICN} = \frac{QS - Q_{\text{útil}}}{E}$$

$$Q_S = F_2 \cdot q_s$$

$$Q_S = (96117.66 \frac{lb}{h})(396.41 \frac{BTU}{lb}) = 38.102 \frac{MMBTU}{h}$$

$$ICN = \frac{(38.102 - 19.188) \frac{MMBTU}{h}}{3524.69 kW_e} = 5365.92 \frac{BTU}{kW-h}$$

$$ICN = 5365.92 \frac{BTU}{kW-h} \left(\frac{1000 kW}{3.412 \times 10^6 \frac{BTU}{h}} \right) = 1.572$$

16. Índice de Combustible Ahorrado.

$$ICA = (HR_S - ICN) IEC$$

$$\text{siendo } HR_S = 10396.59 \frac{BTU}{kW-h}$$

$$ICA = (10396.59 - 5365.92)(1.59) = 7998.76 \frac{BTU}{kW-h}$$

$$ICA = (7998.76 \frac{BTU}{kW-h}) \left(\frac{1000 kW}{3.412 \times 10^6 \frac{BTU}{h}} \right) = 2.34$$

5.2 Análisis de cogeneración con turbina de gas de ciclo regenerativo.

La secuencia de cálculo es similar al análisis anterior, hasta llegar a la etapa de regeneración.

Este sistema se representa en el Diagrama N° 2 del Capítulo III.

1. Relación Q/E de la Plataforma.

$$\frac{Q}{E} = 1.46$$

2. Trabajo de compresión.

$$W_c = 194.55 \frac{BTU}{lb}$$

3. Regenerador de calor.

$$\eta_{\text{reg}} = \frac{T_4 - T_3}{T_6 - T_3} \quad \text{considerando una eficiencia del regenerador de 0.8}$$

$$T_3 = 475.73 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_6 = 533 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$0.8 = \frac{T_4 - 475.73}{533 - 475.73}$$

Por lo tanto

$$T_4 = 521.54 \text{ }^\circ\text{C}$$

4. Trabajo de la turbina.

Es el mismo cálculo del punto 3 y 4 del análisis 5.1.

Siguiendo la nomenclatura del Diagrama N° 2, se tiene

$$T_5 = 1137.96 \text{ }^\circ\text{C} \quad ; \quad T_6 = 533 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$W_T = 9231.7 \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}}$$

5. Trabajo de retroceso.

$$r_{\text{r}} = 0.608$$

6. Calor de la cámara de combustión.

$$q_s = \frac{h_5 - h_4}{\eta_{\text{cc}}}$$

$$h_5 = 688.12 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$$

$$h_4 = 350.75 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}} \quad @ \quad T_4 = 521.54 \text{ }^\circ\text{C} \quad \rightarrow \quad (\text{del Apéndice C.1})$$

$$q_s = \frac{(688.12 \text{ BTU/lb})(1.091) - 350.75 \text{ BTU/lb}}{0.98} = 364.68 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$$

7. Trabajo neto del ciclo.

$$W_n = 134.40 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$$

8. Trabajo neto de la turbina.

$$W_{nt} = 125.12 \frac{BTU}{lb}$$

9. Eficiencia del sistema.

$$\eta_{sc} = \frac{W_{nt}}{q_s}$$

$$\eta_{sc} = \frac{125.12}{364.68} = 0.343 \text{ es el 34.3\% eficiente}$$

10. Flujo de aire necesario.

Misma secuencia de cálculo del punto 9 al punto 13 del análisis 5.1.

$$F_{aire} = F_2 = 96117.66 \frac{lb}{h}$$

11. Flujo de combustible

$$F_{comb} = F_1 = F_2 (m_{comb})$$

$$m_{comb} = \frac{364.68 \frac{BTU}{lb}}{1010 \frac{BTU}{ft^3}} = 0.361 \frac{ft^3}{lb}$$

Por lo tanto

$$F_{comb} = (96117.66 \frac{lb}{h})(0.361 \frac{ft^3}{lb}) = 34698.47 \frac{ft^3}{h}$$

$$\rho_{CH_4} = 0.0506 \frac{lb}{ft^3}$$

$$F_{comb} = (34698.47 \frac{ft^3}{h})(0.0506 \frac{lb}{ft^3}) = 1755.74 \frac{lb}{h}$$

12. Flujo de gases

$$F_{gases} = (F_1 + F_2) = F_6$$

$$F_{gases} = (1755.74 + 96117.66) = 97873.40 \frac{lb_{gases}}{h}$$

13. Índice de Calor Neto (Heat Rate).

$$QS = (96117.66 \frac{lb}{h})(364.68 \frac{BTU}{lb}) = 35.052 \frac{MMBTU}{h}$$

$$ICN = \frac{(35.052 - 19.188) \frac{MMBTU}{h}}{3524.69 \frac{kW}{h}} = 4500.65 \frac{BTU}{kW - h}$$

$$ICN = (4500.65 \frac{BTU}{kW-h}) \left(\frac{1000kW}{3.412 \times 10^6 \frac{BTU}{kW-h}} \right) = 1.31$$

14. Índice de Combustible Ahorrado.

$$ICA = (10396.59 \frac{BTU}{kW-h} - 4500.65 \frac{BTU}{kW-h}) (1.59) = 9374.54 \frac{BTU}{kW-h}$$

$$ICA = (9374.54 \frac{BTU}{kW-h}) \left(\frac{1000kW}{3.412 \times 10^6 \frac{BTU}{h}} \right) = 2.74$$

5.3 Análisis de cogeneración con ciclo combinado.

Como se observa en el Diagrama N°3 del Capítulo III, el ciclo combinado se compone por una turbina de gas y una turbina de vapor. En la secuencia de cálculo de este sistema, el ciclo de la turbina de gas es el mismo que aparece en el análisis 5.1.

Siguiendo con la nomenclatura del Diagrama N° 3, se tiene el siguiente análisis:

1. Caldera de recuperación.

$$F_8 = 17480.02 \frac{lb_{MP}}{h} \quad \text{Es flujo de vapor de media presión requerido por el sistema de calentamiento en la Plataforma.}$$

$$T_8 = 350 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$h_8^L = 718.74 \frac{BTU}{lb} \quad ; \quad h_8^V = 1103.9 \frac{BTU}{lb} \quad \rightarrow \quad (\text{del programa Saturated Steam/Water}).$$

$$T_7 = 120 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$h_7^L = 216.31 \frac{BTU}{lb} \quad ; \quad h_7^V = 1163.4 \frac{BTU}{lb}$$

$$Q_{cald} = F_8 (h_8^V - h_7^L)$$

$$Q_{cald} = (17480.02)(1103.9 - 216.31) = 15.515 \frac{MMBTU}{h}$$

$$Q_{cald} = Q_{\text{útil}}$$

2. Potencia generada por la turbina de vapor.

$$T_8 = 350 \text{ } ^\circ\text{C} \quad ; \quad h_8^V = 1103.9 \frac{BTU}{lb} \quad ; \quad S_8^V = 1.2465 \frac{BTU}{lb \cdot ^\circ\text{R}}$$

A proceso isoentrópico, se determina del Apéndice C.5 la entalpía a la salida de la turbina de vapor a la temperatura requerida por el sistema de calentamiento, teniendo así:

$$T_9 = 280 \text{ }^\circ\text{C} ; h_9^V = 1195.4 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}} ; h_9^L = 531.72 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$$

De tal manera, la potencia de la turbina sera:

$$W_{TV} = F_g \Delta H_r$$

$$\Delta H_r = (h_8^V - h_9^m) \eta_{TV}$$

Para $S_8^V = 1.2465$, se busca a la presión de salida de la turbina una entropía constante, con el fin de encontrar la entalpía a la salida, ya que la presión a la salida es de 931.17 psia.

La fracción de vapor X se obtiene de

$$X S_C^V - (1 - X) S_C^L = 1.2465 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}^\circ\text{R}}$$

$$\text{Siendo } S_C^V = 1.3993 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}^\circ\text{R}} ; S_C^L = 0.7328 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}^\circ\text{R}}$$

De tal manera que

$$X = \frac{(1.2465 - 0.7328)}{(1.3993 - 0.7328)} = 0.7707$$

$$h_9^m = X h_9^V + (1 - X) h_9^L$$

$$h_9^m = (0.7707)(1195.4) + (1 - 0.7707)(531.72) = 1043.21 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$$

con una $\eta_{TV} = 0.8$

$$\Delta H_r = (1103.9 - 1043.21)(0.8) = 48.54 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$$

Por lo tanto

$$W_{TV} = (17480.02)(48.54) = 848575.59 \frac{\text{BTU}}{\text{h}}$$

$$W_{TV} = 248.69 \text{ kW}$$

3. Fracción de potencia eléctrica.

$$F_{PE} = \frac{W_{TV}}{E}$$

$$F_{PE} = \frac{248.69}{3524.69} = 0.0705$$

Es decir, el 7.05% de la demanda de energía eléctrica de la Plataforma, es suministrada por la turbina de vapor.

4. Relación de flujo de masa.

Se determina a partir del balance de energía en la caldera.

$$\frac{m_V}{m_G} = \frac{(h_7^L - h_8^V)}{(h_6 - h_5)}$$

$$\frac{m_V}{m_G} = \frac{(216.31 - 1103.9)}{(10253.31 - 10641.3)} = 2.287$$

Esto quiere decir, que 1 lb de gases exhaustos puede calentar 2.287 lb de vapor de 120 °C a 350 °C.

5. Trabajo neto del ciclo.

$$W_{ncc} = W_{nt} + \frac{m_V}{m_G} W_{TV}$$

$$W_{ncc} = 125.12 + (2.287)(48.54) = 236.13 \frac{BTU}{lb_{gases}}$$

6. Eficiencia del ciclo combinado.

$$\eta_{TCC} = \frac{W_{ncc}}{q_s}$$

$$\eta_{TCC} = \frac{236.13}{396.41} = 0.595 \quad \text{es el 59.5 \% eficiente.}$$

7. Índice de Calor Neto (Heat Rate).

$$Q_S = 38102001.6 \frac{BTU}{h}$$

$$Q_{\text{útil}} = \frac{Q_{\text{cald}}}{\eta_{\text{cald}}} + Q_{TV}$$

$$Q_{TV} = F_7 (h_9^m - h_7^L)$$

$$Q_{TV} = (17480.02)(1043.21 - 216.31) = 14.454 \frac{MMBTU}{h}$$

$$Q_{\text{útil}} = \frac{15515092.6}{0.95} + 14454228.53 = 30785904.95 \frac{BTU}{h}$$

$$ICN = \frac{(38102001.6 - 30785904.95) \frac{BTU}{h}}{3524.69 kW} = 2075.67 \frac{BTU}{kW - h}$$

$$ICN = (2075.67 \frac{BTU}{kW - h}) \left(\frac{1000 kW}{3.412 \times 10^6 \frac{BTU}{kW - h}} \right) = 0.608$$

8. Relación (Q/E)_{sc} del sistema de cogeneración con ciclo combinado.

$$\left(\frac{Q}{E}\right)_{sc} = \frac{Q_{util}}{E}$$

$$Q_{util} = 9022.45 \text{ kWt}$$

$$\left(\frac{Q}{E}\right)_{sc} = \frac{9022.45 \text{ kWt}}{3524.69 \text{ kWe}} = 2.55$$

9. Índice de Combustible Ahorrado.

$$ICA = (10396.59 \frac{\text{BTU}}{\text{kW-h}} - 2075.67 \frac{\text{BTU}}{\text{kW-h}})(2.55) = 21218.34 \frac{\text{BTU}}{\text{kW-h}}$$

$$ICA = (21218.34 \frac{\text{BTU}}{\text{kW-h}}) \left(\frac{1000 \text{ kW}}{3.412 \times 10^6 \frac{\text{BTU}}{\text{h}}} \right) = 6.21$$

NOMENCLATURA.

f_T	Factor de temperatura.	
f_H	Factor de altura.	
$f_{\Delta P_e}$	Factor de pérdida de presión a la entrada.	
$f_{\Delta P_s}$	Factor de pérdida de presión a la salida.	
Q	Carga térmica.	[kW]
E	Carga eléctrica.	[kWe]
r_p	Relación de presiones.	
T_1	Temperatura del gas combustible.	[°C]
T_2	Temperatura de entrada del aire.	[°C]
T_3	Temperatura a la salida del compresor.	[°C]
T_{3S}	Temperatura isoentrópica a la salida del compresor.	[°C]
T_4^*	Temperatura de entrada al expansor.	[°C]
T_5^*	Temperatura a la salida del expansor.	[°C]
T_6^*	Temperatura de gases a la salida del recuperador de calor.	[°C]
η_C	Eficiencia del compresor.	
h_2	Entalpía del aire a la entrada compresor.	[BTU/lb]
h_3	Entalpía del aire a la salida del compresor.	[BTU/lb]
h_{3S}	Entalpía isoentrópica del compresor.	[BTU/lb]
W_c	Trabajo del compresor.	[BTU/lb]
η_T	Eficiencia de la turbina.	
h_2	Entalpía del aire.	[BTU/lb]
h_3	Entalpía a la salida del compresor.	[BTU/lb]
h_{3S}	Entalpía isoentrópica a la salida del compresor.	[BTU/lb]
h_4^*	Entalpía de productos de combustión.	[BTU/lbm]
h_5^*	Entalpía de gases exhaustos	[BTU/lbm]
h_{5S}	Entalpía isoentrópica de la turbina.	[BTU/lbm]
h_6^*	Entalpía de los gases a la salida del recuperador.	[BTU/lbm]
W_T	Trabajo de la turbina.	[BTU/lb]
r_{tr}	Trabajo de retroceso.	
n_H	Moles de Hidrógeno.	
n_{N_2}	Moles de Oxígeno.	
n_{O_2}	Moles de Nitrógeno.	
PM_C	Peso molecular del Carbono.	[lb/lbm]
PM_H	Peso molecular del Hidrógeno.	[lb/lbm]
PM_{O_2}	Peso molecular del Oxígeno.	[lb/lbm]
PM_{N_2}	Peso molecular del Nitrógeno.	[lb/lbm]
W_{TC}	Trabajo de la turbina por lbm de gases.	[BTU/lb]
q_s	Carga térmica de la cámara de combustión	[BTU/lb]
η_{CC}	Eficiencia de la cámara de combustión	
W_n	Trabajo neto del ciclo.	[BTU/lbm]
W_{nt}	Trabajo neto de la turbina	[BTU/lbm]
η_m	Eficiencia mecánica de flecha.	
η_{GE}	Eficiencia del generador eléctrico.	
η_{SC}	Eficiencia del sistema de cogeneración.	
F_{aire}	Flujo de aire (F_2).	[lb/h]
F_{comb}	Flujo de combustible (F_1)	[lb/h]

m_{comb}	Masa del combustible.	[ft^3/lb]
PC_{CH_4}	Poder calorífico del Metano.	[BTU/ft^3]
ρ_{CH_4}	Densidad del Metano.	[lb/ft^3]
F_{gases}	Flujo de gases (F_6).	[lb/h]
Q_{rec}	Carga térmica del recuperador de calor.	[BTU/h]
F_7^*	Flujo de aceite térmico.	[lb/h]
C_{PDT}	Capacidad calorífica del DowTherm G.	[$BTU/lb \text{ } ^\circ F$]
T_7^*	Temperatura del DowTherm a la entrada del recuperador.	[$^\circ C$]
T_8^*	Temperatura del DowTherm a la salida del recuperador.	[$^\circ C$]
η_{rec}	Eficiencia del recuperador.	
$Q_{\text{útil}}$	Calor útil del sistema.	[BTU/h]
QS	Calor cedido por la cámara de combustión.	[BTU/h]
ICN	Índice de Calor Neto.	[$BTU/kW-h$]
HR_S	Heat Rate de la turbina específica.	[$BTU/kW-h$]
IEC	Índice de Electricidad/Calor (Q/E).	[kWt/kWe]
ICA	Índice de Combustible Ahorrado.	[$BTU/kW-h$]
h_7^l	Entalpía del líquido a la caldera.	[BTU/lb]
h_7^v	Entalpía del vapor a la caldera.	[BTU/lb]
h_8^l	Entalpía del líquido a la salida de la caldera.	[BTU/lb]
h_8^v	Entalpía del vapor a la salida de la caldera.	[BTU/lb]
S_8^v	Entropía del vapor de la caldera.	[$BTU/lb \text{ } ^\circ R$]
h_9^l	Entalpía del líquido a la salida de la turbina.	[BTU/lb]
h_9^v	Entalpía del vapor a la salida de la caldera.	[BTU/lb]
h_9^m	Entalpía de mezcla a la salida de la turbina.	[BTU/lb]
T_9	Temperatura del vapor a proceso.	[$^\circ C$]
η_{TV}	Eficiencia de la turbina de vapor.	
W_{TV}	Trabajo de la turbina de vapor.	
ΔH_r	Diferencia de entalpía real del vapor a la entrada y a la salida de la turbina.	[BTU/lb]
X	Fracción de vapor.	
S_C^l	Entropía específica de la fase vapor a la salida de la turbina de vapor.	[$BTU/lb \text{ } ^\circ R$]
S_C^v	Entropía específica de la fase líquida a la salida de la turbina de vapor.	[$BTU/lb \text{ } ^\circ R$]
F_{PE}	Fracción de potencia eléctrica.	
m_V	Masa del vapor.	[lb]
m_G	Masa de gases exhaustos.	[lb]
W_{ncc}	Trabajo neto del ciclo combinado.	[BTU/lb]
η_{TCC}	Eficiencia del ciclo combinado.	
η_{cald}	Eficiencia de la caldera.	

* La nomenclatura para estas corrientes cambian con relación al Diagrama N° 2 (Cogeneración ciclo regenerativo).



Capítulo VI

**ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD
DEL SISTEMA**

6.1 METODOS DE EVALUACION FINANCIERA.

El estudio de la evaluación económica es la parte final de toda secuencia de análisis de factibilidad de un proyecto, que en el cual se habrá calculado la inversión necesaria para llevarlo a cabo.

Los métodos y procedimientos empleados desde hace algún tiempo para estudiar los aspectos económicos de proyectos e inversiones en general, recurren a algunos términos y conceptos de extensa aplicación. En la ingeniería y particularmente en las ramas de extracción, de transformación y construcción, las secuencias de cálculo para el análisis económico son básicamente las mismas y sus diferencias se circunscriben a los datos e información con que se alimentan las ecuaciones utilizadas.

Esencialmente, el análisis económico consiste en un balance de ingresos y egresos para un tiempo determinado. En cifras, este balance se traduce en el cálculo de un conjunto de factores e índices a los que se reduce cualquier proyecto o variante del mismo, que permiten colocar sobre una misma base de comparación, cada una de las posibilidades. En esta forma, mediante el manejo de un número reducido de variables, se pueden adoptar decisiones bien fundamentadas, aun en el caso de proyectos muy complejos.

6.1.1 Método del Periodo de Recuperación.

Este método consiste simplemente en medir el tiempo que se requiere para que los flujos de efectivo permitan recuperar el desembolso inicial para capital fijo (inversión).

El método se basa en la premisa de que cuánto más pronto se recupere el capital, mejor habrá resultado del proyecto. Sin embargo, este enfoque puede ser engañoso.

6.1.2 Método del Valor Anual Equivalente.

Consiste en convertir a anualidades equivalentes uniformes todos los ingresos y gastos, incluyendo la inversión inicial que ocurren durante la vida económica de un proyecto. Si esta anualidad es positiva, significa que los beneficios son mayores que los costos y en consecuencia, el proyecto analizado deberá ser aceptado.

Debe tomarse en cuenta que la tasa de descuento o actualización (i) apropiada se determina externamente al proyecto, tomando como referencia el uso alternativo que se le pueda dar al dinero y el riesgo de realizar la inversión.

6.1.3 Valor Presente Neto (VPN).

El método del valor presente neto (VPN) consiste en transformar a valor presente, vía una tasa de actualización, todos los componentes del flujo de fondos de un proyecto. Debido a que la inversión total P se realiza en un tiempo cero, el VPN es la diferencia entre dicha inversión y el flujo futuro de fondos actualizado. El valor presente representa la magnitud absoluta en que los ingresos equivalentes de un flujo de caja superan a los egresos equivalentes de dicho flujo, siendo así:

$$VPN = -P + \sum \frac{St}{(1+i)^t}$$

Como se observa en la ecuación anterior, el VPN es inversamente proporcional al valor de la " i " aplicada, de modo que como la " i " aplicada es la TREMA, si se pide un gran rendimiento a la inversión inicial (es decir, si la tasa mínima aceptable TREMA es muy alta), el VPN puede volverse fácilmente negativo, y en ese caso se rechazaría el proyecto. La relación entre el VPN y la " i " puede representarse gráficamente como sigue:

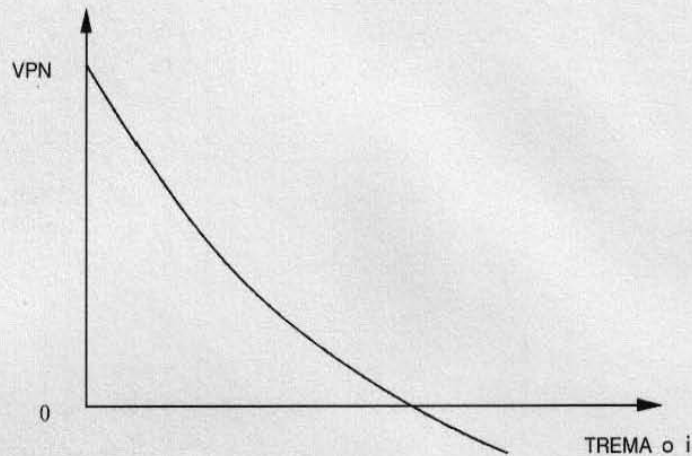


Figura 6.1 Gráfica del VPN vs. i

Como conclusiones generales acerca del uso del VPN como método de análisis se puede decir lo siguiente:

- Se interpreta fácilmente su resultado en términos monetarios.
- Supone una reinversión total de todas las ganancias anuales, lo cual no sucede en la mayoría de las empresas.
- Su valor depende exclusivamente de la " i " aplicada. Como esta " i " es la TREMA, su valor lo determina el evaluador.
- Los criterios de evaluación son: si $VPN \geq 0$, acéptese la inversión; si $VPN < 0$, rechácese.

6.1.4 Tasa Interna de Rendimiento (TIR).

La TIR es un índice de rentabilidad ampliamente aceptado. Se define como la tasa de interés que reduce a cero el valor presente de una serie de ingresos y egresos. En términos económicos la TIR representa el porcentaje o tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión, en forma tal que al final de la vida del proyecto el saldo no recuperado sea igual a cero.

Una de las equivocaciones más comunes que se cometen en la interpretación de la TIR consiste en tomarla como la tasa de interés que se gana sobre el desembolso inicial requerido por el proyecto en cuestión, sin embargo, el concepto de la TIR es muy similar al de tasa de interés de un crédito, que se aplica sobre el saldo insoluto.

La regla de decisión para emprender un proyecto por este método es si " i " es mayor que la TREMA y rechazarlo en caso contrario, como se muestra en la siguiente figura:

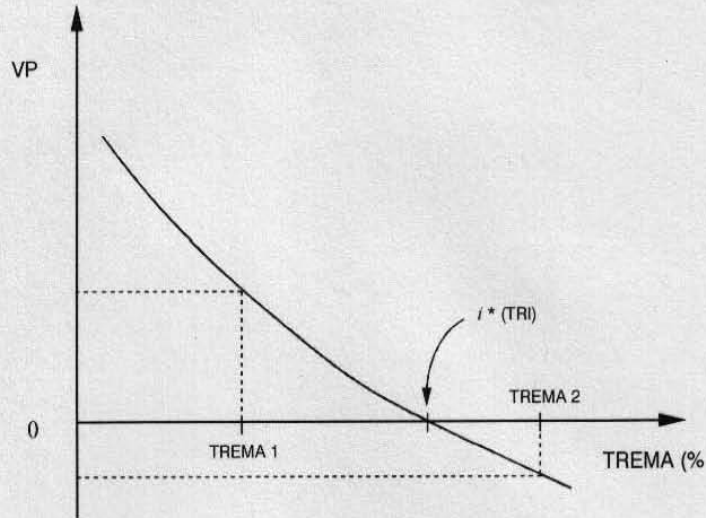


Figura 6.2 Gráfica de VP vs. TREMA.

6.2 EVALUACION DE LOS SISTEMAS DE COGENERACION.

Para la evaluación financiera en proyectos de cogeneración en Plataforma Marina se deben considerar factores importantes como los son: monto total de la inversión, tarifas eléctricas y precios de combustible (actuales y futuros), costos de respaldo, costos de operación y mantenimiento, tasas de impuestos sobre la renta y de reparto de utilidades, periodo de depreciación, vida útil de los equipos y factor de disponibilidad de la Plataforma.

En este punto, se evalúa la rentabilidad de las tres alternativas de cogeneración desarrolladas en el capítulo V, tomando en consideración que los resultados obtenidos en ese capítulo son basados del cálculo de un módulo de compresión, es decir, para la operación de una sola turbina de gas. Este factor es muy importante debido a que el monto inicial de la inversión es directamente proporcional a la cantidad de equipos instalados para la recuperación de calor y la generación de electricidad en la Plataforma.

Una problemática que se presenta comúnmente en las Plataformas Marinas de PEMEX, son las limitaciones de espacio; por esta razón, con el propósito de observar mayor flexibilidad en el proceso, en la siguiente tabla se especifica la cantidad de equipo necesaria para satisfacer las demandas energéticas de la Plataforma en estudio por medio de los sistemas de cogeneración propuestos.

Equipo.	Cogeneración con Turbina de Gas †		Cogeneración con Ciclo Reg. †		Cogeneración con Ciclo Combinado †	
	Nº equipos.	Características.	Nº equipos.	Características.	Nº equipos.	Características.
Rec. de calor	3	16022.36scfm	-	-	-	-
Gen. Eléctrico.	4	1.5 MW	-	-	1	300 kW
Regenerador.	-	-	4	97873.4 lb/h	-	-
Gen. Vapor.	-	-	-	-	2	8740.01 lb/h
Turbina de vapor	-	-	-	-	1	400 HP
Condensador	-	-	-	-	2	(300 kW) 180 ft ²

† El cálculo de los equipos se evaluaron de la referencia [1.16] y resultados de los cálculos del capítulo V

Tabla 6.1 Características de los equipos empleados.

6.2.1 Costos de inversión.

En el estudio de prefactibilidad es común estimar las inversiones a partir de precios presupuestales de los equipos involucrados cuando no se cuentan con cotizaciones de compromiso. Sin embargo, debe tomarse en cuenta que los costos varían según el país y a través del tiempo (en este último caso, debido a la inflación), por lo cual deben hacerse los ajustes pertinentes.

