



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

ASPECTOS TÉCNICOS, ECONÓMICOS
Y DE MERCADO DE LAS TURBINAS DE GAS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO- ELECTRÓNICO

PRESENTA

AMÉRICA HERRERA LÓPEZ

ASESOR DE TESIS

DR. ALBERTO ELIZALDE BALTIERRA



MÉXICO, D. F.

2009

Índice I

Introducción general	1
1. Tecnologías convencionales de generación de energía eléctrica	7
Introducción	9
1.1. Centrales convencionales	10
1.1.1. Carboeléctricas	12
1.1.2. Duales	14
1.1.3. Turbogás	15
1.1.4. Combustión interna	17
1.1.5. Ciclo combinado	19
1.1.6. Nucleoeléctricas	20
1.2. Centrales que utilizan energías renovables	22
1.2.1. Hidroeléctricas	22
1.2.1.1. Hidroeléctricas de agua corriente	24
1.2.1.2. Hidroeléctrica con vaso de almacenamiento	24
1.2.1.3. Hidroeléctrica de bombeo	25
1.2.1.4. Maremotrices	25
1.2.2. Geotermoeléctricas	26
1.2.3. Solares	28
1.2.3.1. Centrales fotovoltaicas	28
1.2.3.2. Centrales fototérmicas	29
1.2.4. Eoloeléctricas	32
Conclusiones	34
2. Especificaciones técnicas de las turbinas de gas	35
Introducción	37
2.1. Ciclos de operación	38
2.1.1. Ciclo simple	38
2.1.2. Ciclo regenerativo	41
2.1.3. Ciclo con recalentamiento	43
2.1.4. Ciclo con refrigeración intermedia	46
2.2. Principales componentes	47
2.2.1. Compresor	48
2.2.1.1. Centrífugos	48
a) Funcionamiento	48

b) Características	51
2.2.1.2. Axiales	55
a) Funcionamiento	55
b) Características	58
2.2.2. Cámara de combustión	58
2.2.2.1. Funcionamiento	60
2.2.2.2. Características	62
2.2.2.3. Tipos de cámara de combustión	66
a) Tubulares	66
b) Anulares	67
2.2.3. Turbina	67
2.2.3.1. Axial	68
a) Funcionamiento	68
b) Características	70
Conclusiones	73
3. Configuración de las turbinas de gas para generar energía eléctrica	75
Introducción	77
3.1. Equipo complementario para las configuraciones con turbinas de gas	78
3.1.1. Intercambiador de calor	78
3.1.2. Calentador de aire o precalentador	79
3.1.3. Recalentador	80
3.1.4. Condensador	81
3.1.5. Generador de vapor por recuperación de calor (HRSG)	81
3.2. Central turbogás	83
3.2.1. Turbina de gas ciclo cerrado	83
3.2.2. Turbina de gas con enfriamiento interno, recalentamiento y regeneración	85
3.3. Ciclo combinado	87
3.4. Cogeneración	91
3.4.1. Turbina de gas con inyección de vapor (STIG)	93
3.4.2. Turbina de gas con regeneración evaporativa	96
Conclusiones	98

4. Mercado actual y futuro de las turbinas de gas en México	101
Introducción	103
4.1. Principales aspectos económicos de la generación eléctrica	104
4.1.1. Costo nivelado de generación	104
4.1.2. Costo de generación de energía eléctrica por tipo	106
4.1.2.1. Inversión	106
4.1.2.2. Combustible	107
4.1.2.3. Operación y mantenimiento	109
4.2. Aspectos económicos de las centrales que emplean turbinas de gas	110
4.2.1. Turbina de gas en ciclo simple	111
4.2.1.1. Costo de inversión	111
4.2.1.2. Costo de combustible	116
4.2.1.3. Costo de operación y mantenimiento	119
4.2.2. Turbinas de gas en ciclo combinado	122
4.2.2.1. Costo de inversión	122
4.2.2.2. Costo de combustible	127
4.2.2.3. Costo de operación y mantenimiento	129
4.3. Comparación con otras tecnologías	130
Conclusiones	133
5. Mercado actual y futuro de las turbinas de gas en México	135
Introducción	137
5.1. Evolución histórica: antecedentes	139
5.1.1. Antecedentes	139
5.1.2. Evolución del mercado de las turbinas de gas 1960 – 1989	144
5.2. Evolución del mercado de las turbinas de gas 1990 - 2007	148
5.2.1. Para el Servicio Público	148
5.2.1.1. Periodo 1990 -1997	150
5.2.1.2. Periodo 1998 - 2007	151
5.2.2. Autoabastecimiento y cogeneración	153
5.2.3. Periodo 1990 – 2008	155
5.3. Evolución del mercado de las turbinas de gas 2008 – 2018	157
5.3.1. Para el servicio Público	158
5.3.2. Autoabastecimiento y cogeneración	161
5.3.3. Periodo 2008 – 2018	164

Conclusiones	169
Conclusiones generales	171
Índice de Anexos	
II.1 Ciclo Brayton	187
III.1 Ciclo Rankine	189
IV.1 Precios de turbinas de gas para centrales turbogás	191
IV.2 Efectos de la temperatura ambiente y la altitud en la potencia de salida	193
IV.3 Precios de turbinas de gas para centrales de ciclo combinado	195
Índice de Figuras	
I.1 Central termoeléctrica convencional	10
I.2 Central carboeléctrica	13
I.3 Central turbogás	15
I.4 Central de combustión interna	18
I.5 Central de ciclo combinado	19
I.6 Central nucleoelectrica	20
I.7 Central hidroeléctrica	22
I.8 Central geotermoeléctrica	27
I.9 Central solar fotovoltaica	29
I.10 Central fototérmica	30
I.11 Central eoloeléctrica	32
II. 1 Ciclo simple	39
II.2 Rendimiento y trabajo específico de un ciclo simple	41
II.3 Ciclo simple regenerativo	42
II.4 Rendimiento del ciclo simple regenerativo	43
II.5 Rendimiento del ciclo simple regenerativo	44
II.6 Rendimiento del ciclo simple con recalentamiento	45
II.7 Ciclo simple con refrigeración intermedia Rendimiento del ciclo simple con recalentamiento	47

II.8	Turbina de gas	48
II.9	Corte transversal de un compresor centrífugo	50
II.10	Característica teórica	52
II.11	Características del compresor centrífugo	54
II.12	Triángulo de velocidades de un escalonamiento	56
II.13	Curvas características del compresor axial	59
II.14	Cámara de combustión	60
II.15	Cámara de combustión con álabes de turbulencia	62
II.16	Variación del factor de pérdida de carga	63
II.17	Variación del incremento de temperatura de la combustión con la relación combustible/aire	64
II.18	Lazo de estabilidad	65
II.19	Cámara de combustión tubular	66
II.20	Cámara de combustión anular	67
II.21	Escalonamiento de una turbina de flujo axial	69
II.22	Diagrama de velocidades	70
III.1	Turbina de gas ciclo cerrado	83
III.2	Turbina de gas con enfriamiento interno, recalentamiento y regeneración	86
III.3	Ciclo combinado	88
III.4	Esquema térmico básico y de flujos de energía de un ciclo combinado	89
III.5	Cogeneración con turbina de gas	92
III.6	Turbina de gas con inyección de vapor	94
III.7	Rendimiento Térmico	95
III.8	Turbina de gas con regeneración evaporativa	96
IV.1	Precios para centrales con turbinas de gas en ciclo simple	113
IV.2	Costos unitarios de inversión	114
IV.3	Transferencia de calor para ciclos simples	117
IV.4	Precios para centrales con turbinas de gas en ciclo combinado	124
IV.5	Costos unitarios de inversión	125
IV.6	Transferencia de calor para ciclos combinados	128
IV.7	Estructura de costos unitarios de generación	132
V.1	Línea del tiempo	139
V.2	Metodología de análisis	145

V.3	Número de turbinas de gas instaladas por periodo en México: 1960 – 1989	146
V.4	Número de turbinas de gas instaladas por periodo y por capacidad en México: 1960 – 1989	147
V.5	Capacidad instalada por periodo en México: 1960 – 1989	147
V.6	Número de turbinas de gas instaladas por año para el servicio público: 1990 – 2007	149
V.7	Número de turbinas de gas instaladas por año y por capacidad para el servicio público: 1990 – 2007	149
V.8	Capacidad instaladas por año para el servicio público: 1990 – 2007	150
V.9	Número de turbinas de gas instaladas por año para autoabastecimiento y cogeneración: 1990 – 2007	153
V.10	Número de turbinas de gas instaladas por año y por tamaño para autoabastecimiento y cogeneración: 1990 – 2007	154
V.11	Capacidad instaladas por año para autoabastecimiento y cogeneración: 1990 – 2007	154
V.12	Número de turbinas de gas instaladas por año en México: 1990 – 2007	156
V.13	Número de turbinas de gas instaladas por año y por capacidad en México: 1990 – 2007	156
V.14	Capacidad instaladas por año en México: 1990 – 2007	157
V.15	Número de turbinas de gas instaladas para el servicio público: 2008 – 20018	159
V.16	Número de turbinas de gas instaladas por año y por tamaño para el servicio público: 2008 – 2018	160
V.17	Capacidad instaladas por año para el servicio público: 2008 – 2018	160
V.18	Número de turbinas de gas instaladas para autoabastecimiento y cogeneración: 2008 – 2018	162
V.19	Número de turbinas de gas instaladas por año y por tamaño para autoabastecimiento y cogeneración: 2008 – 2018	163
V.20	Capacidad instaladas por año para autoabastecimiento y cogeneración: 2008 – 2018	163
V.21	Número de turbinas de gas instaladas por año en México: 2008 – 2018	165
V.22	Número de turbinas de gas instaladas por año y por capacidad en México: 2008 – 2018	165
V.23	Capacidad instaladas por año en México: 2008 – 2018	166

V.24 Número de turbinas de gas instaladas por año en México: 1990 – 2018	167
V.25 Capacidad instalada por año en México: 1990 – 2018	168

Índice de Tablas

III.1 Ventajas y desventajas de la utilización de turbinas de gas en centrales turbogás ciclo cerrado	85
III.2 Ventajas y desventajas de la utilización de turbinas de gas en centrales turbogás ciclo abierto	87
III.3 Ventajas y desventajas de la utilización de turbinas de gas en centrales de ciclo combinado	90
III.4 Ventajas y desventajas de la utilización de turbinas de gas en centrales de cogeneración	92
III.5 Ventajas y desventajas de la utilización de turbinas de gas en centrales de cogeneración con inyección de vapor	96
III.6 Ventajas y desventajas de la utilización de turbinas de gas en centrales de cogeneración con regeneración evaporativa	97
IV.1 Poderes caloríficos de los combustibles	108
IV.2 Costo unitario de inversión (precios medios de 2007)	114
IV.3 Composición del costo de inversión por tipo de recurso [%]	115
IV.4 Parámetros básicos del costo de generación	115
IV.5 Costo nivelado de inversión [\$/MWh neto generado] (precios medios de 2007)	115
IV.6 Efecto en una unidad turbogás, debido al cambio de gas por otro combustible	116
IV.7 Eficiencia de Conversión	117
IV.8 Características y precios de los combustibles	118
IV.9 Costo de generación por concepto de combustibles	119
IV.10 Costos de operación y mantenimiento	122
IV.11 Costo unitario de inversión (precios medios de 2007)	125
IV.12 Composición del costo de inversión por tipo de recurso [%]	126
IV.13 Parámetros básicos del costo de generación	126
IV.14 Costo nivelado de inversión [\$/MWh neto generado] (precios medios de 2007)	127
IV.15 Efecto en una unidad turbogás, debido al cambio de gas por otro	127

combustible	
IV.16 Eficiencia de Conversión	128
IV.17 Costo de generación por concepto de combustibles	129
IV.18 Costos de operación y mantenimiento	130
IV.19 Costos de Generación	131

Introducción I

General

Introducción general

En México, la capacidad instalada de generación eléctrica es de 59,008 MW a diciembre de 2007, de los cuales 51,029 MW corresponden al servicio público (incluyendo producción independiente) y 7,980 MW a permisionarios¹. Del total instalado, destaca el incremento de capacidad efectiva contratada por CFE a productores independientes al pasar de 10,387 MW a 11,457 MW del año 2006 al 2007. Asimismo, en el caso del autoabastecimiento durante el último año se otorgaron 135 nuevos permisos de los cuales, a excepción de tres permisos que en conjunto representan 255 MW de capacidad autorizada, la mayoría corresponde a permisos de baja capacidad (menores de 10 MW) otorgados al sector servicios para generación de electricidad en horario punta.

Por otro lado, la demanda de energía eléctrica va en aumento, por lo que será necesario la implementación de nuevas plantas de generación para así poder cubrir la demanda máxima, la cual aumentó el 0.9% del 2006 al 2007. Los datos reflejan que la construcción de dichas plantas se está inclinando a las tecnologías de ciclo combinado, por lo que se prevé un crecimiento del mercado de turbinas de gas en el país.

De esta manera, la problemática a abordar en la presente tesis es:

¿Cuáles son las principales especificaciones técnicas y económicas que hacen atractivas a las turbinas de gas en las centrales de generación de energía eléctrica?

¿Cuál es el mercado actual y para los próximos 10 años de las turbinas de gas para la generación de energía eléctrica en México?

Para dar respuesta a estas preguntas, se desarrollan cinco capítulos.

En el primer capítulo, se describen las diferentes tecnologías convencionales de generación de energía eléctrica. Las centrales que se analizan utilizan cuatro tipos de tecnologías: termoeléctricas, hidroeléctricas, eololéctricas y solares. En las primeras tres tecnologías, se transforma energía mecánica en energía eléctrica mediante una turbina impulsada por algún fluido (agua, gas o aire), la cual está acoplada a un

¹ Autoabastecimiento, cogeneración, usos propios continuos y exportación.

generador eléctrico. La energía solar en cambio, utiliza la radiación solar para generar electricidad a través del calor de la radiación luminosa, o bien aprovecha la energía de los corpúsculos constituyentes de la luz en el efecto fotovoltaico. Para todas ellas, se presenta el principio de funcionamiento y el equipo principal utilizado para la generación de energía eléctrica.

En el segundo capítulo, se presentan los aspectos técnicos de las turbinas de gas. La turbina de gas es una máquina que convierte la energía derivada de la combustión de un elemento en energía mecánica, y así esta energía puede ser aprovechada. Estas máquinas de combustión interna constan básicamente de tres elementos fundamentales: compresor, cámara de combustión y la turbina. El principio de operación de estas máquinas es el siguiente: el aire entra por un gran conducto a la zona del compresor, donde una serie de rotores con álabes comprimen el fluido de 10 a 40 veces la presión del aire de entrada. Posteriormente el aire comprimido pasa a la cámara de combustión, donde un flujo constante de combustible en forma de vapor es quemado. La combustión provoca la expansión violenta de los gases generados con alta presión, temperatura y velocidad. Dichos gases a la salida generan el movimiento de turbina que comparte eje con el compresor. Este proceso se lleva a cabo bajo el ciclo termodinámico de Brayton. Los factores principales que influyen en el funcionamiento de estas máquinas son principalmente dos: el rendimiento de los elementos y la temperatura de trabajo de la turbina, por lo que a partir de éstos, puede mejorar el comportamiento global de la turbina de gas. Así, en el capítulo se describen los ciclos simples de la turbina de gas, además se presenta un estudio detallado de cada componente de la turbina de gas, donde se resaltan las principales características y su principio de funcionamiento.

En el tercer capítulo, se estudia las principales configuraciones que se pueden presentar en tres tipos de centrales termoeléctricas: turbogás, ciclo combinado y cogeneración. En las configuraciones mostradas a lo largo del capítulo, se analiza su principio de funcionamiento, además del estudio de su rendimiento. También se mencionan las principales ventajas y desventajas para cada tipo de configuración, para así poder tener un panorama general de qué tipo de configuración es la adecuada para algún caso específico. Otra parte importante de las configuraciones que se pueden llegar a tener con las turbinas de gas, es el equipo complementario que se necesita para llevarlas a cabo. Con este objetivo, también se presentan algunas características del equipo que es ocupado junto con las turbinas de gas.

En el cuarto capítulo, se abordan los principales aspectos económicos que se deben tomar en cuenta para la generación de energía eléctrica, utilizando la tecnología de las turbinas de gas. En un análisis económico, se miden los costos y beneficios de una propuesta, es decir se evalúan los méritos de un proyecto y, en ocasiones, incluye la interrelación entre el proyecto y el sistema económico en que se desarrolla. Los costos, son todos los sacrificios económicos directos o indirectos que deben realizarse a efectos de adquirir, transformar y/o comercializar y cobrar un bien o servicio (Carro, 1998). En este caso, los costos de nuestro interés son los de generación de energía eléctrica con las turbinas de gas para diferentes configuraciones, y así poder compararlas entre sí y con otras tecnologías. Con este planteamiento, el capítulo contiene los conceptos y características de los costos de generación de electricidad: costo de inversión, de combustibles y de operación y mantenimiento. Además, se muestran los aspectos que influyen en los costos de generación de energía eléctrica, específicamente para las centrales que utilizan la tecnología de la turbina de gas para generar electricidad, y se realiza una comparativa entre las diferentes tecnologías convencionales para la generación de energía eléctrica. Esto con el fin de poder identificar los factores que influyen en los costos de generación totales, y así tener un panorama de la parte económica que influye en la realización de proyectos de generación de electricidad.

Para finalizar, en el capítulo cinco se hace un estudio del mercado actual y futuro de las turbinas de gas en México. Para la comprensión de la evolución del mercado de estas máquinas, se dedica un apartado a la presentación de los antecedentes históricos del país, donde se resalta el marco regulatorio y las políticas públicas emitidas a lo largo del tiempo. Posteriormente, se hace un pequeño análisis del mercado de las turbinas de gas para el periodo 1960 – 1989, con el fin de comprender mejor el mercado actual de este tipo de turbinas. Teniendo el panorama general de la situación en el país, se procede a hacer el estudio del mercado actual de las máquinas de combustión interna, analizando el periodo de 1990 – 2007 y finalizando este, se hace el mismo análisis para los siguientes 10 años. En todos los estudios realizados en este capítulo, se dividió el mercado en servicio público y el servicio privado. Para el servicio público se toma en cuenta la energía generada por CFE, LyFC y las PIE's, y para el servicio privado al autoabastecimiento y cogeneración.

Capítulo 1

Tecnologías convencionales de generación
de energía eléctrica

1. Tecnologías convencionales de generación de energía eléctrica

Introducción

La energía eléctrica forma parte esencial en la vida moderna y se puede obtener a partir de distintos medios de transformación de la energía. Una central eléctrica cumple con dicha función, utilizando principalmente cuatro tipos de tecnología:

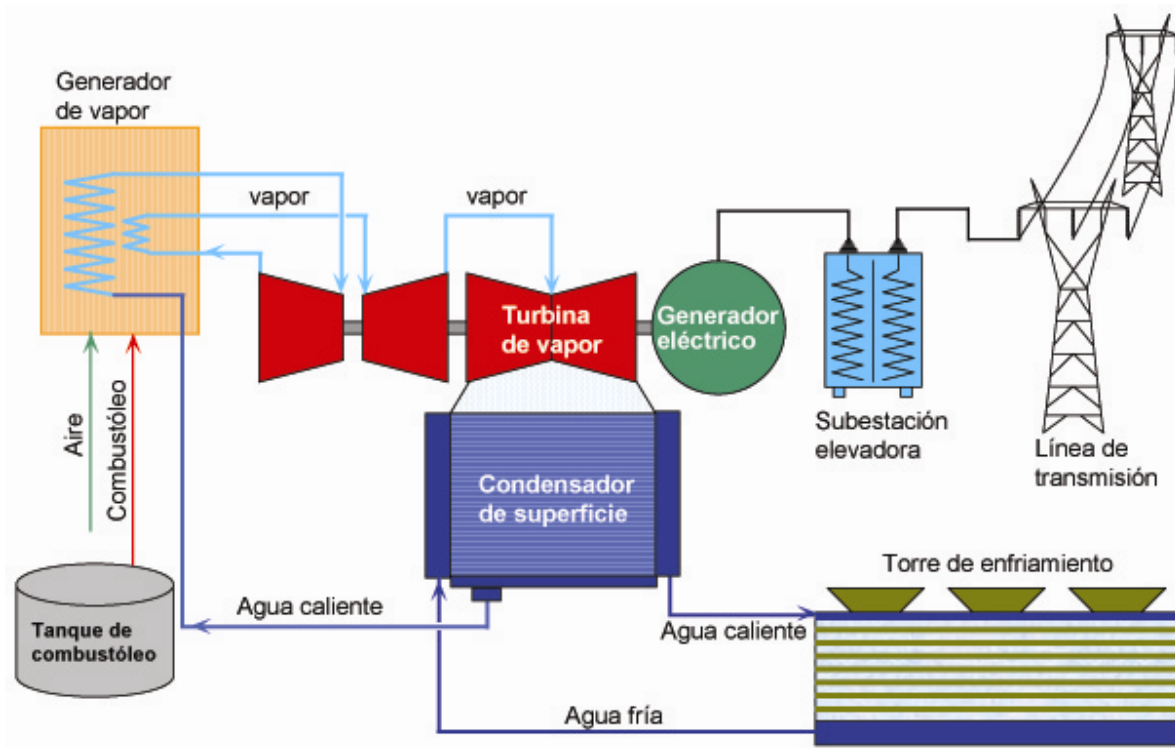
- Termoeléctrica
- Hidroeléctrica
- Eoloeléctrica
- Solar

En las primeras tres tecnologías enlistadas, se transforma energía mecánica en energía eléctrica mediante una turbina impulsada por algún fluido (agua, gas o aire), la cual está acoplada a un generador eléctrico. La energía solar en cambio, utiliza la radiación solar para generar electricidad a través del calor de la radiación luminosa, o bien aprovecha la energía de los corpúsculos constituyentes de la luz en el efecto fotovoltaico.