A continuación en la Tabla 6.2, se determinan los costos de los equipos involucrados en cada alternativa de cogeneración propuesto, considerando la cantidad y característica de cada uno de ellos.

Equipo	Precio por unidad (USD) ††	Nº equipos.	Cog. Turbina de Gas.	Cog. Con regenerador.	Cog. Con Ciclo Combinado.
Recuperador.	19,548	3	58,644	58,644	-
Gen. Eléctrico.	530,843	4	2,123,372	2,123,372	2,123,372
Regenerador.	23,825	4	-	95,300	-
Caldera vapor.	51,315	2	-	-	102,630
Turbina vapor.	82,104	1	-	-	82,104
Condensador.	8,552	2	-	-	17,104
		Total (USD)	2,182,016	2,277,316	2,325,210

†† Precio evaluado de la referencia [1.16].

Tabla 6.2 Costo de equipo para distintas alternativas.

Los costos del equipo comprados son llamados "libres de puerto", lo que significa que cuando se compra un equipo, el vendedor es responsable de entregarlo en el puerto convenido, por esto es necesario considerar en costo adicional de fletes y seguros para transportar el equipo. De manera práctica este costo puede ser estimado como el 10% del costo del equipo comprado, por lo que el costo del equipo entregado se incrementa como se muestra en la siguiente tabla.

Una vez que se cuenta con la información del equipo comprado, se puede hacer la estimación de la inversión del capital usando el método del porcentaje del equipo comprado.

Para esto, se puede usar los porcentajes típicos de los factores de costos que componen la inversión del capital fijo que se muestran en la siguiente tabla:

Costos directos.	
Concepto.	Rango %.
Equipo comprado.	15 - 40
Instalación del equipo.	6 - 14
Instrumentos y control.	2 - 8
Tubería instalada.	3 - 20
Instalación eléctrica.	2 - 10
Adaptación de áreas.	3 - 18
Servicios auxiliares.	2 - 5
Area de plataforma.	8 - 20
Costos indirectos.	
Ingeniería y supervisión.	4 - 21
Gastos de construcción.	4 - 16
Honorarios de contratista.	2 - 9
Contingencias.	5 - 15
Capital de trabajo.	10 - 20

FUENTE: Instituto Mexicano del Petróleo, Subdirección de Ingeniería.
Gerencia de Proyectos.

Tabla 6.3 Porcentajes típicos de factores de costos.

Este rango de porcentajes son aplicados al costo del equipo comprado para los sistemas de cogeneración propuestos. En la siguiente tabla se estiman los porcentajes de los costos directos e indirectos para dichos sistemas.

Costos directos.	
Concepto.	Rango %.
Equipo comprado.	40
Instalación del equipo.	10
Instrumentos y control.	5
Tubería instalada.	4
Instalación eléctrica.	6
Adaptación de áreas.	4
Servicios auxiliares.	9
Area de plataforma.	15
Costos indirectos.	
Ingeniería y supervisión.	5
Gastos de construcción.	4
Honorarios de contratista.	3
Contingencias.	5
Capital de trabajo.	10

Tabla 6.4 Costos Directos y Costos Indirectos.

Concepto	Cog. Turbina de Gas.	Cog. con Regenerador.	Cog. con Ciclo Combinado
Costos directos (USD)			
Equipo comprado.	2,182,000	2,277,300	2,325,200
Instalación.	545,500	569,325	581,300
Instrumentos.	272,750	284,662	290,650
Tubería (instalada).	218,200	227,730	232,520
Instalación eléctrica.	327,300	341,595	348,780
Desarrollo de área.	218,200	227,730	232,520
Serv. Auxiliares.	490,950	512,392	523,170
Area de Plataforma.	818,250	853,987	871,950
Total costos directos.	5,455,000	5,693,250	5,813,000
Costos indirectos (USD)			
Ingeniería y Servicios.	272,750	284,662	290,650
Gastos construcción.	218,200	227,730	232,520
Honorarios contratista.	163,650	170,797	174,390
Contingencias.	272,750	284,662	290,650
Total costos indirectos.	927,350	967,852	988,210
Total.	6,382,350	6,661,102	6,801,210
Capital de trabajo. (10% aranceles)	638,235	666,110	680,121
Gran total.	7,020,585	7,327,212	7,481,331

Tabla 6.5 Costo total de inversión.

6.2.2 Costos energéticos.

Los costos energéticos deberán tomarse de acuerdo a la facturización de energía eléctrica y de gas natural que se son consumidos en la Plataforma en estudio, los cuales serán utilizados para efectuar el análisis económico correspondiente.

Normalmente, el costo para el combustible, electricidad, mantenimiento, etc. se espera que aumente año con año. Por esta razón, es conveniente considerar los incrementos, los cuales se pueden modelar como una tasa constante de incremento o por medio de una serie, si es que se conoce algún modelo que permita prever el crecimiento. Sin embargo, en algunos casos y por simplicidad de cálculo se podrían considerar constantes, lo que equivale a decir que tienen una tasa de crecimiento de 0%.

En la Tabla 6.4, se presentan los costos anuales de energía eléctrica y de gas combustible sin tomar en cuenta la instalación de algún sistema de cogeneración propuesto.

	Consumo	Costo por unidad.*	Costo anual.*
Energía eléctrica.	3,524.7 kWh	0.0358 USD/kWh	1,105,374 USD
Gas natural.	135,692,980 lb/año	0.065 USD/lb	8,822,725 USD

* Tipo de cambio de dólar a 9.5 Pesos/USD en Diciembre de 1999.

Tabla 6.6 Costo anual de energía eléctrica y gas natural.

Ahora bien, considerando la instalación de los sistemas de cogeneración; existirá un aumento en el consumo de gas natural, dando como resultado el incremento en la facturación de gas natural.

	Gas Natural		
	Cog. con Turbina de Gas	Cog. con Ciclo Regenerativo.	Cog. con Ciclo Combinado.
Consumo normal (lb/h)	135,692,980	135,692,980	8,822,725
Consumo adicional (lb/h)	66,872,088	61,521,130	66,872,088
Costo anual (USD/año)	13,169,410	12,821,590	13,169,410

Tabla 6.7 Costo anual de gas adicional.

Los costos de energía eléctrica, al instalar algún sistema de cogeneración, disminuye al 100% la facturación de este energético. Esto se debe a que la generación de energía eléctrica se autoabastece en la Plataforma de Compresión y no será necesaria la compra de este energético a la Plataforma de Producción.

6.2.3 Costos operativos.

El mantenimiento de las turbinas de gas es imprevisible, ya que su mantenimiento habitual es más económico (0.004 a 0.006 USD/kWh), pero la frecuencia de las intervenciones mayores dependen de factores tales como el número de arranques o la limpieza de los filtros de aire. Para este análisis, se consideró el costo de mantenimiento como el 2% del costo inicial del equipo.

Otro de los costos operativos considera a la mano de obra para operar el sistema, la cual se puede estimar en 0.01 USD/kWh para sistemas grandes, arriba de 2 MW y de 0.007 USD/kWh en plantas menores de 1MW. Debe de considerarse esto como un rango y de acuerdo a la zona del país en donde se opere.

6.3 EVALUACION ECONOMICA.

El análisis de rentabilidad de los tres esquemas de cogeneración propuestos, se considera que tienen una tasa interna de rendimiento aplicable (TREMA) del 20%.

La depreciación de los equipos de cogeneración se determina de 15 años. Esto se debe, a que aproximadamente en este periodo de tiempo es necesaria la inyección de N₂ o Gas natural a los pozos petroleros para aumentar la capacidad de producción.

A continuación se presentan los cálculos del Valor Presente (VP), Anualidad Equivalente (AE), Relación Beneficio/Costo (RBC) y la Tasa Interna de Retorno (TRI).

Opción A. Tomando en consideración que no habrá un análisis incremental, es decir, la alternativa más atractiva es aquella que presente el mínimo costo, ya sea a través del VP o de la AE.

A.1 Cogeneración con Turbina de Gas.

Año	Flujo
0	- 7,481,331
1-15	-13,027,574

$$VP = 7,020,585 + (13,027,574) \left[\frac{(1 + 0.2)^{15} - 1}{0.2(1 + 0.2)^{15}} \right] = 67,859,363$$

$$AE = (-7,020,585) \left[\frac{0.2(1 + 0.2)^{15}}{(1 + 0.2)^{15} - 1} \right] + 13,027,574 = 14,529,980$$

A.2 Cogeneración con Ciclo Regenerativo.

Año	Flujo
0	- 7,327,212
1-15	- 12,685,895

$$VP = 7,327,212 + (1,685,895) \left[\frac{(1 + 0.2)^{15} - 1}{0.2(1 + 0.2)^{15}} \right] = 66,570,342$$

$$AE = (-7,327,212) \left[\frac{0.2(1 + 0.2)^{15}}{(1 + 0.2)^{15} - 1} \right] + 12,685,895 = 14,254,891$$

A.3 Cogeneración con Ciclo Combinado.

Año	Flujo
0	- 7,481,331
1-15	-12,942,707

$$VP = 7,481,331 + (12,942,707) \left[\frac{(1 + 0.2)^{15} - 1}{0.2(1 + 0.2)^{15}} \right] = 67,923,772$$

$$AE = (-7,481,331) \left[\frac{0.2(1 + 0.2)^{15}}{(1 + 0.2)^{15} - 1} \right] + 12,942,707 = 14,544,705$$

Opción B. Ahora en esta opción, se considera un análisis incremental, es decir, que se puede analizar también la RBC y la TIR.

B.1 Cogeneración con Turbina de Gas.

Año	Flujo
0	- 7,020,585
0-15	+ 3,099,475

$$VP = -7,020,585 + (3,099,475) \left[\frac{(1+0.2)^{15} - 1}{0.2(1+0.2)^{15}} \right] = 7,453,963$$

$$AE = (-7,020,585) \left[\frac{0.2(1+0.2)^{15}}{(1+0.2)^{15} - 1} \right] + 3,099,475 = 1,596,137$$

$$RBC = \frac{(3,099,475) \left[\frac{(1+0.2)^{15} - 1}{0.2(1+0.2)^{15}} \right]}{7,020,585} = 2.06$$

$$TIR = -7,020,585 + (3,099,475) \left[\frac{(1+TIR)^{15} - 1}{TIR(1+TIR)^{15}} \right] = 0$$

$$TIR = 43.9 \%$$

B.2 Cogeneración con Ciclo Regenerativo.

Año	Flujo
0	- 7,327,212
0-15	+ 2,757,796

$$VP = -7,327,212 + (2,757,796) \left[\frac{(1+0.2)^{15} - 1}{0.2(1+0.2)^{15}} \right] = 5,551,695$$

$$AE = (-7,327,212) \left[\frac{0.2(1+0.2)^{15}}{(1+0.2)^{15} - 1} \right] + 2,757,796 = 1,188,799$$

$$RBC = \frac{(2,757,796) \left[\frac{(1+0.2)^{15} - 1}{0.2(1+0.2)^{15}} \right]}{7,327,212} = 1.75$$

$$TIR = -7,327,22 + (2,757,796) \left[\frac{(1+TIR)^{15} - 1}{TIR(1+TIR)^{15}} \right] = 0$$

$$TIR = 37.3 \%$$

B.3 Cogeneración con Ciclo Combinado.

<u>Año</u>	<u>Flujo</u>
0	- 7,481,331
0-15	+ 3,014,608

$$VP = -7,481,331 + (3,014,608) \left[\frac{(1+0.2)^{15} - 1}{0.2(1+0.2)^{15}} \right] = 6,596,888$$

$$AE = (-7,481,331) \left[\frac{0.2(1+0.2)^{15}}{(1+0.2)^{15} - 1} \right] + 3,014,608 = 1,412,609$$

$$RBC = \frac{(3,014,608) \left[\frac{(1+0.2)^{15} - 1}{0.2(1+0.2)^{15}} \right]}{7,481,331} = 1.88$$

$$TIR = -7,481,331 + (3,014,608) \left[\frac{(1+TIR)^{15} - 1}{TIR(1+TIR)^{15}} \right] = 0$$

$$TIR = 40.0 \%$$

Se puede observar en los cálculos anteriores, el análisis incremental presenta un menor costo en el Valor Presente y en la Anualidad Equivalente en comparación de los cálculos sin aplicar un análisis incremental.

Con cualquiera de los cuatro indicadores, puede decirse que los beneficios incrementales de la evaluación económica de los tres esquemas de cogeneración presentados son suficientes para justificar la inversión; esto se debe a que el VP y la AE son positivos, la RBC es mayor que la unidad y la TIR es mayor que la TREMA determinada.



Capítulo VII

**OBTENCIÓN DE RESULTADOS
Y CONCLUSIONES.**

7.1 OBTENCIÓN DE RESULTADOS

Los resultados de los tres sistemas de cogeneración propuestos para su futura instalación en Plataformas Marinas se esbozan en los siguientes comentarios.

Como se observa en la tabla 7.1, el sistema de cogeneración que presenta menor consumo de combustible de gas es el sistema con regeneración de calor; esto se debe a que el precalentamiento del aire a la entrada de la turbina de gas, permite una mejor combustión de gas natural y a su vez un mejoramiento en la eficiencia del sistema. En este contexto, el ciclo combinado contribuye con tener la mejor eficiencia de los tres sistemas, esto se debe a que la relación del combustible consumido atribuido a la energía eléctrica producida (ICN) tiene ahorros considerables y el cual se está utilizando con mayor eficiencia para la generación de energía eléctrica.

	Cog. con Turbina de Gas.	Cog. con Ciclo Regenerativo.	Cog. con Ciclo Combinado.
Combustible adicional (lb/h)	7,633	7,022	7,633
Generación eléctrica (MW)	4.4	4.4	5.2
Excedente eléctrico (%)	20	20	32.7
Eficiencia (%)	31.5	34.3	59.5
ICN (Heat Rate) BTU/kW-h	1.57 (5,365.9)	1.31 (4,500.6)	0.60 (2,075.67)
ICA	2.34	2.74	6.21
Q/E	1.59	1.59	2.55

Tabla 7.1 Comparación técnica de los sistemas.

Técnicamente se puede establecer, que el sistema de cogeneración con ciclo combinado presenta una mayor disponibilidad de ser instalada en una Plataforma Marina; sin embargo, este no es el único motivo por el cual se debe tomar esa decisión.

A continuación se presenta en la tabla 7.2 una comparación económica de los tres sistemas.

		Cog. con Turbina de Gas.	Cog. con Ciclo Regenerativo.	Cog. con Ciclo Combinado.
Valor Presente	(VP)	7,453,963	5,551,695	6,596,888
Anualidad Equivalente	(AE)	1,596,137	1,188,799	1,412,609
Relación Beneficio / Costo	(RBC)	2.61	1.75	1.88
Tasa Interna de Retorno	(TIR)	43.9 %	37.3 %	40.0 %

Tabla 7.2 Comparación económica de los sistemas.

Se aprecia en la tabla anterior que el sistema de cogeneración con turbina de gas tiene ciertas ventajas a los demás sistemas. Siguiendo los criterios planteados en el Capítulo VI, el Valor Presente es positivo pero elevado, en contraste; el sistema de cogeneración con ciclo regenerativo es el que tiene el menor índice de este factor, por lo que se considera el más rentable. Otra decisión a tomar, es el que presenta la mayor relación beneficio/costo y este es aplicable al sistema de cogeneración con turbina de gas; este sistema también presenta una TIR superior lo que significa que tendrá un mayor periodo de recuperación de la inversión inicial.

En la siguiente gráfica se representa la relación de Valor Presente y la TIR para los tres sistemas.

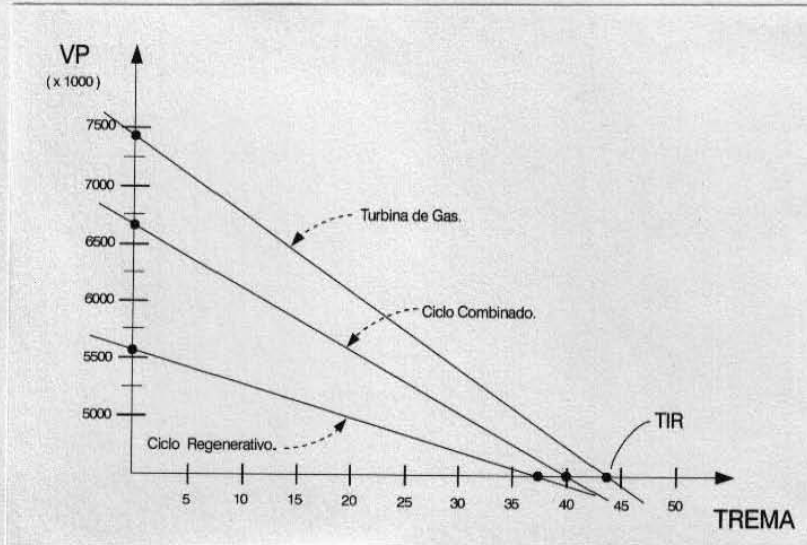


Figura 7.1 Gráfica del VP vs TIR de los tres sistemas de cogeneración.

El proyecto de cogeneración en la Plataforma de Compresión debe realizarse primero para satisfacer las necesidades de energía térmica, buscando de entre las alternativas propuestas en este trabajo, el arreglo que resulte más rentable; por esta razón, en base a los resultados obtenidos se puede proponer la instalación de sistemas de cogeneración con turbina de gas o de ciclo regenerativo.

7.2 CONCLUSIONES.

Los sistemas propuestos y el desarrollo de los análisis energéticos evaluados en la Plataforma Marina, cumplen con las condiciones y especificaciones requeridas para implantar algún sistema de cogeneración.

De acuerdo a estos análisis estudiados, existen dos posibilidades para llevar a cabo la instalación de sistemas de cogeneración mediante la recuperación de calor y un sistema de con ciclo regenerativo, debido a que el estudio energético planteó la magnitud de calor disponible en los gases de escape de las turbinas de gas que son susceptibles de usarse en dichos sistemas.

La instalación de un ciclo combinado en la Plataforma, se ve restringida principalmente por las limitaciones de espacio que existen en ella, ya que involucra la adaptación de una turbina de vapor y equipos de condensación. En el estudio técnico propuesto, se muestra una alta eficiencia (60 %) de este sistema debido al aprovechamiento de calor y a la generación de vapor y electricidad, teniendo así mayor flexibilidad en el proceso. No se debe descartar la posibilidad de instalar este sistema en futuras construcciones de Plataformas Marinas de PEMEX.

Los beneficios obtenidos al proponer la instalación de los sistemas de cogeneración con turbina de gas y el sistema de ciclo regenerativo, se enfocan al aprovechamiento de los gases calientes a la salida de las turbinas, generando a su vez la cantidad de energía eléctrica demandada por la Plataforma de Compresión, ya que esta última se puede satisfacer por el acoplamiento de generadores eléctricos a las turbinas de gas ya instaladas en los módulos de compresión. Se propone el acoplamiento de los generadores eléctricos a las turbinas de gas, para aprovechar el trabajo disponible de los módulos de compresión, sin afectar el proceso de compresión de gas en la Plataforma.

Cabe mencionar que además de satisfacer la demanda de energía térmica y eléctrica, existe un excedente en la generación de energía eléctrica, debido a que la capacidad de los generadores propuestos es de 1.5 Mwe en cada módulo de compresión, teniendo así en excedente del 20% de energía eléctrica, lo cual lleva a desarrollar otras alternativas de aprovechamiento de energía como lo son: la distribución de energía eléctrica a todo un complejo de Plataformas, la venta de excedentes a tierra por medio de la conexión vía cable Plataforma –Tierra, y el suministro a complejos cercanos de Plataformas.

Tomando en consideración la posibilidad de exportar los excedentes de energía eléctrica a otros complejos de Plataformas Marinas de PEMEX, se debe a que los complejos costafuera se consideran como activos independientes, es decir, PEMEX considera los gastos y criterios de producción de cada complejo como autónomo, y de tal manera, el vender la energía se muestra como una buena oportunidad de ahorro en la operación y consumo de energía de cada una de ellas.

Actualmente la cogeneración tiene un crecimiento en nuestro país, y por esta razón es importante considerar la posibilidad de llevar a cabo la instalación de estos sistemas, principalmente en instalaciones costafuera. Aquí es importante señalar que la propuesta de cogeneración en Plataformas Marinas es un proyecto pionero en su campo, debido a que actualmente se encuentran operando satisfactoriamente en Plataformas del Mar del Norte en Inglaterra. Este criterio muestra una buena oportunidad para proponer su instalación en Plataformas de PEMEX, considerando los aspectos de operación y políticas económicas del país.

Tomando en cuenta los beneficios obtenidos en el ahorro de energía de este estudio, también se deben considerar los aspectos medioambientales en la instalación de estos sistemas. Una alternativa para la regulación de emisiones de CO (monóxido de carbono), CO₂ (bióxido de carbono) y NO_x (óxidos de nitrógeno) es el pago de impuestos a futuro en México de emisiones de estos contaminantes, teniendo así ahorros económicos por emisión.

Dentro del estudio técnico de este trabajo, se concluye que si es posible llevar a cabo la instalación de los sistemas de cogeneración por medio del ciclo de gas y/o el ciclo regenerativo, debido a su bajo costo en la adquisición de sus equipos en comparación al costo total de una Plataforma Marina, y a la posibilidad de vender los excedentes de energía eléctrica generada. Aunque no se dará una disminución de combustible (gas natural) al instalar cualquiera de estos dos sistemas de cogeneración, es muy importante señalar que el ahorro de energía se da por el aprovechamiento de los gases calientes a la salida de la turbina de gas y a la autogeneración de energía eléctrica en la Plataforma, obteniendo así ahorros económicos de la energía; sin embargo se deben contemplar las siguientes recomendaciones.

- Recomendaciones.

El planteamiento de criterios principalmente sobre los cuales se apoya el estudio son:

- Disponibilidad de espacio y manejo optimizado de áreas, distancias y longitudes con miras a conocer las repercusiones en las turbinas de gas.
- Ingeniería y adaptación para la implantación de los recuperadores de calor, así como para la cancelación de los sistemas y dispositivos que serían sustituidos por éste.
- Cantidad máxima de calor disponible de los gases de escape con enfoque a las demandas futuras de energía térmica.
- Optimo arreglo de adaptación de regeneradores de calor, de tal manera que no afecte el funcionamiento de las turbinas, principalmente para evitar la variación de caídas de presión, debido a que este factor modifica la eficiencia de la turbina.
- NO se debe depender exclusivamente de la generación de energía eléctrica por medio de un sistema de cogeneración, debido a que su generación depende directamente de la cantidad de producción de gas de la Plataforma.
- Contar con equipo de respaldo para la generación de energía eléctrica en caso de contingencia en la Plataforma de Compresión.

Apéndices

Apéndice A.

- A.1 Tabla de conversión de unidades.
- A.2 Precios de combustible y electricidad por año.
- A.3 Efecto de incremento de potencia a incrementos de presión y sobrecalentamiento.
- A.4 Internos de Turbina de Vapor.
- A.5 Diseño Rateau y Diseño Curtis en Turbinas de Vapor.
- A.6 Internos de Turbina de Gas.
- A.7 Colocación típica de turbinas de gas.

Apéndice B.

- B.1 Tabla de Plataformas Instaladas en la Sonda de Campeche.
- B.2 Tipos de Plataformas Marinas.
- B.3 Diagrama de Flujo de Proceso, Sección de Compresión.
- B.4 Diagrama de Flujo de Proceso, Sección de Endulzamiento.
- B.5 Diagrama de Flujo de proceso, Sección de Secado.
- B.6 Diagrama de Flujo de Proceso, Sección de Distribución de Gas Combustible.
- B.7 Diagrama de Flujo de Proceso, Sección de Calentamiento.
- B.8 Diagrama Unifilar de la Plataforma de Compresión Akal C.
- B.9 Plano de Localización General de Plataforma de Compresión.

Apéndice C.

- C.1 Propiedades Termodinámicas del aire a bajas presiones.
- C.2 Productos de combustión -200% aire estequiométrico (por lbmol).
- C.3 Tabla de Propiedades para distintos aceites de calentamiento.
- C.4 Tablas de vapor saturado.
- C.5 Diagrama T vs. S del agua.
- C.6 Factores de corrección para turbinas de gas.
 - Figura C.6.1, Factor de corrección de altitud.
 - Figura C.6.2, Factor de corrección de pérdidas a la entrada.
 - Figura C.6.3, Factor de corrección de pérdidas de gases exhaustos.
 - Figura C.6.4, Factor de corrección de temperatura ambiente.

A.1 Tabla de conversión de unidades.

Factores de conversión

Magnitud	Conversión
Longitud	1 m = 100 cm = 3.28084 (ft) = 39.3701 (in)
Masa	1 kg = 10 ³ g = 2.20462 (lb _m)
Fuerza	1 N = 1 kg m s ⁻² = 10 ⁵ (dina) = 0.224809 (lb _f)
Presión	1 bar = 10 ⁵ kg m ⁻¹ s ⁻² = 10 ⁵ N m ⁻² = 10 ⁵ Pa = 10 ² kPa = 10 ⁶ (dina) cm ⁻² = 0.986923(atm) = 14.5038(psia) = 750.061(torr)
Volumen	1 m ³ = 10 ⁶ cm ³ = 35.3147(ft) ³
Densidad	1 g cm ⁻³ = 10 ³ kg m ⁻³ = 62.4278(lb _m)(ft) ⁻³
Energía	1 J = 1 kg m ² s ⁻² = 1 N m = 1 m ³ Pa = 10 ⁻⁵ m ³ bar = 10 cm ³ bar = 9.86923 cm ³ (atm) = 10 ⁷ (dina) cm = 10 ⁷ (erg) = 0.239006(cal) = 5.12197 × 10 ⁻³ (ft) ³ (psia) = 0.737562(ft)(lb _f) = 9.47831 × 10 ⁻⁴ (Btu)
Potencia	1 kW = 10 ³ W = 10 ³ kg m ² s ⁻³ = 10 ³ J s ⁻¹ = 239.006(cal) s ⁻¹ = 737.562(ft)(lb _f) s ⁻¹ = 0.947831(Btu) s ⁻¹ = 1.34102(hp)

Valores de la constante universal de los gases

$$\begin{aligned}
 R &= 8.314 \text{ J mol}^{-1} \text{ K}^{-1} = 8.314 \text{ m}^3 \text{ Pa mol}^{-1} \text{ K}^{-1} \\
 &= 83.14 \text{ cm}^3 \text{ bar mol}^{-1} \text{ K}^{-1} = 8\,314 \text{ cm}^3 \text{ kPa mol}^{-1} \text{ K}^{-1} \\
 &= 82.06 \text{ cm}^3 \text{ (atm) mol}^{-1} \text{ K}^{-1} = 62\,356 \text{ cm}^3 \text{ (torr) mol}^{-1} \text{ K}^{-1} \\
 &= 1.987 \text{ (cal) mol}^{-1} \text{ K}^{-1} = 1.986 \text{ (Btu)(lb mol)}^{-1} \text{ (R)}^{-1} \\
 &= 0.7302 \text{ (ft)}^3 \text{ (atm)(lb mol)}^{-1} \text{ (R)}^{-1} = 10.73 \text{ (ft)}^3 \text{ (psia)(lb mol)}^{-1} \text{ (R)}^{-1} \\
 &= 1\,545 \text{ (ft)(lb}_f\text{)(lb mol)}^{-1} \text{ (R)}^{-1}
 \end{aligned}$$

TABLA A.1

A.2 Precios de combustible y electricidad por año.

➤ Precio de gas natural. (USD/mil ft³).

Año	90	91	92	93	94	95	96	97	98	Nov 99
Uso industrial	2.11	1.68	1.87	2.16	1.95	1.49	2.29	2.44	2.35	3.29

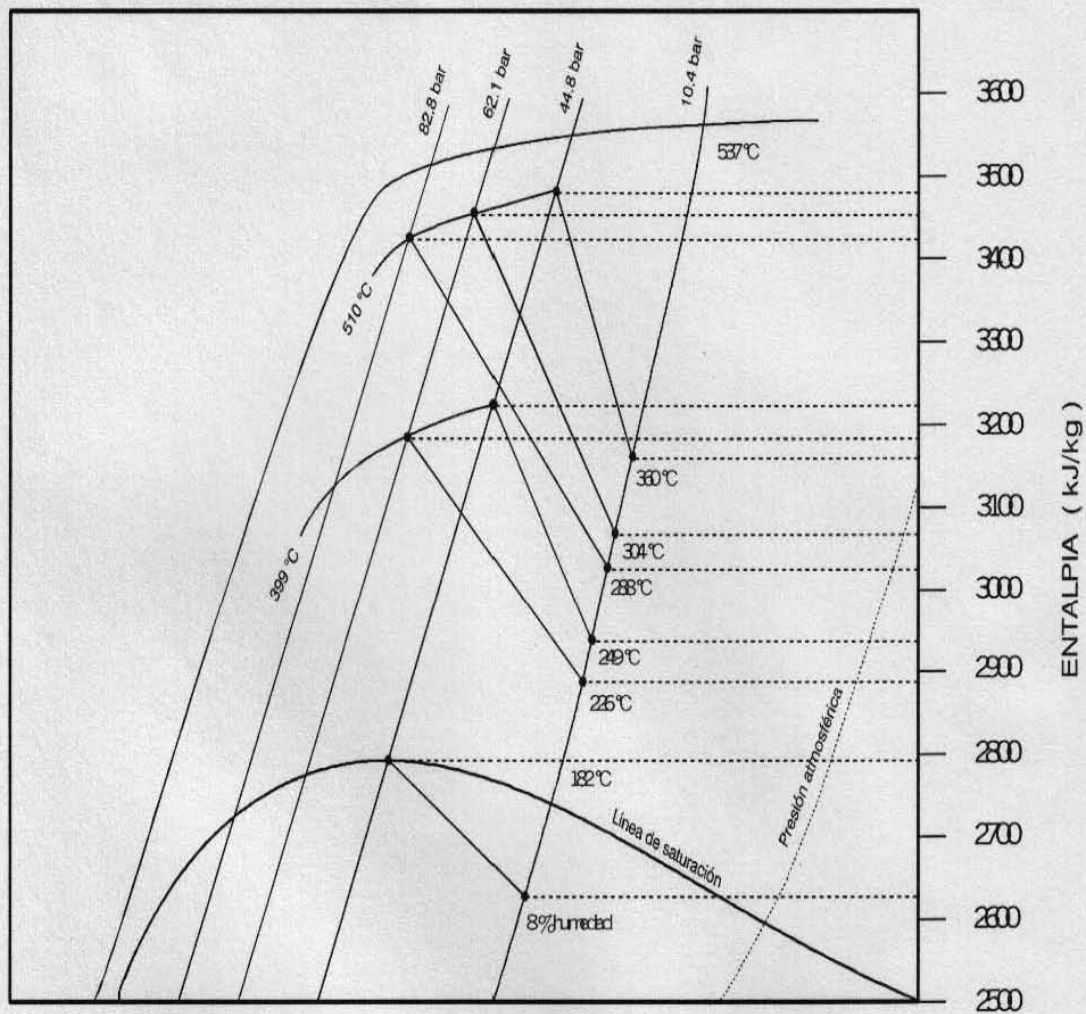
FUENTE: PEMEX, Gas y Petroquímica Básica.

➤ Precio de electricidad. (Pesos/kW).

Año	1996	1997	1998	1999
Gran Industria.	0.222	0.2901	0.306	0.341

FUENTE: Secretaría de Energía, <http://www.energia.gob.mx>

A.3 Efecto de incremento de potencia a incremento de presiones y sobrecalentamiento.



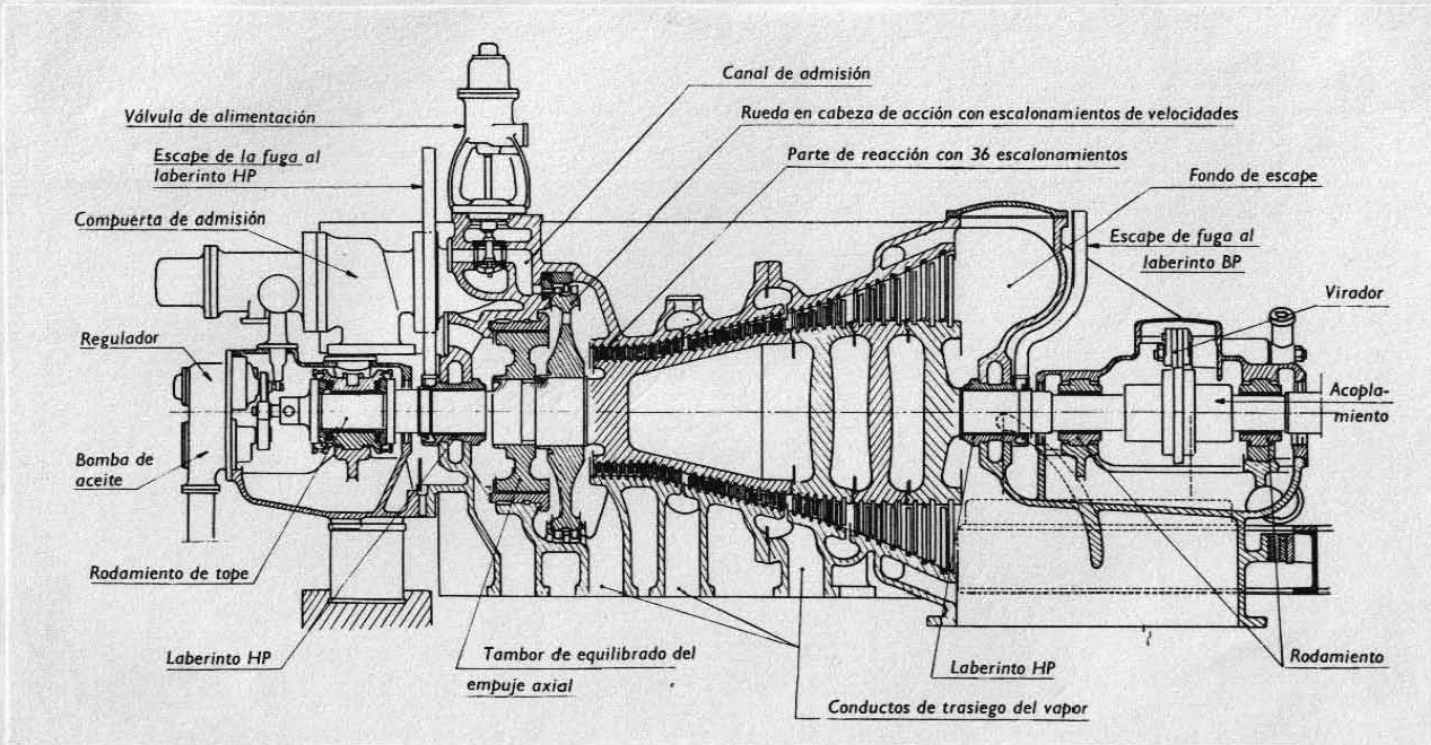


FIGURA A.4

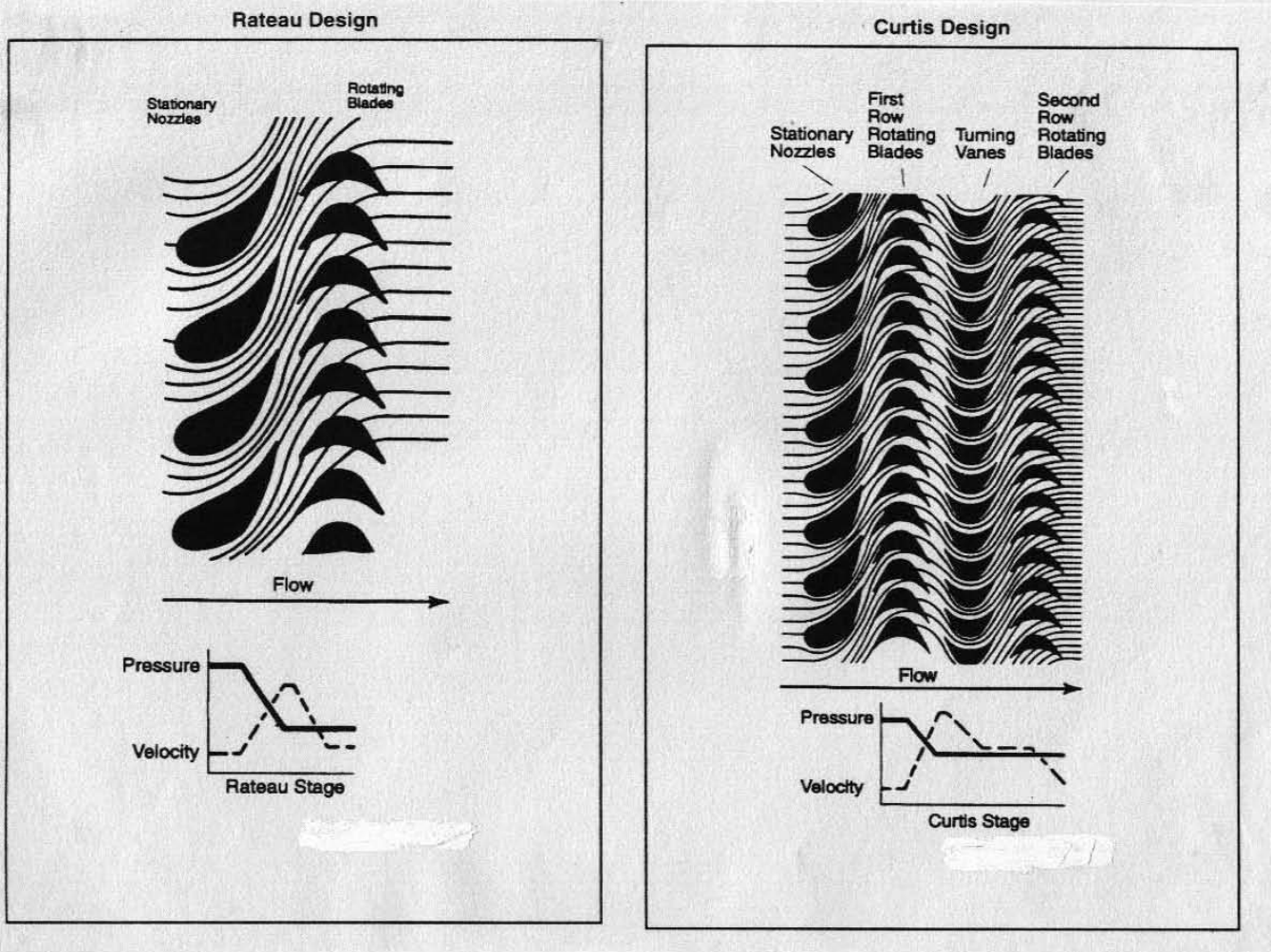


FIGURA A.5

Gas Turbine Internals

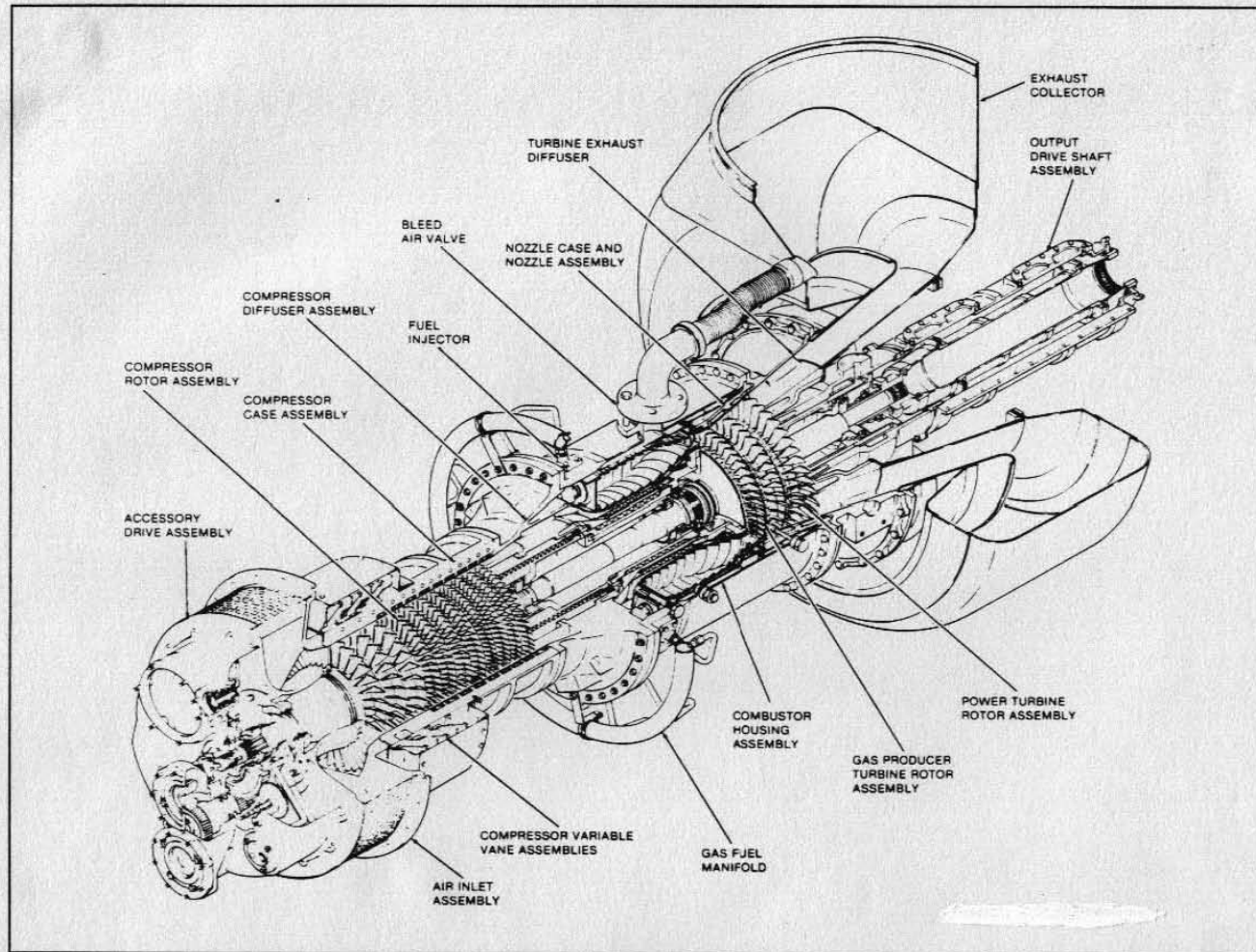


FIGURA A.6

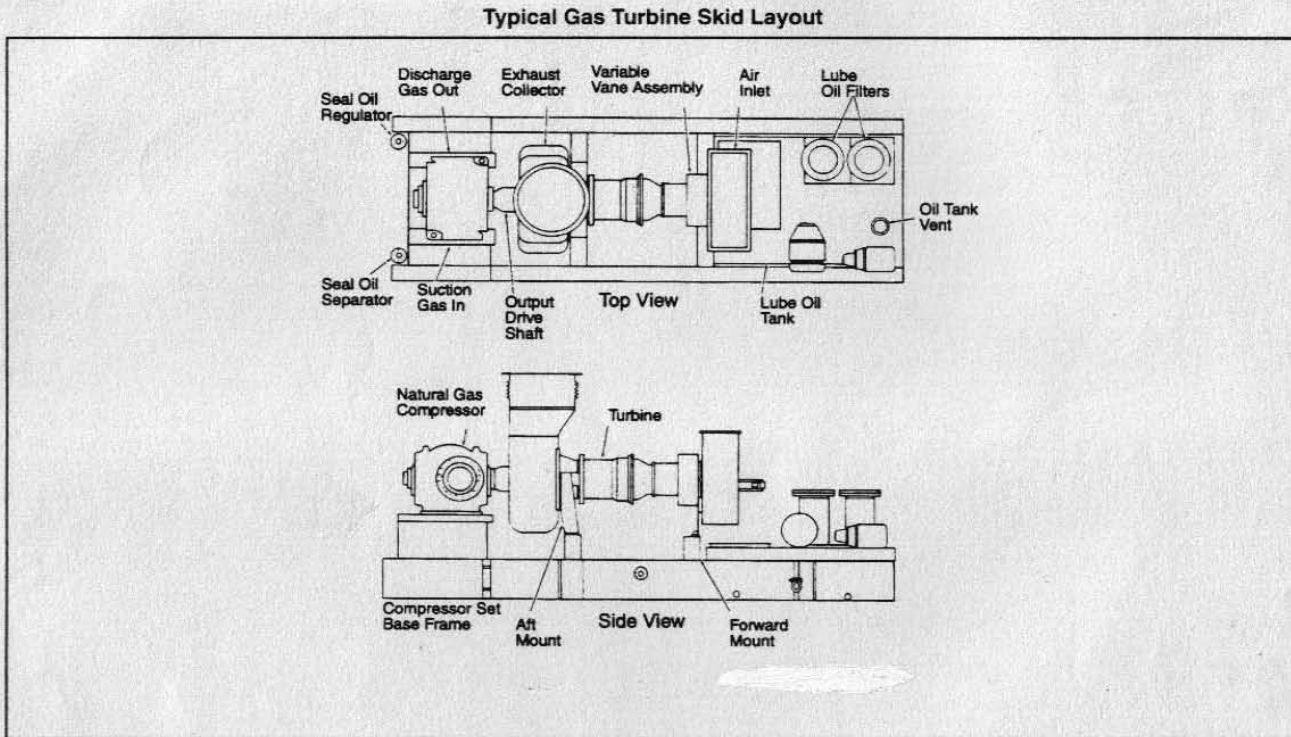


FIGURA A.7

B.1 Campos de Plataformas Instaladas en la Sonda de Campeche.

Nombre	Tirante (m)	Tipo de Plataforma
Atún - A	47.5	Jacket (octápodo 25-40-25)
Atún - B	45.9	✓
Atún - C	47.3	✓
Escualo - A	42.3	✓
Marsopa - A	50.0	✓
Arenque - A	54.7	✓
Arenque -B	58.4	✓
Arenque - C	57.2	✓
Bagre - A	46.7	✓
Bagre - B	47.5	✓
Morsa - A	43.4	✓
Tiburón - A	48.2	✓

FUENTE: Instituto Mexicano del Petróleo.
Gerencia de Proceso.

Tabla B.1 Campos Instalados de Plataformas Marinas.

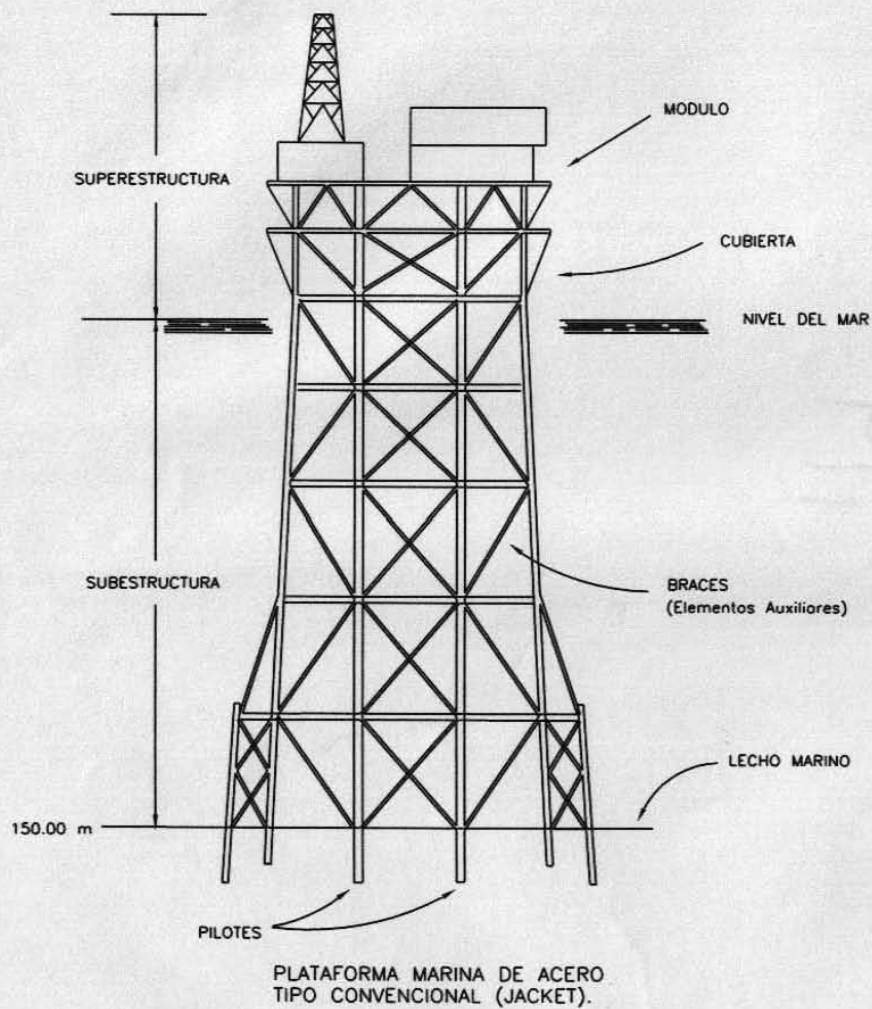
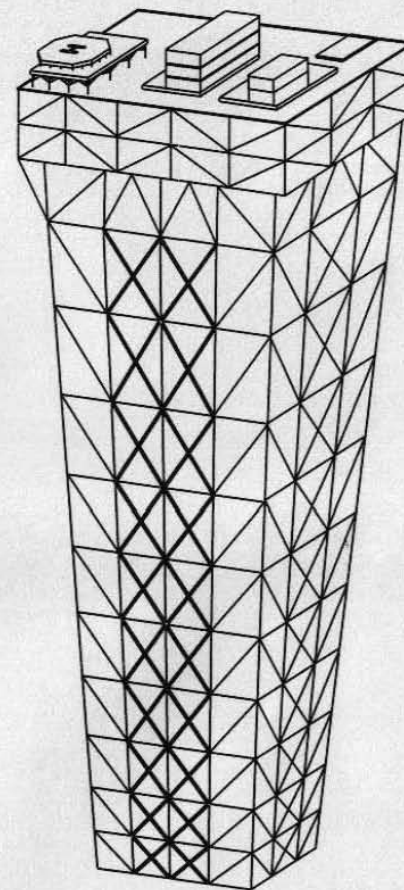


FIGURA B.2.1



PLATAFORMA MARINA TIPO TORRE ATIRADA CON CABLES (GUYED TOWER)