En la primera parte, describiremos las centrales termoeléctricas, las cuales están conformadas por las centrales carboeléctricas, duales, turbogás, de combustión interna, ciclo combinado y nucleoeeléctricas. En la segunda nos referiremos a las centrales que utilizan fuentes renovables de energía: centrales hidroeléctricas, geotermoeléctricas, solares y eoloeléctricas. Para todas ellas, se presenta el principio de funcionamiento y el equipo principal utilizado para la generación de energía eléctrica.

1.1. Centrales termoeléctricas convencionales

Las centrales termoeléctricas convencionales, se caracterizan por utilizar como fuente primaria la energía química almacenada (poder calorífico) de un combustible. Dicha energía química disponible es liberada en la combustión que se lleva a cabo en la caldera, transformándose así en energía calorífica, la que es transmitida al agua para cambiar su estado líquido a vapor. El vapor es sobrecalentado o recalentado y se conduce a una turbina donde la energía térmica se transforma en cinética y posteriormente en mecánica, esto a través del movimiento de los álabes de la turbina, la que a su vez se acopla a un generador eléctrico que se encarga de transformar la energía mecánica en eléctrica. La Figura I.1 muestra un arreglo típico de una central termoeléctrica convencional o de vapor.



Fuente: CFE, 2005

Figura I.1 Central termoeléctrica convencional

Una termoeléctrica convencional o de vapor, cuenta con el siguiente equipo principal (González, 1974):

Generador de vapor. También es llamado caldera, tiene por cometido calentar el agua de alimentación desde la temperatura final de caldeo previo a la saturación, vaporizar la misma y recalentar el vapor.

Sobrecalentadores. También llamados recalentadores, son simples intercambiadores de calor destinados a comunicar energía adicional al vapor además de la que posee en el estado de saturación a una presión dada.

Turbina de vapor. Es una máquina de movimiento rotatorio que funciona con vapor. Ésta convierte la energía almacenada en el vapor a una alta presión en energía mecánica, proporcionando de esta manera el movimiento rotatorio.

Condensador. Es la unidad que efectúa el cambio de estado de una sustancia, de vapor a líquido. Para este fin se necesita quitar al vapor su calor latente de vaporización, utilizando para ello algún medio refrigerante.

Bombas de condensado. Tienen por misión mover el condensado del pozo caliente, en el condensador, al deareador. Estas bombas van siempre accionadas por un motor eléctrico de velocidad constante.

Calentadores de agua de alimentación. Tienen la función de calentar el complemento de agua de alimentación que se debe agregar a la caldera para reponer las pérdidas en el ciclo.

Bombas de agua de alimentación. Este tipo de bombas son empleadas para transportar el agua de alimentación hacia la caldera.

Bombas de agua de circulación. Estas bombas están destinadas a mover el agua de la torre de enfriamiento en un circuito cerrado, es decir, de la pileta de la torre de condensador y regreso a la pileta de la torre.

Bombas de transferencia de combustible. Se utilizan en las plantas de vapor que emplean combustibles líquidos para la operación de las calderas. Tienen por misión especial aspirar el combustible de las fosas de descarga para enviarlo al tanque de

almacenamiento y de estos a los tanques de servicio diario, o bien tomar el combustible de los tanques de servicio diario y enviarlo al cabezal o línea general a quemadores.

Generador eléctrico. Es una máquina destinada a transformar la energía mecánica en eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura (denominada también estator).

Torre de enfriamiento. Son equipos que se usan para enfriar agua en grandes volúmenes. En el interior de las torres se monta un empaque con el propósito de aumentar la superficie de contacto entre el agua caliente y el aire que la enfría. También se colocan deflectores o eliminadores de niebla que atrapan las gotas de agua que fluyen con la corriente de aire hacia la salida de la torre, con el objeto de disminuir la posible pérdida de agua.

1.1.1. Carboeléctricas

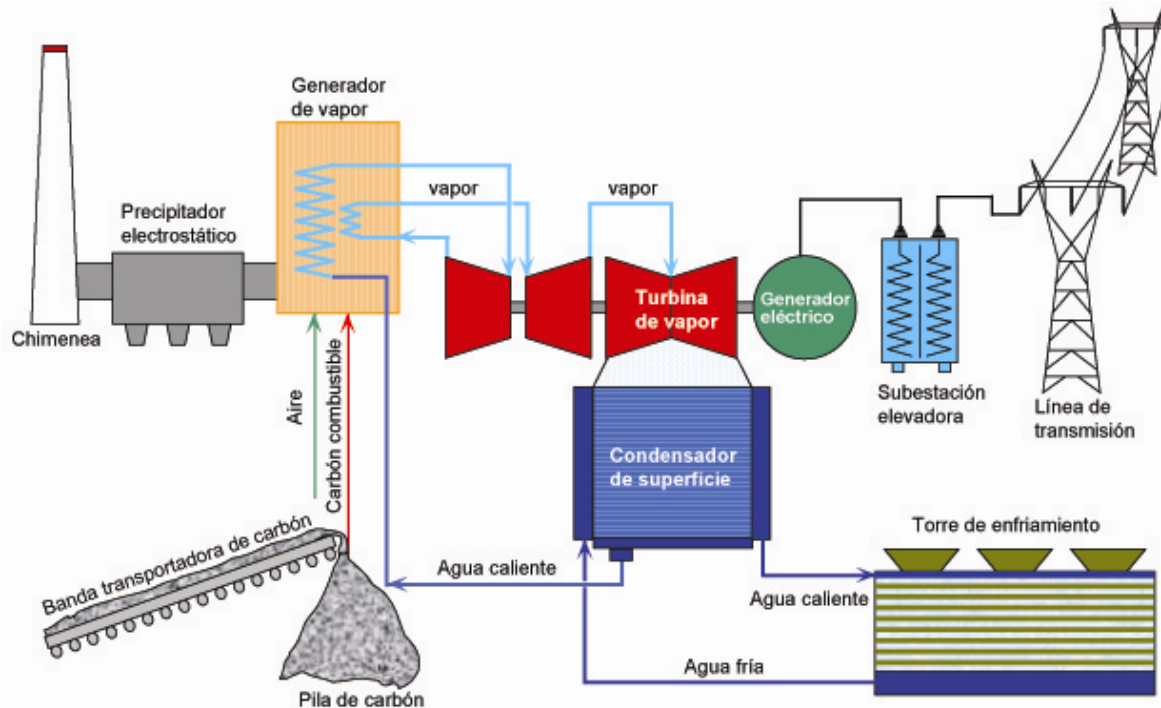
En las centrales carboeléctricas se utiliza el principio básico de una termoeléctrica convencional, no obstante se tienen diferencias importantes que hay que mencionar.

El uso del carbón pulverizado en lugar de combustóleo como energético primario, es una diferencia que implica un sistema de recibo y manejo del carbón, sistema de transporte de éste a las unidades generadoras, trituradores, pulverizadores, sistema de manejo y transporte de cenizas. En la Figura 1.2, podemos observar cómo está constituida una central carboeléctrica.

De acuerdo con *Martínez, J. (1997)*, existen tres tipos de centrales carboeléctricas, las cuales son:

- Central carboeléctrica sin desulfurizador y sin quemadores duales, utilizando carbón con un alto contenido de cenizas (30 a 40%).
- Central carboeléctrica sin desulfurizador y con quemadores duales para carbón y combustóleo. El combustible primario es carbón con un contenido de azufre de 0.5%.

- Central carboeléctrica con desulfurizador y quemadores duales para carbón y combustóleo. El combustible primario es carbón con un contenido de azufre del 2%.



Fuente: CFE, 2005

Figura I.2 Central carboeléctrica

Cabe mencionar, que aunque el ciclo térmico de las centrales carboeléctricas no difiere del de las térmicas convencionales, las centrales carboeléctricas tienen un mayor rango de capacidades que van desde 20MW hasta más de 700MW.

El equipo principal del que dispone una central carboeléctrica se enuncia a continuación (González, 1974):

Sistema de recibo, almacenamiento y manejo de carbón. Al interior de la central termoeléctrica, generalmente se dispone de un sitio de recepción y apilamiento de carbón, representada en un acceso adecuado, un patio de recibo y un patio de almacenamiento, este último con una capacidad tal que garantice un abastecimiento de combustible adecuado para por lo menos dos meses de operación de la planta. Este sistema es complementado por los dispositivos de recepción y descarga del mineral (camiones, cargadores, tolvas, bandas transportadoras).

Pulverizador de carbón. Este método es usado normalmente en las calderas de potencialidad elevada, consiste en la reducción de carbón a polvo finísimo (0.1 mm de diámetro) para inyectarlo en la cámara de combustión del generador de vapor por medio de un quemador especial que favorece la mezcla con el aire comburente.

Chimenea. Es el conducto por el que se lleva al exterior el producto de la combustión después de que ha cedido el calor útil.

Precipitadores electrostáticos. Los precipitadores electrostáticos tienen como objeto remover el material particulado contenido en los gases de combustión durante la quema del carbón. El proceso consiste en cargar eléctricamente la ceniza volante y dirigirla a unos electrodos de captación, de donde son finalmente retiradas de los gases de combustión. La ceniza capturada de esta manera es recolectada en tolvas, de donde son extraídas y enviadas a los patios de disposición de cenizas.

Sistema de manejo y almacenamiento de cenizas. Una vez quemado el carbón en la central, las cenizas producidas en la combustión deben ser retiradas y dispuestas en un lugar adecuado. Las cenizas pesadas provenientes del fondo del hogar de la caldera pueden ser manejadas a través de un sistema que conduce las partículas hasta un silo de almacenamiento temporal, el cual cuenta con descargadores mecánicos que alimentan los camiones encargados de hacer la disposición final en el patio de cenizas.

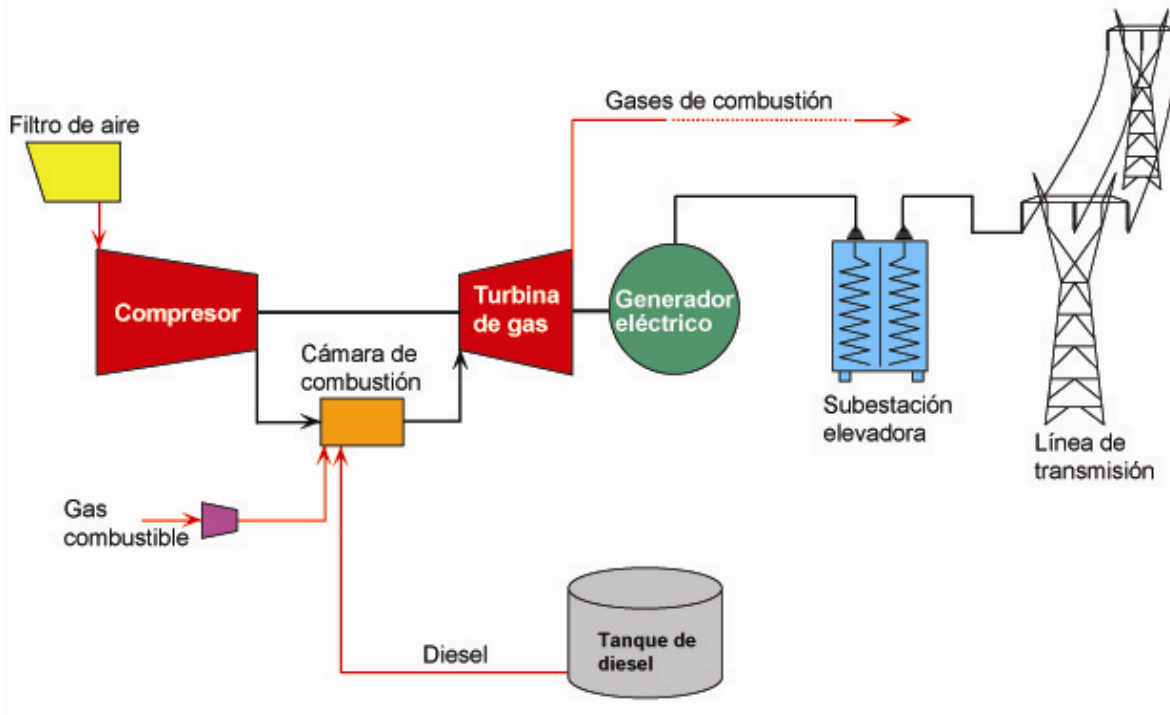
1.1.2. Duales

Esta clase de central utiliza como fuente energética primaria dos combustibles (combustóleo y carbón o combustóleo y gas), lo que le da la particularidad de ser "dual".

Las centrales duales no presentan diferencias considerables comparadas con las termoeléctricas de vapor, la única diferencia radica en la caldera, ya que debe de tener la capacidad de poder utilizar ambos combustibles.

1.1.3. Turbogás

La generación de energía eléctrica en las unidades de turbogás se logra aprovechando directamente, en los álabes de la turbina de gas, la energía cinética que resulta de la expansión de aire y gases de la combustión, comprimidos (Figura I.3).



Fuente: CFE, 2005

Figura I.3 Central turbogás

El proceso comienza cuando el sistema toma aire fresco de la atmósfera a través de un filtro y entra después al compresor. El aire es comprimido aquí antes de llegar a la cámara de combustión, donde el combustible se mezcla con el aire altamente comprimido, quemándose posteriormente. De ello resultan gases de combustión calientes los cuales al expandirse hacen girar la turbina de gas, la cual está acoplada al generador eléctrico. Los gases producidos en la combustión, después de su expansión son descargados directamente a la atmósfera.

Como se puede observar, la base de este tipo de centrales son las turbinas de gas y los elementos que la conforman se describen a continuación.

Compresor. Es un componente diseñado para aumentar la presión de un fluido compresible como el aire. El fluido de trabajo que se encuentra a baja presión, entra

en un conjunto de álabes móviles del compresor y sale a una gran velocidad como resultado del trabajo transmitido por el eje. El fluido pasa a un difusor configurado de tal forma que la velocidad disminuye y la presión se incrementa. Existen dos tipos de compresores:

- **Centrífugo.** Consiste fundamentalmente en una carcasa inmóvil que contiene en su interior un rodete que al girar imprime una gran velocidad al aire, más una serie de conductos divergentes fijos en los cuales el aire se decelera con el consiguiente aumento de presión estática.
- **Axial.** En este tipo de compresor se aplica el principio básico de la aceleración del fluido motor seguida de una difusión que convierta la energía cinética adquirida en un aumento de presión, esto se lleva a cabo en una serie de pasos o escalonamientos.

Tubo de cojinetes. Es un elemento cilíndrico por cuyo interior pasa el eje de la turbina y se encarga de dar estructura. Va fijado a la parte posterior del difusor y a la parte delantera del conjunto de álabes guía de la turbina. En su interior se colocan los cojinetes que soportan el eje, estos deben tener una adecuada refrigeración y lubricación.

Difusor. Tiene como misión cambiar la velocidad de la corriente de aire que viene del compresor para aumentar la presión. Consta de una serie de pasajes que se ensanchan hacia atrás.

Cámara de combustión. La cámara de combustión es el elemento dentro del cual una mezcla de combustible y aire a alta presión se quema. La finalidad de la cámara de combustión es, proporcionar los medios necesarios para una adecuada mezcla del aire a alta presión y el combustible, además de quemar eficientemente la mezcla de aire y combustible, entregándole a la turbina los gases con una temperatura uniforme que no sobrepase los límites de resistencia de los materiales con los cuales están contruidos los álabes del rotor y estator.

Álabes guía de turbina. Esta parte tiene como función aumentar la velocidad de la corriente de gas caliente que sale de la cámara de combustión y dirigirla con el ángulo apropiado al disco de la turbina.

Disco de la turbina. Es la parte encargada de extraer la parte de la energía de la corriente de gas para convertirla en movimiento. Su única función es hacer rotar el compresor al cual se encuentra unido por medio de un eje. Se pueden encontrar dos tipos de turbinas, la de flujo radial y la de flujo axial. La turbina radial es de aspecto semejante al del compresor centrífugo, pero con el flujo dirigido hacia dentro y álabes de tobera en vez de álabes de difusor. La turbina de flujo axial está constituida por una tobera estacionaria y álabes rotativos adjuntos al disco de la turbina.

Tobera de escape. En esta parte los gases de escape son acelerados para aumentar el empuje producido por la turbina. Básicamente es un conducto cónico y algunas veces posee un cono interior.

1.1.4. Combustión interna

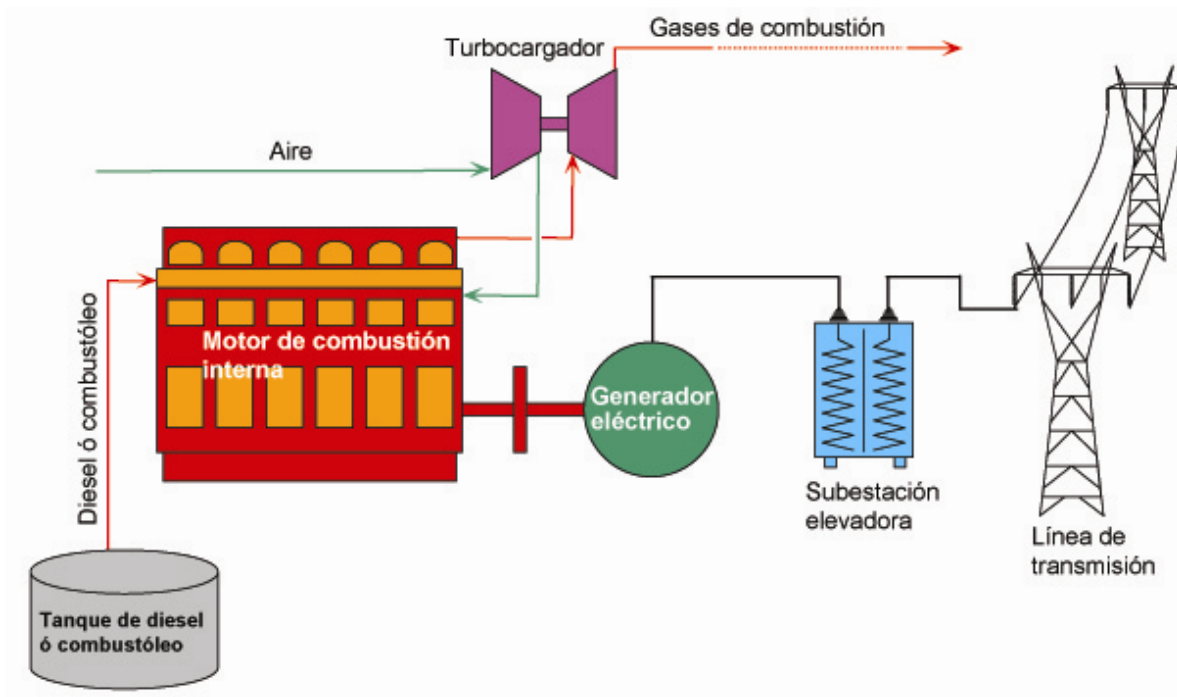
Los motores de combustión interna son el principal equipo de este tipo de centrales, donde se aprovecha la expansión de los gases de combustión para obtener energía mecánica que gracias al generador eléctrico, es transformada en energía eléctrica (Figura 1.4).

En el proceso de las máquinas de combustión interna, se asume que ocurre a volumen constante, presión constante o alguna combinación de estas. El proceso a volumen constante es característico del ciclo térmico Otto, mientras que la presión constante la encontramos en el ciclo diesel; con ambos procesos algunas veces es llamado ciclo mixto, combinado o ciclo de presión limitada (*Avallone, 1999*).

Las centrales de combustión interna, utilizan generalmente diesel como combustible y la tecnología empleada son las máquinas diesel. Actualmente este tipo de motor puede utilizar únicamente combustóleo o diesel.

Una central de combustión está formada por los siguientes elementos:

Motor de combustión interna. Es una máquina que transforma en su interior la energía química de un combustible en energía térmica, entregándola como energía mecánica. Para este fin, hace que una mezcla combustible-comburente se inflame aumentando su temperatura y su presión sobre las paredes del recipiente, empujando una parte del recipiente con relación al resto, provocando así su desplazamiento.



Fuente: CFE, 2005

Figura I.4 Central de combustión interna

Sistema de lubricación. Su función es abastecer de una capa lubricante a aquellas partes que por su funcionamiento están expuestas a un rápido desgaste, como son: pistón, cilindros, cigüeñal, mecanismos de inyección de combustible, entre otros.

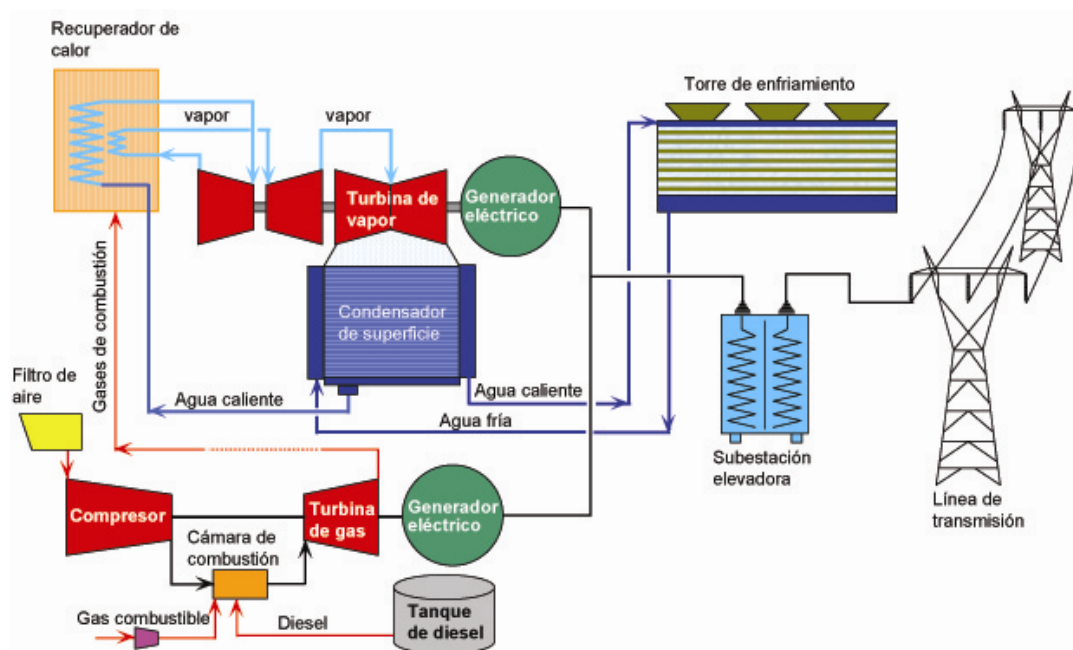
Sistema de enfriamiento. Es el encargado de mantener a una temperatura óptima el motor. Se tienen dos tipos de enfriamiento: por aire y por agua. El primero emplea el aire para acarrear el calor fuera de él, para ello es conveniente dar a los cilindros una gran área de disipación, haciendo circular el aire por ellas. El enfriamiento por agua, se basa o aprovecha la elevada capacidad de calor que tiene el agua, la cual circula a través de los cilindros pasando después a un cambiador de calor (radiador, torre de enfriamiento, etc.) donde se enfría y comienza el ciclo de nuevo.

Sistema de arranque. Tiene como función poner en operación al motor. El sistema de arranque incluye: arranque por aire (para medianas y grandes capacidades en unidades móviles y estacionarias), arranque por medio de una máquina auxiliar (para medianas capacidades en unidades móviles) y arranque con motor eléctrico (para unidades pequeñas tanto diesel como gasolina).

1.1.5. Ciclo combinado

El ciclo combinado es la integración de dos ciclos termodinámicos, el ciclo Brayton y el ciclo Rankine, con dos máquinas motrices, la turbina de gas y la turbina de vapor. El proceso de generación de energía eléctrica comienza con la aspiración de aire desde el exterior siendo conducido al compresor de la turbina de gas a través de un filtro. El aire es comprimido y combinado con el combustible, en una cámara donde se realiza la combustión. El resultado es un flujo de gases calientes que al expandirse hacen girar la turbina de gas, que a su vez hace girar el generador eléctrico. Una vez terminado el ciclo térmico de las unidades turbogás (ciclo Brayton), los gases producidos por la combustión poseen un importante contenido energético, el cual se manifiesta en su alta temperatura (hasta 640 °C máximo). Esta energía es utilizada en un recuperador de calor para aumentar la temperatura del agua y elevarla a la fase de vapor, donde se aprovechada para generar energía eléctrica, siguiendo el principio básico de una termoeléctrica convencional (*Beltrán y Urias, 2005*).

La Figura I.5 nos muestra el proceso descrito anteriormente, donde el equipo principal son las turbinas, tanto la de gas como la de vapor que ya han sido descritas en apartados anteriores.



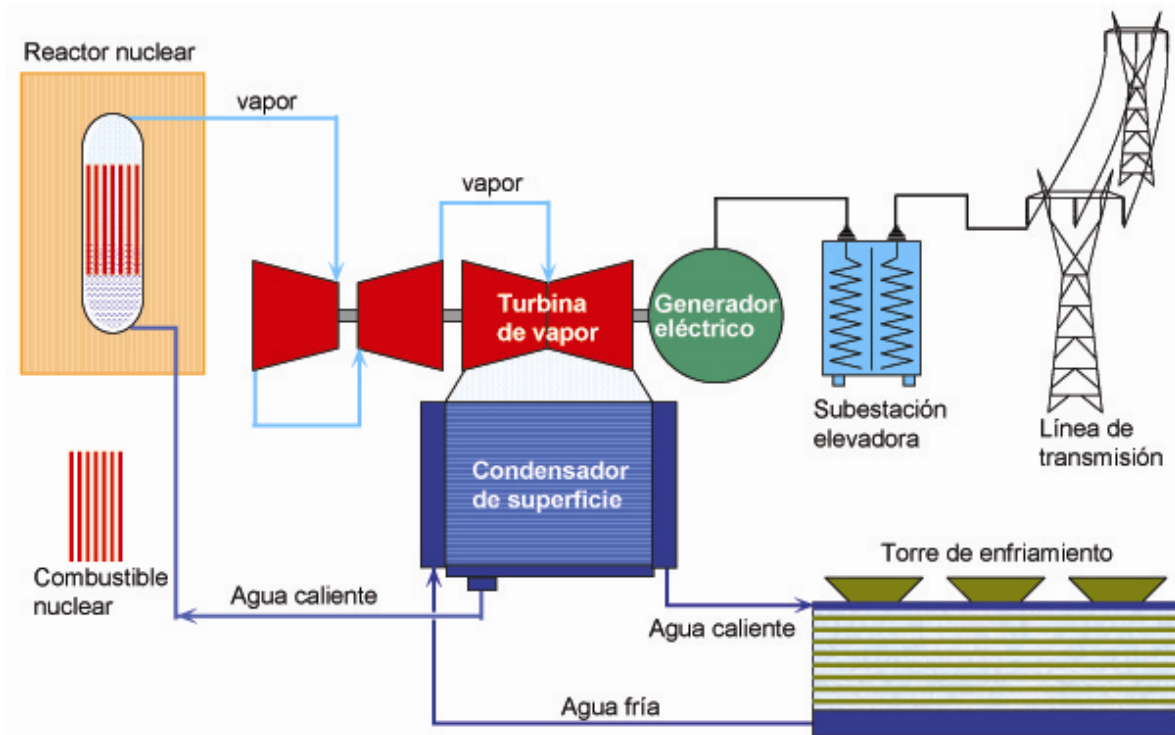
Fuente: CFE, 2005

Figura I.5 Central de ciclo combinado

1.1.6. Nucleoeléctricas

Las centrales nucleoelectricas tienen la base de una termoeléctrica convencional, sólo que el vapor necesario para accionar la turbina y el generador es producido por un reactor nuclear (Figura I.6).

Una central de este tipo utiliza Uranio²³⁵ o Plutonio²³⁹ para generar energía calorífica, la cual es producida por la energía liberada durante la fisión del átomo. La fisión comienza cuando un neutrón a gran velocidad choca contra un núcleo y al no poder albergar al neutrón extra se parte formando dos núcleos más pequeños, dando como resultado una reacción en cadena (Jinchuck, 2003).



Fuente: CFE, 2005

Figura I.6 Central nucleoelectrica

El principal equipo de una central nucleoelectrica es el reactor, que a su vez tiene una serie de elementos que lo constituyen descritos a continuación (Orille, 1996).

Reactor. Es un equipo que se utiliza para iniciar, mantener y controlar la fisión en cadena, desprendiendo calor gradualmente y no en forma explosiva. Este equipo a su vez está conformado por los siguientes elementos:

- **Moderador:** Es el material empleado en un reactor, esparcido con el combustible, que se utiliza para frenar la velocidad de los neutrones para aumentar la probabilidad de choque con otros núcleos. El moderador puede ser de grafito, de agua natural, o de agua pesada.
- **Refrigerante:** Es un medio termodinámico que puede ser simple o doble, que transmite o remueve el calor de la fisión y el calor formado por las radiaciones en el núcleo del reactor, reflector y estructuras. El refrigerante evita daños a la estructura y transfiere la energía hacia el convertidor para suministrar la energía deseada.
- **Reflector:** Es una capa o estructura de material, que rodea al núcleo del reactor, para limitar el escape de neutrones desde el sistema.
- **Cubierta:** Es una capa de material fértil situada fuera del núcleo del reactor.
- **Vaso de presión:** Este recipiente es una estructura, normalmente cilíndrica, formada por placas de acero forjadas y carbón, las superficies inferiores están hechas de acero inoxidable, la sección superior de este vaso tiene perforaciones para permitir la entrada de las barras de combustible y varillas de control.
- **Blindaje:** Tiene por objeto absorber las radiaciones emitidas por la reacción atómica, normalmente es de concreto de varios metros de espesor.
- **Barras de control:** Se utilizan para controlar el valor del flujo, esto se logra introduciendo o sacando las varillas de control, hechas de cadmio o acero, del núcleo atómico donde se encuentra alojado el combustible.
- **Contenedor:** Es un edificio de grandes dimensiones con paredes gruesas, en el que se encuentra al generador de vapor.

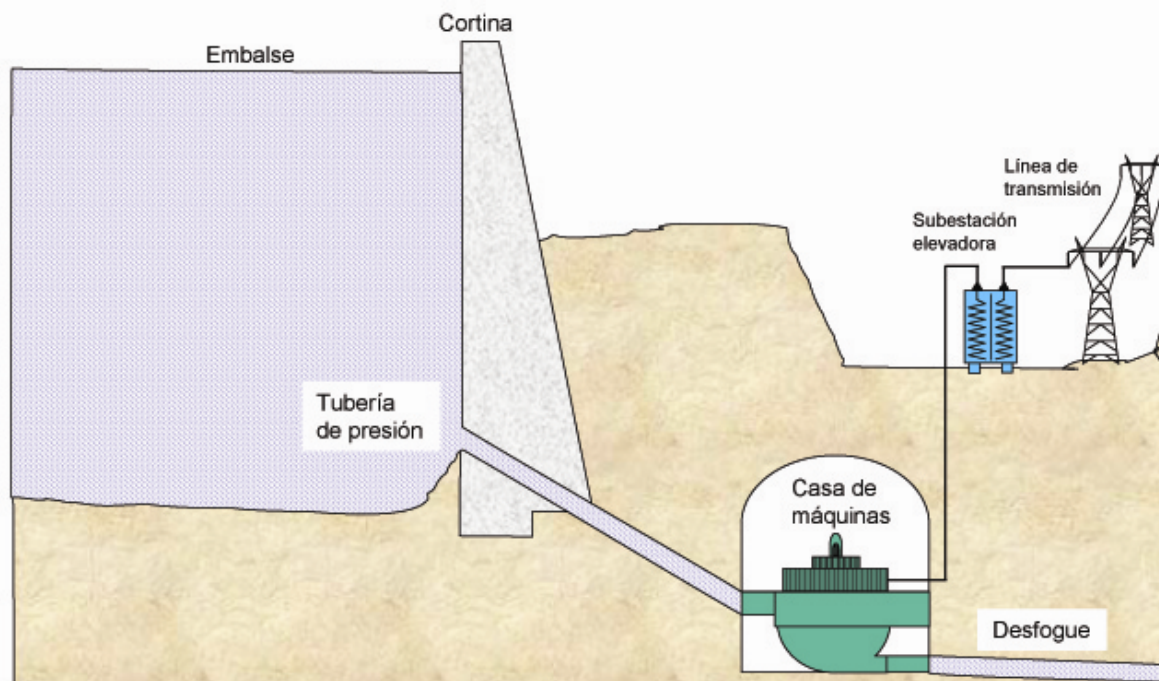
En la actualidad los principales reactores nucleares son: PWR (*Pressurized Water Reactor*: Reactor de Agua a Presión); BWR (*Boiling Water Reactor*: Reactor de Agua Hirviendo); PHWR (*Pressurized Heavy Water Reactor*: Reactor de Agua Pesada a Presión); HTGR (*High Temperature Gas-cooled Reactor*: Reactor de Alta Temperatura Enfriado por Gas).

Cabe resaltar, que el diseño de las centrales nucleares debe de tener una seguridad excesiva, para así disminuir la probabilidad de que la radioactividad de los productos de fisión se libere al medio ambiente.

1.2. Centrales que utilizan energías renovables

1.2.1. Hidroeléctricas

Una central hidroeléctrica, es aquella que aprovecha la energía potencial de cualquier masa de agua a cierta altura, para convertirla primero en energía mecánica y posteriormente en eléctrica. Un sistema de captación de agua provoca un desnivel que origina cierta energía potencial acumulada. El paso del agua por la turbina desarrolla en la misma un movimiento giratorio que acciona el generador eléctrico (Figura I.7).



Fuente: CFE, 2005

Figura I.7 Central hidroeléctrica

Las partes principales de un aprovechamiento hidroeléctrico son: la obra de retención, la obra de toma, la obra de derivación y la central eléctrica. El equipo e infraestructura que conforman estos bloques se describe a continuación.

Presa. Es una obra civil construida para derivar toda o una parte de la capacidad de un río o también, en algunos casos, para crear la presa artificial. Esto con objeto de crear un desnivel entre las superficies libres del agua y permitir así la derivación de ésta.

Canal de Derivación. El canal de derivación sirve para conducir el agua desde la presa al recipiente de carga o a las turbinas de la central, se construyen en forma de tubería o a la intemperie.

Tubería de presión. Este tipo de tuberías realizan la unión entre las obras de alimentación y la turbina; están sujetas a su extremidad inferior a una presión vecina a aquella que corresponde a la altura de caída.

Válvulas. En las centrales hidroeléctricas se utilizan para abrir y cerrar la circulación de agua por las tuberías, de acuerdo a la función pueden ser de seccionamiento o de seguridad.

Compuertas. Se emplean para cerrar los conductos de agua como son los canales y tuberías, también se utilizan para regular el gasto o caudal de agua en estos conductos.

Depósito de carga o vaso regulador. Su objetivo es almacenar una cierta cantidad de agua para hacer frente a las variaciones de las cantidades requeridas por las turbinas debido a las variaciones de carga. Se instala en un lugar adaptado sobre la central, generalmente al final del canal de derivación que alimenta a la tubería de presión que es alimentada por medio del agua almacenada en el vaso regulador.

Casa de máquinas. Es la construcción designada para alojar a las turbinas hidráulicas.

Turbinas hidráulicas. Son motores hidráulicos que aprovechan los saltos de agua. Tienen dos órganos principales, el distribuidor y el rodete. El primero tiene la misión de conducir los filetes líquidos a otra corona móvil llamada rodete, que es propiamente la turbina, la cual adquiere el movimiento de rotación. Existen varios tipos de turbinas, las principales se describen a continuación:

- **Turbina Pelton:** Su eje es principalmente horizontal, en su periferia lleva dobles álabes en forma de doble cuchara, estando éstos suficientemente separados para que el agua, al abandonar tangencialmente su perfil no toque el dorso de la siguiente. Se acomodan a saltos de gran desnivel y pequeños caudales.

- **Turbina Francis:** En este tipo de turbina el rodete está formado de compartimientos en los cuales entra el agua que proviene de los álabes directrices construidos para disminuir la pérdida de entrada del distribuidor exterior al rodete. El margen de alturas que cubre varía entre 25 y 250 m y de velocidades de 450 y 50 r.p.m. y recibe gastos mayores que la turbina Pelton.
- **Turbina Hélices y Kaplan:** Estas turbinas se basan en el principio de la hélice de un barco, con la diferencia de que se invierte el giro de la hélice que impulsa el agua a impulso del agua que hace girar la hélice. Cuando el rodete tienen los álabes fijos, se llaman turbinas de hélice y cuando las paletas son móviles se llaman Kaplan.

Canal de Desfogue. Es el encargado de conducir el agua que sale después de ser inyectada en las turbinas, el cual la conduce a algún otro canal de descarga o algún río cercano a la central, esta se puede almacenar en otra obra de presa más abajo, pudiéndose aprovechar en otra central.

1.2.1.1. Hidroeléctrica de agua corriente

Son plantas que utilizan en cada momento la cantidad de agua disponible del río, la cual puede o no cubrir las necesidades de la demanda, según las características de la carga. No poseen, en consecuencia, ninguna clase de dispositivos de almacenamiento de agua, siendo la presa de derivación dispuesta únicamente para mantener un nivel fijo. En general son plantas de pequeña potencia usadas para servicios limitados en relación con la energía disponible, por caudal y por salto, en la fuente hidráulica; o plantas secundarias con respecto a plantas básicas de mayor potencia, a las cuales presentan el servicio complementario de cubrir los picos de carga exigidos sobre la carga básica.

1.2.1.2. Hidroeléctrica con vaso de almacenamiento

En este tipo de centrales se almacena un volumen considerable de líquido mediante la construcción de una o más presas que forman lagos artificiales. El vaso de almacenamiento permite graduar la cantidad de agua que pasa por las turbinas. Del volumen almacenado depende la cantidad que puede hacerse pasar por las turbinas. Con almacenamiento de reserva puede producirse energía eléctrica durante todo el año aunque el río se seque por completo durante algunos meses.

1.2.1.3. Hidroeléctrica de bombeo

Las centrales de acumulación por bombeo se utilizan para satisfacer la demanda variable. Consiste en un sistema que almacena energía hidráulica potencial durante las horas o períodos de depresión de carga. Este tipo de centrales se encuentran entre dos vasos, uno inferior y otro superior, así durante las horas de demanda máxima el agua fluye del vaso superior al inferior moviendo las turbinas acopladas a los generador eléctricos. Por el contrario, en las horas de demanda mínima el agua es bombeada del vaso inferior al superior, para así generar de nuevo energía eléctrica. Para el bombeo se utiliza la energía barata de la planta, de esta manera se convierte un gran volumen de energía de bajo precio en uno equivalente de alto valor.

1.2.1.4. Maremotrices

El movimiento de las aguas del mar, producen una energía que se transforma en electricidad en las centrales maremotrices. Se aprovecha la energía liberada por el agua de mar en sus movimientos de ascenso y descenso de las mareas. Para la explotación de la energía de las mareas se requiere de un amplitud de marea mínima de 5 metros, de una bahía, ría o estuario lo suficientemente amplio para que la cantidad de agua a trasvasar durante las mareas sea grande y de la facilidad de construir un dique que separe el estuario del mar, para contener y cerrar el paso del agua. El estuario se llena durante la pleamar y se vacía durante la bajamar a través de unas turbinas y compuertas auxiliares.

Esto es, la generación durante el reflujo de la marea (bajamar), se lleva a cabo con el llenado del embalse, efectuándose con las compuertas abiertas y el vaciado con turbinación. En la generación durante el flujo (pleamar), el llenado del embalse se efectúa con turbinación y el vaciado con las compuertas abiertas.

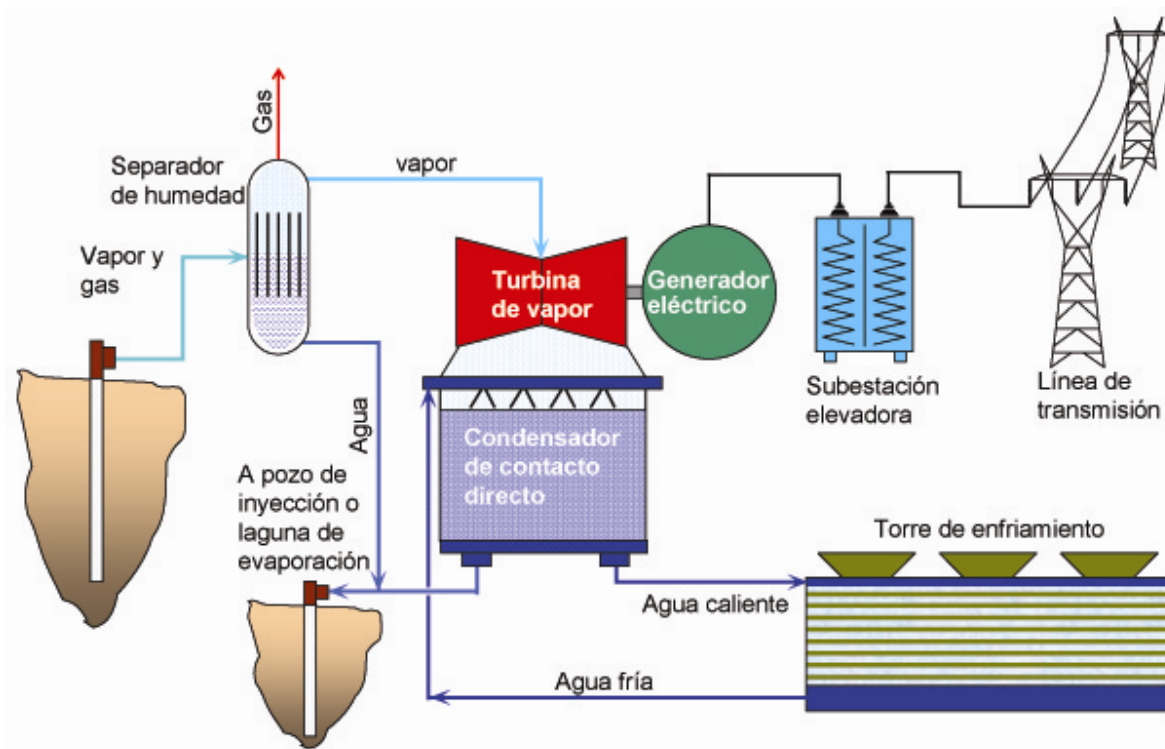
La energía que desarrollan las ondas es enorme y proporcional a las masas de aguas que oscila y a la amplitud de la oscilación. Esta energía se descompone en dos partes, las cuales, prácticamente, son iguales: una energía potencial, la cual provoca la deformación de la superficie del mar, y una energía cinética, debida al desplazamiento de las partículas; en suma de la masa de agua.

1.2.2. Geotermoeléctricas

La energía geotérmica, es la energía calorífica propia de la Tierra. Esta energía se manifiesta con fenómenos térmicos interiores, como son las erupciones volcánicas, geisers, lagunas calientes, volcanes de lodo o manantiales de aguas termales. Al calor contenido en el agua que se ha concentrado en ciertos sitios del subsuelo, se le conoce como yacimientos geotérmicos.

Las plantas geotermoeléctricas utilizan el vapor natural que se extrae de los yacimientos, para alimentar a las turbinas de vapor que mueven a los generadores eléctricos (Figura 1.8). La tecnología se basa en principios análogos a los de una termoeléctrica convencional, pero con algunas diferencias importantes de mencionar.