FIGURA B.2.2

COMENTARIOS

JOEL HERNANDEZ SANTOYO

INGENIERIA QUIMICA
TESIS PROFESIONAL



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

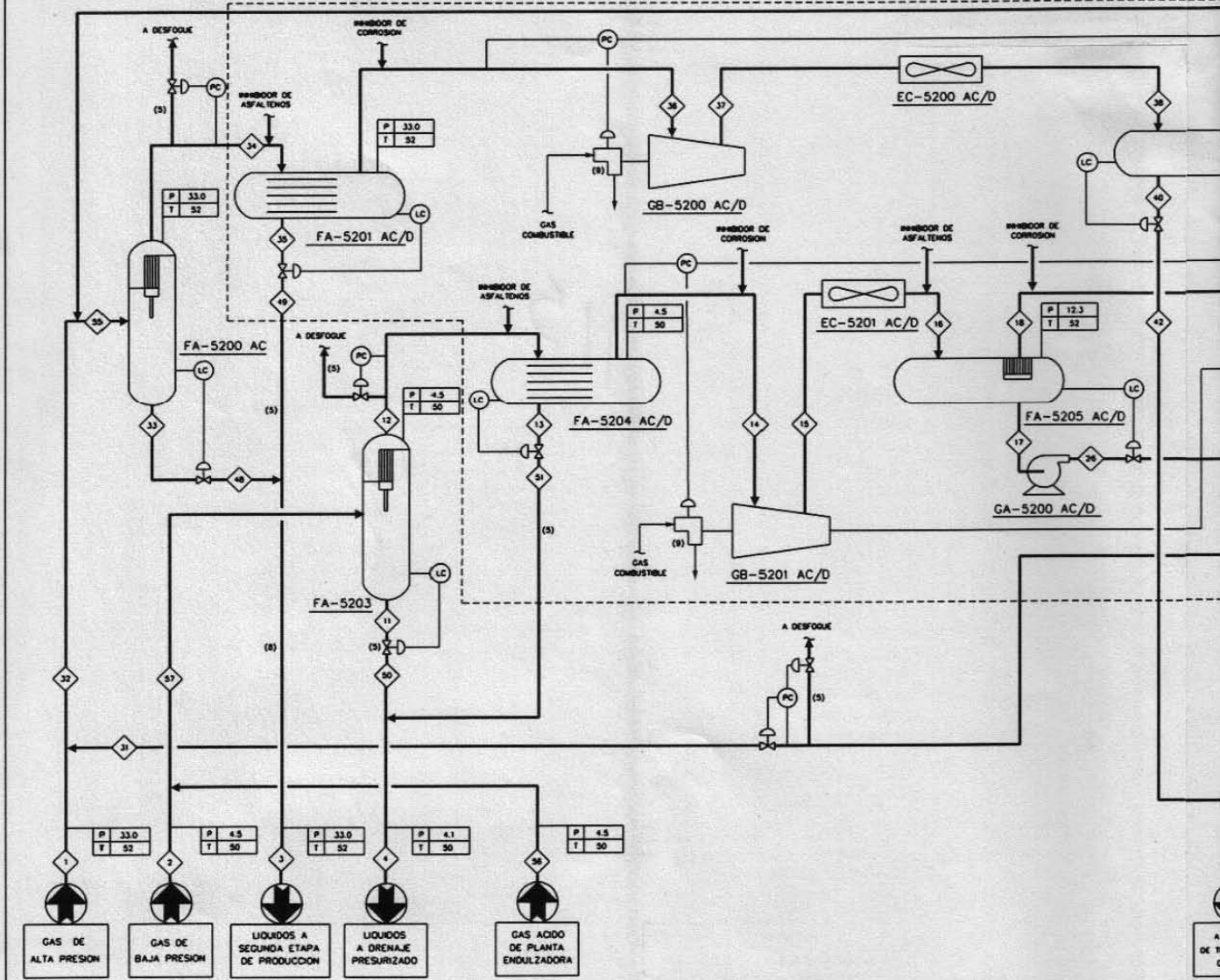
FACULTAD DE QUIMICA

TIPOS DE PLATAFORMAS MARINAS

FECHA: 15 / 11 / 99

APENDICE B.2

CARACTERÍSTICAS	CORRIENTE										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
AGUA	0.600	0.011	57.208	0.012	100.000	0.049	0.178	0.178	1.142	0.178	0.178
NITRÓGENO	0.900	0.300	0.031	0.004	0.000	0.063	0.878	0.878	0.702	0.878	0.878
BÓXIDO DE CARBONO	2.400	2.400	0.381	0.230	0.000	1.578	2.511	2.511	12.008	2.511	2.511
ÁCIDO SULFÚRICO	1.200	2.700	0.473	0.550	0.000	2.805	1.356	1.356	10.085	1.356	1.356
METANO	75.528	53.256	5.356	1.537	0.000	15.152	75.021	75.021	80.018	75.021	75.021
ETANO	10.510	17.200	2.863	1.816	0.000	9.608	10.870	10.870	8.896	10.870	10.870
PROPANO	4.800	11.300	3.135	3.474	0.000	12.713	4.888	4.888	3.910	4.888	4.888
I-BUTANO	0.600	1.800	0.873	1.299	0.000	3.537	0.642	0.642	0.514	0.642	0.642
N-BUTANO	1.800	4.800	3.019	4.801	0.000	11.743	1.895	1.895	1.356	1.895	1.895
I-PENTANO	0.900	1.400	1.897	3.130	0.000	5.771	0.910	0.910	0.408	0.910	0.910
N-PENTANO	0.600	1.900	2.823	5.315	0.000	8.849	0.910	0.910	0.408	0.910	0.910
N-HEXANO (+)	0.963	2.833	22.138	78.031	0.000	28.117	0.841	0.841	0.673	0.841	0.841
T O T A L	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
FLUJO kg mol/hr.	14503.0	738.6	48.51	0.1 (7)	35.08	85.4	14109.8	996.0	150.0	120.0	120.0
FLUJO kg/hr.	320730	22004	2014	12 (7)	632	5080	31388	22185	3820	2672	2672
DENSIDAD g/cm ³ @ P, y T	0.0300	0.0082	0.13871	0.64564	0.9873	0.56278	0.08128	0.08128	0.00923	0.08128	0.08128
WFO @ 15.8 °C	---	---	(8)	2.5 (7)	85.5	1286.2	---	---	---	---	---
MW ² STD @ 20 °C y 1 kg/cm ² abs.	8652	441	---	---	---	---	8418.34	594.3	88.5	71.82	71.82
PRECION kg/cm ² man.	33.0	4.5	33.0	4.1	12.0	79.6	80.0	80.0	4.5	80.0	80.0
TEMPERATURA °C	52	50	52	50	52	52	52	52	50	52	52



COMENTARIOS

JOEL H

INC

TESIS

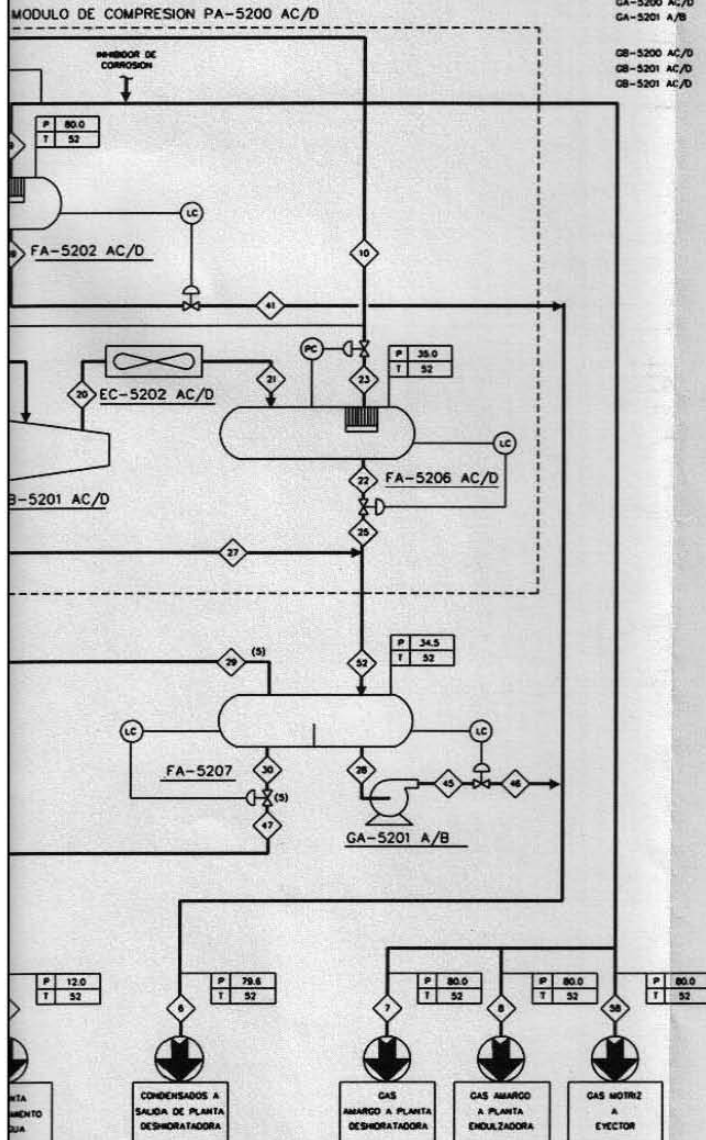
FECHA: 10 / 02 / 99

LISTA DE EQUIPO

CLAVE	SERVICIO	CARACTERISTICAS (3)
EC-5200 AC/D	ENFRADOR DE GAS DEL COMPRESOR DE ALTA PRESION.	8687 MKcal/hr (6)
EC-5201 AC/D	ENFRADOR DE GAS DEL COMPRESOR DE 1era. ETAPA, B.P.	455 MKcal/hr (6)
EC-5202 AC/D	ENFRADOR DE GAS DEL COMPRESOR DE 2da. ETAPA, B.P.	605 MKcal/hr (6)
FA-5200 AC	TANQUE RECEPTOR DE LIQUIDOS DE ALTA PRESION.	1524 mm. D.I. x 4725 mm. LT-T
FA-5201 AC/D	TANQUE DE SUCCION DEL COMPRESOR DE ALTA PRESION.	1981 mm. D.I. x 4267 mm. LT-T (4)
FA-5202 AC/D	SEPARADOR TRIFASICO DE ALTA PRESION.	1981 mm. D.I. x 4267 mm. LT-T (4)
FA-5203	TANQUE RECEPTOR DE LIQUIDOS DE BAJA PRESION.	1219 mm. D.I. x 3658 mm. LT-T
FA-5204 AC/D	TANQUE DE SUCCION DEL COMPRESOR DE 1era. ETAPA, B.P.	1677 mm. D.I. x 3658 mm. LT-T (4)
FA-5205 AC/D	SEPARADOR DEL COMPRESOR DE 1era. ETAPA, B.P.	1829 mm. D.I. x 3658 mm. LT-T (4)
FA-5206 AC/D	SEPARADOR DEL COMPRESOR DE 2da. ETAPA, B.P.	1829 mm. D.I. x 3658 mm. LT-T (4)
FA-5207	SEPARADOR TRIFASICO PARA MANEJO DE CONDENSADOS.	1219 mm. D.I. x 3658 mm. LT-T
GA-5200 AC/D	BOMBA DE CONDENSADOS DE INTERETAPA, BAJA PRESION.	12 LPM $\Delta P=22.6 \text{ kg/cm}^2$ (6)
GA-5201 A/B	BOMBA DE CONDENSADOS TOTALES, BAJA PRESION.	106 LPM $\Delta P=43.5 \text{ kg/cm}^2$ (6)
GB-5200 AC/D	COMPRESOR DE GAS DE ALTA PRESION.	9619 HP (6)
GB-5201 AC/D	COMPRESOR DE GAS DE 1era. ETAPA, BAJA PRESION.	617 HP (6)
GB-5201 AC/D	COMPRESOR DE GAS DE 2da. ETAPA, BAJA PRESION.	648 HP (6)

NOTAS:

- 1.- PRESION EN kg/cm^2 man, TEMPERATURA EN $^{\circ}\text{C}$.
- 2.- EL CUADRO DE BALANCE DE MATERIA Y ENERGIA CORRESPONDE A LA CAPACIDAD NORMAL DEL SISTEMA DE COMPRESION.
- 3.- LAS CARACTERISTICAS ESTAN DADAS POR UNIDAD.
- 4.- VALORES ESTIMADOS, LAS CARACTERISTICAS FINALES SERAN PROPORCIONADAS POR EL PROVEEDOR.
- 5.- NORMALMENTE SIN FLUJO.
- 6.- LOS VALORES INDICADOS CORRESPONDEN AL CASO NORMAL.
- 7.- CORRESPONDIENTE AL FLUJO MAXIMO ESPERADO.
- 8.- 423.2 BPD_c DE CONDENSADOS.
- 9.- SE CONSIDERARA UN SOLO ACCIONADOR PARA LOS COMPRESORES DE ALTA Y BAJA (1A. Y 2A. ETAPA) PRESION.



MANANDEZ SANTOYO

INGENIERIA QUIMICA
PROFESIONAL.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

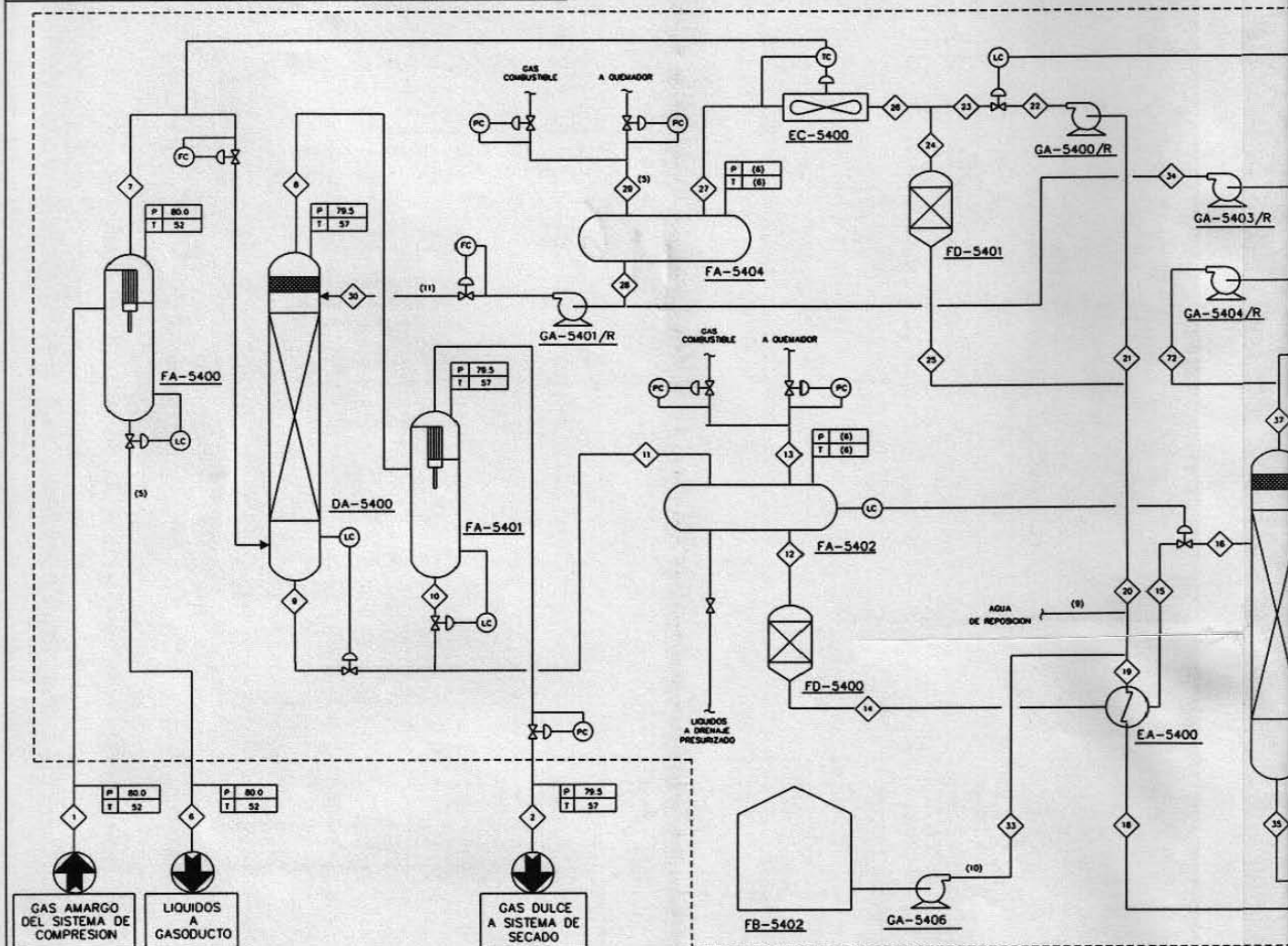
FACULTAD DE QUIMICA

DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO
SECCION DE COMPRESION

PLATAFORMA DE COMPRESION DE LITORAL DE TABASCO.

DIAGRAMA B.3

CORRIENTE	1	2	3	4	5
	% mol	% mol	% mol	% mol	% mol
AQUA	0.178	0.028	0.178	1.142	99.560
NITROGENO	0.878	0.905	0.878	0.702	0.001
BIOXIDO DE CARBONO	2.511	1.036	2.511	12.009	0.086
ACIDO SULFURICO	1.356	4 ppm max.	1.356	10.085	0.221
METANO	75.021	77.351	75.021	60.017	0.106
ETANO	10.870	11.208	10.870	8.696	0.016
PROPANO	4.888	5.040	4.888	3.910	0.005
I-BUTANO	0.642	0.661	0.642	0.514	0.000
N-BUTANO	1.695	1.748	1.695	1.356	0.003
I-PENTANO	0.510	0.526	0.510	0.408	0.000
N-PENTANO	0.610	0.629	0.610	0.488	0.000
N-HEXANO (+)	0.841	0.868	0.841	0.673	0.002
MOEA	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
T O T A L	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
FLUJO kg mol/hr	998	987	121	150	(5)
FLUJO kg/hr	22176	21054	2895	3817	(5)
DENSIDAD g/cm ³ @ P y T	0.0790	0.0742	0.0790	0.0052	0.8780
BPD @ 15.6 °C	---	---	---	---	(5)
Mm ² STD/DIA @ 20 °C y 1 kg/cm ² abs.	574.9	558.3	71.6	89.5	---
PRESION kg/cm ² man	80.0	79.5	80.0	4.5	80.0
TEMPERATURA °C	52	57	52	50	52



COMENTARIOS

JOE

TESI

FECHA: 10 / 02 / 99

LISTA DE EQUIPO (8)

CLAVE	SERVICIO	CARACTERISTICAS
DA-5400	TORRE ABSORBEDORA DE GAS ACIDO	(6)
DA-5401	TORRE REGENERADORA DE MOEA	(6)
EA-5400	INTERCAMBIADOR MOEA RICA/MOEA POBRE	(6)
EA-5401	REHENDOR DE LA REGENERADORA DE MOEA	(6)
EC-5400	ENFRIADOR DE MOEA POBRE	(6)
EC-5401	ENFRIADOR DE GAS ACIDO	(6)
EE-5400	EVECTOR DE GASES ADBOS	(6)
FA-5400	SEPARADOR DE GAS DE ALIMENTACION	(6)
FA-5401	SEPARADOR DE GAS DULCE	(6)
FA-5402	TANQUE DE DESORDON DE HIDROCARBUROS	(6)
FA-5403	ACUMULADOR DE REFLUJO DE LA REG. DE MOEA	(6)
FA-5404	TANQUE DE BALANCE DE MOEA	(6)
FD-5400	FILTRO DE MOEA RICA	(6)
FD-5401	FILTRO DE MOEA POBRE	(6)
GA-5400/R	BOMBA DE MOEA POBRE	(6)
GA-5401/R	BOMBA DE MOEA DE ALTA PRESION	(6)
GA-5402/R	BOMBA DE REFLUJO DE LA REG. DE MOEA	(6)

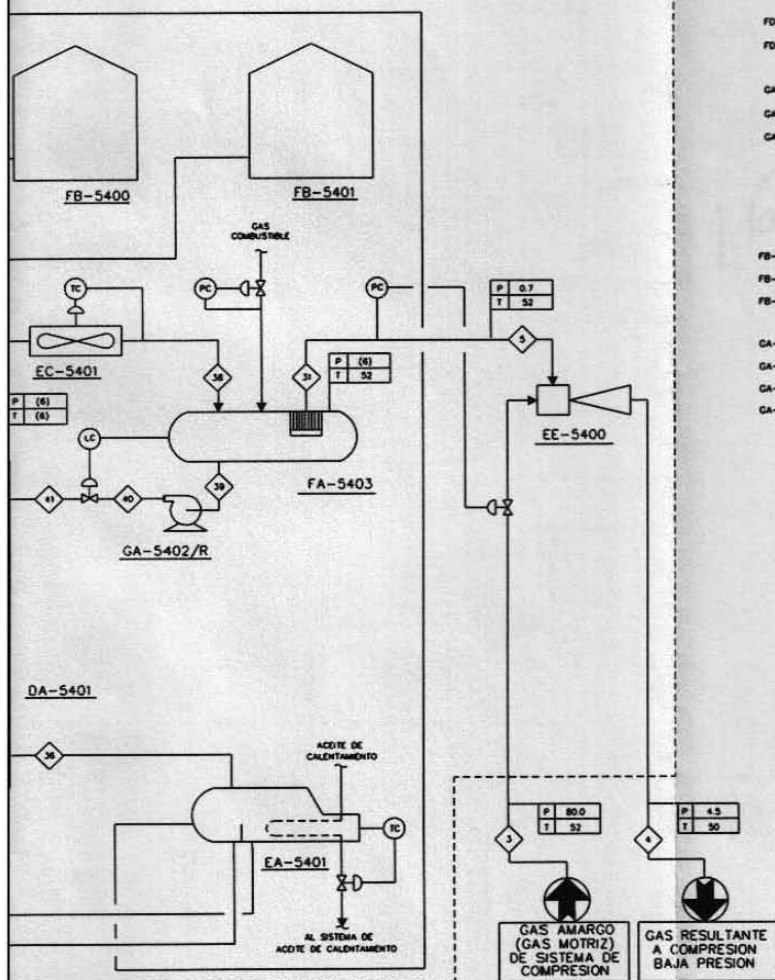
EQUIPO AUXILIAR (7)

FB-5400	TANQUE DE ANTESPLUMANTE	(6)
FB-5401	TANQUE DE #HMBDOR DE CORROSION	(6)
FB-5402	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE MOEA	(6)
GA-5403/R	BOMBA DE ANTESPLUMANTE	(6)
GA-5404/R	BOMBA DE #HMBDOR DE CORROSION	(6)
GA-5405	BOMBA DE MOEA DE PRESION INTERMEDIA	(6)(11)
GA-5406	BOMBA DE MOEA DE REPOSICION	(6)

NOTAS:

- 1.- PRESION EN Kg/cm² man. TEMPERATURA EN °C.
- 2.- ESTE ESQUEMA ES PROPUESTO, EL PROVEEDOR PODRA ADOPTAR EQUIPO O REALIZAR LAS OPTIMIZACIONES AL PROCESO QUE CONSIDERE CONVENIENTES.
- 3.- LA CAPACIDAD NORMAL DE CADA PLANTA SERA DE 20 MMPCSD @ 15.6 °C Y 1 ATM DE GAS AMARGO, COMO ALIMENTACION.
- 4.- EL PROVEEDOR DEBERA PROPORCIONAR EL BALANCE DE MATERIA Y ENERGIA PARA TODAS LAS CORRIENTES DE ALIMENTACION Y SALIDA DE LOS EQUIPOS, ANTES Y DESPUES DE LAS VALVULAS DE CONTROL Y DE LAS PLANTAS PAQUETE DE ENDULZAMIENTO.
- 5.- NORMALMENTE SIN FLUJO.
- 6.- POR PROVEEDOR.
- 7.- SE DEBERA PROPORCIONAR UN EQUIPO PARA CADA PLANTA, EL CUAL ESTARA LOCALIZADO DENTRO DEL PATIN.
- 8.- POR PLANTA.
- 9.- AGUA DE REPOSICION @ 6.5 Kg/h. DE PLANTA POTABILIZADORA.
- 10.- MOEA DE REPOSICION 0.001172 Kg/h
- 11.- ESTA BOMBA SE UTILIZARA UNICAMENTE PARA EL ARRANQUE DE LA PLATAFORMA.

PLANTAS ENDULZADORAS DE GAS AMARGO PA-5400 A/B (3) (4)



HERNANDEZ SANTOYO

INGENIERIA QUIMICA
PROFESIONAL



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

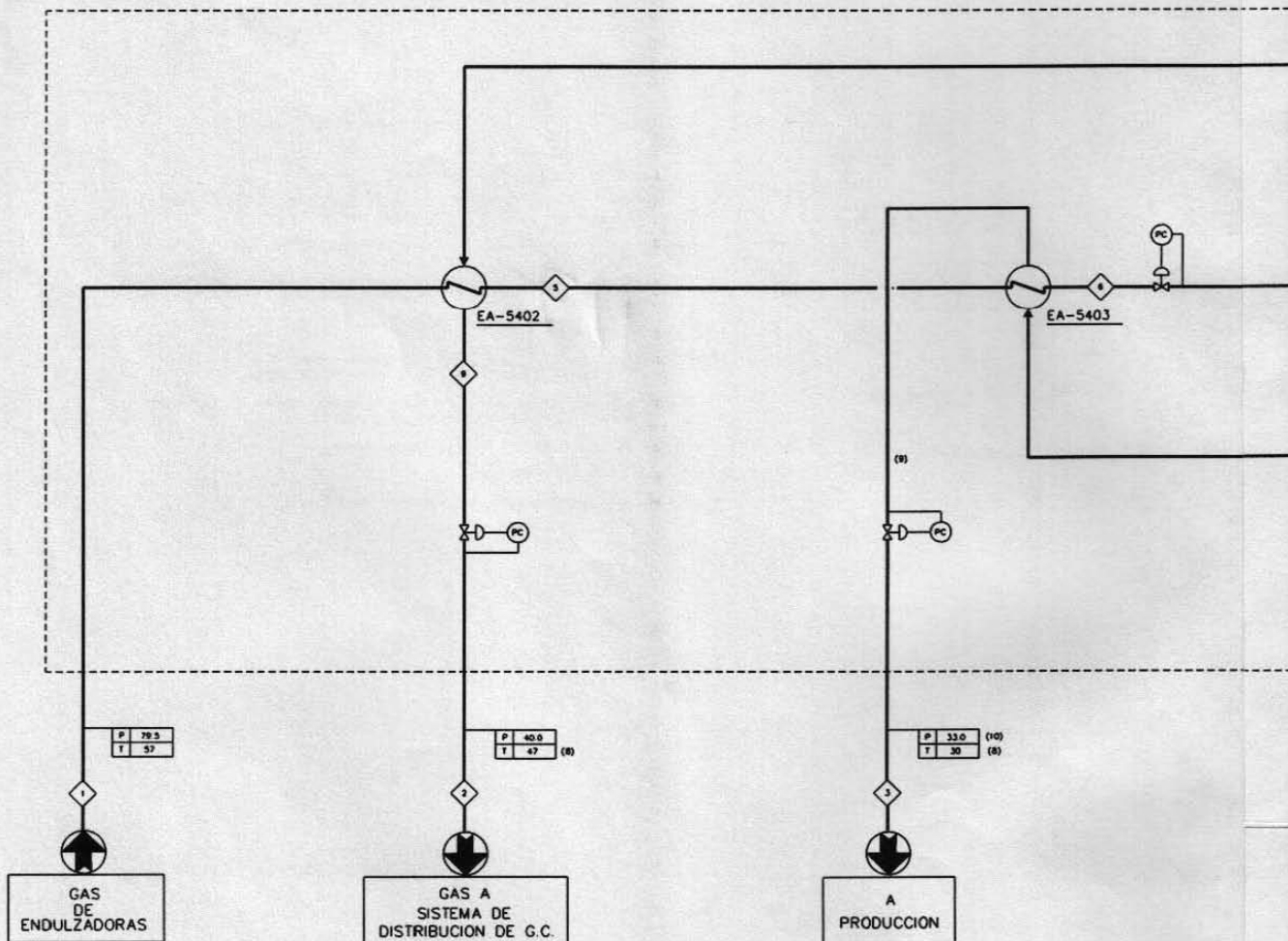
FACULTAD DE QUIMICA

DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO
SECCION DE ENDULZAMIENTO

PLATAFORMA DE COMPRESION DE LITORAL DE TABASCO.