La falta de caldera es una diferencia notable, ya que el vapor es obtenido directamente del subsuelo, lo que hace que las turbinas, condensadores y materiales usados para la fabricación del equipo sean diseñados para una aplicación geotérmica específica. Por ejemplo, el vapor entregado a la planta es aproximadamente calculado a 689 kPa (*Avallone, 1999*), siendo ésta una baja presión limita a usar sólo esta sección de la turbina. Adicionalmente, las turbinas tienen que ser diseñadas con material especial además de mejores diseños para dar fiabilidad al servicio, ya que este tipo de turbinas están lejos de trabajar con un vapor puro, debido a los químicos y los componentes sólidos, líquidos y gaseosos que son transportados a la planta. Esta mezcla de vapor tiene que circular a través de un separador antes de ser entregada a la turbina de vapor.



Fuente: CFE, 2005

Figura I.8 Central geotermoeléctrica

Una planta geotermoeléctrica necesita varios dispositivos para su operación, tales dispositivos se describen a continuación.

Turbinas de vapor. La presencia de sustancias químicas corrosivas en el vapor geotérmico, sugiere el uso de cambiadores de calor que se instalan para obtener vapor limpio que se podría admitir a turbinas convencionales de baja presión.

Condensadores. Se utilizan para permitir la descarga del vapor de la turbina a una determinada presión que aumenta casi al doble la energía que se produce con una misma cantidad de vapor.

Equipo de extracción de gases Incondensables. La cantidad de gases incondensables que se tienen en los diferentes campos geotérmicos, varía considerablemente, si estos gases se encuentran del orden del 8 al 10%, se utilizan extractores. Se utilizan diferentes tipos de extractores según las características de la turbina.

Sistema de agua de enfriamiento. En algunos casos es posible conseguir el agua de enfriamiento del mar o de un río, pero en general, en los campos geotérmicos es necesario utilizar torres de enfriamiento.

Sistema eléctrico. El equipo que se instala en estas plantas es bastante convencional, pero se debe tener especial cuidado en el material de los dispositivos debido a las propiedades químicas del vapor.

1.2.3. Solares

La energía solar tiene su origen en la fusión nuclear que se lleva a cabo en el sol, manifestándose en radiación solar. Una central solar, es aquella que aprovecha dicha radiación para generar energía eléctrica. Existen dos tipos de centrales solares: las fotovoltaicas y las fototérmicas.

1.2.3.1. Centrales fotovoltaicas

Los sistemas de aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica utilizan la célula fotovoltaica y transforman directamente la radiación solar en energía eléctrica de corriente continua (Figura 1.9). El efecto fotovoltaico es la producción de una fuerza electromotriz en un material semiconductor² como consecuencia de la absorción de radiación luminosa, en el cual se han creado artificialmente dos regiones, la tipo P que contiene "huecos" cargados positivamente y la tipo N, que contiene electrones adicionales. La unión de estos materiales P y N al ser expuesta a la luz genera un campo electrostático constante, lo que produce un movimiento de electrones (corriente continua) que fluyen al cerrar el circuito con una carga externa (*Energías renovables, Jarabo Friedrich, Francisco*).

El elemento principal en este tipo de centrales son las celdas fotovoltaicas, pero adicionalmente se tienen otros equipos.

Regulador de carga. Debe tener características definidas por la tensión nominal y la intensidad máxima que es capaz de disipar, regular la entrada y salida de corriente de

² Elementos de conductividad eléctrica intermedia entre un aislante y un conductor.

las baterías en función de su estado de carga, protegiendo los acumuladores contra la sobrecarga y descarga excesiva.

Acumuladores eléctricos. Son necesarios para adecuarse a la demanda de energía que puede variar por la noche o en momentos de poca insolación, y a la producción solar de energía, que puede cambiar a lo largo del año y que depende de las condiciones climáticas. Estos son normalmente baterías estacionarias con largos periodos de descarga.

Inversor. Convierte la corriente continua que generan las placas a corriente alterna para adaptarse a la red eléctrica.



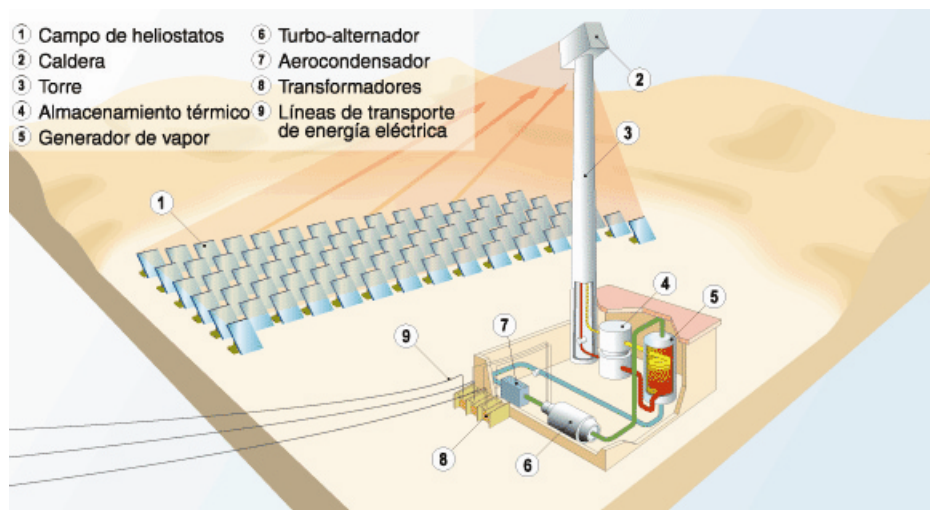
Fuente: UNESA, 2008

Figura I.9 Central solar fotovoltaica

1.2.3.2. Centrales fototérmicas

Los sistemas de energía solar térmica transforman la radiación solar en energía calorífica a diversas temperaturas (Figura I.10). Las temperaturas que se manejan son las bajas, medias y altas, en donde en cada rango se tienen diferentes aplicaciones. Los sistemas de bajas temperaturas tienen aplicación en edificios, calentamiento de agua, uso doméstico, calefacción, entre otros. Los sistemas de media y alta temperatura se utilizan en la producción de vapor y electricidad.

Los sistemas de bajas temperatura tienen dos tipos de circuitos, los que disponen solamente de un circuito de circulación de fluido térmico, son llamados sistemas abiertos. Los circuitos cerrados, consisten en dos circuitos independientes en contacto térmico a través de un intercambiador de calor, que mantienen separados el fluido térmico que circula por los captadores y el agua en consumo. El elemento principal que constituye dichos sistemas es el colector de baja temperatura. Estos dispositivos deben captar la radiación solar, calentando un fluido térmico (menor de 65 °C), pero impidiendo que parte de la radiación del fluido resultante de este calentamiento fluya hacia el exterior.



Fuente: UNESA, 2008

Figura I.10 Central solar fototérmica

Los sistemas solares de conversión a media temperatura, se utilizan en granjas solares o sistemas de colectores distribuidos, pudiendo ser empleados en principio para la producción de calor o electricidad, o bien como sistemas compuestos para la producción simultánea de ambas formas de energía. Los colectores de media temperatura son los dispositivos utilizados en estos sistemas, teniendo por objeto concentrar la radiación solar para entregar calor útil a mayor temperatura (100 a 300 °C) En esta categoría se tienen a los concentradores estacionarios y a los canales parabólicos, todos ellos efectúan la concentración mediante espejos dirigidos hacia un receptor de menor tamaño.

La producción de energía eléctrica a gran escala a partir de la conversión térmica de la energía solar exige temperaturas superiores a los 300 °C, por lo que se llevan a cabo

en sistemas de altas temperaturas. Para este fin se pueden utilizar las siguientes tecnologías:

Paraboloides. Reflejan la radiación solar incidente hacia un área reducida situada en el foco, donde se encuentra el absorbedor³, una caldera de diseño especial a través de la cual circula el fluido portador de calor.

Hornos solares. Está constituido por cierto número de espejos planos, que forman un gran colector parabólico, el cual a su vez concentra la radiación solar en su foco, donde se coloca un receptor.

Receptor central. Está formado por un campo de espejos orientables (helióstatos) que concentran la radiación solar sobre un receptor situado en lo alto de una torre ubicada en el centro del campo, o bien en uno de sus extremos. Los helióstatos están constituidos a su vez por:

- **Superficie reflectora.** Es la encargada de recoger, reflejar y dirigir la radiación solar.
- **Estructura de soporte.** Tiene como misión no sólo mantenerla y darle rigidez, sino también actuar sobre la focalización definitiva de los espejos.
- **Mecanismos de actuación.** Estos son necesarios para el seguimiento solar en dos ejes y para realizar los movimientos inherentes al inicio o fin de operación o de emergencia.
- **Pedestales y cimentaciones.** Aseguran la rigidez y estabilidad de la superficie reflectora a la vez que sirven de soporte de los mecanismos de actuación.
- **Electrónica de control.** Realiza las tareas de ejecución de órdenes y de información de su estado, gobernada por un ordenador central.

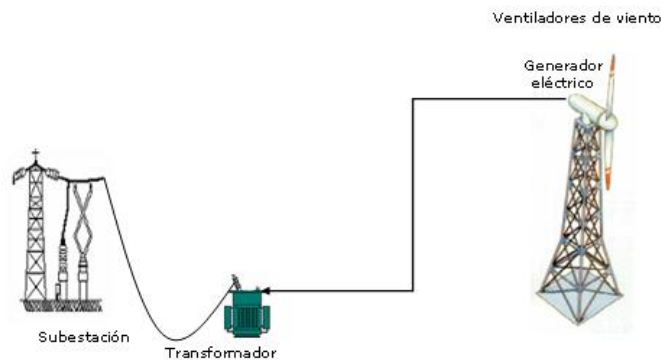
Receptores o absorbedores. Están situados en lo alto de la torre, tienen como misión facilitar la transformación de la energía radiante en energía interna de un fluido de trabajo.

³ En los absorbedores se originan temperaturas del orden de los 4 000 °C, siendo necesario que el sistema siempre esté perfectamente orientado hacia el sol.

1.2.4. Eoloeléctricas

En una central eoloeléctrica, se aprovecha la energía del viento para convertirla en electricidad, como lo muestra la Figura I.11. Esto se lleva a cabo mediante una aeroturbina que hace girar un generador, es decir, aprovecha un flujo dinámico de duración cambiante y con desplazamiento horizontal, de donde resulta que la cantidad de energía obtenida es proporcional al cubo de la velocidad del viento. También cabe señalar que el viento que pasa a través de un dispositivo captador de energía eólica reduce su velocidad como máximo $2/3$ de su valor inicial, lo que equivale a la extracción del 59% de la energía cinética inicial del viento.

Una máquina eólica es cualquier dispositivo accionado por el viento y es el elemento principal en este tipo de centrales. Los distintos elementos de que consta una máquina eólica son, en general, los siguientes:



Fuente: CFE, 2008

Figura I.11 Central eoloeléctrica

Soportes. Estructura en la que se colocan las máquinas eólicas, éste debe ser capaz de tolerar todo el empuje del viento que transmita el sistema de captación y las eventuales vibraciones, además su altura debe ser suficiente para evitar turbulencias y superar los posibles obstáculos cercanos, que puedan perturbar el viento.

Rotor. Está compuesto por un número determinado de palas, siendo su misión la transformación de la energía cinética del viento en energía mecánica utilizable.

Sistema de orientación. Este sistema deberá cumplir la condición de mantener el rotor cara al viento sin provocar grandes cambios de dirección del rotor cuando se produzcan cambios rápidos de la dirección del viento.

Sistema de regulación. Tiene por objeto controlar la velocidad de rotación y el par motor en el eje del rotor, evitando las fluctuaciones producidas por la velocidad del viento

Sistema de transmisión. La energía mecánica se transmite como tal mediante poleas, engranes o utilizando un sistema cigüeñal-biela.

Multiplicador. Es el encargado de aumentar la velocidad de giro de los aerogeneradores, ya que generalmente los rotores tienen velocidades de rotación demasiado bajas (< 200 rpm) para poder accionar directamente un generador de corriente eléctrica. Este dispositivo se coloca entre el rotor y el generador.

Sistemas de generación. Está compuesto por los generadores, los cuales transforman la energía mecánica en eléctrica, pueden ser dinamos o alternadores.

Conclusiones

La tecnología más empleada para generar energía eléctrica, es mediante una turbina impulsada por algún fluido (agua, gas, aire), la cual acciona un generador eléctrico acoplado a ella. En el caso de las centrales termoeléctricas, se utiliza una fuente de generación de calor, en donde se emplean fuentes de energía no renovables. Por otro lado, en la generación con energías renovables, en su mayoría, se emplea este mismo principio (hidroeléctricas y eololéctricas), siendo la energía solar la única de las tecnologías convencionales que utiliza otra método, la cual consiste en aprovechar la radiación solar.

Las centrales termoeléctricas, a pesar de tener diferencias debido al combustible empleado, en general utilizan equipos semejantes, por lo que se tiene un mayor conocimiento y experiencia en la generación de electricidad con dichas centrales, además de tener a los combustibles completamente caracterizados. Esto hace más conveniente generar energía eléctrica con dicha tecnología, a pesar del impacto ambiental que ocasionan.

En la actualidad, la utilización de energías no renovables se observa en las centrales hidroeléctricas y geotermoeléctricas principalmente; sin embargo, la energía solar y eólica son campos que se están explorando para mejorar las tecnologías empleadas para la utilización de dichas fuentes de energía. En este sentido, se observa el papel importante que toma el cuidado del ambiente dentro del sector eléctrico para conducirnos a un desarrollo sustentable.

Con lo anteriormente expuesto, se puede llegar a la conclusión de que la instalación de centrales que generan con combustibles fósiles a largo plazo seguirán incrementándose, pero con una tasa de crecimiento menor, dando lugar al impulso e incremento de la utilización de energías renovables; sin embargo, es imprescindible la utilización de centrales termoeléctricas, pero éstas a su vez deben mejorar sus tecnologías para así garantizar una generación limpia y con el mayor ahorro de energía posible.

La turbina de gas, es en la actualidad una opción viable para dicho fin. Gracias a su creciente desarrollo en los últimos años, se ha logrado mejorar sus características al grado de hacer de ésta, una de las tecnologías más eficientes. En el siguiente capítulo, profundizaremos en las especificaciones técnicas de este tipo de turbinas.

Capítulo 2

Especificaciones técnicas de las turbinas
de gas

2. Especificaciones técnicas de las turbinas de gas

Introducción

La turbina de gas es una máquina que convierte la energía derivada de la combustión de un elemento en energía mecánica, y así esta energía puede ser aprovechada.

Las turbinas de gas constan básicamente de tres elementos fundamentales: compresor, cámara de combustión y la turbina. El principio de operación de estas máquinas es el siguiente: el aire entra por un gran conducto a la zona del compresor, donde una serie de rotores con álabes comprimen el fluido de 10 a 40 veces la presión del aire de entrada. Posteriormente el aire comprimido pasa a la cámara de combustión, donde un flujo constante de combustible en forma de vapor es quemado. La combustión provoca la expansión violenta de los gases generados con alta presión, temperatura y velocidad. Dichos gases a la salida generan el movimiento de turbina que comparte eje con el compresor. Este proceso se lleva a cabo bajo el ciclo termodinámico de Brayton, cuyas características principales se muestran en el Anexo II.1.

Los factores principales que influyen en el funcionamiento de estas máquinas son principalmente dos: el rendimiento de los elementos y la temperatura de trabajo de la turbina, por lo que a partir de éstos, puede mejorar el comportamiento global de la turbina de gas.

Los diferentes ciclos con los que operan las turbinas de gas, serán estudiados en el primer apartado de este Capítulo. Así mismo, en esta sección se presenta el ciclo simple de la turbina de gas y sus tres principales configuraciones, resaltando que puede existir combinación entre ellas. Del análisis de cada ciclo de operación, se examina la obtención de la eficiencia de dicho ciclo.

El segundo apartado, se dedica al estudio detallado de cada componente de la turbina de gas, donde se resaltan las principales características. Además, se describe el principio de funcionamiento, enfatizando el análisis del rendimiento de cada componente.

2.1. Ciclos de operación

La generación de energía eléctrica con la turbina de gas, se lleva a cabo en diferentes etapas, en las cuales las principales características del fluido de trabajo pueden cambiar (presión, volumen y temperatura). Por esta razón, es importante el estudio del comportamiento de dichos cambios, es decir los ciclos de operación.

En los análisis de los ciclos de operación de la turbina de gas, supondremos las siguientes condiciones ideales para su análisis (*Cohen, 1983*):

- Los procesos de compresión y expansión son reversibles y adiabáticos, es decir, isentrópicos.
- La variación de la energía cinética del fluido motor entre la entrada y la salida de cada elemento es despreciable.
- No existen pérdidas de carga en los conductos de admisión, cámara de combustión, cambiadores de calor, interrefrigeradores, conductos de escape y uniones entre los distintos elementos.
- El fluido motor es un gas perfecto con calores específicos constantes y su composición no varía a lo largo de todo el ciclo.
- El gasto másico de gas se mantiene constante a lo largo de todo el ciclo.
- La transmisión de calor en los cambiadores es completa, es decir, el aumento de temperatura del fluido frío es el máximo posible y a la vez exactamente igual al descenso de temperatura del fluido caliente.

Teniendo en cuenta los supuestos mencionados anteriormente, comenzaremos con el análisis de los ciclos de operación de las turbinas de gas para la obtención de potencia mecánica.

2.1.1. Ciclo simple

El ciclo simple ideal de la turbina de gas es el ciclo Brayton, el diagrama temperatura – entropía nos permite observar las características en las que opera este ciclo, la Figura II.1 nos muestra dicho diagrama y en el Anexo II.1 se describe a detalle el ciclo Brayton. A continuación, tenemos la ecuación para flujo estacionario correspondiente a este caso:

$$Q = (h_2 - h_1) + \frac{1}{2} (C_2^2 - C_1^2) + W$$

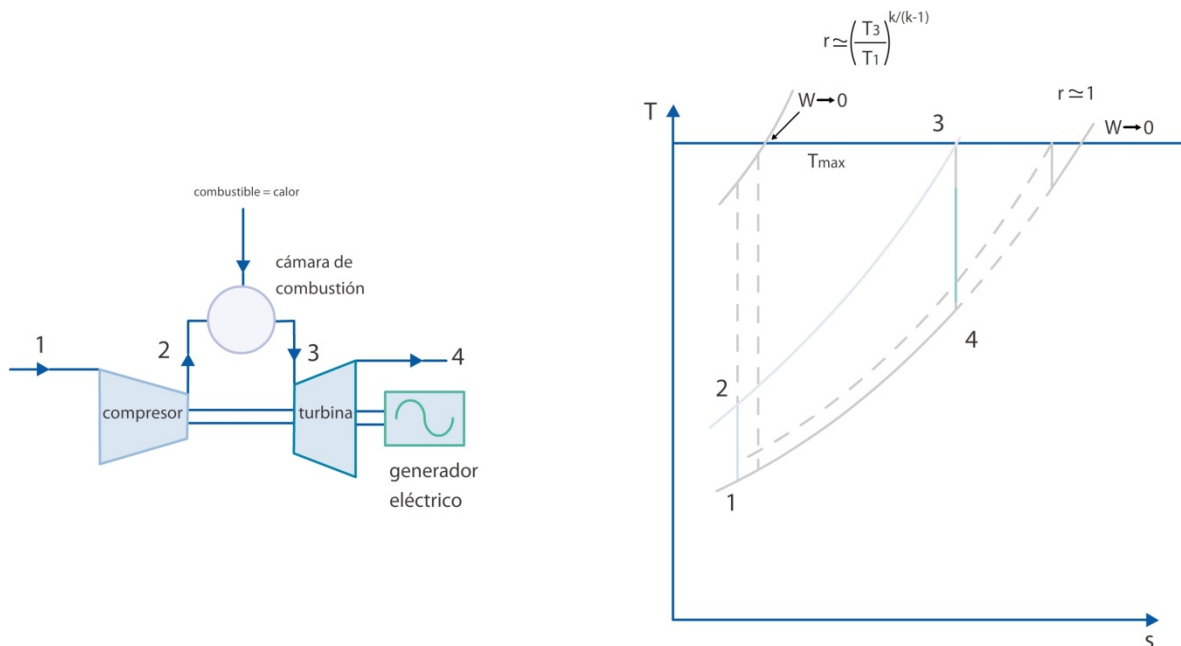
donde:

Q = Calor

W = Trabajo

C = Capacidad térmica específica

h = Entalpía



Fuente: Cohen, 2001

Figura II.1 Ciclo simple

Aplicando esta ecuación a cada parte del proceso y teniendo en cuenta las condiciones ideales, tenemos:

$$W_{12} = -(h_2 - h_1) = -c_p (T_2 - T_1)$$

$$Q_{23} = (h_3 - h_2) = c_p (T_3 - T_2)$$

$$W_{34} = (h_3 - h_4) = c_p (T_3 - T_4)$$

Además, si utilizamos la relación isentrópica entre presiones y temperaturas,

$$\frac{T_2}{T_1} = r^{\frac{k-1}{k}} = \frac{T_3}{T_4}$$

y siendo r la relación de compresión $p_1/p_2 = r = p_3/p_4$ y k la relación de capacidades térmicas específicas a presión y volumen constante, podemos obtener el rendimiento del ciclo, relación entre el trabajo neto obtenido y el calor aportado, con la siguiente expresión:

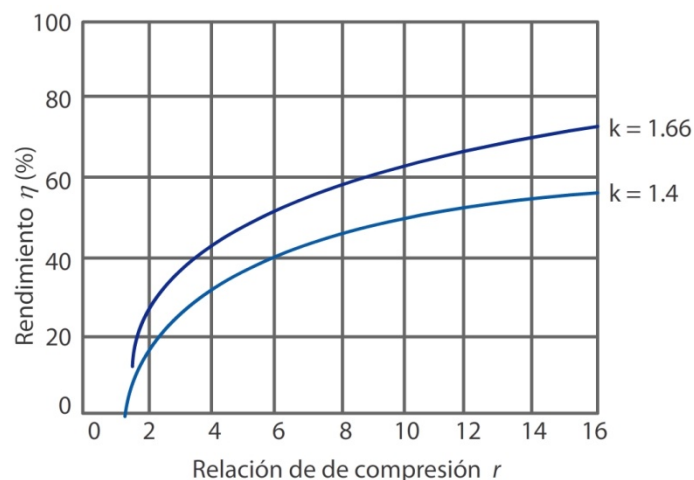
$$\eta = 1 - \left(\frac{1}{r}\right)^{\frac{k-1}{k}}$$

Con este análisis podemos decir, que el rendimiento depende únicamente de la relación de compresión y de la naturaleza del gas, es decir, el rendimiento térmico aumenta al aumentar la relación de presiones. En la Figura II.2(a), puede verse la relación que existe entre η y k cuando el fluido motor cambia ($k_{\text{aire}} = 1.4$, $k_{\text{argón}} = 1.66$).