DIAGRAMA B.4

CORRIENTE	1	2	3	4
	% mol	% mol	% mol	% mol
AGUA	0.231	0.068	0.052	100.000
NITROGENO	0.903	0.925	0.068	0.000
BIOXIDO DE CARBONO	1.034	1.049	0.511	0.000
ACIDO SULFURICO	4 ppm max.	4 ppm max.	0.000	0.000
METANO	77.194	78.779	17.582	0.000
ETANO	11.185	11.202	11.261	0.000
PROPANO	5.030	4.829	13.632	0.000
I-BUTANO	0.660	0.589	3.607	0.000
N-BUTANO	1.744	1.490	12.278	0.000
I-PENTANO	0.525	0.376	6.679	0.000
N-PENTANO	0.628	0.423	9.076	0.000
N-HEXANO (+)	0.866	0.270	25.244	0.000
T O T A L	100.000	100.000	100.000	100.000
FLUJO kg mol/hr	968	943	23	2
FLUJO kg/hr	21055	19711	1315	29
DENSIDAD g/cm ³ @ P y T	0.0747	0.0748	0.618	0.997
BPD @ 15.6 °C	-----	-----	(9)	4.32
Mm ² STD/DIA @ 20 °C y 1 kg/cm ² abs.	577.3	562.7	-----	-----
PRESION kg/cm ² man.	79.5	40.0	33.0	12.0
TEMPERATURA °C	57	47	30	23

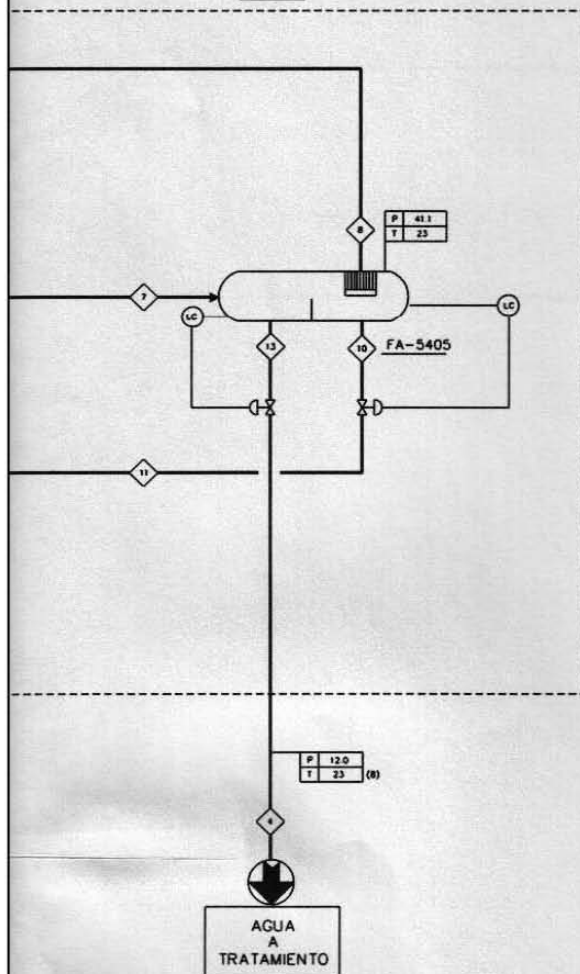


COMENTARIOS	
	JOEL
FECHA: 10 / 02 / 99	TESI

LISTA DE EQUIPO

CLAVE	SERVICIO	CARACTERISTICAS
EA-5402	INTERCAMBIADOR GAS-GAS	(5)
EA-5403	INTERCAMBIADOR GAS-LIQUIDO	(5)
FA-5405	SEPARADOR TRIFASICO	(5)

PA-5401



NOTAS:

- 1.- PRESION EN kg/cm² man, TEMPERATURA EN °C.
- 2.- ESTE DIAGRAMA ES PROPUESTO. EL PROVEEDOR PODRA ADICIONAR EQUIPO O REALIZAR LAS OPTIMIZACIONES AL PROCESO QUE CONSIDERE CONVENIENTES.
- 3.- LA CAPACIDAD NORMAL DE LA PLANTA SERA DE 19.4 MMPCSD @ 15.6° C Y 1 ATM DE GAS DULCE ALIMENTADO.
- 4.- EL PROVEEDOR DEBERA PROPORCIONAR EL BALANCE DE MATERIA Y ENERGIA PARA TODAS LAS CORRIENTES DE ALIMENTACION Y SALIDA DE LOS EQUIPOS, ANTES Y DESPUES DE LAS VALVULAS DE CONTROL.
- 5.- POR PROVEEDOR.
- 6.- LOS EQUIPOS DE SEPARACION DEBERAN CONTENER INTERNOS DE ALTA EFICIENCIA (PLACAS VANE O ELEMENTOS CENTRIFUGOS) NO SE DEBERA INCLUIR ELEMENTOS TIPO FILTRO.
- 7.- EL PROVEEDOR SELECCIONARA EL NIVEL DE ENFRIAMIENTO DEL GAS, DE TAL MANERA QUE SE EVITEN LOS PROBLEMAS DE FORMACION DE HIDRATOS.
- 8.- TEMPERATURA TENTATIVA A DEFINIR POR PROVEEDOR.
- 9.- 323 BPD_e DE CONDENSADOS.
- 10.- A ESTAS CONDICIONES SE PRESENTAN FASE LIQUIDA Y VAPOR.

FRANDEZ SANTOYO

INGENIERIA QUIMICA
PROFESIONAL



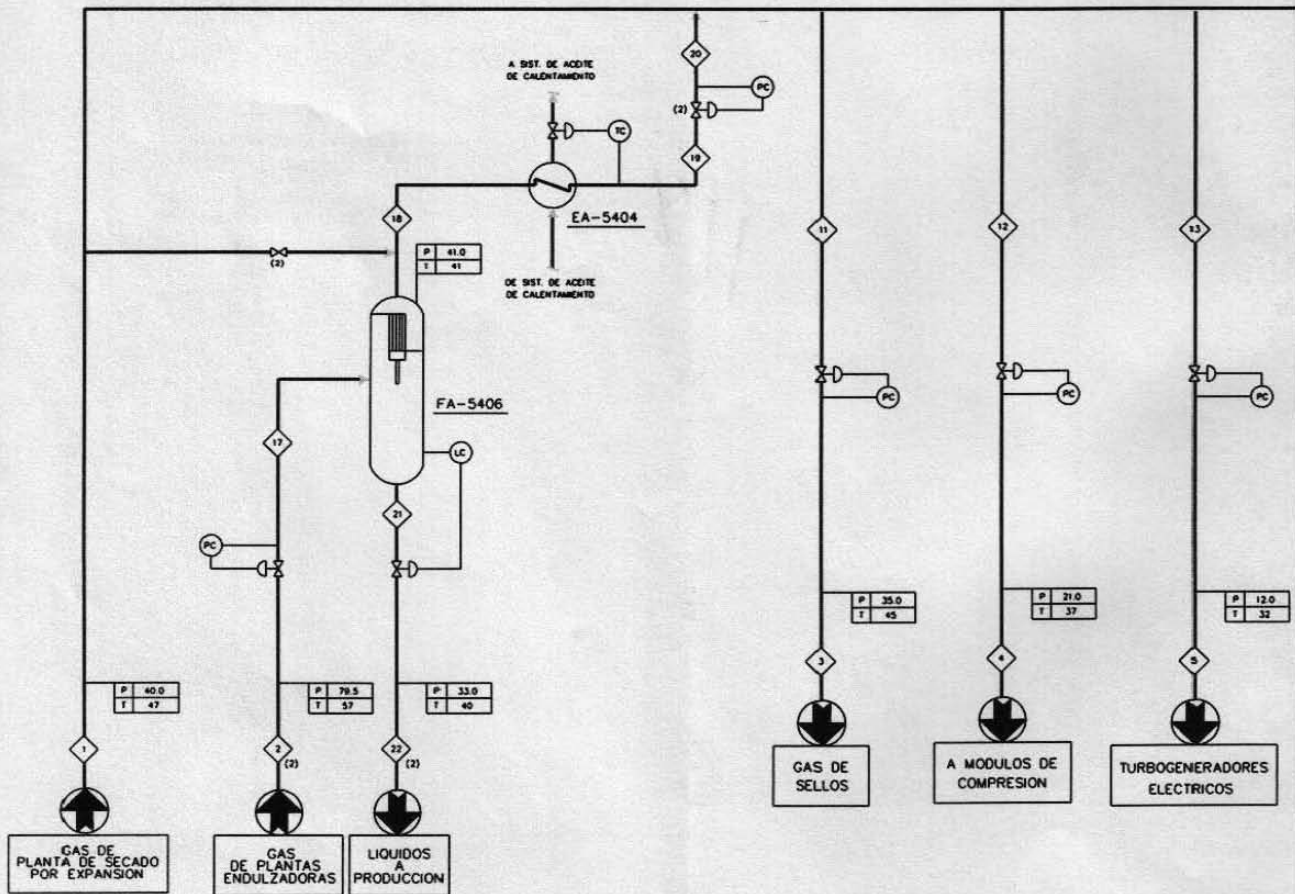
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO
FACULTAD DE QUIMICA

DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO
SECCIÓN DE SECADO

PLATAFORMA DE COMPRESION DE LITORAL DE TABASCO.

DIAGRAMA B.5

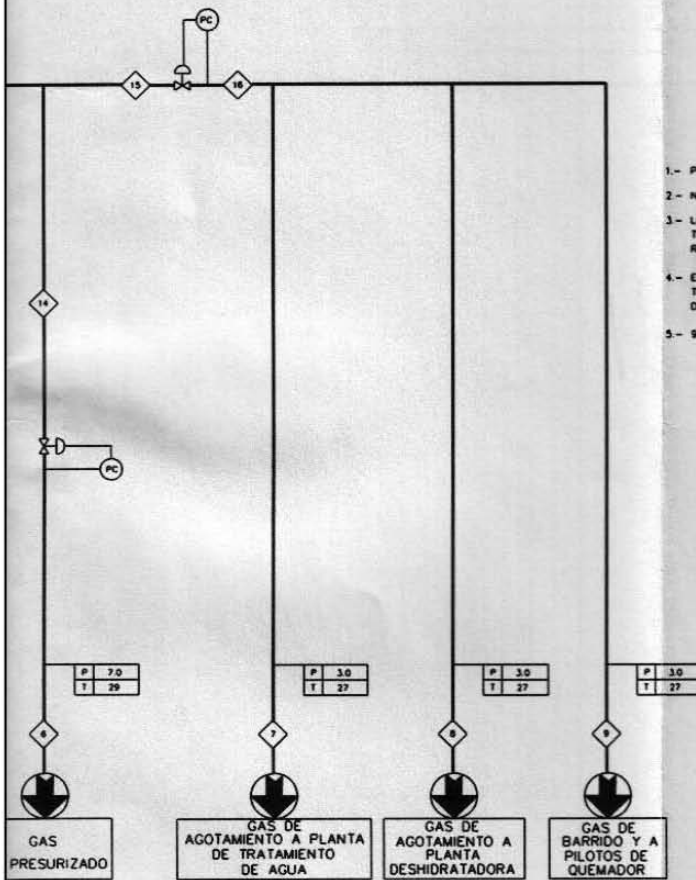
CORRIENTE CARACTERÍSTICAS (3)(4)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	22
	% mol	% mol	% mol	% mol	% mol	% mol	% mol	% mol	% mol	% mol
AGUA	0.068	0.231	0.068	0.068	0.068	0.068	0.068	0.068	0.068	7.024
NITROGENO	0.925	0.903	0.925	0.925	0.925	0.925	0.925	0.925	0.925	0.057
BIOXIDO DE CARBONO	1.049	1.034	1.049	1.049	1.049	1.049	1.049	1.049	1.049	0.392
ACIDO SULFHDRIICO	4ppm max.	4ppm max.	4ppm max.	4ppm max.	4ppm max.	4ppm max.	4ppm max.	4ppm max.	4ppm max.	4ppm max.
METANO	78.779	77.194	78.779	78.779	78.779	78.779	78.779	78.779	78.779	14.333
ETANO	11.202	11.185	11.202	11.202	11.202	11.202	11.202	11.202	11.202	8.344
PROPANO	4.829	5.030	4.829	4.829	4.829	4.829	4.829	4.829	4.829	9.718
I-BUTANO	0.589	0.660	0.589	0.589	0.589	0.589	0.589	0.589	0.589	2.562
N-BUTANO	1.490	1.744	1.490	1.490	1.490	1.490	1.490	1.490	1.490	8.913
I-PENTANO	0.376	0.525	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	5.265
N-PENTANO	0.423	0.628	0.423	0.423	0.423	0.423	0.423	0.423	0.423	7.507
N-HEXANO (+)	0.270	0.866	0.270	0.270	0.270	0.270	0.270	0.270	0.270	35.885
T O T A L	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
FLUJO Kg mol/hr.	943	968	100	335	398	25	25	10	50	6.4
FLUJO Kg/Hr.	19711	21055	2082	7017	8323	520	520	208	1041	395
DENSIDAD gr/cm ³ @ P y T	0.0748	0.0747	0.0305	0.01855	0.01091	0.0067	0.0033	0.0033	0.0033	0.599
BPD @ 15.6 °C	----	----	----	----	----	----	----	----	----	(5)
Mm ³ STD/DIA 20 °C Y 1 Kg/cm ² abs.	562.80	577.30	59.42	200.35	237.65	14.86	14.86	5.95	29.72	----
PRESION kg/cm ² man.	40.0	79.5	35.0	21.0	12.0	7.0	3.0	3.0	3.0	33.0
TEMPERATURA °C	47	57	45	37	32	29	27	27	27	40



COMENTARIOS	
	JOEL H
	ING
	TESIS
FECHA: 10 / 02 / 99	

LISTA DE EQUIPO

CLAVE	SERVICIO	CARACTERISTICAS
EA-5404	CALENTADOR DE GAS COMBUSTIBLE	84.4 x 1.1 MKcal/hr
FA-5406	SEPARADOR DE GAS COMBUSTIBLE	610 mm. D.I. x 2438 mm T-T



NOTAS:

- 1.- PRESION EN Kg/cm² man, TEMPERATURA EN °C.
- 2.- NORMALMENTE SIN FLUJO.
- 3.- LOS VALORES MOSTRADOS EN ESTE BALANCE SON TENTATIVOS. SE DEFINIRAN CUANDO SE TENGAN LAS PLANTAS ENDULZADORAS Y LA PLANTA DE SECADO DE GAS, ASI COMO LOS REQUERIMIENTOS REALES DE LOS SERVICIOS (INFORMACION DE PROVEEDOR).
- 4.- EN CASO DE UTILIZAR GAS DE LAS PLANTAS ENDULZADORAS EL CONSUMO DE GAS COMBUSTIBLE SERIA DIFERENTE POR LO QUE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN ESTE BALANCE SE TENDRIAN QUE EVALUAR NUEVAMENTE.
- 5.- 97.8 BPOE DE CONDENSADOS.

MANDEZ SANTOYO
 ERIA QUIMICA
 OFESIONAL.



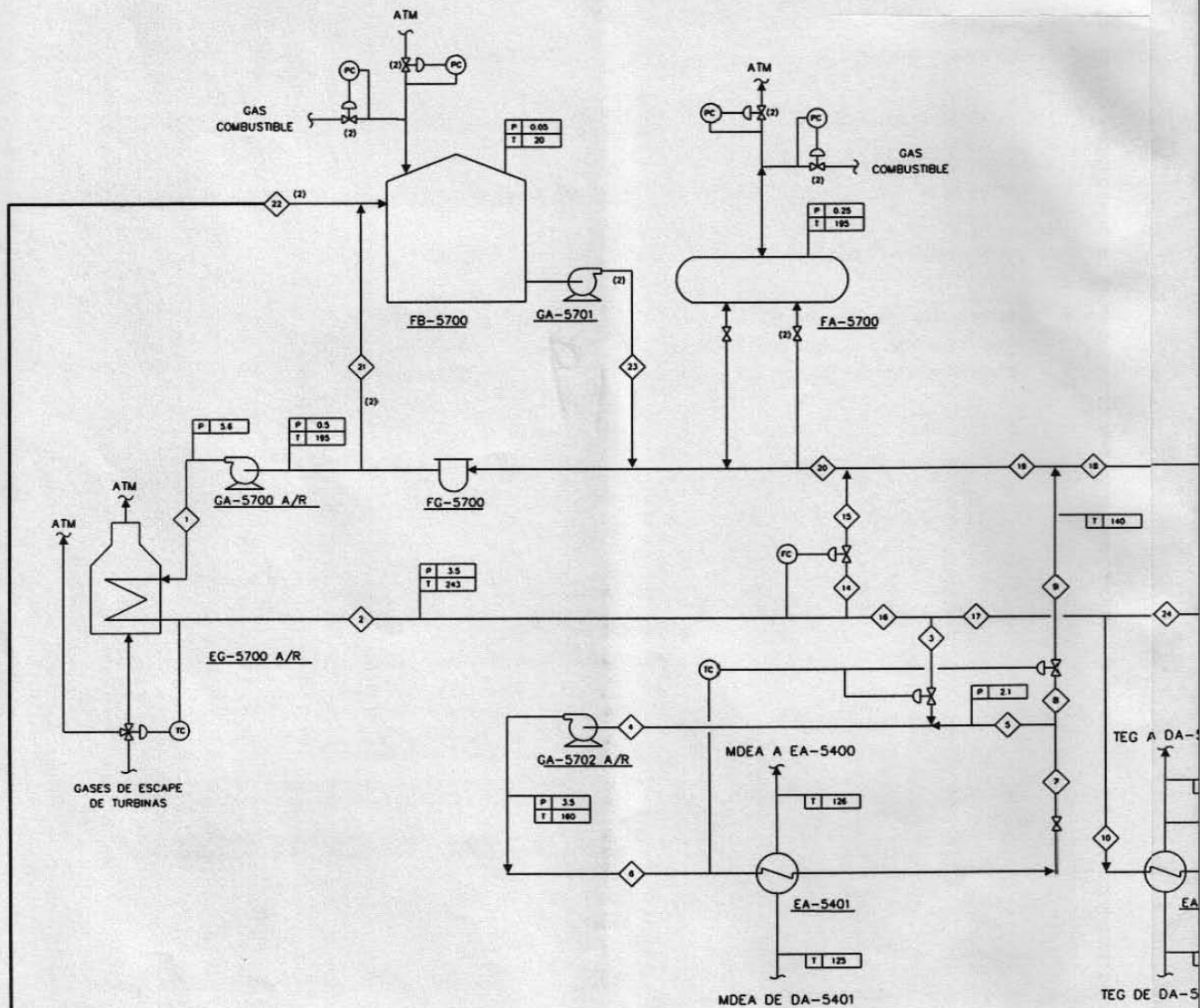
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
 DE MEXICO
 FACULTAD DE QUIMICA

DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO
 SECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE

PLATAFORMA DE COMPRESION DE LITORAL DE TABASCO.

DIAGRAMA B.6

CORRIENTE (6)	CARACTERISTICAS (3)							
	1	3	6	10	12	14	20	25
FLUJO kg mol/hr	923.0	171.9	963.0	554.5	10.6	91.4	923.0	94.6
FLUJO kg/hr	198447	36964	207037	119209	2272	19652	198447	20350
BPD @ 15.6 C	26939	5018	28105	16183	308	2668	26939	2762
PRESION kg/cm ² man.	5.6	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	0.5	3.5
TEMPERATURA °C	195	243	160	243	243	243	195	243
DENSIDAD g/cm ³ @ P Y T	0.9686	0.9317	0.9952	0.9317	0.9317	0.9317	0.9687	0.9317

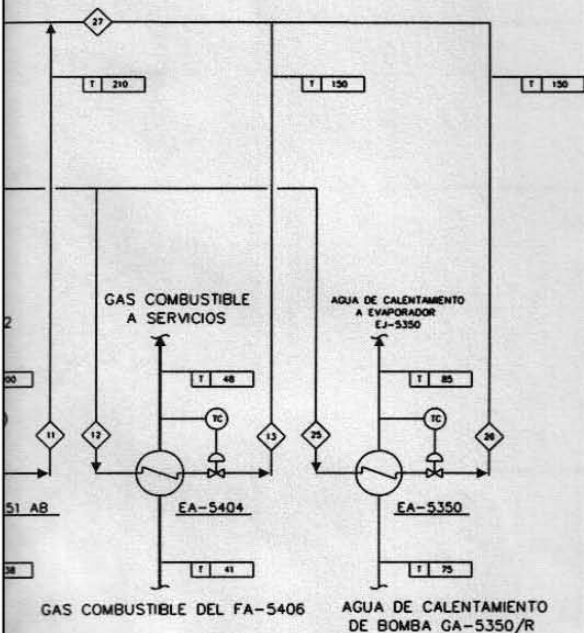


LINEA DE LLENADO
AL TANQUE DE
ALMACENAMIENTO
DE ACEITE

COMENTARIOS	
	JOEL
FECHA: 10 / 02 / 99	TESI

LISTA DE EQUIPO

CLAVE	SERVICIO	CARACTERISTICAS (4)(7)
EA-5401	REHERVIDOR DE LA REGENERADORA DE MDEA	1512 Mkcal/hr x 1.1
EA-5451 AB	REHERVIDOR DE LA TORRE REGENERADORA DE TEG	1682 Mkcal/hr x 1.1
EA-5404	CALENTADOR DE GAS COMBUSTIBLE	84.4 Mkcal/hr x 1.1
EA-5350	INTERCAMBIADOR AGUA/ACEITE	756 Mkcal/hr x 1.1
EG-5700 A/R	RECUPERADOR DE CALOR	4034.4 Mkcal/hr x 1.21
FA-5700	TANQUE DE EXPANSION TERMICA	1524 mm D.I. x 3048 mm T-T (7)
FB-5700	TANQUE DE ALMANTO. DE ACEITE DE CALENTAMIENTO	2591 mm D.I. x 3048 mm T-T (7)
FG-5700	FILTRO DE ACEITE DE CALENTAMIENTO	3757 LPM; 25 MICRAS
GA-5700 A/R	BOMBA DE ACEITE DE CALENTAMIENTO	3415 LPM x 1.1; $\Delta P=5.1 \text{ kg/cm}^2$
GA-5701	BOMBA DE REPOSICION DE ACEITE DE CALENTAMIENTO	18 LPM x 1.1; $\Delta P=4.0 \text{ kg/cm}^2$
GA-5702 A/R	BOMBA DE RECIRCULACION DE ACEITE DE CALENTAMIENTO	3467 LPM x 1.1; $\Delta P=1.4 \text{ kg/cm}^2$



NOTAS:

- 1.- PRESION EN kg/cm^2 man, TEMPERATURA EN $^{\circ}\text{C}$.
- 2.- NORMALMENTE SIN FLUJO.
- 3.- ACEITE TERMICO DOWTHERM G-40 (PESO MOLECULAR PROMEDIO 215) O SIMILAR
- 4.- LAS CARACTERISTICAS ESTAN DADAS POR UNIDAD EXCEPTO PARA LOS REHERVIDORES EA-5451 AB, DONDE SU CARGA TERMICA INCLUYE LAS DOS UNIDADES.
- 5.- LOS VALORES MOSTRADOS EN ESTE DIAGRAMA DE FLUJO SON TENTATIVOS, SE AJUSTARAN CON LA INFORMACION PROPORCIONADA POR LOS FABRICANTES.
- 6.- LOS DATOS INVOLUCRADOS EN EL CUADRO DE BALANCE CORRESPONDEN A LA CAPACIDAD DE DISEÑO (ESTIMADA) DE LOS EQUIPOS INVOLUCRADOS EN EL SISTEMA.
- 7.- LAS DIMENSIONES DE ESTOS EQUIPOS SON TENTATIVAS Y SE DEBERAN AJUSTAR CUANDO SE DISPONGA DEL VOLUMEN REAL DEL SISTEMA INCLUYENDO TUBERIA Y EQUIPO.

RNANDEZ SANTOYO

ENIERIA QUIMICA
PROFESIONAL

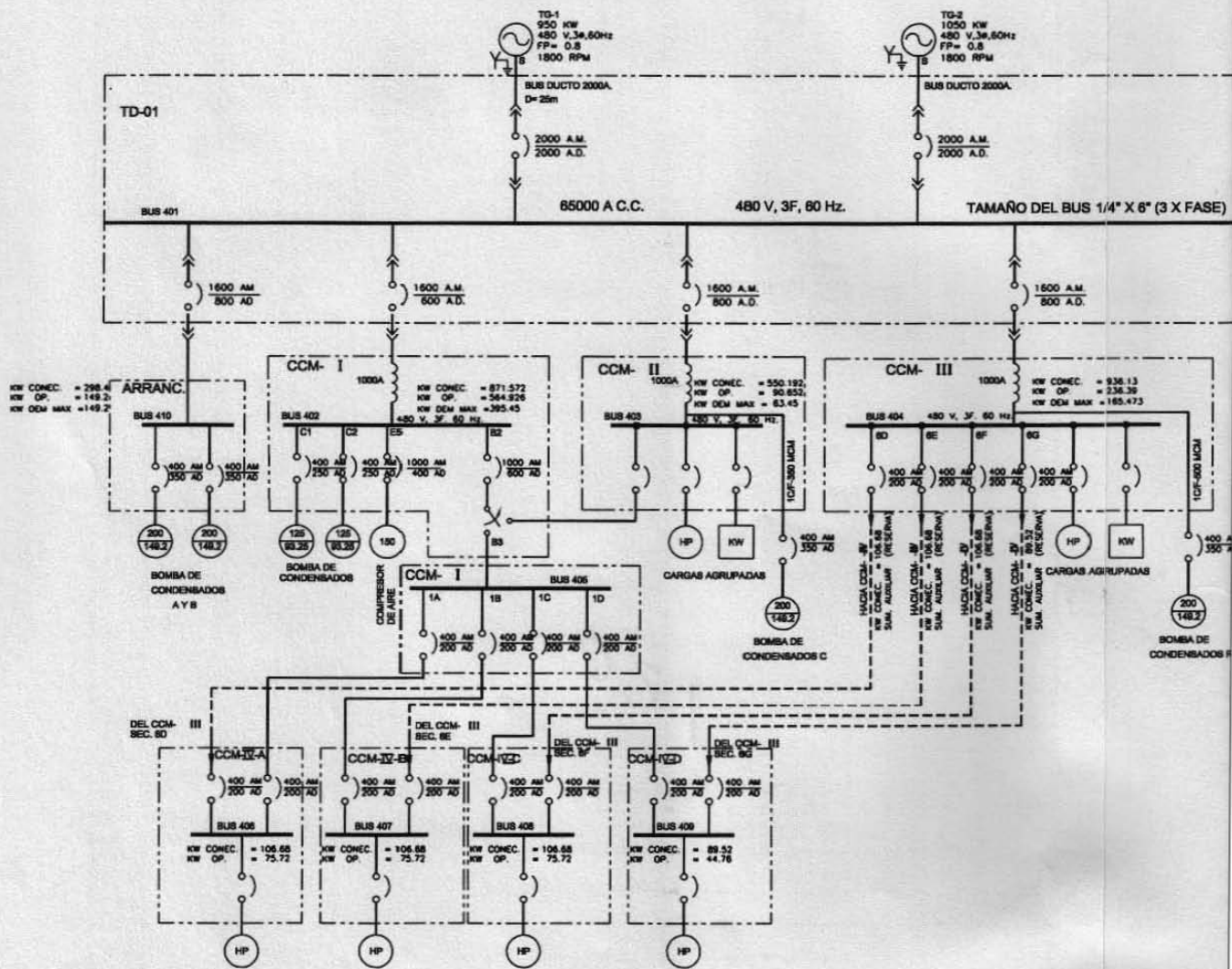


UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO
FACULTAD DE QUIMICA

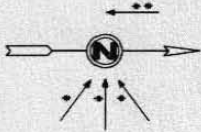
DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO
SECCIÓN DE CALENTAMIENTO

PLATAFORMA DE COMPRESION DE LITORAL DE TABASCO.

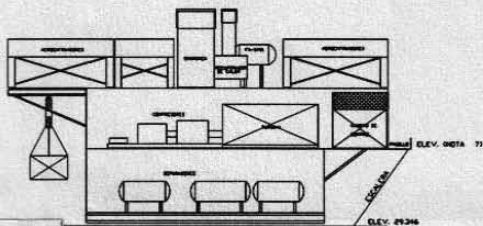
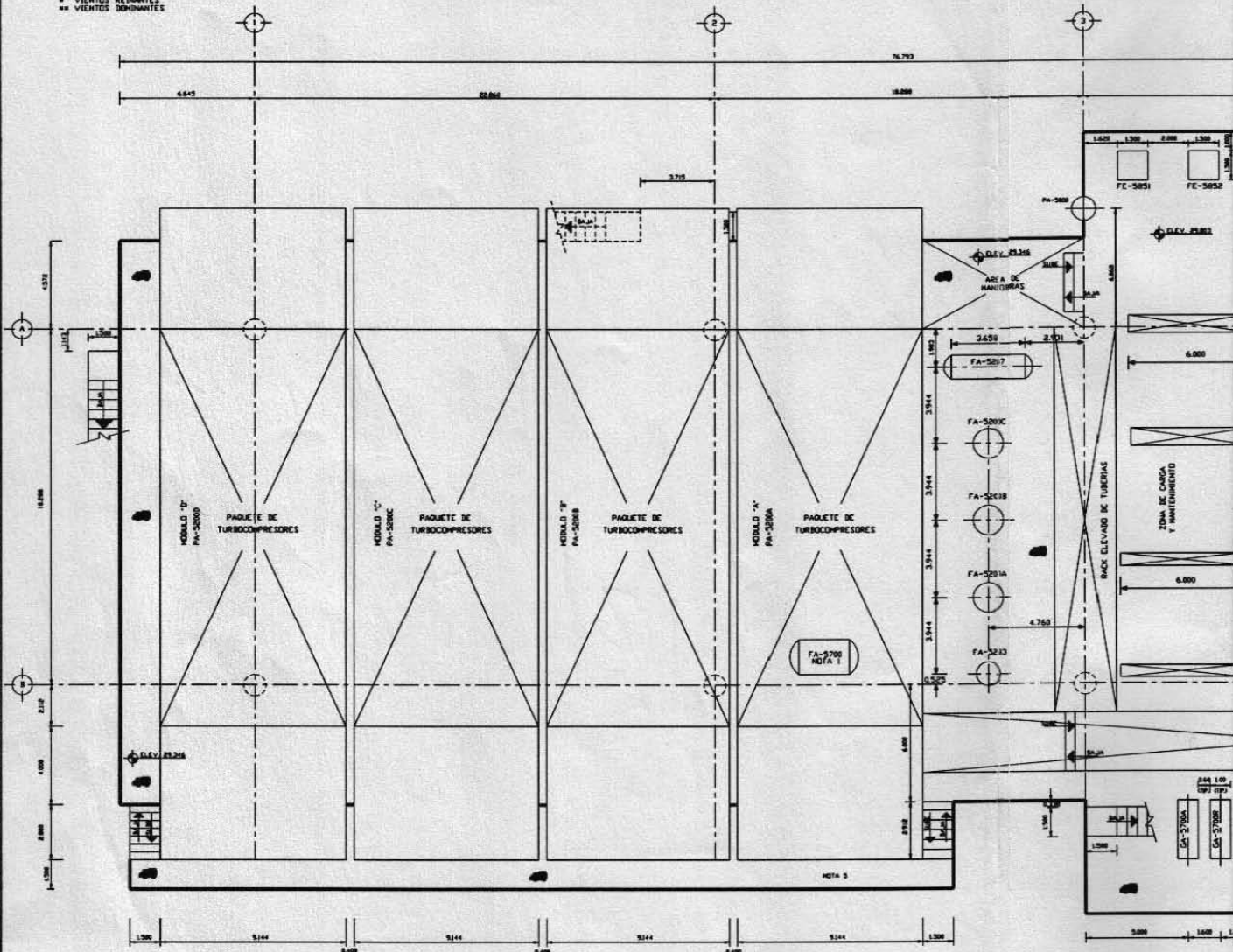
DIAGRAMA B.7



COMENTARIOS	JOEL HERNANDEZ SANTOYO
	INGENIERIA QUIMICA
	TESIS PROFESIONAL
FECHA: 10 / 02 / 99	



• VIENTOS RESIDUALES
 ** VIENTOS DOMINANTES



COMENTARIOS

JOEL HERNANDEZ SANTOYO

INGENIERIA QUIMICA

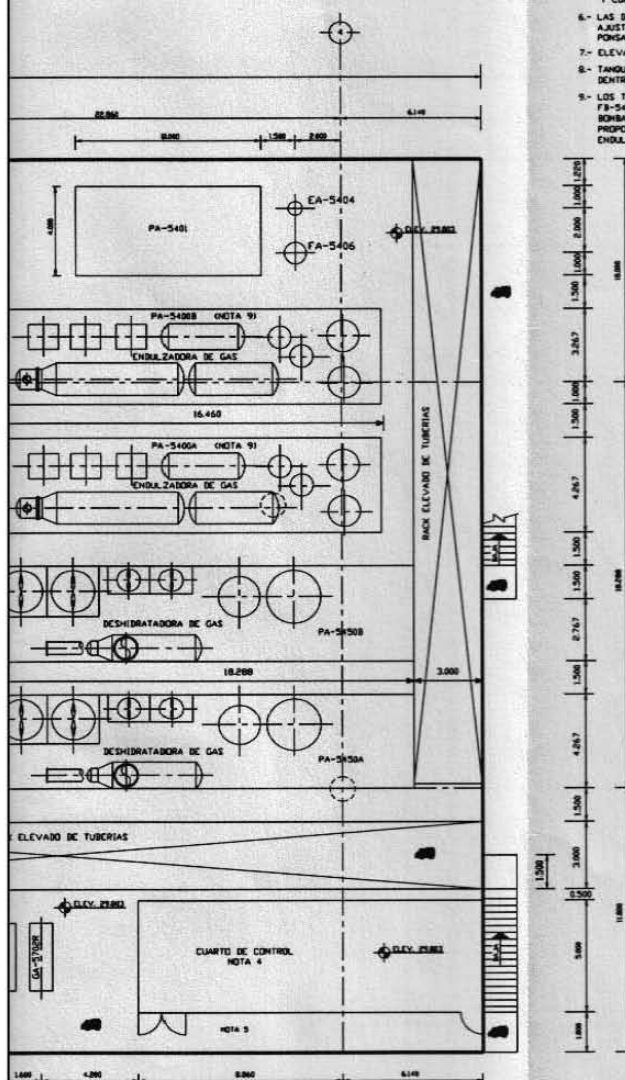
TESIS PROFESIONAL



UN

NOTAS

- 1.- EL TANQUE DE EXPANSION TERMICA SE LOCALIZARA EN EL PIED DE SOLDADRES DEL MODULO "A" DE COMPRESION.
- 2.- LOS RECUPERADORES DE CALOR SE LOCALIZAN EN LAS CHIMENEAS DE LOS MODULOS DE COMPRESION "A" Y "B" DE GAS DE ALTA.
- 3.- AREA PARA MANTENIMIENTO DE LAS ENHULZADORAS Y DESHIDRATADORAS.
- 4.- PARA MAYOR DETALLE DE ESTOS CUARTOS VER PLANOS ARQUITECTONICOS CORRESPONDIENTES.
- 5.- PASELLO PERIMETRAL DEL AREA DE TURBOCOMPRESORES Y CUARTO DE CONTROL.
- 6.- LAS DIMENSIONES FINALES DE LOS EQUIPOS Y LOS AJUSTES EN CUANTO A SU LOCALIZACION SERAN RESPONSABILIDAD DEL CONTRATISTA.
- 7.- ELEVACION POR PROVEEDOR DE MODULO.
- 8.- TANQUE Y BOMBA PROPORCIONADO POR EL PROVEEDOR DENTRO DEL PAQUETE DE DESHIDRATACION.
- 9.- LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE ANTIESPUMANTE FB-5400 E INHIBIDOR DE CORROSION FB-5401 Y SUS BOMBAS RESPECTIVAS GA-5402/R Y GA-5404/R SERAN PROPORCIONADAS POR EL PROVEEDOR DEL PAQUETE DE ENHULZAMIENTO.



CLAVE	DESCRIPCION	CARACTERISTICAS
EA-5401	CALENTADOR DE GAS COMBUSTIBLE	D= 844 x 11 H=600/900
EQ-5700A/B/C/R	RECUPERADOR DE CALOR (1)	D= 4924.4 x 12 H=600/900
FA-5200 A-C	TANQUE RECEPTOR DE LIQUIDOS DE ALTA PRESION	D1= 1524 mm ; L1= 4725 mm
FA-5203	TANQUE RECEPTOR DE LIQUIDOS BAJA PRESION	D1= 1219 mm ; L1= 3650 mm
FA-5207	SEPARADOR TRIFASICO PARA MANEJO DE CONDENSADOS	D1= 1219 mm ; L1= 3650 mm
FA-5406	SEPARADOR DE GAS COMBUSTIBLE	D1= 610 mm ; L1= 2429 mm
FA-5700	TANQUE DE EXPANSION TERMICA	D1= 1524 mm ; L1= 3048 mm
FE-5051	FOSA DE HIELO	1200 mm x 1200 mm x 1200 mm
FE-5052	FOSA DE FEG	1200 mm x 1200 mm x 1200 mm
GA-5700A/R	BOMBA DE ACEITE DE CALENTAMIENTO	D= 3415 x 11 LPH ; DP= 247 Kg/cm ²
GA-5702A/R	BOMBA DE RECIRCULACION DE ACEITE DE CALENTAMIENTO	D= 3467 x 11 LPH ; DP= 279 Kg/cm ²
PA-5000	GRUA DE PEDESTAL (1)	CAP.= 25 TONS.
PA-5400A/B	ENHULZADORAS DE GAS (2)	CAP.= 20 HNPCCSD IC/10
PA-5401	PAQUETE DE SECADO DE GAS COMBUSTIBLE	CAP.= 194 HNPCCSD
PA-5403A/B	DESHIDRATADORA DE GAS (2)	CAP.= 240 HNPCCSD
MOD. A.B.C.D	PAQUETE DE TURBOCOMPRESORES	CAP.= 160 HNPCCSD IC/10

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE QUIMICA

PLANO DE LOCALIZACION GENERAL
SEGUNDO NIVEL, ELEV 29.34 m.

PLATAFORMA DE COMPRESION DE LITORAL TABASCO
DIAGRAMA B.9

C.1 Propiedades Termodinámicas del aire a bajas presiones.

$T^{\circ}R$	h Btu/lb	p_r	u Btu/lb	v_r	ϕ Btu/lb- $^{\circ}R$	$T^{\circ}R$	h Btu/lb	p_r	u Btu/lb	v_r	ϕ Btu/lb- $^{\circ}R$
360	85.97	0.3363	61.29	396.6	0.50369	1460	358.63	50.34	258.54	10.743	0.84704
380	90.75	0.4061	64.70	346.6	0.51663	1480	363.89	53.04	262.44	10.336	0.85062
400	95.53	0.4858	68.11	305.0	0.52890	1500	369.17	55.86	266.34	9.948	0.85416
420	100.32	0.5760	71.52	270.1	0.54058	1520	374.47	58.78	270.26	9.578	0.85767
440	105.11	0.6776	74.93	240.6	0.55172	1540	379.77	61.83	274.20	9.226	0.86113
460	109.90	0.7913	78.36	215.33	0.56235	1560	385.08	65.00	278.13	8.890	0.86456
480	114.69	0.9182	81.77	193.65	0.57255	1580	390.40	68.30	282.09	8.569	0.86794
500	119.48	1.0590	85.20	174.90	0.58233	1600	395.74	71.73	286.06	8.263	0.87130
520	124.27	1.2147	88.62	158.58	0.59173	1620	401.09	75.29	290.04	7.971	0.87462
537	128.10	1.3593	91.53	146.34	0.59945	1640	406.45	78.99	294.03	7.691	0.87791
540	129.06	1.3860	92.04	144.32	0.60078	1660	411.82	82.83	298.02	7.424	0.88116
560	133.86	1.5742	95.47	131.78	0.60950	1680	417.20	86.82	302.04	7.168	0.88439
580	138.66	1.7800	98.90	120.70	0.61793	1700	422.59	90.95	306.06	6.924	0.88758
600	143.47	2.005	102.34	110.88	0.62607	1720	428.00	95.24	310.09	6.690	0.89074
620	148.28	2.249	105.78	102.12	0.63395	1740	433.41	99.69	314.13	6.465	0.89387
640	153.09	2.514	109.21	94.30	0.64159	1760	438.83	104.30	318.18	6.251	0.89697
660	157.92	2.801	112.67	87.27	0.64902	1780	444.26	109.08	322.24	6.045	0.90003
680	162.73	3.111	116.12	80.96	0.65621	1800	449.71	114.03	326.32	5.847	0.90308
700	167.56	3.446	119.58	75.25	0.66321	1820	455.17	119.16	330.40	5.658	0.90609
720	172.39	3.806	123.04	70.07	0.67002	1840	460.63	124.47	334.50	5.476	0.90908
740	177.23	4.193	126.51	65.38	0.67665	1860	466.12	129.95	338.61	5.302	0.91203
760	182.08	4.607	129.99	61.10	0.68312	1880	471.60	135.64	342.73	5.134	0.91497
780	186.94	5.051	133.47	57.20	0.68942	1900	477.09	141.51	346.85	4.974	0.91788
800	191.81	5.526	136.97	53.63	0.69558	1920	482.60	147.59	350.98	4.819	0.92076
820	196.69	6.033	140.47	50.35	0.70160	1940	488.12	153.87	355.12	4.670	0.92362
840	201.56	6.573	143.98	47.34	0.70747	1960	493.64	160.37	359.28	4.527	0.92645
860	206.46	7.149	147.50	44.57	0.71323	1980	499.17	167.07	363.43	4.390	0.92926
880	211.35	7.761	151.02	42.01	0.71886	2000	504.71	174.00	367.61	4.258	0.93205
900	216.26	8.411	154.57	39.64	0.72438	2020	510.26	181.16	371.79	4.130	0.93481
920	221.18	9.102	158.12	37.44	0.72979	2040	515.82	188.54	375.98	4.008	0.93756
940	226.11	9.834	161.68	35.41	0.73509	2060	521.39	196.16	380.18	3.890	0.94026
960	231.06	10.610	165.26	33.52	0.74030	2080	526.97	204.02	384.39	3.777	0.94296
980	236.02	11.430	168.83	31.76	0.74540	2100	532.55	212.1	388.60	3.667	0.94564
1000	240.98	12.298	172.43	30.12	0.75042	2150	546.54	233.5	399.17	3.410	0.95222
1020	245.97	13.215	176.04	28.59	0.75536	2200	560.59	256.6	409.78	3.176	0.95868
1040	250.95	14.182	179.66	27.17	0.76019	2250	574.69	281.4	420.46	2.961	0.96501
1060	255.96	15.203	183.29	25.82	0.76496	2300	588.82	308.1	431.16	2.765	0.97123
1080	260.97	16.278	186.93	24.58	0.76964	2350	603.00	336.8	441.91	2.585	0.97732
1100	265.99	17.413	190.58	23.40	0.77426	2400	617.22	367.6	452.70	2.419	0.98331
1120	271.03	18.604	194.25	22.30	0.77880	2450	631.48	400.5	463.54	2.266	0.98919
1140	276.08	19.858	197.94	21.27	0.78326	2500	645.78	435.7	474.40	2.125	0.99497
1160	281.14	21.18	201.63	20.293	0.78767	2550	660.12	473.3	485.31	1.9956	1.00064
1180	286.21	22.56	205.33	19.377	0.79201	2600	674.49	513.5	496.26	1.8756	1.00623
1200	291.30	24.01	209.05	18.514	0.79628	2650	688.90	556.3	507.25	1.7646	1.01172
1220	296.41	25.53	212.78	17.700	0.80050	2700	703.35	601.9	518.26	1.6617	1.01712
1240	301.52	27.13	216.53	16.932	0.80466	2750	717.83	650.4	529.31	1.5662	1.02244
1260	306.65	28.80	220.28	16.205	0.80876	2800	732.33	702.0	540.40	1.4775	1.02767
1280	311.79	30.55	224.05	15.518	0.81280	2850	746.88	756.7	551.52	1.3951	1.03282
1300	316.94	32.39	227.83	14.868	0.81680	2900	761.45	814.8	562.66	1.3184	1.03788
1320	322.11	34.31	231.63	14.253	0.82075	2950	776.05	876.4	573.84	1.2469	1.04288
1340	327.29	36.31	235.43	13.670	0.82464	3000	790.68	941.4	585.04	1.1803	1.04779
1360	332.48	38.41	239.25	13.118	0.82848	3500	938.40	1829.3	698.48	0.7087	1.09332
1380	337.68	40.59	243.08	12.593	0.83229	4000	1088.26	3280	814.06	0.4518	1.13334
1400	342.90	42.88	246.93	12.095	0.83604	4500	1239.86	5521	931.39	0.3019	1.16905
1420	348.14	45.26	250.79	11.622	0.83975	5000	1392.87	8837	1050.12	0.20959	1.20129
1440	353.37	47.75	254.66	11.172	0.84341	6000	1702.29	20120	1291.00	0.11047	1.25769
						6500	1858.44	28974	1412.87	0.08310	1.28268

C.2 Productos de combustión -200% aire estequiométrico (por lbmol).

T°R	\bar{h}	p_r	\bar{u}	v_r	$\bar{\phi}$	T°R	\bar{h}	p_r	\bar{u}	v_r	$\bar{\phi}$
380	2660.3	0.3878	1905.7	10516	43.845	1460	10729.3	57.26	7829.9	273.6	53.764
400	2801.4	0.4655	2007.0	9222	44.208	1480	10889.5	60.49	7950.4	262.5	53.874
420	2943.0	0.5539	2108.9	8138	44.553	1500	11050.2	63.88	8071.4	252.0	53.981
440	3084.8	0.6539	2211.0	7223	44.883	1520	11211.4	67.40	8192.9	242.0	54.088
460	3226.8	0.7663	2313.3	6441	45.198	1540	11372.8	71.08	8314.6	232.5	54.194
480	3368.9	0.8925	2415.7	5772	45.500	1560	11534.7	74.91	8436.7	223.5	54.298
500	3511.2	1.0330	2518.3	5194	45.791	1580	11696.8	78.92	8559.1	214.8	54.401
520	3653.7	1.1893	2621.0	4692	46.070	1600	11859.6	83.10	8682.2	206.63	54.504
537	3774.9	1.3350	2708.5	4317	46.300	1620	12022.7	87.44	8805.6	198.81	54.605
540	3796.3	1.3620	2723.9	4255	46.340	1640	12186.2	91.97	8929.4	191.35	54.705
560	3939.4	1.5526	2827.3	3871	46.600	1660	12350.0	96.69	9053.5	184.25	54.805
580	4082.7	1.7621	2930.9	3532	46.851	1680	12514.2	101.60	9177.9	177.46	54.903
600	4226.3	1.992	3034.8	3233	47.094	1700	12678.6	106.70	9302.6	170.97	55.000
620	4370.1	2.243	3138.9	2967	47.330	1720	12843.8	112.01	9428.1	164.79	55.097
640	4514.0	2.516	3243.0	2730	47.558	1740	13009.0	117.53	9553.6	158.88	55.192
660	4658.6	2.814	3347.9	2517	47.781	1760	13174.6	123.27	9679.5	153.22	55.287
680	4802.8	3.136	3452.4	2326	47.996	1780	13340.3	129.23	9805.5	147.80	55.380
700	4947.7	3.487	3557.6	2154.5	48.207	1800	13507.0	135.43	9932.4	142.63	55.473
720	5092.6	3.864	3662.8	1999.3	48.411	1820	13673.8	141.86	10059.5	137.68	55.566
740	5237.9	4.273	3768.4	1858.7	48.610	1840	13840.5	148.54	10186.5	132.94	55.657
760	5383.7	4.711	3874.4	1731.1	48.804	1860	14008.4	155.46	10314.7	128.40	55.748
780	5529.9	5.183	3980.9	1614.9	48.994	1880	14176.1	162.55	10442.7	124.03	55.837
800	5676.3	5.690	4087.6	1508.7	49.179	1900	14344.1	170.09	10571.0	119.87	55.926
820	5823.1	6.234	4194.7	1411.7	49.360	1920	14512.5	177.82	10699.6	115.87	56.015
840	5969.9	6.815	4301.8	1322.6	49.537	1940	14681.4	185.82	10828.8	112.04	56.102
860	6117.5	7.437	4409.6	1241.0	49.711	1960	14850.4	194.13	10958.1	108.35	56.189
880	6264.9	8.101	4517.3	1165.8	49.881	1980	15019.8	202.71	11087.8	104.82	56.275
900	6413.0	8.808	4625.7	1096.4	50.047	2000	15189.3	211.6	11217.6	101.43	56.360
920	6561.5	9.564	4734.5	1032.4	50.210	2020	15359.3	220.8	11347.9	98.16	56.444
940	6710.4	10.366	4843.7	973.3	50.370	2040	15529.7	230.4	11478.5	95.04	56.529
960	6859.8	11.221	4953.4	918.2	50.528	2060	15700.3	240.2	11609.4	92.03	56.612
980	7009.7	12.126	5063.6	867.2	50.682	2080	15871.3	250.4	11740.7	89.15	56.694
1000	7159.8	13.089	5173.9	819.8	50.833	2100	16042.4	260.9	11872.1	86.36	56.777
1020	7310.5	14.109	5284.9	775.8	50.983	2150	16171.5	288.9	12201.9	79.86	56.978
1040	7461.1	15.189	5395.8	734.9	51.128	2200	16902.5	319.2	12533.6	73.96	57.177
1060	7612.7	16.333	5507.7	696.2	51.273	2250	17335.3	352.0	12867.1	68.57	57.377
1080	7764.3	17.542	5619.6	660.8	51.415	2300	17769.3	387.5	13201.8	63.68	57.562
1100	7916.4	18.822	5731.9	627.1	51.555	2350	18204.9	425.9	13538.1	59.21	57.749
1120	8069.0	20.170	5844.8	595.9	51.692	2400	18642.1	467.4	13876.0	55.12	57.933
1140	8222.1	21.595	5958.2	566.6	51.828	2450	19080.7	511.9	14215.3	51.36	58.114
1160	8375.5	23.10	6071.9	539.0	51.961	2500	19520.7	559.8	14556.0	47.91	58.292
1180	8529.2	24.68	6185.9	513.2	52.093	2550	19962.0	611.3	14898.0	44.76	58.467
1200	8683.6	26.34	6300.6	488.9	52.222	2600	20404.6	666.6	15241.3	41.85	58.639
1220	8838.6	28.09	6415.8	466.0	52.351	2650	20848.4	725.9	15585.8	39.18	58.808
1240	8993.7	29.94	6531.2	444.5	52.477	2700	21293.8	789.4	15932.0	36.71	58.974
1260	9149.3	31.87	6647.1	424.2	52.601	2750	21740.3	857.2	16279.2	34.42	59.138
1280	9305.3	33.90	6763.4	405.1	52.724	2800	22187.5	929.8	16627.1	32.31	59.300
1300	9461.7	36.05	6880.1	387.0	52.845	2850	22636.3	1007.2	16976.6	30.36	59.459
1320	9618.8	38.29	6997.4	370.0	52.965	2900	23086.0	1089.8	17327.0	28.56	59.615
1340	9776.2	40.64	7115.1	353.9	53.084	2950	23536.7	1177.9	17678.4	26.88	59.769
1360	9933.8	43.10	7233.0	338.6	53.200	3000	23988.5	1271.2	18030.9	25.321	59.921
1380	10091.9	45.68	7351.4	324.2	53.316	3100	24895.3	1476.8	18739.1	22.528	60.218
1400	10250.7	48.38	7470.5	310.5	53.430	3200	25805.6	1708.2	19450.8	20.103	60.507
1420	10410.0	51.21	7590.1	297.6	53.543	3300	26736.4	2259.1	20884.4	16.152	61.063
1440	10569.3	54.17	7709.7	285.3	53.654	3400	29479.9	2946	22330.8	13.114	61.590
						3500	32266.2	4284	24521.3	9.770	62.333

C.3 Tabla de Propiedades para distintos aceites de calentamiento.

Se dan las variables de la ecuación característica para cada una de las propiedades en relación a la temperatura en °F.

$$X = A + BT + CT^2 + DT^3 + ET^4 \quad \text{siendo} \quad X = \rho, k, C_p.$$

La ecuación de viscosidad será $\mu = A T^{-B}$

- Densidad. ρ (lb / ft³).

	A	B x 10 ²	C x 10 ⁶	D x 10 ⁸
Dowtherm-G	70.907	-2.83		
Dowtherm-A	68.14	-2.9	6	-2.0
Dowtherm-T	56.113	-2.35	-0.6	
Terminol 66	64.535	-2.34	3.0	-0.8
Terminol 59	62.526	-2.51	2.0	-0.9

- Conductividad térmica **k** (BTU / lb ft² °F).

	A x 10 ²	B x 10 ⁵	C x 10 ⁸	D x 10 ¹⁰	E x 10 ¹⁴
Dowtherm-G	7.42	-1.0	-9.0	1.0	-6.0
Dowtherm-A	8.37	-5.0			
Dowtherm-T	8.28	-7.0			
Terminol 66	6.87	-1.0	-2.0	-0.3	2.0
Terminol 59	7.16	-2.0	-2.0		

- Calor específico **C_p** (BTU / lb °F).

	A x 10 ¹	B x 10 ⁴	C x 10 ⁸	D x 10 ¹⁰	E x 10 ¹³
Dowtherm-G	3.567	3.0			
Dowtherm-A	3.526	3.0	30	-8.0	6.0
Dowtherm-T	4.633	-0.02	300	-80	100
Terminol 66	3.425	5.0	0.8	0.5	
Terminol 59	3.729	4.0	4.0		

- Viscosidad μ (cp).