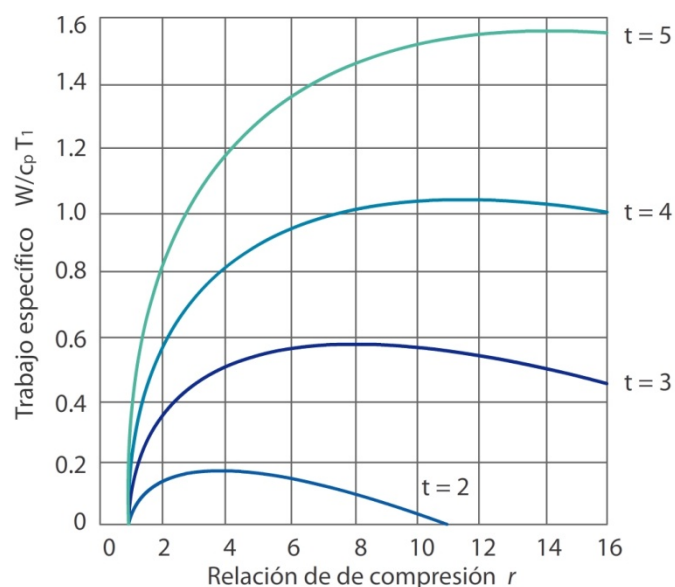
También hay que mencionar, que el trabajo específico W es función no sólo de la relación de compresión, sino también de la temperatura máxima del ciclo, T_3 . Así, resulta conveniente representar el trabajo específico adimensional ($W/c_p T_1$) en función de r y t (Figura II.2(b)):

$$\frac{W}{c_p T_1} = t \left(1 - \frac{1}{r^{(k-1)/k}}\right) - (r^{(k-1)/k} - 1)$$

siendo $t = (T_3/T_1)$; normalmente T_1 es la temperatura ambiental, por lo que no es una variable significativa (Cohen, 2001).



(a)



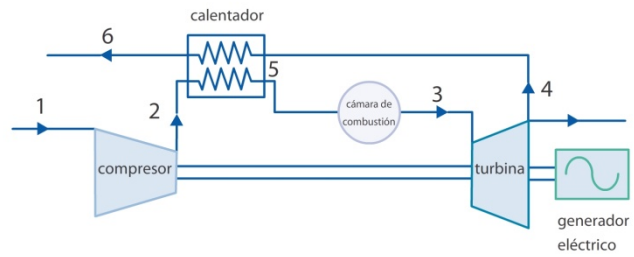
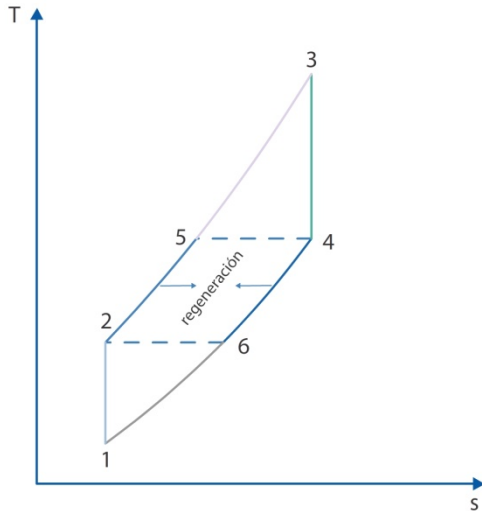
(b)

Fuente: Cohen, 2001

Figura II.2 Rendimiento y trabajo específico de un ciclo simple

2.1.2. Ciclo regenerativo

Un métodos para mejorar la eficiencia térmica y el trabajo neto de la turbina de gas, es aumentando la energía calorífica en el aire comprimido antes de entrar a la cámara de combustión. La mejoría que se produce al aumentar en su totalidad la eficiencia térmica es cuando se incluye un dispositivo que transfiere energía (un intercambiador de calor) desde el gas caliente de descarga de la turbina hasta el aire que sale del compresor. En la Figura II.3 se ilustra el diagrama de flujo correspondiente al ciclo regenerativo.



Fuente: Cohen, 2001

Figura II.3 Ciclo simple regenerativo

Retomando lo expuesto en el apartado anterior, el rendimiento del ciclo valdrá ahora:

$$\eta = \frac{c_p(T_3 - T_4) - c_p(T_2 - T_1)}{c_p(T_3 - T_5)}$$

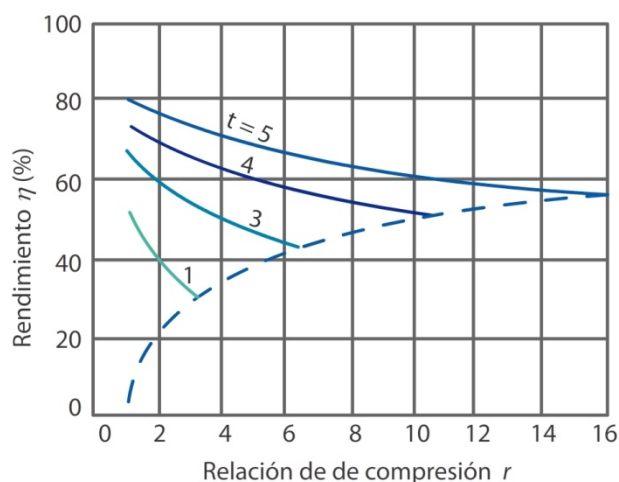
Si la regeneración es ideal, $T_5 = T_4$ y tomamos en cuenta las relaciones isentrópicas entre la presión y temperatura, tendremos la siguiente expresión:

$$\eta = 1 - \frac{r^{\frac{k-1}{k}}}{t}$$

Ahora, podemos observar que el rendimiento del ciclo regenerativo, no es independiente de la temperatura máxima del ciclo, sino que aumenta claramente a medida que crece t . Además se observa que, para un valor dado de t , el rendimiento crece al disminuir la relación de compresión y no al aumentar ésta (Figura II.4), como sucedía en el ciclo simple.

En la Figura II.4 podemos observar, que a medida que aumenta la relación de compresión (empezando en 1), las curvas van descendiendo hasta llegar al punto en que $r^{\frac{k-1}{k}} = \sqrt{t}$, por lo que el rendimiento será igual que para un ciclo simple, haciendo notar que para este valor de compresión, en el ciclo simple es un máximo en las

curvas de trabajo específico. También hay que mencionar que para valores de r superiores, un cambiador de calor enfriaría al aire que sale del compresor, disminuyendo así el rendimiento, razón por la cual en las gráficas no se prolongan las curvas de t constante más allá del punto en que cortan a la curva del rendimiento del ciclo simple (representada en la figura por la línea punteada). El trabajo específico no resulta alterado, por lo que las curvas del ciclo simple también son válidas para el ciclo regenerativo.



Fuente: Cohen, 2001

Figura II.4 Rendimiento del ciclo simple regenerativo

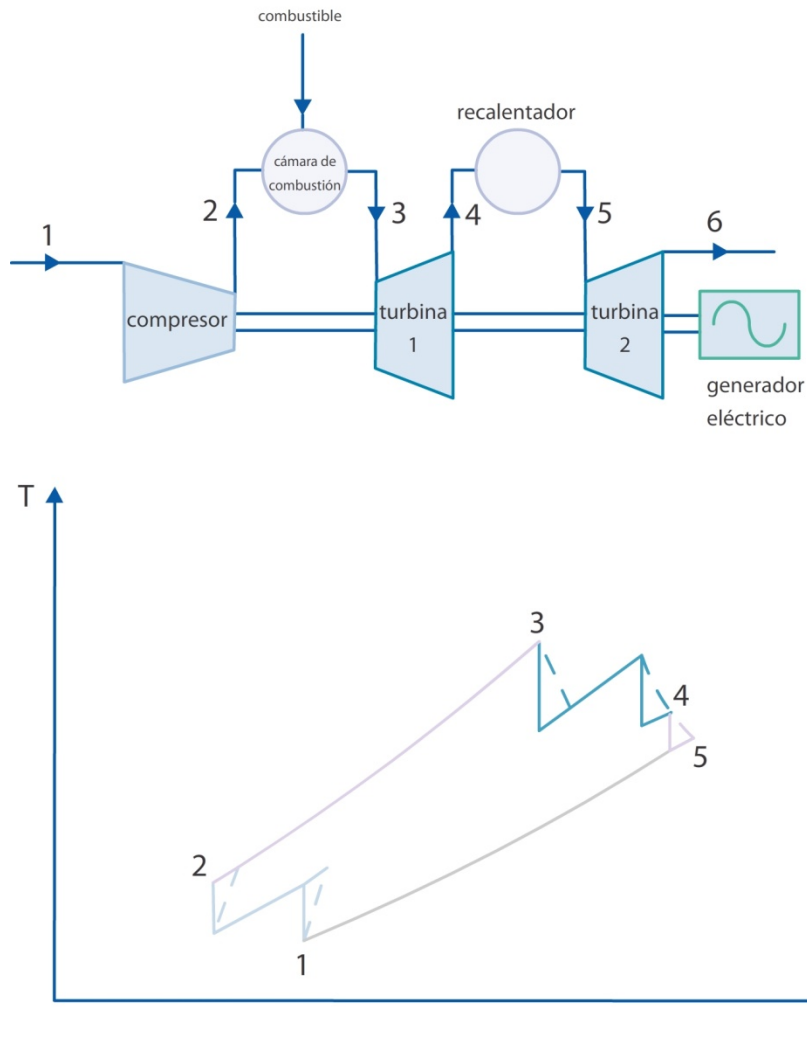
Po hacer mención, con el regenerador, cuya eficiencia es del orden de 75%, se puede optimizar el rendimiento a valores comprendidos entre el 23 y 25% para una temperatura ambiente de 20 °C y una temperatura de entrada en la cámara de combustión superior a 450 °C (Fernández, 2001).

Con lo expuesto en el apartado, podemos deducir que para obtener una mejora apreciable del rendimiento cuando se utiliza regeneración, debe adoptarse un valor de r considerablemente inferior al de máximo trabajo específico y no hace falta utilizar una relación de compresión mayor a medida que crece la temperatura máxima del ciclo.

2.1.3. Ciclo con recalentamiento

El trabajo que puede obtenerse de una turbina que opera a presiones fijas de entrada y de descarga, puede aumentarse al construir una turbina que opera isotérmicamente.

Esto es, permitiendo que los gases se expandan desde la presión máxima del ciclo, a una cierta presión intermedia, recalentando a presión constante hasta la temperatura máxima del ciclo y después expandiendo los gases en una segunda turbina hasta la presión mínima del ciclo. En la Figura II.5 se muestra el diagrama esquemático de este ciclo, así como su diagrama temperatura – entropía.

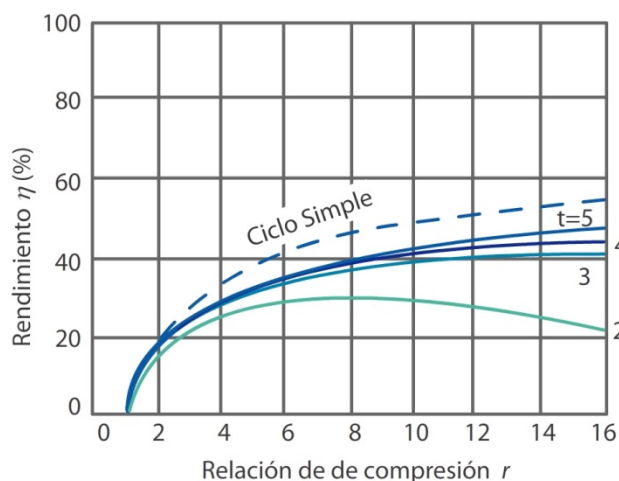


Fuente: Bathie, 1987

Figura II.5 Rendimiento del ciclo simple regenerativo

Observamos, que si se divide en dos partes el proceso de expansión y se recalienta los gases entre las turbinas de alta y baja presión, puede conseguirse un incremento sustancial del trabajo específico obtenido (Figura II.6), vemos que dicho trabajo aumenta, dado que la distancia vertical entre dos líneas de presión constante

cualesquiera se hace mayor a medida que crece la entropía. Así pues, $(T_3 - T_4) + (T_5 - T_6) > (T_3 - T_4)$.



Fuente: Cohen, 2001

Figura II.6 Rendimiento del ciclo simple con recalentamiento

Si suponemos que los gases se recalientan hasta una temperatura igual a T_3 , el punto óptimo de la expansión para efectuar el recalentamiento es el que hace que las relaciones de expansión sean iguales en las dos turbinas. Con esta división óptima podemos obtener la expresión del rendimiento en función de r y t , donde $c = r^{\frac{k-1}{k}}$, teniendo entonces:

$$\eta = \frac{2t - c + 1 - \frac{2t}{\sqrt{c}}}{2t - c - \frac{t}{\sqrt{c}}}$$

Podemos apreciar que el recalentamiento incrementa en forma notable el trabajo específico obtenido, sin embargo, esta mejora se consigue a expensas del rendimiento, lo cual se debe a haberseles añadido al ciclo simple un ciclo de peor rendimiento, dado que se realiza entre un salto menor de temperaturas. Pero hay que notar que la disminución de la eficiencia, es menos drástica a medida que se eleva la temperatura máxima del ciclo.

2.1.4. Ciclo con refrigeración intermedia

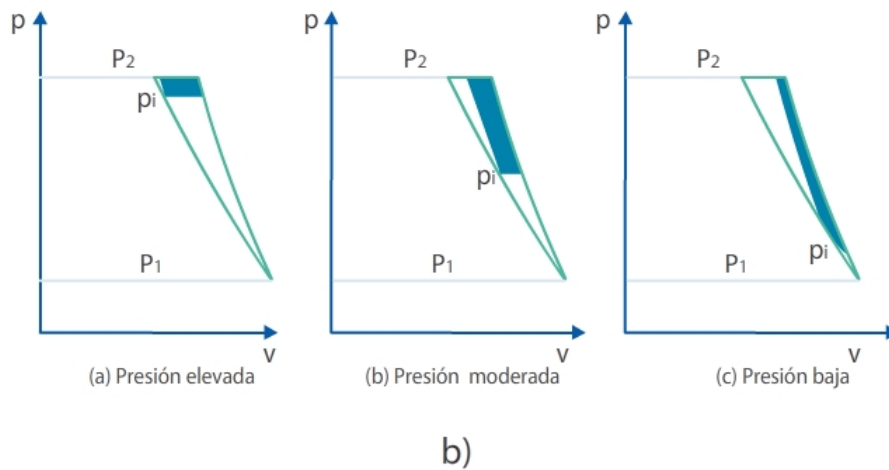
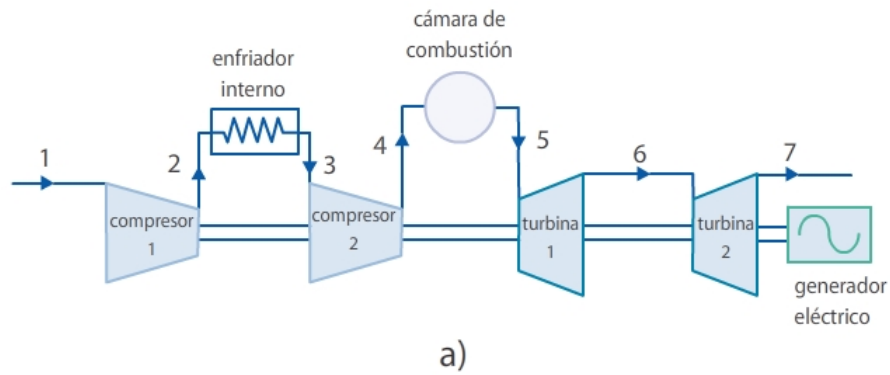
Otra configuración para obtener alguna mejora en las turbinas de gas, es el ciclo con refrigeración intermedia, que al igual que el de recalentamiento, aumenta el trabajo neto además de disminuir el trabajo del compresor sin alterar el trabajo del compresor.

En la Figura II.7(a), se muestra el diagrama esquemático correspondiente al ciclo con refrigeración intermedia. El primer compresor comprime el aire desde la presión ambiente hasta una presión intermedia. El aire que sale del primer compresor entra al enfriador en donde se elimina el calor y posteriormente entra al segundo compresor. El segundo compresor completa el proceso de compresión, hasta la presión deseada. Al refrigerar el fluido entre los compresores de baja y alta presión, enfriando el aire hasta la temperatura T_1 , el trabajo específico será el máximo cuando las relaciones de compresión de ambos compresores sean iguales.

En la Figura II.7(b), se ilustran tres diagramas presión – volumen correspondientes a diferentes presiones intermedias, donde observamos el trabajo ahorrado mediante el empleo del refrigerador intermedio, representándose este trabajo mediante el área sombreada. Para calcular la presión óptima del refrigerador intermedio se tiene:

$$p_i = \sqrt{p_1 p_2}$$

Esta configuración se utiliza muy poco en la práctica, ya que los interrefrigeradores resultan voluminosos, complejos de elevado costo.



Fuente: Bathie, 1987

Figura II.7 Ciclo simple con refrigeración intermedia Rendimiento del ciclo simple con recalentamiento

2.2.Principales componentes

Las turbinas de gas están conformadas básicamente por tres elementos: compresor, cámara de combustión y la turbina propiamente. La Figura II.8(a) nos muestra una turbina de gas, señalando los equipos que la conforman, además de resaltar las etapas que conforman el proceso; mientras que en la Figura II.8(b) observamos una foto de una turbina de gas.

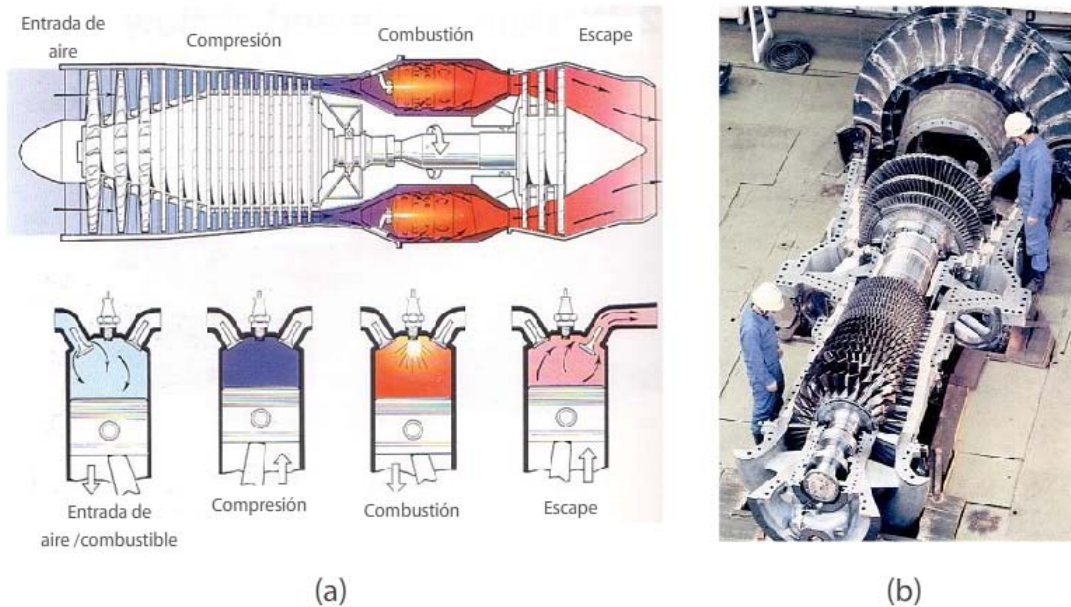


Figura II.8 Turbina de gas

2.2.1. Compresor

Los compresores son máquinas que tienen por finalidad aportar una energía a los fluidos compresibles (gases y vapores) sobre los que operan, para hacerlos fluir aumentando al mismo tiempo su presión (*Fernández, 2001*).

En la turbina de gas, la compresión de grandes volúmenes de aire es esencial para su buen funcionamiento, por lo que se hace uso de los compresores. El objetivo del diseño de los compresores consiste en obtener la mayor cantidad de aire a través de un compresor de un diámetro determinado, con un mínimo de etapas, en tanto se retienen elevadas eficiencias y estabilidad aerodinámica a lo largo del margen de operación. Esto se ha logrado mediante dos tipos de compresores: el de flujo axial y el de flujo radial.

2.2.1.1. Centrífugos

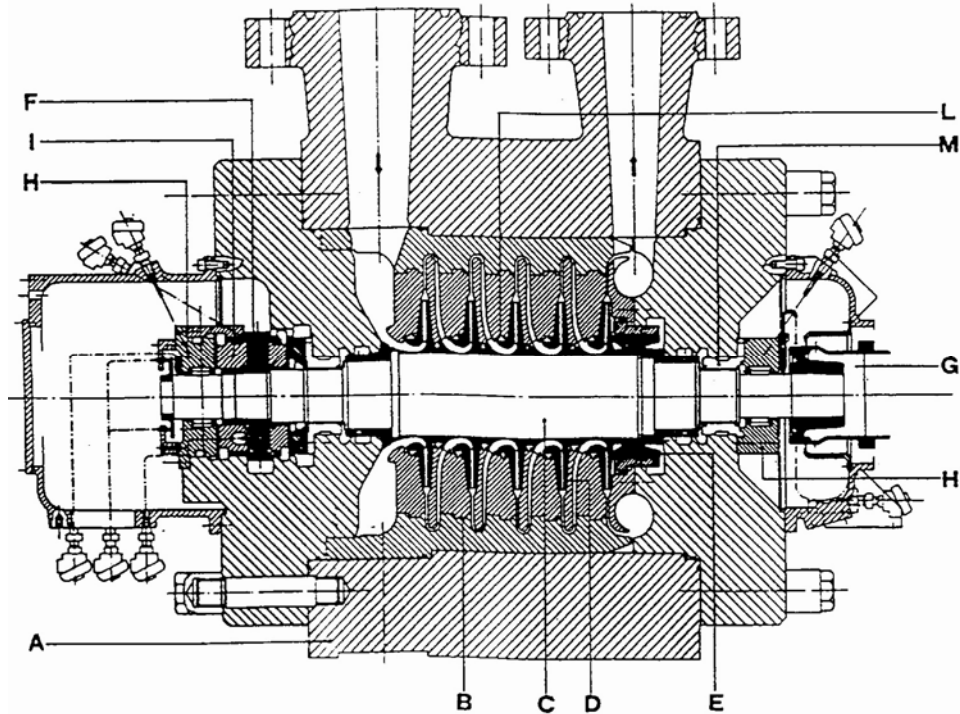
a. Funcionamiento

En la Figura II.9 podemos observar el esquema de corte transversal de un compresor centrífugo, en el cual nos señala las partes principales que lo componen, de éstas haremos mención señalando la letra que corresponde al esquema. El compresor

centrífugo consiste fundamentalmente en una carcasa inmóvil (A) que contiene en su interior al estator (B) y al rotor formando un eje (C), además de uno o rodetes (D), un tambor de balance (E) y la garganta del difusor (F). El rotor es dirigido por el llamado cubo (G) y es sostenido en una posición axial por un soporte de empuje (I), mientras girar sobre el soporte del eje (H). El rotor está empotrado con los selladores del serpentín (L) y, si es necesario, una película de lubricante (M) al final de éste (*Hanlon, 2001*).

Identificando la estructura del compresor, ahora se describirá el principio de funcionamiento. El gas es extraído al interior del compresor a través de la tobera de succión y entra a una cámara anular (bomba de aspiración), fluyendo éste hacia el centro desde todas las direcciones siguiendo un patrón radial uniforme. En el lado contrario de la cámara se encuentra una aleta para prevenir los remolinos de gas que pudieran formarse.

El gas fluye dentro del diafragma de succión y luego es aspirado por el primer rodete. Los rodetes consisten en dos discos, como discos envolventes, conectados por álabes que están montadas sobre el eje y fijados por una o por dos llaves. El rodete lleva el gas hacia afuera elevando la velocidad y la presión, teniendo así la velocidad de salida una componente radial y una tangencial. En un lado del disco, el rodete es expuesto a una presión de descarga mientras que del otro lado, una parte está a la misma presión y la otra a la presión de succión, creándose así una fuerza de empuje, succión. El gas sigue fluyendo ahora a través del difusor, siguiendo un recorrido en forma de espiral, donde pierde velocidad y aumenta la presión. Después el gas fluye a lo largo del canal de regreso, esta es una cámara circular sujeta por dos anillos que forman el diafragma intermedio, que es empotrado con los álabes para dirigir el gas hacia el interior del siguiente rodete. Los álabes están dispuestos de tal manera para enderezar el espiral del flujo de gas, y así obtener una salida radial y una entrada axial a los siguientes rodetes. El recorrido del gas es el mismo por cada rodete.



Fuente: Hanlon, 2001

Figura II.9 Corte transversal de un compresor centrífugo

Los selladores del serpentín están instalados en el diafragma para minimizar las goteras internas del gas. Estos selladores están formados por anillos hechos en dos o más partes. El último rodete, manda el gas dentro del difusor, el cual conduce a una cámara anular, llamada bomba de descarga. Esta bomba de descarga es una cámara circular, la cual colecta el gas desde la frontera externa del difusor y es transportada a la tobera de descarga. Cerca de la tobera de descarga está otra aleta la cual impide que el gas continúe fluyendo alrededor de la bomba y se dirija a la tobera de descarga. El tambor de balance es montado sobre el eje después del final del rodete. El tambor sirve para balancear el empuje total hecho por los rodetes. Teniendo el último rodete la presión de entrega sobre un lado del tambor, la presión de entrada del compresor está aplicada a otro por una conexión externa. En este sentido, la presión final del gas de ambos lados del rotor está aproximadamente balanceada. Para conseguir una aproximación cercana de los niveles de presión y, por lo tanto, las mismas condiciones de operación al final del eje del sellador de aceite, se realiza otra conexión entre las cámaras de balanceo.

La cámara de gas está colocada fuera del final del eje del serpentín. Estos están conectados para conseguir la misma presión como la que es usada como referencia

para el sistema del sellado de aceite. En casos especiales, cuando el sellador de aceite y el proceso del gas tienen que ser conservados por separado, el gas inerte es inyectado dentro de la cámara de balanceo a la presión que permita el goteo de ambos dentro y fuera formando un sellador.

b. Características

El comportamiento del compresor puede quedar completamente descrito con sólo dos grupos de curvas. La relación de compresión de parada y la razón de temperaturas de parada se presentan por separado frente al gasto másico adimensional en forma de una familia de curvas, cada una de las cuales se ha trazado para un valor fijo de la velocidad de giro adimensional. Partiendo de estos dos grupos de curvas, es posible realizar las de rendimiento isentrópico frente al gasto másico adimensional para velocidad constante, ya que este rendimiento viene dado por (Cohen, 2001):

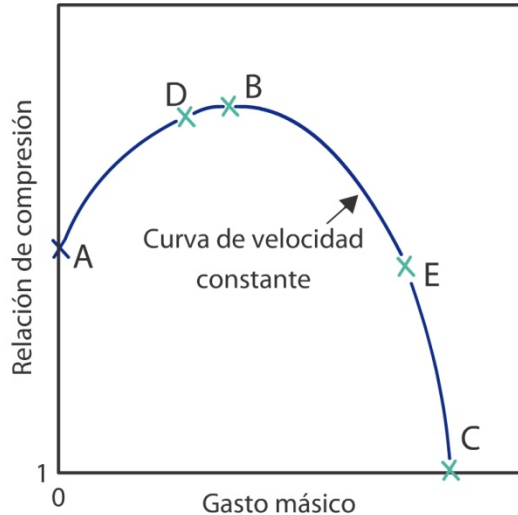
$$\eta = \frac{T'_{02} - T_{01}}{T_{02} - T_{01}} = \frac{p_{02}/p_{01}^{\frac{k-1}{k}} - 1}{T_{02}/T_{01} - 1}$$

donde:

T_{01}	Temperatura de parada a la entrada
T_{02}	Temperatura de parada a la salida
p_{01}	Presión de parada a la entrada
p_{02}	Presión de parada a la salida
k	Relación de capacidades térmicas

Para poder comenzar a describir las características, primero debemos analizar la variación de compresión, que se logra por medio de una válvula situada a la salida de un compresor que funciona a velocidad constante (Figura II.10). Cuando la válvula está cerrada y el gasto másico es nulo, la relación de compresión tiene un cierto valor A que corresponde a la diferencia centrífuga de presiones derivada de la acción del rodete contra el gas atrapado entre los álabes. Al abrirse la válvula y comenzar el flujo, el difusor empieza a contribuir su parte del aumento de presión y la relación de compresión crece. En un punto B , donde el rendimiento se acerca a su valor máximo, la relación de compresión será máxima y todo aumento posterior del gasto másico

implicará un descenso de la misma. Para gastos másicos muy superiores al de diseño, los ángulos de la corriente serán muy distintos de los de los álabes, habrá un desprendimiento de la corriente y el rendimiento sufrirá una rápida caída. En este caso hipotético, la relación de compresión disminuye hasta la unidad en el punto *C*, en el cual la válvula está completamente abierta y toda la potencia se absorbe en vencer la resistencia del rozamiento interno.



Fuente: Cohen, 2001

Figura II.10 Característica teórica

En la práctica, aunque el punto *A* puede obtenerse si se desea, la mayor parte de la curva comprendida entre *A* y *B* no podría obtenerse, debido al fenómeno de bombeo⁴, esto es, si el compresor está funcionando en un punto *D* de la parte de la característica cuya pendiente es positiva, una disminución del gasto másico vendrá acompañada de un descenso de la presión de salida. Si la presión del aire después del compresor no disminuye con suficiente rapidez, la corriente tenderá a invertir su marcha y retroceder siguiendo el sentido del gradiente de presión resultante. Al ocurrir esto, la relación de compresión cae rápidamente. Mientras tanto, la presión después del compresor habrá descendido también, de forma que el compresor podrá entonces recuperarse y repetir este ciclo de sucesos, que tendrá lugar con una frecuencia alta.

Existe otro límite del margen operativo entre *B* y *C*. A medida que crece el gasto másico y decrece la presión, la densidad disminuye por lo que la componente radial de la velocidad debe aumentar. Para una velocidad de giro constante, ello significará un

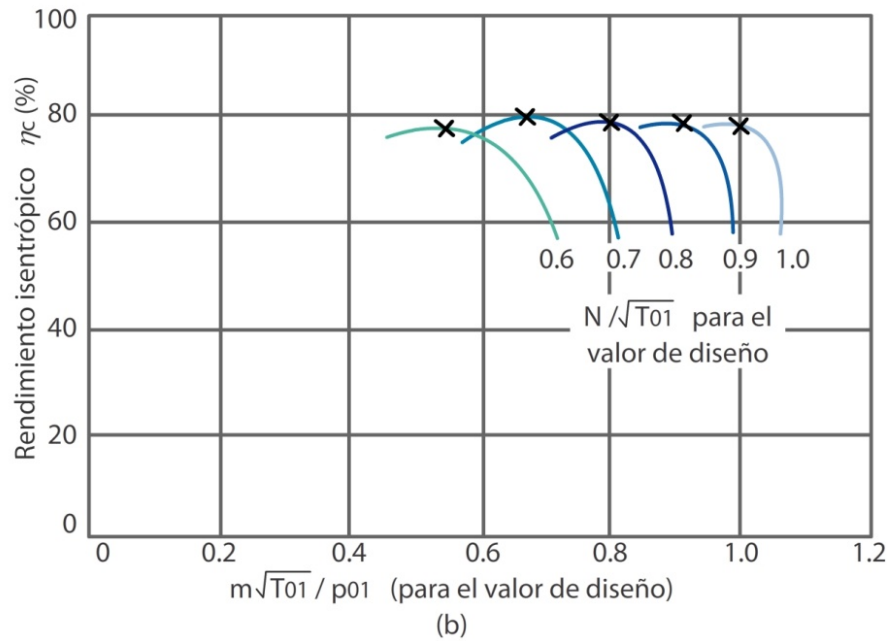
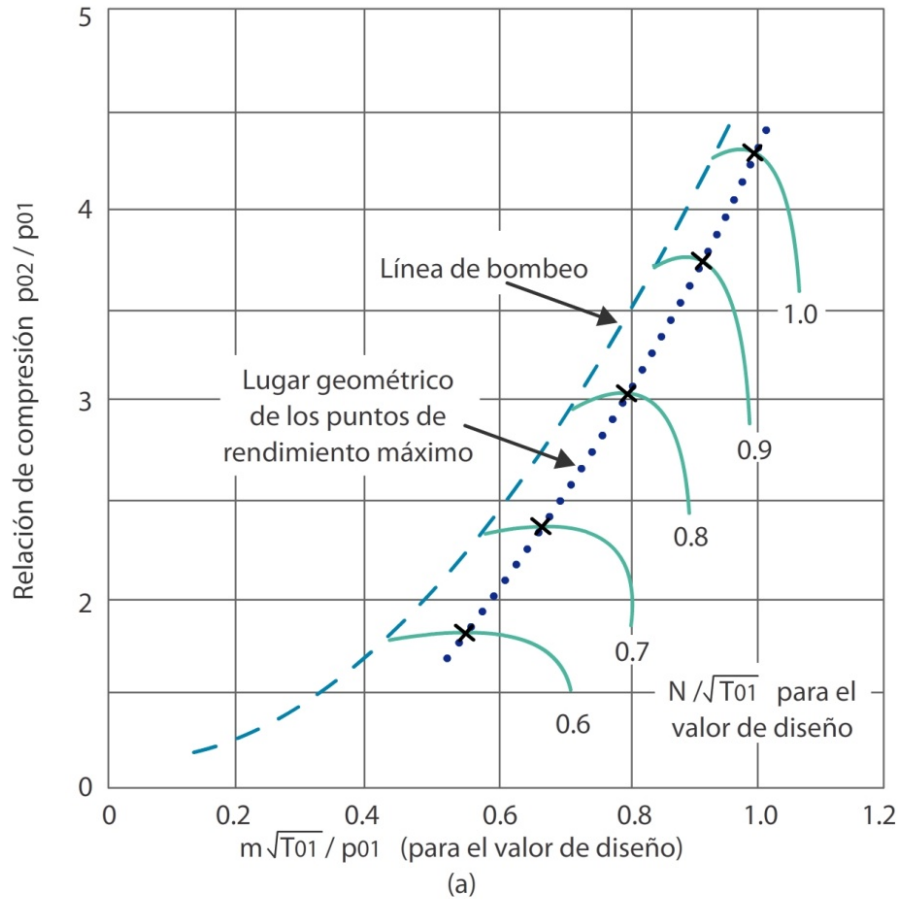
⁴ El bombeo va asociado a un descenso repentino de la presión de salida y una violenta pulsación aerodinámica que se transmite a través de toda máquina.

aumento de la velocidad resultante y , por tanto, del ángulo de incidencia en el borde de ataque de los álabes del difusor. Antes o después, en un punto tal que el E , se llega a una situación en que ya no es posible obtener un aumento posterior del gasto másico, diciéndose que se ha producido una obturación. Este punto representa el máximo suministro que cabe conseguir a la velocidad de giro con que se ha trazado la curva. La Figura II.11(a) representa las curvas correspondientes para diferentes velocidades, los extremos de la izquierda de las curvas de velocidad constante pueden unirse para formar lo que se conoce como línea de bombeo, mientras que los extremos de la derecha representan los puntos donde se produce una obturación.

La razón de temperaturas es una función simple de la relación de compresión y del rendimiento isentrópico, de donde sus curvas, construidas según el mismo criterio, presentarán una forma similar a la de la Figura II.11(a). A partir de estos dos grupos de curvas, puede representarse el rendimiento isentrópico, tal como se ve en la Figura II.11(b). Se observa, que para una velocidad dada, el rendimiento varía con el gasto másico de forma análoga a como lo hace la relación de compresión, pero siendo su valor máximo aproximadamente el mismo para todas las velocidades, pudiéndose obtener una curva que represente el lugar geométrico de dichos puntos. En el caso ideal, la turbina de gas debería estar diseñada para que el compresor funcione siempre a lo largo de esta curva.

Por último, mencionar dos parámetros que a veces se usan con preferencia a $m \sqrt{T_{01}}/p_{01}$ y $N/\sqrt{T_{01}}$, para representar las características del compresor. Se trata del gasto másico equivalente $m \sqrt{\delta}$ y la velocidad equivalente $N/\sqrt{\theta}$, donde $\theta = T_{01}/T_{ref}$ y $\delta = p_{01}/p_{ref}$. El estado ambiental de referencia es normalmente el correspondiente a la Atmósfera Estándar Internacional al nivel del mar⁵.

⁵ Estos valores son a una temperatura de 288 K y una presión de 1,013 bar (Cohen, 2001).



Fuente: Cohen, 2001

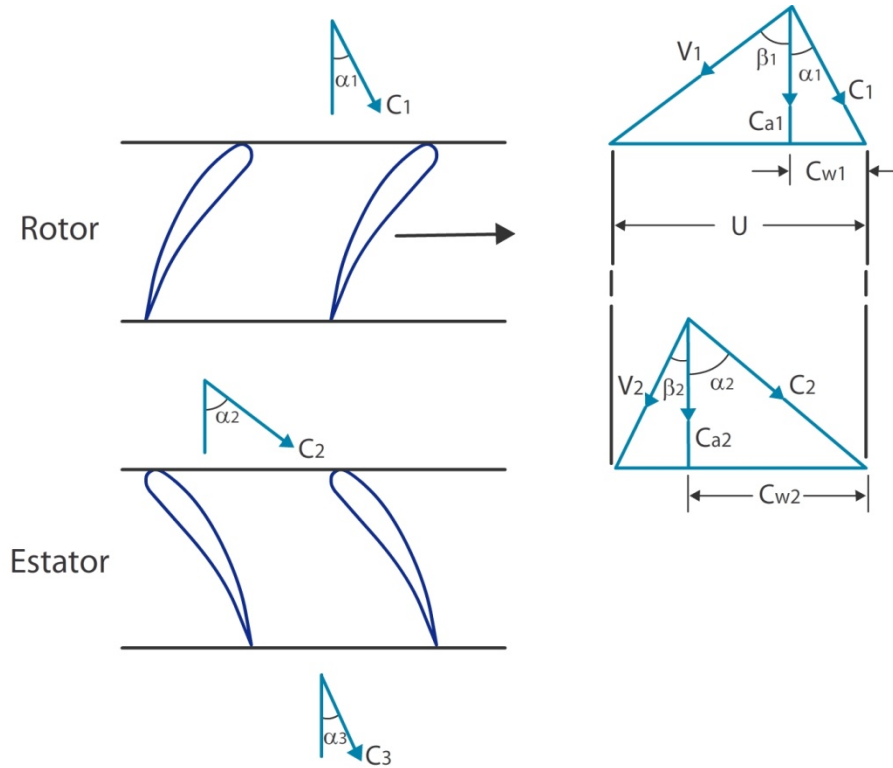
Figura II.11 Características del compresor centrífugo

2.2.1.2. Axiales

a. Funcionamiento

En el compresor axial se aplica el principio básico de la aceleración del fluido motor seguida de una difusión que convierta la energía cinética adquirida en un aumento de presión. Este proceso se lleva a cabo en una serie de pasos o escalonamientos y puede estudiarse considerando el paso del fluido a través de cada uno de ellos. Si hacemos un planteamiento bidimensional en donde la velocidad periférica U se encuentre en un plano tangente a la altura media del álabe, tendremos que, en general, la velocidad del flujo tendrá dos componentes: una axial, designada por el subíndice a , y una periférica, designada por el subíndice w .

Se supone en primer lugar que el aire llega a los álabes del rotor con una velocidad absoluta C_1 que forma un ángulo α_1 con la dirección axial, tal como se muestra en la Figura II.12, que representa un esquema de un escalonamiento del compresor, con sus correspondientes vectores de velocidad. Combinando esta velocidad con la periférica U se obtiene la velocidad relativa V_1 , de ángulo β_1 , como puede verse en el triángulo de velocidades superior. Después de atravesar los conductos divergentes formados por los álabes del rotor, los cuales realizan un trabajo contra el aire y aumentan su velocidad absoluta, el aire saldrá con una velocidad relativa V_2 y un ángulo β_2 menor que el β_1 . Esta desviación de la corriente hacia la dirección axial es necesaria para conseguir el aumento de la superficie efectiva de flujo y se obtiene gracias a la curva de los álabes. Como V_2 es menor que V_1 , debido a la difusión, se habrá conseguido en el rotor un cierto aumento de presión. La combinación de las velocidades V_2 y U proporciona la velocidad absoluta a la salida del rotor C_2 de ángulo α_2 , como puede apreciarse en el triángulo de velocidades inferior. El aire atraviesa entonces los conductos formados por los álabes del estator, donde experimenta otra difusión hasta la velocidad C_3 de ángulo α_3 , que en la mayoría de los diseños se dispone que sea igual a α_1 , con el objeto de preparar la entrada en el escalonamiento siguiente. También aquí se consigue la desviación de la corriente de aire hacia la dirección axial por la curvatura de los álabes.



Fuente: Cohen, 2001

Figura II.12 Triángulo de velocidades de un escalonamiento

De la geometría de los triángulos de velocidades se deducen dos ecuaciones fundamentales, las cuales son:

$$\frac{U}{C_a} = \operatorname{tg} \alpha_1 + \operatorname{tg} \beta_1$$

$$\frac{U}{C_a} = \operatorname{tg} \alpha_2 + \operatorname{tg} \beta_2$$

donde $C_a = C_{a1} = C_{a2}$ es la velocidad axial, que se supone constante a todo lo largo del escalonamiento.

Considerando la variación del momento angular de la corriente al pasar por el rotor, podemos deducir una expresión del trabajo absorbido por el escalonamiento. Se obtiene así el trabajo realizado por unidad de gasto másico o trabajo específico W , que viene dado por:

$$W = U (C_{w2} - C_{w1})$$

y en función de la velocidad axial y de los ángulos de corriente:

$$W = U C_a (tg\alpha_2 - tg\alpha_1)$$

$$W = U C_a (tg\beta_2 - tg\beta_1)$$

donde C_{w1} y C_{w2} son las componentes periféricas o tangenciales de las velocidades absolutas del aire a la entrada y a la salida de los álabes del rotor.

La energía aportada se absorberá de manera útil en elevar la presión y la velocidad del aire y de manera inútil en vencer las distintas pérdidas por fricción, lo cual es traducido en un aumento de la temperatura de parada del aire, ΔT_{0s} . Si se hace que la velocidad absoluta del aire a la salida del escalonamiento C_3 sea igual a la de entrada C_1 , éste será también el aumento de la temperatura estática del escalonamiento ΔT_s , de forma que:

$$\Delta T_{0s} = \Delta T_s = \frac{UC_a}{c_p} (tg\beta_1 - tg\beta_2)$$

El análisis de los resultados experimentales ha demostrado que es necesario multiplicar el resultado de la ecuación anterior, por el llamado factor de trabajo realizado λ , que es un número menor que la unidad. Se trata en realidad de una medida de la proporción de la capacidad real de absorber trabajo del escalonamiento respecto de su valor ideal calculado por la ecuación⁶.