	A x 10 ⁻⁵	B
Dowtherm-G	0.59205	1.9011
Dowtherm-A	0.02254	1.4599
Dowtherm-T	1.74095	2.0634
Terminol 66	80.0	2.6631
Terminol 59	0.04697	1.5402

C.4 Tablas de vapor saturado.

V = VOLUMEN ESPECÍFICO $\text{cm}^3 \text{g}^{-1}$
 U = ENERGÍA INTERNA ESPECÍFICA kJ kg^{-1}
 H = ENTALPÍA ESPECÍFICA kJ kg^{-1}
 S = ENTROPIA ESPECÍFICA $\text{kJ kg}^{-1} \text{K}^{-1}$

t °C	T K	P kPa	VOLUMEN ESPECÍFICO V			ENERGÍA INTERNA U			ENTALPÍA H			ENTROPIA S		
			liq. sat.	evap.	vap. sat.	liq. sat.	evap.	vap. sat.	liq. sat.	evap.	vap. sat.	liq. sat.	evap.	vap. sat.
0	273.15	0.611	1.000	206300.	206300.	-0.04	2375.7	2375.6	-0.04	2501.7	2501.6	0.0000	9.1578	9.1578
0.01	273.16	0.611	1.000	206200.	206200.	0.00	2375.6	2375.6	0.00	2501.6	2501.6	0.0000	9.1575	9.1575
1	274.15	0.657	1.000	192600.	192600.	4.17	2372.7	2376.9	4.17	2499.2	2503.4	0.0153	9.1158	9.1311
2	275.15	0.705	1.000	179900.	179900.	8.39	2369.9	2378.3	8.39	2496.8	2505.2	0.0306	9.0741	9.1047
3	276.15	0.757	1.000	168200.	168200.	12.60	2367.1	2379.7	12.60	2494.5	2507.1	0.0459	9.0326	9.0785
4	277.15	0.813	1.000	157300.	157300.	16.80	2364.3	2381.1	16.80	2492.1	2508.9	0.0611	8.9915	9.0526
5	278.15	0.872	1.000	147200.	147200.	21.01	2361.4	2382.4	21.01	2489.7	2510.7	0.0762	8.9507	9.0269
6	279.15	0.935	1.000	137800.	137800.	25.21	2358.6	2383.8	25.21	2487.4	2512.6	0.0913	8.9102	9.0014
7	280.15	1.001	1.000	129100.	129100.	29.41	2355.8	2385.2	29.41	2485.0	2514.4	0.1063	8.8699	8.9762
8	281.15	1.072	1.000	121000.	121000.	33.60	2353.0	2386.6	33.60	2482.6	2516.2	0.1213	8.8300	8.9513
9	282.15	1.147	1.000	113400.	113400.	37.80	2350.1	2387.9	37.80	2480.3	2518.1	0.1362	8.7903	8.9265
10	283.15	1.227	1.000	106400.	106400.	41.99	2347.3	2389.3	41.99	2477.9	2519.9	0.1510	8.7510	8.9020
11	284.15	1.312	1.000	99910.	99910.	46.18	2344.5	2390.7	46.18	2475.5	2521.7	0.1658	8.7119	8.8776
12	285.15	1.401	1.000	93830.	93830.	50.38	2341.7	2392.1	50.38	2473.2	2523.6	0.1805	8.6731	8.8536
13	286.15	1.497	1.001	88180.	88180.	54.56	2338.9	2393.4	54.57	2470.8	2525.4	0.1952	8.6345	8.8297
14	287.15	1.597	1.001	82900.	82900.	58.75	2336.1	2394.8	58.75	2468.5	2527.2	0.2098	8.5963	8.8060
15	288.15	1.704	1.001	77980.	77980.	62.94	2333.2	2396.2	62.94	2466.1	2529.1	0.2243	8.5582	8.7826
16	289.15	1.817	1.001	73380.	73380.	67.12	2330.4	2397.6	67.13	2463.8	2530.9	0.2388	8.5205	8.7593
17	290.15	1.936	1.001	69090.	69090.	71.31	2327.6	2398.9	71.31	2461.4	2532.7	0.2533	8.4830	8.7363
18	291.15	2.062	1.001	65090.	65090.	75.49	2324.8	2400.3	75.50	2459.0	2534.5	0.2677	8.4458	8.7135
19	292.15	2.196	1.002	61340.	61340.	79.68	2322.0	2401.7	79.68	2456.7	2536.4	0.2820	8.4088	8.6908
20	293.15	2.337	1.002	57840.	57840.	83.86	2319.2	2403.0	83.86	2454.3	2538.2	0.2963	8.3721	8.6684
21	294.15	2.485	1.002	54560.	54560.	88.04	2316.4	2404.4	88.04	2452.0	2540.0	0.3105	8.3356	8.6462
22	295.15	2.642	1.002	51490.	51490.	92.22	2313.6	2405.8	92.23	2449.6	2541.8	0.3247	8.2994	8.6241
23	296.15	2.808	1.002	48620.	48620.	96.40	2310.7	2407.1	96.41	2447.2	2543.6	0.3389	8.2634	8.6023
24	297.15	2.982	1.003	45920.	45930.	100.6	2307.9	2408.5	100.6	2444.9	2545.5	0.3530	8.2277	8.5806
25	298.15	3.166	1.003	43400.	43400.	104.8	2305.1	2409.9	104.8	2442.5	2547.3	0.3670	8.1922	8.5592
26	299.15	3.360	1.003	41030.	41030.	108.9	2302.3	2411.2	108.9	2440.2	2549.1	0.3810	8.1569	8.5379
27	300.15	3.564	1.003	38810.	38810.	113.1	2299.5	2412.6	113.1	2437.8	2550.9	0.3949	8.1218	8.5168
28	301.15	3.778	1.004	36730.	36730.	117.3	2296.7	2414.0	117.3	2435.4	2552.7	0.4088	8.0870	8.4959
29	302.15	4.004	1.004	34770.	34770.	121.5	2293.8	2415.3	121.5	2433.1	2554.5	0.4227	8.0524	8.4751
30	303.15	4.241	1.004	32930.	32930.	125.7	2291.0	2416.7	125.7	2430.7	2556.4	0.4365	8.0180	8.4546
31	304.15	4.491	1.005	31200.	31200.	129.8	2288.2	2418.0	129.8	2428.3	2558.2	0.4503	7.9839	8.4342
32	305.15	4.753	1.005	29570.	29570.	134.0	2285.4	2419.4	134.0	2425.9	2560.0	0.4640	7.9500	8.4140
33	306.15	5.029	1.005	28040.	28040.	138.2	2282.6	2420.8	138.2	2423.6	2561.8	0.4777	7.9163	8.3939
34	307.15	5.318	1.006	26600.	26600.	142.4	2279.7	2422.1	142.4	2421.2	2563.6	0.4913	7.8828	8.3740
35	308.15	5.622	1.006	25240.	25240.	146.6	2276.9	2423.5	146.6	2418.8	2565.4	0.5049	7.8495	8.3543
36	309.15	5.940	1.006	23970.	23970.	150.7	2274.1	2424.8	150.7	2416.4	2567.2	0.5184	7.8164	8.3348
37	310.15	6.274	1.007	22760.	22760.	154.9	2271.3	2426.2	154.9	2414.1	2569.0	0.5319	7.7835	8.3154
38	311.15	6.624	1.007	21630.	21630.	159.1	2268.4	2427.5	159.1	2411.7	2570.8	0.5453	7.7509	8.2962
39	312.15	6.991	1.007	20560.	20560.	163.3	2265.6	2428.9	163.3	2409.3	2572.6	0.5588	7.7184	8.2772
40	313.15	7.375	1.008	19550.	19550.	167.4	2262.8	2430.2	167.5	2406.9	2574.4	0.5721	7.6861	8.2583
41	314.15	7.777	1.008	18590.	18590.	171.6	2259.9	2431.6	171.6	2404.5	2576.2	0.5854	7.6541	8.2395
42	315.15	8.198	1.009	17690.	17690.	175.8	2257.1	2432.9	175.8	2402.1	2577.9	0.5987	7.6222	8.2209
43	316.15	8.639	1.009	16840.	16840.	180.0	2254.3	2434.2	180.0	2399.7	2579.7	0.6120	7.5905	8.2025
44	317.15	9.100	1.009	16040.	16040.	184.2	2251.4	2435.6	184.2	2397.3	2581.5	0.6252	7.5590	8.1842
45	318.15	9.582	1.010	15280.	15280.	188.3	2248.6	2436.9	188.4	2394.9	2583.3	0.6383	7.5277	8.1661
46	319.15	10.09	1.010	14560.	14560.	192.5	2245.7	2438.3	192.5	2392.5	2585.1	0.6514	7.4966	8.1481
47	320.15	10.61	1.011	13880.	13880.	196.7	2242.9	2439.6	196.7	2390.1	2586.9	0.6645	7.4657	8.1302
48	321.15	11.16	1.011	13230.	13230.	200.9	2240.0	2440.9	200.9	2387.7	2588.6	0.6776	7.4350	8.1125
49	322.15	11.74	1.012	12620.	12620.	205.1	2237.2	2442.3	205.1	2385.3	2590.4	0.6906	7.4044	8.0950
50	323.15	12.34	1.012	12040.	12050.	209.2	2234.3	2443.6	209.3	2382.9	2592.2	0.7035	7.3741	8.0776
51	324.15	12.96	1.013	11500.	11500.	213.4	2231.5	2444.9	213.4	2380.5	2593.9	0.7164	7.3439	8.0603
52	325.15	13.61	1.013	10980.	10980.	217.6	2228.6	2446.2	217.6	2378.1	2595.7	0.7293	7.3138	8.0432
53	326.15	14.29	1.014	10490.	10490.	221.8	2225.8	2447.6	221.8	2375.7	2597.5	0.7422	7.2840	8.0262
54	327.15	15.00	1.014	10020.	10020.	226.0	2222.9	2448.9	226.0	2373.2	2599.2	0.7550	7.2543	8.0093
55	328.15	15.74	1.015	9577.9	9578.9	230.2	2220.0	2450.2	230.2	2370.8	2601.0	0.7677	7.2248	7.9925
56	329.15	16.51	1.015	9157.7	9158.7	234.3	2217.2	2451.5	234.4	2368.4	2602.7	0.7804	7.1955	7.9759
57	330.15	17.31	1.016	8758.7	8759.8	238.5	2214.3	2452.8	238.5	2365.9	2604.5	0.7931	7.1663	7.9595
58	331.15	18.15	1.016	8379.8	8380.8	242.7	2211.4	2454.1	242.7	2363.5	2606.2	0.8058	7.1373	7.9431
59	332.15	19.02	1.017	8019.7	8020.8	246.9	2208.6	2455.4	246.9	2361.1	2608.0	0.8184	7.1085	7.9269
60	333.15	19.92	1.017	7677.5	7678.5	251.1	2205.7	2456.8	251.1	2358.6	2609.7	0.8310	7.0798	7.9108
61	334.15	20.86	1.018	7352.1	7353.2	255.3	2202.8	2458.1	255.3	2356.2	2611.4	0.8435	7.0513	7.8948
62	335.15	21.84	1.018	7042.7	7043.7	259.4	2199.9	2459.4	259.5	2353.7	2613.2	0.8560	7.0230	7.8790
63	336.15	22.86	1.019	6748.2	6749.3	263.6	2197.0	2460.7	263.6	2351.3	2614.9	0.8685	6.9948	7.8633
64	337.15	23.91	1.019	6468.0	6469.0	267.8	2194.1	2462.0	267.8	2348.8	2616.6	0.8809	6.9667	7.8477

t °C	T K	P kPa	VOLUMEN ESPECÍFICO V			ENERGÍA INTERNA U			ENTALPÍA H			ENTROPÍA S		
			liq. sat.	evap.	vap. sat.	liq. sat.	evap.	vap. sat.	liq. sat.	evap.	vap. sat.	liq. sat.	evap.	vap. sat.
65	338.15	25.01	1.020	6201.3	6202.3	272.0	2191.2	2463.2	272.0	2346.3	2618.4	0.8933	6.9388	7.8322
66	339.15	26.15	1.020	5947.2	5948.2	276.2	2188.3	2464.5	276.2	2343.9	2620.1	0.9057	6.9111	7.8168
67	340.15	27.33	1.021	5705.2	5706.2	280.4	2185.4	2465.8	280.4	2341.4	2621.8	0.9180	6.8835	7.8015
68	341.15	28.56	1.022	5474.6	5475.6	284.6	2182.5	2467.1	284.6	2338.9	2623.5	0.9303	6.8561	7.7864
69	342.15	29.84	1.022	5254.8	5255.8	288.8	2179.6	2468.4	288.8	2336.4	2625.2	0.9426	6.8288	7.7714
70	343.15	31.16	1.023	5045.2	5046.3	292.9	2176.7	2469.7	293.0	2334.0	2626.9	0.9548	6.8017	7.7565
71	344.15	32.53	1.023	4845.4	4846.4	297.1	2173.8	2470.9	297.2	2331.5	2628.6	0.9670	6.7747	7.7417
72	345.15	33.96	1.024	4654.7	4655.7	301.3	2170.9	2472.2	301.4	2329.0	2630.3	0.9792	6.7478	7.7270
73	346.15	35.43	1.025	4472.7	4473.7	305.5	2168.0	2473.5	305.5	2326.5	2632.0	0.9913	6.7211	7.7124
74	347.15	36.96	1.025	4299.0	4300.0	309.7	2165.1	2474.8	309.7	2324.0	2633.7	1.0034	6.6945	7.6979
75	348.15	38.55	1.026	4133.1	4134.1	313.9	2162.1	2476.0	313.9	2321.5	2635.4	1.0154	6.6681	7.6835
76	349.15	40.19	1.027	3974.6	3975.7	318.1	2159.2	2477.3	318.1	2318.9	2637.1	1.0275	6.6418	7.6693
77	350.15	41.89	1.027	3823.3	3824.3	322.3	2156.3	2478.5	322.3	2316.4	2638.7	1.0395	6.6156	7.6551
78	351.15	43.65	1.028	3678.6	3679.6	326.5	2153.3	2479.8	326.5	2313.9	2640.4	1.0514	6.5896	7.6410
79	352.15	45.47	1.029	3540.3	3541.3	330.7	2150.4	2481.1	330.7	2311.4	2642.1	1.0634	6.5637	7.6271
80	353.15	47.36	1.029	3408.1	3409.1	334.9	2147.4	2482.3	334.9	2308.8	2643.8	1.0753	6.5380	7.6132
81	354.15	49.31	1.030	3281.6	3282.6	339.1	2144.5	2483.5	339.1	2306.3	2645.4	1.0871	6.5123	7.5995
82	355.15	51.33	1.031	3160.6	3161.6	343.3	2141.5	2484.8	343.3	2303.8	2647.1	1.0990	6.4868	7.5858
83	356.15	53.42	1.031	3044.8	3045.8	347.5	2138.6	2486.0	347.5	2301.2	2648.7	1.1108	6.4615	7.5722
84	357.15	55.57	1.032	2933.9	2935.0	351.7	2135.6	2487.3	351.7	2298.6	2650.4	1.1225	6.4362	7.5587
85	358.15	57.80	1.033	2827.8	2828.8	355.9	2132.6	2488.5	355.9	2296.1	2652.0	1.1343	6.4111	7.5454
86	359.15	60.11	1.033	2726.1	2727.2	360.1	2129.7	2489.7	360.1	2293.5	2653.6	1.1460	6.3861	7.5321
87	360.15	62.49	1.034	2628.8	2629.8	364.3	2126.7	2490.9	364.3	2290.9	2655.3	1.1577	6.3612	7.5189
88	361.15	64.95	1.035	2535.4	2536.5	368.5	2123.7	2492.2	368.5	2288.4	2656.9	1.1693	6.3365	7.5058
89	362.15	67.49	1.035	2446.0	2447.0	372.7	2120.7	2493.4	372.7	2285.8	2658.5	1.1809	6.3119	7.4928
90	363.15	70.11	1.036	2360.3	2361.3	376.9	2117.7	2494.6	376.9	2283.2	2660.1	1.1925	6.2873	7.4799
91	364.15	72.81	1.037	2278.0	2279.1	381.1	2114.7	2495.8	381.1	2280.6	2661.7	1.2041	6.2629	7.4670
92	365.15	75.61	1.038	2199.2	2200.2	385.3	2111.7	2497.0	385.4	2278.0	2663.4	1.2156	6.2387	7.4543
93	366.15	78.49	1.038	2123.5	2124.5	389.5	2108.7	2498.2	389.6	2275.4	2665.0	1.2271	6.2145	7.4416
94	367.15	81.46	1.039	2050.9	2051.9	393.7	2105.7	2499.4	393.8	2272.8	2666.6	1.2386	6.1905	7.4291
95	368.15	84.53	1.040	1981.2	1982.2	397.9	2102.7	2500.6	398.0	2270.2	2668.1	1.2501	6.1665	7.4166
96	369.15	87.69	1.041	1914.3	1915.3	402.1	2099.7	2501.8	402.2	2267.5	2669.7	1.2615	6.1427	7.4042
97	370.15	90.94	1.041	1850.0	1851.0	406.3	2096.6	2503.0	406.4	2264.9	2671.3	1.2729	6.1190	7.3919
98	371.15	94.30	1.042	1788.3	1789.3	410.5	2093.6	2504.1	410.6	2262.2	2672.9	1.2842	6.0954	7.3796
99	372.15	97.76	1.043	1729.0	1730.0	414.7	2090.6	2505.3	414.8	2259.6	2674.4	1.2956	6.0719	7.3675
100	373.15	101.33	1.044	1672.0	1673.0	419.0	2087.5	2506.5	419.1	2256.9	2676.0	1.3069	6.0485	7.3554
102	375.15	108.78	1.045	1564.5	1565.5	427.4	2081.4	2508.8	427.5	2251.6	2679.1	1.3294	6.0021	7.3315
104	377.15	116.68	1.047	1465.1	1466.2	435.8	2075.3	2511.1	435.9	2246.3	2682.2	1.3518	5.9560	7.3078
106	379.15	125.04	1.049	1373.1	1374.2	444.3	2069.2	2513.4	444.4	2240.9	2685.3	1.3742	5.9104	7.2845
108	381.15	133.90	1.050	1287.9	1288.9	452.7	2063.0	2515.7	452.9	2235.4	2688.3	1.3964	5.8651	7.2615
110	383.15	143.27	1.052	1208.9	1209.9	461.2	2056.8	2518.0	461.3	2230.0	2691.3	1.4185	5.8203	7.2388
112	385.15	153.16	1.054	1136.6	1137.6	469.6	2050.6	2520.2	469.8	2224.5	2694.3	1.4405	5.7758	7.2164
114	387.15	163.62	1.055	1067.5	1068.5	478.1	2044.3	2522.4	478.3	2219.0	2697.2	1.4624	5.7318	7.1942
116	389.15	174.65	1.057	1004.2	1005.2	486.6	2038.1	2524.6	486.7	2213.4	2700.2	1.4842	5.6881	7.1723
118	391.15	186.28	1.059	945.3	946.3	495.0	2031.8	2526.8	495.2	2207.9	2703.1	1.5060	5.6447	7.1507
120	393.15	198.54	1.061	890.5	891.5	503.5	2025.4	2529.0	503.7	2202.2	2706.0	1.5276	5.6017	7.1293
122	395.15	211.45	1.062	839.4	840.5	512.0	2019.1	2531.1	512.2	2196.6	2708.8	1.5491	5.5590	7.1082
124	397.15	225.04	1.064	791.8	792.8	520.5	2012.7	2533.2	520.7	2190.9	2711.6	1.5706	5.5167	7.0873
126	399.15	239.33	1.066	747.3	748.4	529.0	2006.3	2535.3	529.2	2185.2	2714.4	1.5919	5.4747	7.0666
128	401.15	254.35	1.068	705.8	706.9	537.5	1999.9	2537.4	537.8	2179.4	2717.2	1.6132	5.4330	7.0462
130	403.15	270.13	1.070	667.1	668.1	546.0	1993.4	2539.4	546.3	2173.6	2719.9	1.6344	5.3917	7.0261
132	405.15	286.70	1.072	630.8	631.9	554.5	1986.9	2541.4	554.8	2167.8	2722.6	1.6555	5.3507	7.0061
134	407.15	304.07	1.074	596.9	598.0	563.1	1980.4	2543.4	563.4	2161.9	2725.3	1.6765	5.3099	6.9864
136	409.15	322.29	1.076	565.1	566.2	571.6	1973.8	2545.4	572.0	2155.9	2727.9	1.6974	5.2695	6.9669
138	411.15	341.38	1.078	535.3	536.4	580.2	1967.2	2547.4	580.5	2150.0	2730.5	1.7182	5.2293	6.9475
140	413.15	361.38	1.080	507.4	508.5	588.7	1960.6	2549.3	589.1	2144.0	2733.1	1.7390	5.1894	6.9284
142	415.15	382.31	1.082	481.2	482.3	597.3	1953.9	2551.2	597.7	2137.9	2735.6	1.7597	5.1499	6.9095
144	417.15	404.20	1.084	456.6	457.7	605.9	1947.2	2553.1	606.3	2131.8	2738.1	1.7803	5.1105	6.8908
146	419.15	427.09	1.086	433.5	434.6	614.4	1940.5	2554.9	614.9	2125.7	2740.6	1.8008	5.0715	6.8723
148	421.15	451.01	1.089	411.8	412.9	623.0	1933.7	2556.8	623.5	2119.5	2743.0	1.8213	5.0327	6.8539
150	423.15	476.00	1.091	391.4	392.4	631.6	1926.9	2558.6	632.1	2113.2	2745.4	1.8416	4.9941	6.8358
152	425.15	502.08	1.093	372.1	373.2	640.2	1920.1	2560.3	640.8	2106.9	2747.7	1.8619	4.9558	6.8178
154	427.15	529.29	1.095	354.0	355.1	648.9	1913.2	2562.1	649.4	2100.6	2750.0	1.8822	4.9178	6.8000
156	429.15	557.67	1.098	336.9	338.0	657.5	1906.3	2563.8	658.1	2094.2	2752.3	1.9023	4.8800	6.7823
158	431.15	587.25	1.100	320.8	321.9	666.1	1899.3	2565.5	666.8	2087.7	2754.5	1.9224	4.8424	6.7648
160	433.15	618.06	1.102	305.7	306.8	674.8	1892.3	2567.1	675.5	2081.3	2756.7	1.9425	4.8050	6.7475
162	435.15	650.16	1.105	291.3	292.4	683.5	1885.3	2568.8	684.2	2074.7	2758.9	1.9624	4.7679	6.7303
164	437.15	683.56	1.107	277.8	278.9	692.1	1878.2	2570.4	692.9	2068.1	2761.0	1.9823	4.7309	6.7133
166	439.15	718.31	1.109	265.0	266.1	700.8	1871.1	2571.9	701.6	2061.4	2763.1	2.0022	4.6942	6.6964
168	441.15	754.45	1.112	252.9	254.0	709.5	1863.9	2573.4	710.4	2054.7	2765.1	2.0219	4.6577	6.6796
170	443.15	792.02	1.114	241.4	242.6	718.2	1856.7	2574.9	719.1	2047.9	2767.1	2.0416	4.6214	6.6630
172	445.15	831.06	1.117	230.6	231.7	727.0	1849.5	2576.4	727.9	2041.1	2769.0	2.0613	4.5853	6.6465
174	447.15	871.60	1.120	220.3	221.5	735.7	1842.2	2577.8	736.7	2034.2	2770.9	2.0809	4.5493	6.6302
176	449.15	913.68	1.122	210.6	211.7	744.4	1834.8	2579.3	745.5	2027.3	2772.7	2.1004	4.5136	6.6140
178	451.15	957.36	1.125	201.4	202.5	753.2	1827.4	2580.6						