Por último, la relación de compresión R_s está dada por la siguiente ecuación:

$$R_s = \left[1 + \frac{\eta_s \Delta T_{0s}}{T_{01}} \right]^{k(k-1)}$$

donde T_{01} es la temperatura de parada a la entrada y η_s es el rendimiento isentrópico del escalonamiento.

⁶ Se fundamenta en que la distribución radial de la velocidad axial no es uniforme dentro de la sección anular, sino que se hace cada vez más aguda a medida que el flujo progresa, estabilizándose en un perfil hacia el cuarto escalonamiento.

b. Características

Las curvas características de un compresor axial presentan una forma parecida a las del compresor centrífugo, cuando se trazan según el mismo criterio adimensional, esto es, relación de compresión p_{02}/p_{01} y rendimiento isentrópico h_s , frente al gasto másico adimensional $m \sqrt{T_{01}/p_{01}}$ para valores fijos de la velocidad adimensional $N/\sqrt{T_{01}}$.

Un grupo típico de estas curvas se representa en la Figura II.13, donde puede observarse que al compararlas con las del compresor centrífugo para valores fijos de $N/\sqrt{T_{01}}$, las características abarcan un margen de gastos muchos más estrecho. Para velocidades de giro altas, las líneas de velocidad constante se hacen muy inclinadas y pueden finalmente llegar a ser verticales. En los extremos de estas líneas se registran las mismas limitaciones en cuanto al bombeo y las obturaciones. Sin embargo, los puntos de bombeo se alcanzan normalmente antes de que las curvas lleguen a su valor máximo y, por lo tanto, el punto operativo de diseño, que se encuentra siempre cerca del máximo de la característica, se halla también muy próximo a la línea de bombeo. En consecuencia, el margen de funcionamiento estable de los compresores axiales es estrecho y las turbinas de gas que los incorporan exigen cuidado sumo al acoplar los elementos individuales para evitar la inestabilidad en condiciones operativas alejadas del punto de diseño.

2.2.2. Cámara de combustión

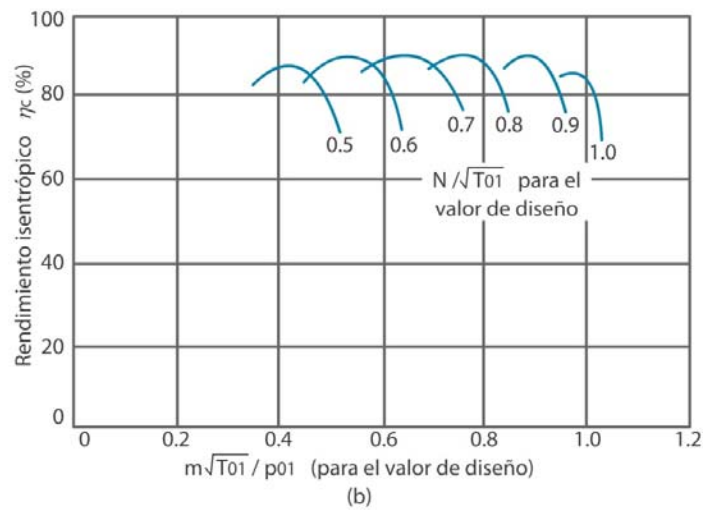
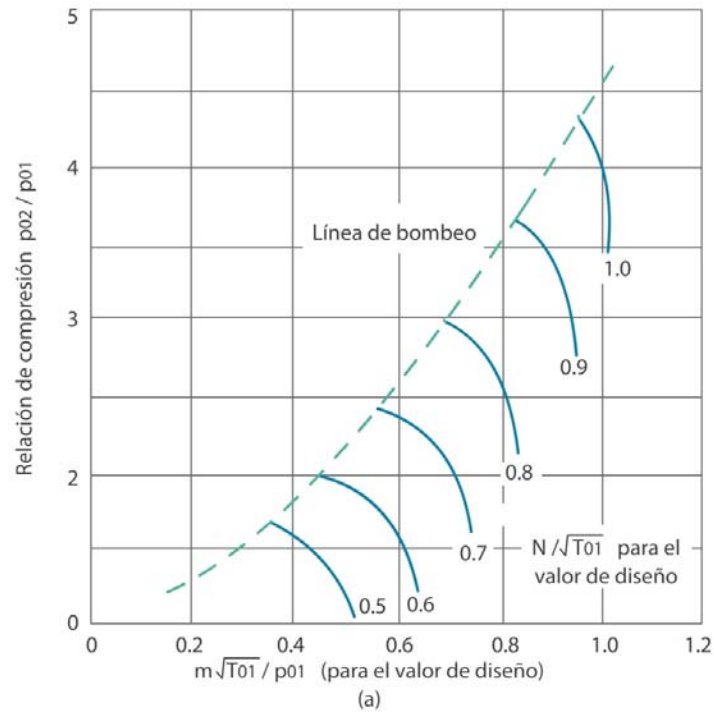
La cámara de combustión es el elemento dentro del cual una mezcla de combustible y aire a alta presión se quema. Los gases que resultan del proceso de combustión pasan a la turbina con una temperatura uniforme⁷.

Para que el proceso de combustión se desarrolle correcta y eficientemente en una turbina de gas, la cámara de combustión debe cumplir con las siguientes funciones:

- Proporcionar los medios necesarios para una adecuada mezcla del aire a alta presión y el combustible.
- Quemar eficientemente la mezcla de aire y combustible.

⁷ <http://www.uamerica.edu.co/tutorial/4turgas.htm>

- Entregar a la turbina los gases con una temperatura uniforme que no sobrepase los límites de resistencia de los materiales con los cuales están contruidos los álabes del rotor y estator.

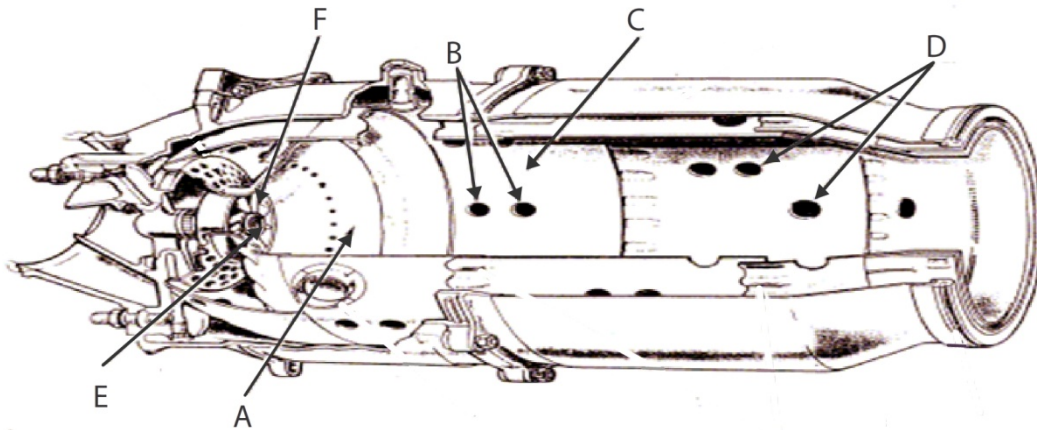


Fuente: Cohen, 2001

Figura II. 13 Curvas características del compresor axial

2.2.2.1. Funcionamiento

La Figura II.14, nos muestra las partes principales que componen una cámara de combustión indicándolas con una letra, las cuales se harán mención en la descripción del funcionamiento.



Fuente: Fluor, 2006

Figura II. 14 Cámara de combustión

El proceso de combustión de un combustible líquido, supone la mezcla de una fina pulverización de gotas con el aire, la vaporización de esas gotas, la rotura de los hidrocarburos pesados en fracciones más ligeras, la mezcla íntima de las moléculas de estos hidrocarburos con moléculas de oxígeno y, por último, las reacciones químicas propiamente dichas. Si todos estos procesos han de realizarse con suficiente rapidez para que la combustión, que tiene lugar en una corriente de aire, se complete en un espacio reducido, se precisará una temperatura elevada como la que proporciona la combustión de una mezcla aproximadamente estequiométrica⁸.

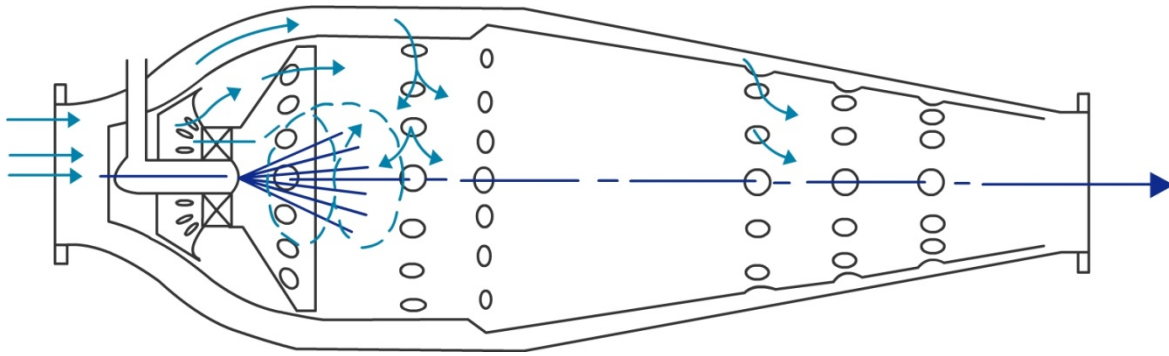
Como la relación aire/combustible global es del orden de 100:1, mientras que la relación estequiométrica es aproximadamente 15:1⁹, el primer requisito esencial es que el aire se introduzca por fases, distinguiéndose tres fases (*Fernández, 2001*):

⁸ La estequiometría es la parte de la química que trata sobre las relaciones cuantitativas entre compuestos y/o elementos en reacciones químicas.

⁹ La relación aire/combustible estequiométrica está entre 14.7 y 15, pudiéndose tomar 14.9 como valor medio (*Fernández, 2001*).

- **Zona Primaria (A).** Se introduce, aproximadamente del 15 al 20% del aire total, alrededor del chorro de combustible creando una mezcla de aire/combustible relativamente rica, con el objeto de obtener una temperatura elevada, necesaria para una combustión rápida.
- **Zona Secundaria (B).** A continuación se introduce un 30% de aire total, a través de orificios practicados en el tubo de llama (C) para completar la combustión. Con el objeto de que el rendimiento sea elevado, hay que inyectar el aire en los puntos adecuados a fin de evitar que la llama se enfríe localmente dando lugar a una drástica disminución de la velocidad de combustión en esa zona.
- **Zona Terciaria o de Dilución (D).** El aire restante, 50 a 55%, se mezcla con los productos de la combustión en la zona de dilución, con el objeto de reducir su temperatura hasta la requerida a la entrada a la turbina. Hay que procurar una turbulencia suficiente para que las corrientes caliente y fría se mezclen a fondo y así conseguir una distribución de temperaturas a la salida prefijada de antemano.

Lo siguiente para obtener una llama autoguiada en el seno de una corriente de aire cuya velocidad es del orden más alto que la velocidad de la llama en una mezcla de combustión, es proporcionar una forma de flujo recirculante que dirija una parte de la mezcla ardiente hacia el combustible y aire entrantes en la zona primaria. Un procedimiento para obtener dicho fin, se muestra en la Figura II.15. El combustible se inyecta en la misma dirección que la corriente de aire, a través del inyector (E) mientras que el aire primario se introduce a través de álabes radiales torsionados (F), conocidos como álabes de turbulencia, de manera que el movimiento de torbellino resultante induzca una zona de baja presión a lo largo del eje de la cámara. A veces se acrecienta este movimiento de torbellino inyectando el aire secundario a través de unos cortos conductos tangenciales en el tubo de llama, el lugar de orificios planos, como los de la figura. El resultado neto es que los gases ardientes tienden a dirigirse hacia la zona de baja presión y parte de ellos es barrida hacia los chorros de combustible en la forma indicada por las flechas.



Fuente: Cohen, 2001

Figura II. 15 Cámara de combustión con álabes de turbulencia

2.2.2.2. Características

La información que se presenta en esta sección está basada principalmente en Cohen, 2001.

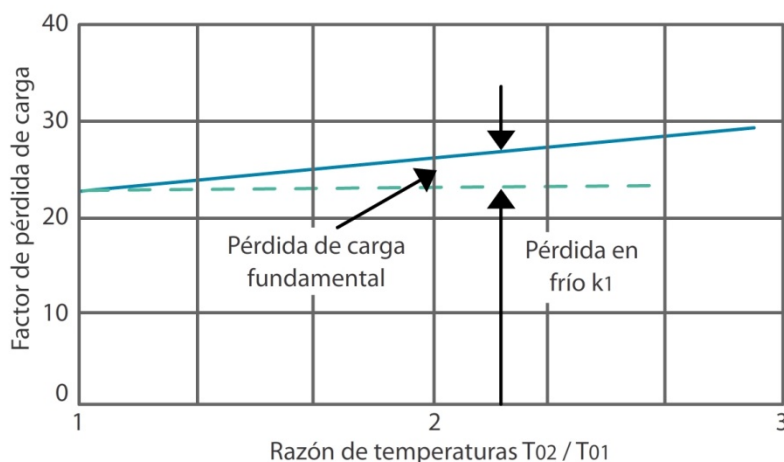
Los factores más importantes para poder caracterizar el comportamiento de la cámara de combustión son la pérdida de carga, el rendimiento de la combustión, la distribución de temperatura de salida y los límites de estabilidad.

Pérdida de carga

La pérdida de carga que se registra en la cámara de combustión, tiene origen en dos causas distintas: el rozamiento superficial y la turbulencia, y el aumento de temperatura debido a la combustión. La pérdida de presión de parada que se deriva de este último, denominada a menudo pérdida fundamental, tiene lugar como consecuencia de que un incremento de la temperatura implica un descenso de la densidad, de donde un aumento de la velocidad y de la cantidad de movimiento del fluido. Para comunicar este aumento de la cantidad de movimiento se requiere la presencia de una fuerza de presión ($\Delta p \times A$). Así pues, la primera causa conlleva a la pérdida por fricción, que resulta ser mucho mayor, debido a la necesidad de que haya una turbulencia a gran escala. Esta turbulencia la crean los dispositivos utilizados para estabilizar la llama, por ejemplo los álabes de turbulencia mencionados en el apartado anterior. Hay que citar también la turbulencia inducida por los chorros de aire secundario y de dilución.

Por tanto, la pérdida de carga puede considerarse como la suma de la pérdida fundamental (una componente pequeña que es función de T_{02}/T_{01}) y la pérdida por fricción, de donde puede expresarse la pérdida de carga global por la ecuación siguiente, misma que está representada en la Figura II.16:

$$\text{factor de pérdida de carga (FPC)} = \frac{\Delta p_o}{m^2/2p_1A_m^2} = K_1 + K_2 \left(\frac{T_{02}}{T_{01}} - 1 \right)$$



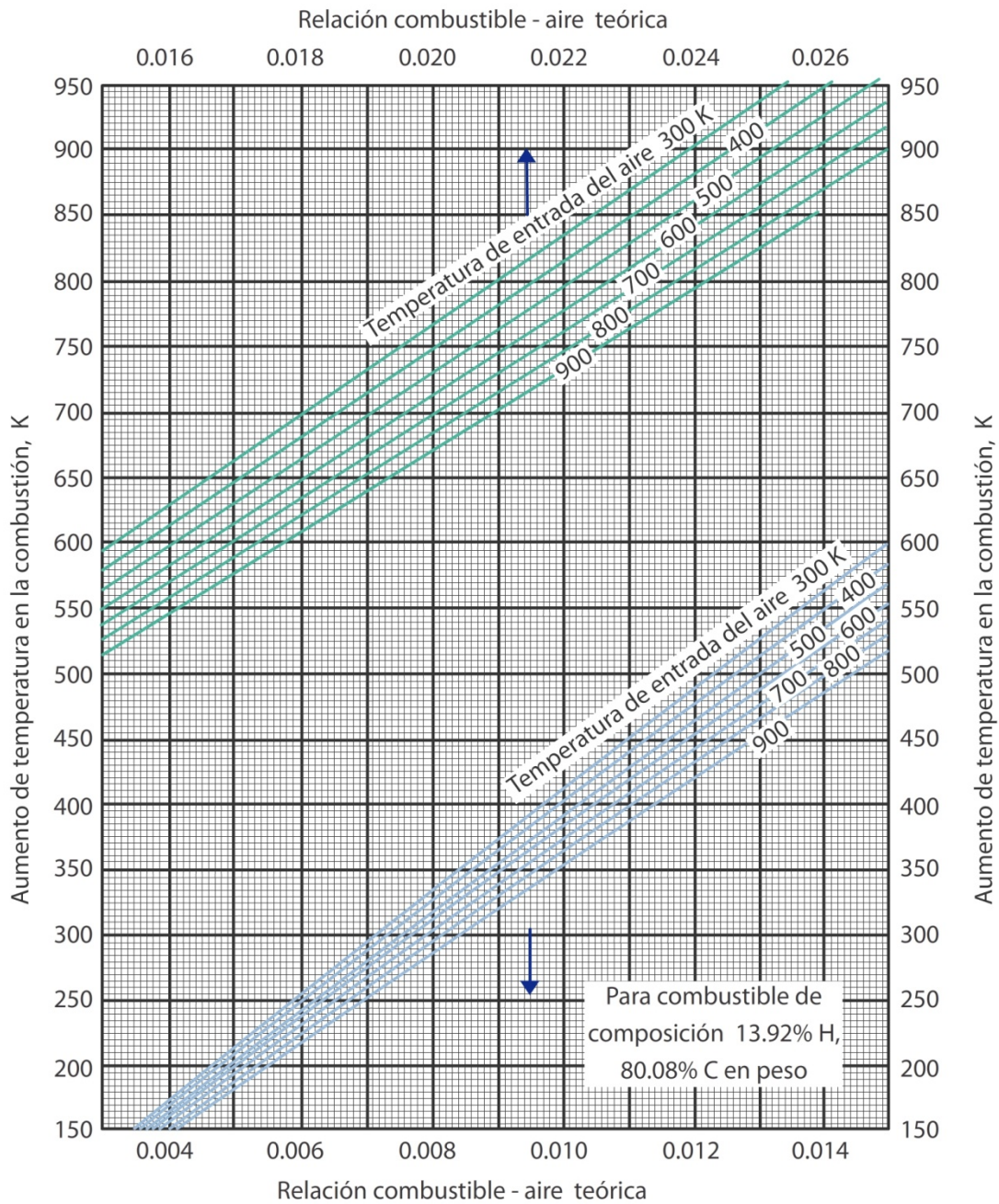
Fuente: Cohen, 2001

Figura II. 16 Variación del factor de pérdida de carga

Rendimiento de la combustión

El rendimiento de un proceso de combustión puede determinarse a partir de un análisis químico de los productos de la combustión. Conociendo la relación aire/combustibles empleada y la proporción de componentes incompletamente quemados, es posible calcular el cociente de la energía real disipada y la cantidad teóricamente disponible de la misma. Este planteamiento por vía del análisis químico no es sencillo, pero si sólo se necesita conocer el rendimiento global de la combustión, es más sencillo efectuar el trabajo de desarrollo en el banco de pruebas. Las mediciones que se necesitan, son únicamente las que determinen la relación combustible/aire y las temperaturas de parada medias a la entrada y salida de la cámara, además de las relaciones teóricas que pueden obtenerse partiendo de las curvas del tipo de la Figura II.17. Con la siguiente ecuación podemos obtener el rendimiento de la combustión:

$$\eta = \frac{\text{relación combustible / aire teórica para un } \Delta T \text{ real}}{\text{relación combustible / aire real para un } \Delta T \text{ real}}$$

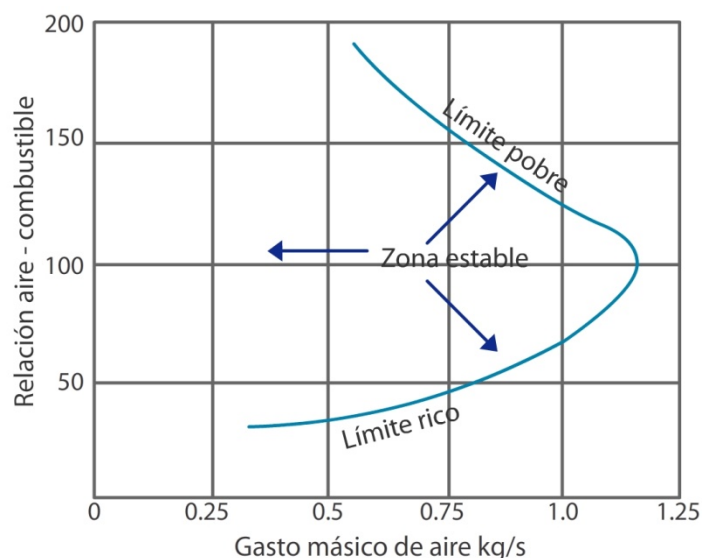


Fuente: Cohen, 2001

Figura II. 17 Variación del incremento de temperatura de la combustión con la relación combustible/aire

Límites de estabilidad

En toda cámara de combustión hay un límite rico y uno pobre de la relación aire/combustible fuera de los cuales la llama resulta inestable. Suele tomarse como límite la relación aire/combustible a la cual se apaga la llama. Dicha inestabilidad se manifiesta por una marcha dura, que además de indicar una combustión deficiente, origina vibraciones aerodinámicas que acortan la vida de las máquinas y causan problemas de vibración en los álabes. El margen de relaciones aire/combustible comprendidas entre los límites rico y pobre disminuye con la velocidad del aire y, si el gasto másico de aire aumenta por encima de un cierto valor, resulta imposible que la combustión llegue a iniciarse. La Figura II.18 nos muestra un lazo de estabilidad típico, el cual representa la variación de la relación aire combustible límite con el gasto másico de aire. Para que una cámara de combustión sea adecuada, su margen operativo, definido por el lazo de estabilidad, debe cubrir el de las relaciones aire/combustible y gastos másicos de la turbina a la que está destinada.