t °C	T K	P kPa	VOLUMEN ESPECIFICO V			ENERGÍA INTERNA U			ENTALPIA H			ENTROPIAS		
			liq. sat.	evap.	vap. sat.	liq. sat.	evap.	vap. sat.	liq. sat.	evap.	vap. sat.	liq. sat.	evap.	vap. sat.
190	463.15	1255.1	1.142	155.2	156.3	806.1	1782.0	2588.1	807.5	1976.7	2784.3	2.2356	4.2680	6.5036
192	465.15	1311.1	1.144	148.8	149.9	814.9	1774.2	2589.2	816.5	1969.3	2785.7	2.2547	4.2336	6.4883
194	467.15	1369.0	1.147	142.6	143.8	823.8	1766.4	2590.2	825.4	1961.7	2787.1	2.2738	4.1993	6.4730
196	469.15	1428.9	1.150	136.8	138.0	832.7	1758.6	2591.3	834.4	1954.1	2788.4	2.2928	4.1651	6.4578
198	471.15	1490.9	1.153	131.3	132.4	841.6	1750.6	2592.3	843.4	1946.4	2789.7	2.3117	4.1310	6.4428
200	473.15	1554.9	1.156	126.0	127.2	850.6	1742.6	2593.2	852.4	1938.6	2790.9	2.3307	4.0971	6.4278
202	475.15	1621.0	1.160	121.0	122.1	859.5	1734.6	2594.1	861.4	1930.7	2792.1	2.3495	4.0633	6.4128
204	477.15	1689.3	1.163	116.2	117.3	868.5	1726.5	2595.0	870.5	1922.8	2793.2	2.3684	4.0296	6.3980
206	479.15	1759.8	1.166	111.6	112.8	877.5	1718.3	2595.8	879.5	1914.7	2794.3	2.3872	3.9961	6.3832
208	481.15	1832.6	1.169	107.2	108.4	886.5	1710.1	2596.6	888.6	1906.6	2795.3	2.4059	3.9626	6.3686
210	483.15	1907.7	1.173	103.1	104.2	895.5	1701.8	2597.3	897.7	1898.5	2796.2	2.4247	3.9293	6.3539
212	485.15	1985.2	1.176	99.09	100.26	904.5	1693.5	2598.0	906.9	1890.2	2797.1	2.4434	3.8960	6.3394
214	487.15	2065.1	1.179	95.28	96.46	913.6	1685.1	2598.7	916.0	1881.8	2797.9	2.4620	3.8629	6.3249
216	489.15	2147.5	1.183	91.65	92.83	922.7	1676.6	2599.3	925.2	1873.4	2798.6	2.4806	3.8298	6.3104
218	491.15	2232.4	1.186	88.17	89.36	931.8	1668.0	2599.8	934.4	1864.9	2799.3	2.4992	3.7968	6.2960
220	493.15	2319.8	1.190	84.85	86.04	940.9	1659.4	2600.3	943.7	1856.2	2799.9	2.5178	3.7639	6.2817
222	495.15	2409.9	1.194	81.67	82.86	950.1	1650.7	2600.8	952.9	1847.5	2800.5	2.5363	3.7311	6.2674
224	497.15	2502.7	1.197	78.62	79.82	959.2	1642.0	2601.2	962.2	1838.7	2801.0	2.5548	3.6984	6.2532
226	499.15	2598.2	1.201	75.71	76.91	968.4	1633.1	2601.5	971.5	1829.8	2801.4	2.5733	3.6657	6.2390
228	501.15	2696.5	1.205	72.92	74.12	977.6	1624.2	2601.8	980.9	1820.8	2801.7	2.5917	3.6331	6.2249
230	503.15	2797.6	1.209	70.24	71.45	986.9	1615.2	2602.1	990.3	1811.7	2802.0	2.6102	3.6006	6.2107
232	505.15	2901.6	1.213	67.68	68.89	996.2	1606.1	2602.3	999.7	1802.5	2802.2	2.6286	3.5681	6.1967
234	507.15	3008.6	1.217	65.22	66.43	1005.4	1597.0	2602.4	1009.1	1793.2	2802.3	2.6470	3.5356	6.1826
236	509.15	3118.6	1.221	62.86	64.08	1014.8	1587.7	2602.5	1018.6	1783.8	2802.3	2.6653	3.5033	6.1686
238	511.15	3231.7	1.225	60.60	61.82	1024.1	1578.4	2602.5	1028.1	1774.2	2802.3	2.6837	3.4709	6.1546
240	513.15	3347.8	1.229	58.43	59.65	1033.5	1569.0	2602.5	1037.6	1764.6	2802.2	2.7020	3.4386	6.1406
242	515.15	3467.2	1.233	56.34	57.57	1042.9	1559.5	2602.4	1047.2	1754.9	2802.0	2.7203	3.4063	6.1266
244	517.15	3589.8	1.238	54.34	55.58	1052.3	1549.9	2602.2	1056.8	1745.0	2801.8	2.7386	3.3740	6.1127
246	519.15	3715.7	1.242	52.41	53.66	1061.8	1540.2	2602.0	1066.4	1735.0	2801.4	2.7569	3.3418	6.0987
248	521.15	3844.9	1.247	50.56	51.81	1071.3	1530.5	2601.8	1076.1	1724.9	2801.0	2.7752	3.3096	6.0848
250	523.15	3977.6	1.251	48.79	50.04	1080.8	1520.6	2601.4	1085.8	1714.7	2800.4	2.7935	3.2773	6.0708
252	525.15	4113.7	1.256	47.08	48.33	1090.4	1510.6	2601.0	1095.5	1704.3	2799.8	2.8118	3.2451	6.0569
254	527.15	4253.4	1.261	45.43	46.69	1100.0	1500.5	2600.5	1105.3	1693.8	2799.1	2.8300	3.2129	6.0429
256	529.15	4396.7	1.266	43.85	45.11	1109.6	1490.4	2600.0	1115.2	1683.2	2798.3	2.8483	3.1807	6.0290
258	531.15	4543.7	1.271	42.33	43.60	1119.3	1480.1	2599.3	1125.0	1672.4	2797.4	2.8666	3.1484	6.0150
260	533.15	4694.3	1.276	40.86	42.13	1129.0	1469.7	2598.6	1134.9	1661.5	2796.4	2.8848	3.1161	6.0010
262	535.15	4848.8	1.281	39.44	40.73	1138.7	1459.2	2597.8	1144.9	1650.4	2795.3	2.9031	3.0838	5.9869
264	537.15	5007.1	1.286	38.08	39.37	1148.5	1448.5	2597.0	1154.9	1639.2	2794.1	2.9214	3.0515	5.9729
266	539.15	5169.3	1.291	36.77	38.06	1158.3	1437.8	2596.1	1165.0	1627.8	2792.8	2.9397	3.0191	5.9588
268	541.15	5335.5	1.297	35.51	36.80	1168.2	1426.9	2595.0	1175.1	1616.3	2791.4	2.9580	2.9866	5.9446
270	543.15	5505.8	1.303	34.29	35.59	1178.1	1415.9	2593.9	1185.2	1604.6	2789.9	2.9763	2.9541	5.9304
272	545.15	5680.2	1.308	33.11	34.42	1188.0	1404.7	2592.7	1195.4	1592.8	2788.2	2.9947	2.9215	5.9162
274	547.15	5858.7	1.314	31.97	33.29	1198.0	1393.4	2591.4	1205.7	1580.8	2786.5	3.0131	2.8889	5.9019
276	549.15	6041.5	1.320	30.88	32.20	1208.0	1382.0	2590.1	1216.0	1568.5	2784.6	3.0314	2.8561	5.8876
278	551.15	6228.7	1.326	29.82	31.14	1218.1	1370.4	2588.6	1226.4	1556.2	2782.6	3.0499	2.8233	5.8731
280	553.15	6420.2	1.332	28.79	30.13	1228.3	1358.7	2587.0	1236.8	1543.6	2780.4	3.0683	2.7903	5.8586
282	555.15	6616.1	1.339	27.81	29.14	1238.5	1346.8	2585.3	1247.3	1530.8	2778.1	3.0868	2.7573	5.8440
284	557.15	6816.6	1.345	26.85	28.20	1248.7	1334.8	2583.5	1257.9	1517.8	2775.7	3.1053	2.7241	5.8294
286	559.15	7021.8	1.352	25.93	27.28	1259.0	1322.6	2581.6	1268.5	1504.6	2773.2	3.1238	2.6908	5.8146
288	561.15	7231.5	1.359	25.03	26.39	1269.4	1310.2	2579.6	1279.2	1491.2	2770.5	3.1424	2.6573	5.7997
290	563.15	7446.1	1.366	24.17	25.54	1279.8	1297.7	2577.5	1290.0	1477.6	2767.6	3.1611	2.6237	5.7848
292	565.15	7665.4	1.373	23.33	24.71	1290.3	1284.9	2575.3	1300.9	1463.8	2764.6	3.1798	2.5899	5.7697
294	567.15	7889.7	1.381	22.52	23.90	1300.9	1272.0	2572.9	1311.8	1449.7	2761.5	3.1985	2.5560	5.7545
296	569.15	8118.9	1.388	21.74	23.13	1311.5	1258.9	2570.4	1322.8	1435.4	2758.2	3.2173	2.5218	5.7392
298	571.15	8353.2	1.396	20.98	22.38	1322.2	1245.6	2567.8	1333.9	1420.8	2754.7	3.2362	2.4875	5.7237
300	573.15	8592.7	1.404	20.24	21.65	1333.0	1232.0	2565.0	1345.1	1406.0	2751.0	3.2552	2.4529	5.7081
302	575.15	8837.4	1.412	19.53	20.94	1343.8	1218.3	2562.1	1356.3	1390.9	2747.2	3.2742	2.4182	5.6924
304	577.15	9087.3	1.421	18.84	20.26	1354.8	1204.3	2559.1	1367.7	1375.5	2743.2	3.2933	2.3832	5.6765
306	579.15	9342.7	1.430	18.17	19.60	1365.8	1190.1	2555.9	1379.1	1359.8	2739.0	3.3125	2.3479	5.6604
308	581.15	9603.6	1.439	17.52	18.96	1376.9	1175.6	2552.5	1390.7	1343.9	2734.6	3.3318	2.3124	5.6442
310	583.15	9870.0	1.448	16.89	18.33	1388.1	1161.0	2549.1	1402.4	1327.6	2730.0	3.3512	2.2766	5.6278
312	585.15	10142.1	1.458	16.27	17.73	1399.4	1146.0	2545.4	1414.2	1311.0	2725.2	3.3707	2.2404	5.6111
314	587.15	10420.0	1.468	15.68	17.14	1410.8	1130.8	2541.6	1426.1	1294.1	2720.2	3.3903	2.2040	5.5943
316	589.15	10703.	1.478	15.09	16.57	1422.3	1115.2	2537.5	1438.1	1276.8	2714.9	3.4101	2.1672	5.5772
318	591.15	10993.4	1.488	14.53	16.02	1433.9	1099.4	2533.3	1450.3	1259.1	2709.4	3.4300	2.1300	5.5599
320	593.15	11289.1	1.500	13.98	15.48	1445.7	1083.2	2528.9	1462.6	1241.1	2703.7	3.4500	2.0923	5.5423
322	595.15	11591.0	1.511	13.44	14.96	1457.5	1066.7	2524.3	1475.1	1222.6	2697.6	3.4702	2.0542	5.5244
324	597.15	11899.2	1.523	12.92	14.45	1469.5	1049.9	2519.4	1487.7	1203.6	2691.3	3.4906	2.0156	5.5062
326	599.15	12213.7	1.535	12.41	13.95	1481.7	1032.6	2514.3	1500.4	1184.2	2684.6	3.5111	1.9764	5.4876
328	601.15	12534.8	1.548	11.91	13.46	1494.0	1014.8	2508.8	1513.4	1164.2	2677.6	3.5319	1.9367	5.4685
330	603.15	12862.5	1.561	11.43	12.99	1506.4	996.7	2503.1	1526.5	1143.6	2670.2	3.5528	1.8962	5.4490
332	605.15	13197.0	1.575	10.95	12.53	1519.1	978.0	2497.0	1539.9	1122.5	2662.3	3.5740	1.8550	5.4290
334	607.15	13538.3	1.590	10.49	12.08	1531.9	958.7	2490.6	1553.4	1100.7	2654.1	3.5955	1.8129	5.4084
336	609.15	13886.7	1.606	10.03	11.63	1544.9	938.9	2483.7	1567.2	1078.1	2645.3	3.6172	1.7700	5.3872

t °C	T K	P kPa	VOLUMEN ESPECÍFICO V			ENERGÍA INTERNA U			ENTALPIA H			ENTROPIAS S		
			liq. sat.	evap.	vap. sat.	liq. sat.	evap.	vap. sat.	liq. sat.	evap.	vap. sat.	liq. sat.	evap.	vap. sat.
350	623.15	16535.1	1.741	7.058	8.799	1643.0	779.2	2422.2	1671.8	895.9	2567.7	3.7801	1.4375	5.2177
352	625.15	16945.5	1.766	6.654	8.420	1659.4	751.5	2410.8	1689.3	864.2	2553.5	3.8071	1.3822	5.1893
354	627.15	17364.4	1.794	6.252	8.045	1676.3	722.4	2398.7	1707.5	830.9	2538.4	3.8349	1.3247	5.1596
356	629.15	17792.2	1.824	5.850	7.674	1693.4	692.2	2385.6	1725.9	796.2	2522.1	3.8629	1.2654	5.1283
358	631.15	18229.0	1.858	5.448	7.306	1710.8	660.5	2371.4	1744.7	759.9	2504.6	3.8915	1.2037	5.0953
360	633.15	18675.1	1.896	5.044	6.940	1728.8	627.1	2355.8	1764.2	721.3	2485.4	3.9210	1.1390	5.0600
361	634.15	18901.7	1.917	4.840	6.757	1738.0	609.5	2347.5	1774.2	701.0	2475.2	3.9362	1.1052	5.0414
362	635.15	19130.7	1.939	4.634	6.573	1747.5	591.2	2338.7	1784.6	679.8	2464.4	3.9518	1.0702	5.0220
363	636.15	19362.1	1.963	4.425	6.388	1757.3	572.1	2329.3	1795.3	657.8	2453.0	3.9679	1.0338	5.0017
364	637.15	19596.1	1.988	4.213	6.201	1767.4	552.0	2319.4	1806.4	634.6	2440.9	3.9846	0.9958	4.9804
365	638.15	19832.6	2.016	3.996	6.012	1778.0	530.8	2308.8	1818.0	610.0	2428.0	4.0021	0.9558	4.9579
366	639.15	20071.6	2.046	3.772	5.819	1789.1	508.2	2297.3	1830.2	583.9	2414.1	4.0205	0.9134	4.9339
367	640.15	20313.2	2.080	3.540	5.621	1801.0	483.8	2284.8	1843.2	555.7	2399.0	4.0401	0.8680	4.9081
368	641.15	20557.5	2.118	3.298	5.416	1813.8	457.3	2271.1	1857.3	525.1	2382.4	4.0613	0.8189	4.8801
369	642.15	20804.4	2.162	3.039	5.201	1827.8	427.9	2255.7	1872.8	491.1	2363.9	4.0846	0.7647	4.8492
370	643.15	21054.0	2.214	2.759	4.973	1843.6	394.5	2238.1	1890.2	452.6	2342.8	4.1108	0.7036	4.8144
371	644.15	21306.4	2.278	2.446	4.723	1862.0	355.3	2217.3	1910.5	407.4	2317.9	4.1414	0.6324	4.7738
372	645.15	21561.6	2.364	2.075	4.439	1884.6	306.6	2191.2	1935.6	351.4	2287.0	4.1794	0.5446	4.7240
373	646.15	21819.7	2.496	1.588	4.084	1916.0	238.9	2154.9	1970.5	273.5	2244.0	4.2325	0.4233	4.6559
374	647.15	22080.5	2.843	0.623	3.466	1983.9	95.7	2079.7	2046.7	109.5	2156.2	4.3493	0.1692	4.5185
374.15	647.30	22120.0	3.170	0.000	3.170	2037.3	0.0	2037.3	2107.4	0.0	2107.4	4.4429	0.0000	4.4429

C.6 Factores de corrección para turbinas de gas.

FIGURA C.6.1
Altitude Correction Factor

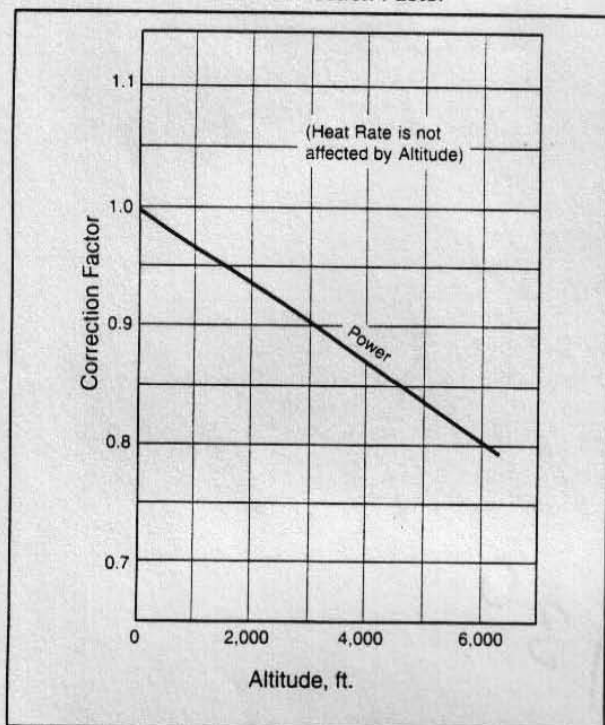


FIGURA C.6.2
Inlet Loss Correction Factor

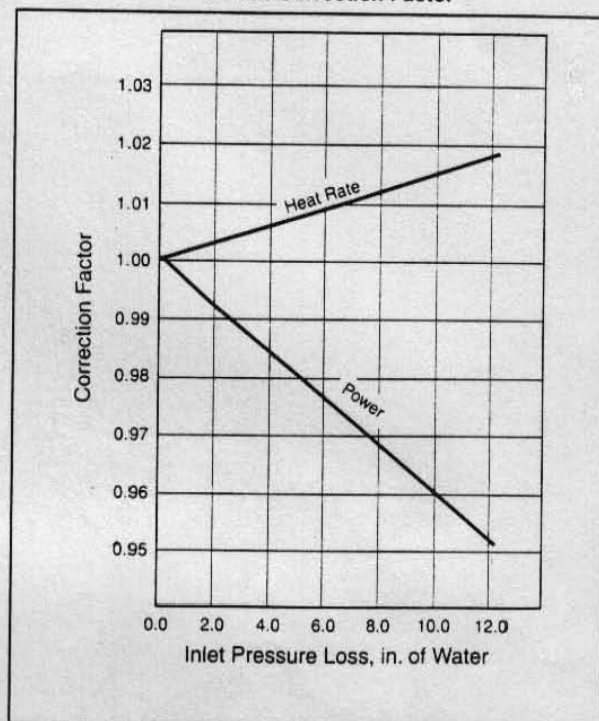


FIGURA C.6.3
Exhaust Loss Correction Factor

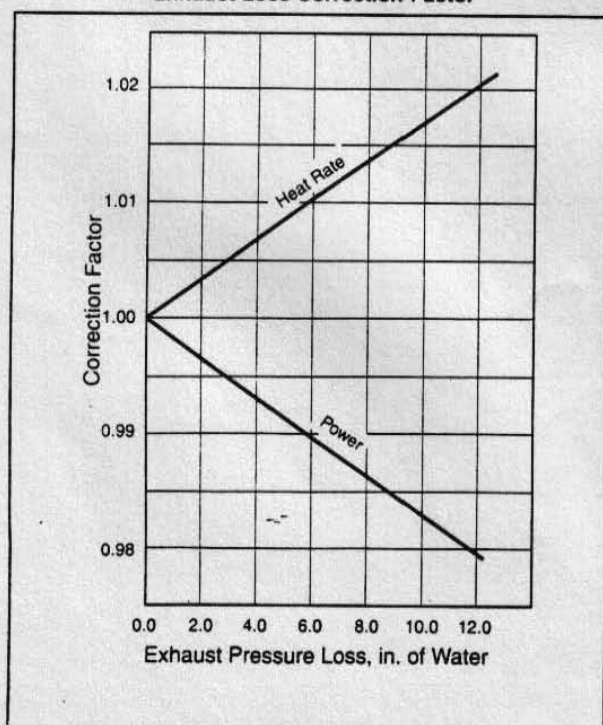
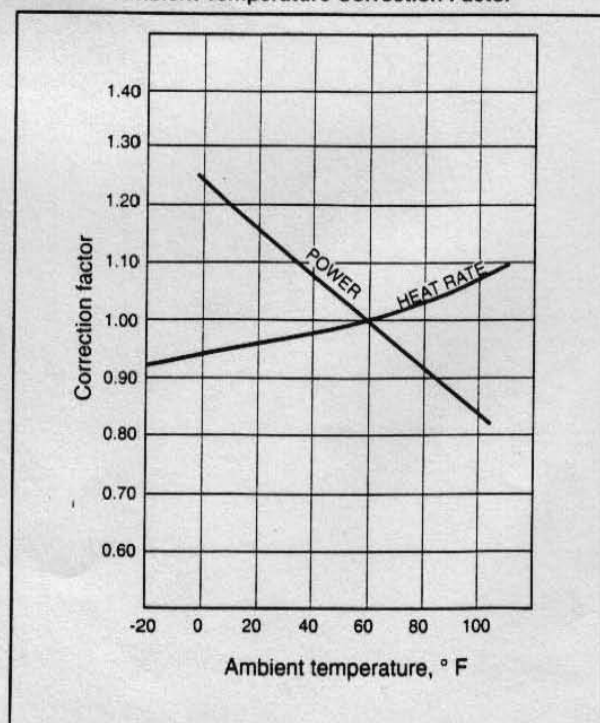


FIGURA C.6.4
Ambient Temperature Correction Factor



BIBLIOGRAFIA.**[1] Libros.**

- [1.1] Robert H. Perry.
"Manual del Ingeniero Químico".
Sexta Edición, 1992.
Tomo III, sección 9.
- [1.2] J. B. Jones and R. E. Dugan.
"Ingeniería Termodinámica".
Editorial Prentice Hall. Última edición. pp 755-808.
- [1.3] Yunus A. Cengel and Michael A. Boles.
"Termodinámica".
Mc Graw Hill. Segunda Edición, Tomo II. pp 476-479, 548-559.
- [1.4] Michael J. Moran & Howard N. Shapiro.
"Fundamentals of Engineering Thermodynamics".
John Wiley & Sons, Inc. Third Edition 1995.
- [1.5] H. Cogen and G. F. C. Rogers
"Gas Turbine Theory".
Boixareu Editors. Fourth Edition. pp 76-80.
- [1.6] Lucien Viver.
"Turbinas de vapor y de gas".
Urmo, S. A. de Ediciones. 1975.
- [1.7] Virgil Moring Faires y Clifford Max Simmang.
"Termodinámica".
Uteha Ediciones, México. Sexta Edición 1990.
- [1.8] J. M. Smith, H. C. Van Ness.
"Introducción a la Termodinámica en Ingeniería Química".
Mc Graw Hill. Cuarta Edición, México. 1992.
- [1.9] Stanley M. Walas.
"Chemical Process Equipment".
Butterworth-Heinemann., USA. 1990. pp 61-68
- [1.10] Prontuario PEMEX. Petroquímica Básica. 1998.
- [1.11] Balance Nacional de Energía 1997.
Secretaría de Energía, México. Primera Edición 1998.
- [1.12] Diplomado de Cogeneración. Módulo I, II y III.
Posgrado, Facultad de Ingeniería, UNAM.
Comisión Nacional para el Ahorro de Energía.
Agosto, 1995.

-
- [1.13] Engineering Data Book.
"Gas Processors Supplier Association".
FPS-Version, Volume I, Section 15. Eleventh Edition, 1998.
- [1.14] Instituto Mexicano del Petróleo.
"Libro de Proyecto, Plataforma de Compresión Litoral Tabasco".
Gerencia de Proceso, 1998.
- [1.15] G. Baca Urbina.
"Evaluación de Proyectos".
Editorial McGraw-Hill. Primera edición, 1989.
- [1.16] Donal E. garret.
"Chemical Engineering Economics".
Van Nostrand Reinhold Editors. USA, 1989.
- [1.17] Ernest E. Ludwig.
"Applied Process Design for Chemical and Petrochemical Plants".
Gulf Publishing Company. Second Edition, 1984.
Volume 3, Section 14.

[2] Artículos.

- [2.1] Robert J. Gartside.
"Cogenerate for energy efficiency".
Hydrocarbon Processing, December 1981. pp 125-131.
- [2.2] Robert J. Gartside.
"Save energy with gas turbines".
Hydrocarbon Processing, January 1981. pp 141-146.
- [2.3] M. P. Polsky and R. J. Hollmeier.
"What is cogeneration effectiveness?".
Hydrocarbon Processing, July 1983. pp 75-78.
- [2.4] Suzanne Shelley.
"All fired up about cogeneration".
Chemical Engineering, January 1992. pp 39-45.
- [2.5] V. Ganapathy. (ABCO Industries).
"Efficiently generate steam from cogeneration plants".
Chemical Engineering, May 1997. pp 187-190.
- [2.6] D. Cooper and G. Graves. (KBC Process Consultants Ltd).
"Should you cogenerate electricity today?".
Hydrocarbon Processing, July 1988. pp 44-46.
- [2.7] R. Strait and M. Fishbach.
"Cut energy cost with cogeneration".
Hydrocarbon Processing, October 1986. pp 55-57.

- [2.8] G. V. Sims.
"Better cogen economic analysis".
Hydrocarbon Processing, July 1986. pp 61-64.
- [2.9] G. K. Roy.
"Selecting gas turbines for power cogeneration".
Hydrocarbon Processing, March 1993. pp 115-119.
- [2.10] W. V. L. Campagne.
"Select HPI gas turbine".
Part I: *-Effect of heater parameters on cycle efficiency-*.
Hydrocarbon Processing, March 1985.
Part II: *-Match gas turbine to processes-*.
Hydrocarbon Processing, April 1985.
- [2.11] Robert Farmer.
"North sea platforms are converting mech drives to comb cycle operation".
Gas Turbine World, November-December 1998.
- [2.12] José Antonio Ortiz Ramírez.
"Ciclos de generación y cogeneración de energía eléctrica".
Revista del Instituto Mexicano del Petróleo.
Vol XVI, No 4, Octubre 1984. pp 100-115.
- [2.13] Armando Rosas Molina, Humberto Rangel Dávalos y Miguel A. Rodríguez Toral.
"Aprovechamiento de energía de gases de escape de una caldera acuotubular para cogeneración de electricidad y vapor".
Revista del Instituto Mexicano del Petróleo.
Vol XXIII, No 3, Julio-Septiembre 1991. pp 67-74.
- [2.14] José de Jesús Reyes Zúñiga.
"Uso racional de la energía en plataformas marinas aprovechando los gases de escape de turbinas de gas".
Revista del Instituto Mexicano del Petróleo.
Vol XXIV, No 3, Julio-Septiembre 1992. pp 56-67.
- [2.15] S. A. Lloyd.
"Co-generation in offshore process platforms".
1991 ASME Cogen-Turbo, IGTI-Vol 6. pp 281-286.
- [2.16] I.J. Schrieken.
"Steam turbines for combined cycle co-generation systems".
pp 67-81.
- [2.17] P. Ruffi. Zurich, Switzerland.
"A systematic analysis of the combined gas/steam cycle".
pp 135-147.
- [2.18] R. P. Allen and R. P. Triassi.
"GE gas turbine performance characteristics".
General Electric Company. Schenectady, New York.
- [2.19] Powertec Española, S. A.
"Directorio de turbinas de gas".
Ingeniería Química, Marzo 1999.

- [2.20] Diego Fraile. Powertec Española, S. A.
"Evolución de los sistemas de cogeneración".
Ingeniería Química, Marzo 1999.
- [2.21] J. A. Ferrer Martínez, J. Hernández Grav y M. Alarcon García.
"Estudio de viabilidad de la cogeneración".
Ingeniería Química, Marzo 1999.
- [2.22] J. E. A. Roy-Aikins.
"An investigation of the factors that determine the attractiveness of cogeneration".
Heat Recovery Systems & CHP.
Vol 15 No 5. 1995. pp 473-480.
- [2.23] Dr. Ricardo Rivero Rodríguez.
"Programas Integrales de Ahorro de Energía (exergía) en la Industria Petrolera".
Revista del IMIQ. Año XXXVII, Vol. 3-4, Marzo-Abril 1996. pp26-30.
- [2.24] Dr. Ricardo Rivero Rodríguez.
"Innovaciones Tecnológicas en la Administración de la Energía".
Coloquio de Ciencia y tecnología sobre Ahorro y Conservación de Energía. PEMEX.
Tampico, Tamaulipas 1988.

[3] Internet.

- [3.1] <http://www.conae.gob.mx>
- [3.2] <http://www.energia.gob.mx>
- [3.3] <http://www.pemex.mx>
- [3.4] <http://www.cogeneration.com>
- [3.5] <http://www.sudeco.com>
- [3.6] <http://www.lohrmann.com>
- [3.7] <http://www.wabashpower.com/steam.html>
- [3.8] <http://www.ge.com/iad/indstrl/isepcs.html>