Fuente: Cohen, 2001

Figura II. 18 Lazo de estabilidad

2.2.2.3. Tipos de cámaras de combustión

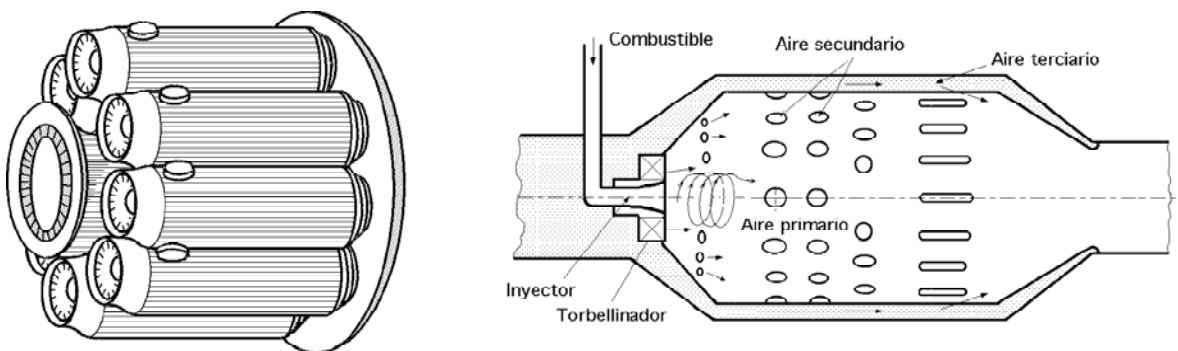
Esta sección se basa principalmente en *Bathie, 1985*.

a. Tubulares

La cámara de combustión de tipo tubular (Figura II.19) está formada por un número de unidades de diámetro pequeño con revestimiento y cubiertas individuales. Este tipo de cámaras de combustión, se utiliza más frecuentemente en los motores de turbina de gas con compresores centrífugos. A medida que el aire sale del difusor del compresor, se divide y envía por ductos a los recipientes individuales.

Las cámaras de combustión tipo tubulares tienen una excelente resistencia estructural, sin peso exagerado. Los recipientes individuales pueden ser inspeccionados, eliminados y sustituidos, resultando más fácil producir un cierto número de recipientes pequeños que un solo sistema de gran tamaño.

También estas cámaras, para un mismo flujo de aire, son más largas, ya que los diámetros de los recipientes individuales pueden mantenerse a un mínimo. Sin embargo, éstos desperdician el espacio disponible, ya que utilizan en forma ineficiente el área transversal individual. Este tipo de cámara de combustión somete también los álabes de la turbina a una amplia variación en la temperatura. Los puntos calientes son comunes si el aire de dilución no se mezcla correctamente con los gases de la combustión.



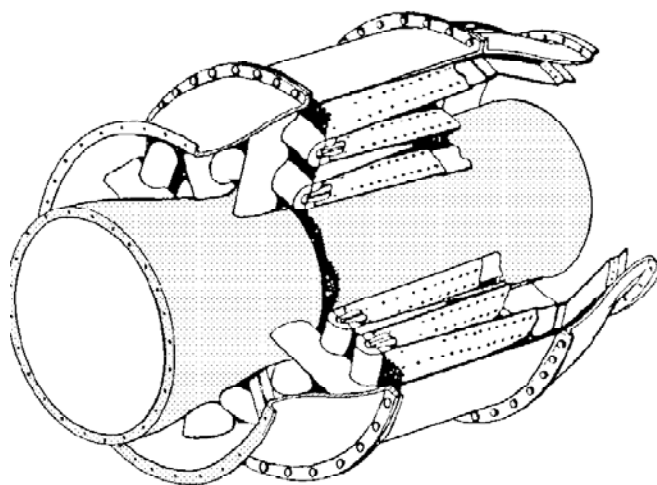
Fuente: Fernández, 2006

Figura II. 19 Cámara de combustión tubular

b. Anulares

La cámara de combustión tipo anular (Figura II.20), está formada por una o dos envolturas continuas. El combustible se introduce por conducto de toberas a la entrada de la envoltura y el air secundario lo hace por perforaciones. Este aire secundario mantiene la llama separada de la envoltura, y diluye los gases de la cámara de combustión dándoles la temperatura que se desea para la entrada de la turbina.

Este tipo de cámaras tienen la ventaja de utilizar con efectividad el espacio disponible, y suministrar una mezcla casi uniforme de gas a la entrada a las toberas de la turbina, con la menor caída de presión. Sus desventajas principales, consisten en que resulta imposible desarmar el recubrimiento del quemador sin desmontar totalmente el motor, además de su tendencia a torcerse y su debilidad estructural.



Fuente: Fernández, 2006

Figura II. 20 Cámara de combustión anular

2.2.3. Turbina

La turbina es una máquina que extrae la energía cinética de los gases en expansión provenientes de la cámara de combustión, siendo ésta utilizada para mover el compresor, el eje de la turbina y algunos otros accesorios (Giampaolo,2002).

Existen dos tipos fundamentales de turbinas, la de flujo radial y la de flujo axial. La turbina radial es de aspecto semejante al del compresor centrífugo, pero con el flujo dirigido hacia dentro y álabes estator en vez de álabes de difusor. Aunque en tamaños

pequeños su uso está muy extendido en la industria criogénica, no resulta tan apta para trabajar a las altas temperaturas habituales en las turbinas de gas. Motivo por el cual estudiaremos sólo las turbinas de flujo axial.

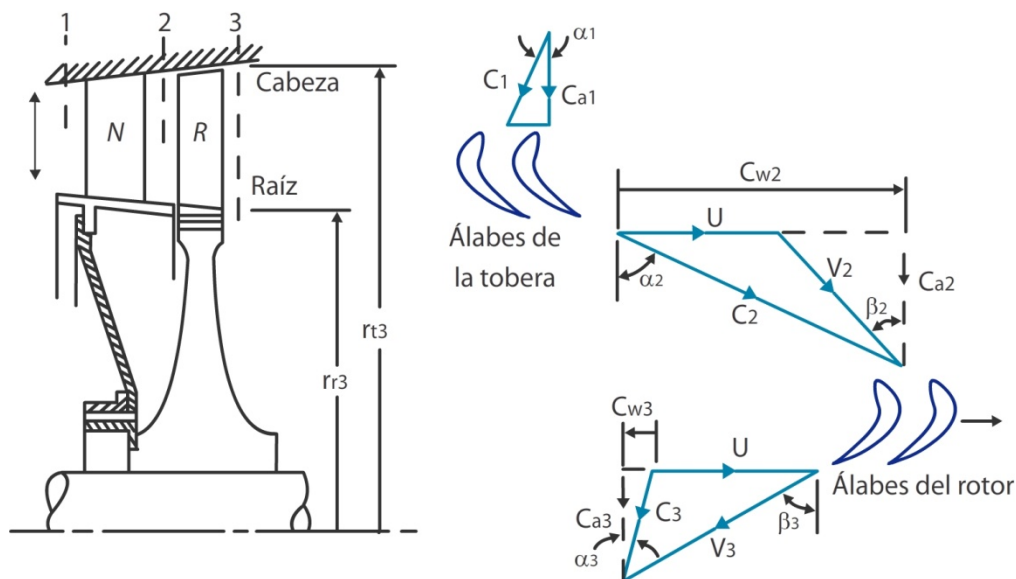
2.2.3.1. Axial

a. Funcionamiento

La turbina extrae la energía cinética de la expansión de los gases que fluyen de la cámara de combustión, convirtiéndola en potencia para arrastrar el compresor y los accesorios. Aproximadamente una tercera parte de la energía total disponible de lo producido en la combustión es la necesaria para el arranque del compresor. La turbina está proyectada para la extracción de toda la energía disponible de los gases (*Beltrán y Urias, 2005*).

La turbina de flujo axial está compuesta por dos elementos principales: el rotor y los álabes estacionarios (estatores). Los chorros de gases procedentes de la combustión están dirigidos contra los álabes rotatorios de la turbina en una dirección tal que hacen posible que la energía cinética de los gases se transforme en energía mecánica creada por la rotación de la rueda de la turbina. Los álabes se encargan de encauzar esos gases.

El gas entra en la fila de álabes del estator con una presión y temperatura estáticas p_1 y T_1 , y una velocidad C_1 , se expande hasta p_2 y T_2 y sale con una velocidad mayor C_2 de ángulo α_2 . Se toma un ángulo de entrada de los álabes del rotor tal, que se acomode a la dirección β_2 de la velocidad relativa de entrada del gas respecto del álabe V_2 . El ángulo β_2 y V_2 se determinan restando vectorialmente la velocidad del álabe U de la velocidad absoluta C_2 . Después de ser desviado y, por lo común, expandido de nuevo en los conductores formados por los álabes del rotor, el gas sale con p_3 y T_3 y una velocidad relativa V_3 de ángulo β_3 . Sumando vectorialmente U se obtiene la magnitud y la dirección de la velocidad del gas a la salida del escalonamiento, C_3 y α_3 . A α_3 se le conoce como ángulo de turbulencia. En la Figura II.21 pueden observarse los triángulos de velocidades del escalonamiento de una turbina de gas, descritos con anterioridad.



Fuente: Cohen, 2001

Figura II. 21 Escalonamiento de una turbina de flujo axial

En la turbina de un solo escalonamiento C_1 será axial, es decir, $\alpha_1=0$ y $C_1=C_{a1}$. Si por el contrario, se trata de un escalonamiento típico en una turbina de varios escalonamientos, C_1 y α_1 serán probablemente iguales a C_3 y α_3 , de manera que puedan empleárselas formas de álabes en los sucesivos escalonamientos, que a veces reciben en este caso el nombre de escalonamientos de repetición. Dado que la velocidad del álabes U crece con el radio, la forma de los triángulos de velocidades variará desde la raíz a la cabeza del álabes¹⁰.

$(C_{w2} + C_{w3})$ representa la variación que experimenta la componente tangencial (o de remolino) de la cantidad de movimiento por unidad de gasto másico que da lugar al par útil. La variación de la componente axial $(C_{a2} - C_{a3})$ produce un empuje axial sobre el rotor que puede sumarse o bien contrarrestar al empuje de presión derivado del salto de presión $(p_2 - p_3)$. En una turbina de gas, el empuje neto sobre el rotor de la turbina será parcialmente equilibrado por el empuje sobre el rotor del compresor, por lo que no habrá necesidad de unos cojinetes de empuje grandes.

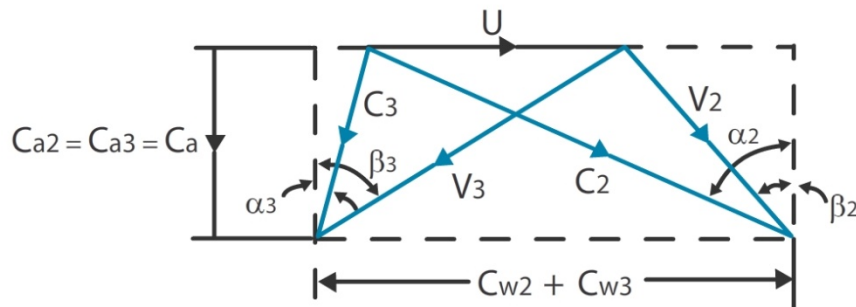
¹⁰ Sólo nos referiremos a las condiciones correspondientes al diámetro medio del conducto anular, obteniendo así un promedio de lo que sucede al gasto másico total al atravesar el escalonamiento.

b. Características

Diagrama de velocidades

Es importante poder calcular el cambio de velocidad tangencial a través del rotor. Esto se lleva a cabo mejor dibujando diagramas de velocidad que representen el flujo a la entrada y a la salida del rotor. En este apartado manejaremos la velocidad de flujo axial C_a constante a través del rotor, lo que implicará que el conducto anular sea de forma acampanada, como se muestra en la Figura II.21, para acomodarse así a la disminución que experimenta la densidad a medida que el gas se expande a lo largo del escalonamiento. Haciendo esta restricción, al suponer los triángulos de velocidades de modo habitual, tendremos el diagrama de velocidades del escalonamiento que se muestra en la Figura II.22, de donde a través de la geometría se pueden obtener las expresiones siguientes:

$$\frac{U}{C_a} = \operatorname{tg} \alpha_2 - \operatorname{tg} \beta_2 = \operatorname{tg} \beta_3 - \operatorname{tg} \alpha_3$$



Fuente: Cohen, 2001

Figura II. 22 Diagrama de velocidades

Aplicando el principio del momento angular al rotor, el trabajo del escalonamiento por unidad de gasto másico será:

$$W_s = U (C_{w2} + C_{w3}) = U C_a (\operatorname{tg} \alpha_2 + \operatorname{tg} \alpha_3)$$

La relación de expansión de parada del escalonamiento p_{01}/p_{03} puede hallarse a partir de:

$$\Delta T_{0s} = \eta_s T_{01} \left[1 - \left(\frac{1}{p_{01}/p_{03}} \right)^{(k-1)/k} \right]$$

donde η_s es el rendimiento isentrópico del escalonamiento basado en temperaturas de parada (o totales), también llamada frecuentemente a h_s rendimiento total a total del escalonamiento. También existe un rendimiento isentrópico total a estático, para el conjunto de una turbina o para un escalonamiento, el cual se utilizaría cuando fuese deseable separar las pérdidas de la turbina y las del difusor del escape. Aplicando al escalonamiento, tenemos:

$$\text{rendimiento total a estático} = \frac{T_{01} - T_{03}}{T_{01} - T'_3}$$

siendo T'_3 la temperatura estática que se alcanza tras la expansión isentrópica desde p_{01} hasta p_3 . Este rendimiento supone que, por lo que respecta a la turbina, toda la energía cinética saliente se pierde.

También existen tres parámetros adimensionales, el primero expresa la capacidad de trabajo de un escalonamiento y se denomina coeficiente de carga del álabe o coeficiente del salto de temperatura ψ , definido como $c_p \Delta T_{0s} / \frac{1}{2} U^2$ ¹¹, resultando la ecuación siguiente:

$$\psi = \frac{2c_p \Delta T_{0s}}{U^2} = \frac{2C_a}{U} (tg\beta_2 + tg\beta_3)$$

Otro parámetro de utilidad, es el grado de reacción o simplemente la reacción Λ , que expresa la fracción de la expansión del escalonamiento que tiene lugar en el rotor, siendo usual definirlo en función de los saltos de temperatura (o entalpía) estática, en vez de en función de los saltos de presión, es decir:

$$\Lambda = \frac{T_2 - T_3}{T_1 - T_3}$$

¹¹ Establecido según la práctica seguida por el NGTE (National Gas Turbine Establishment).

El tercer parámetro adimensional, es la razón C_a/U denominada coeficiente de flujo ϕ , la cual puede escribirse de la siguiente forma:

$$\psi = 2\phi (tg\beta_2 + tg\beta_3)$$

$$\Lambda = \frac{\phi}{2} (tg\beta_3 + tg\beta_2)$$

Podrán ahora expresarse los ángulos de la corriente de gas en función de ψ , Λ y ϕ del modo siguiente. Sumando y restando alternativamente tendremos:

$$tg\beta_3 = \frac{1}{2\phi} \left(\frac{1}{2} \psi + 2\Lambda \right)$$

$$tg\beta_2 = \frac{1}{2\phi} \left(\frac{1}{2} \psi - 2\Lambda \right)$$

$$tg\alpha_3 = tg\beta_3 - \frac{1}{\phi}$$

$$tg\alpha_2 = tg\beta_2 + \frac{1}{\phi}$$

Conclusiones

En el presente capítulo, se revisaron las especificaciones técnicas de la turbina de gas, donde se pudieron apreciar las principales características que describen, en general, el comportamiento de ésta.

Esto se hizo a través, primeramente, del análisis de los ciclos de operación: regenerativo, con recalentamiento y con refrigeración intermedia. Con dicho análisis se logró comprender las diversas configuraciones que puede tener la turbina de gas para así tener la capacidad de comprender su comportamiento a nivel térmico.

Para la turbina de gas con regeneración tenemos una mejora en la eficiencia térmica, esto se logra al incluir un intercambiador de calor que aprovecha los gases calientes de descarga de la turbina, para aumentar la temperatura del aire que sale del compresor. Por otro lado se tiene la turbina con recalentamiento, la cual aumenta su trabajo al operar isotérmicamente, esto se obtiene al permitir que los gases se expandan desde la presión máxima del ciclo, a una cierta temperatura intermedia, recalentando a presión constante hasta la temperatura máxima del ciclo y después expandiendo los gases en una segunda turbina hasta la presión mínima del ciclo. La turbina que opera con ciclo de refrigeración intermedia, cuenta con un enfriador interno que está colocado entre dos compresores, con el fin de eliminar el calor del aire que sale del primer compresor, para así disminuir el trabajo del compresor sin alterar el trabajo de la turbina.

Posteriormente a este análisis, se comenzó con el estudio de cada componente de la turbina de gas, para así poder llegar a caracterizar cada componente y comprender cómo se lleva a cabo cada proceso en la máquina. Cabe resaltar, que la eficiencia fue siempre una característica que no se perdió de vista en los análisis que se presentaron.

Lo estudiado en este capítulo, nos da la pauta para poder comprender cómo es que la turbina de gas es integrada a las diferentes formas de generación termoeléctrica, en donde el empleo de estas máquinas ha servido para eficientar los procesos de generación.

Para lo anterior, se disponen de diferentes configuraciones de las turbinas de gas, y en el Capítulo tres se presentan estas configuraciones.

Capítulo 3

Configuración de las turbinas de gas
para generar energía eléctrica

3. Configuración de las turbinas de gas para generar energía eléctrica

Introducción

Las turbinas de gas presentan una gran flexibilidad para ser usadas con diferentes equipos que ayuden a mejorar su rendimiento y las necesidades específicas para cada tipo de central eléctrica.

En este capítulo estudiaremos las principales configuraciones que se pueden presentar en tres tipos de centrales termoeléctricas: turbogás, ciclo combinado y cogeneración.

En la primera parte, se presenta el principal equipo complementario de las turbinas de gas, para dar una visión completa del equipo que constituye cada configuración. Para cada equipo se describe su principio de funcionamiento, características y el papel que juega en las centrales que utilizan la tecnología de las turbinas de gas.

Posteriormente, se estudian las diferentes configuraciones que se pueden tener para cada tipo de central de generación de energía eléctrica. En las configuraciones mostradas a lo largo del capítulo, se analiza su principio de funcionamiento, además del estudio de su rendimiento. También se mencionan las principales ventajas y desventajas para cada tipo de configuración, para así poder tener un panorama general de qué tipo de configuración es la adecuada para algún caso específico.

El análisis que se hará en el presente capítulo, servirá para comprender más a fondo las diferentes características que tienen las turbinas de gas, según su aplicación.

3.1. Equipo complementario para las configuraciones con turbinas de gas

3.1.1. Intercambiador de calor

Un intercambiador de calor es un componente que permite la transferencia de calor de un fluido (líquido o gas) a otro fluido. Entre las principales razones por las que se utilizan los intercambiadores de calor se encuentran las siguientes (*Jaramillo, 2007*):

- Calentar un fluido frío mediante un fluido con mayor temperatura.
- Reducir la temperatura de un fluido mediante un fluido con menor temperatura.
- Llevar al punto de ebullición a un fluido mediante un fluido con mayor temperatura.
- Condensar un fluido en estado gaseoso por medio de un fluido frío.
- Llevar al punto de ebullición a un fluido mientras se condensa un fluido gaseoso con mayor temperatura.

Debe quedar claro que la función de los intercambiadores de calor es la transferencia de calor, donde los fluidos involucrados deben estar a temperaturas diferentes. En los intercambiadores de calor los fluidos utilizados no están en contacto entre ellos, el calor es transferido del fluido con mayor temperatura hacia el de menor temperatura al encontrarse ambos fluidos en contacto térmico con las paredes metálicas que los separan.

Según la dirección relativa que existe entre los dos flujos de fluido, los intercambiadores de calor se clasifican de la siguiente manera:

- **Flujo paralelo.** Existe un flujo paralelo, éste se da cuando el flujo interno o de los tubos y el flujo externo o de la carcasa, fluyen ambos en la misma dirección. En este caso, los dos fluidos entran al intercambiador por el mismo extremo y estos presentan una diferencia de temperatura significativa. Como el calor se transfiere del fluido con mayor temperatura hacia el fluido de menor temperatura, la temperatura de los fluidos se aproximan la una a la otra, es decir que uno disminuye su temperatura y el otro la aumenta tratando de alcanzar el equilibrio térmico entre ellos. Debe quedar claro que el fluido con menor temperatura nunca alcanza la temperatura del fluido más caliente.

- **Contraflujo.** Se presenta un contraflujo cuando los dos fluidos fluyen en la misma dirección pero en sentido opuesto. Cada uno de los fluidos entra al intercambiador por diferentes extremos, ya que el fluido con menor temperatura sale en contraflujo del intercambiador de calor en el extremo donde entra el fluido con mayor temperatura, la temperatura del fluido más frío se aproximará a la temperatura del fluido de entrada. Este tipo de intercambiador resulta ser más eficiente. En contraste con el intercambiador de calor de flujo paralelo, el intercambiador de contraflujo puede presentar la temperatura más alta en el fluido frío y la más baja temperatura en el fluido caliente una vez realizada la transferencia de calor en el intercambiador.
- **Flujo cruzado.** En este tipo de intercambiador de calor, uno de los fluidos fluye de manera perpendicular al otro fluido, esto es, uno de los fluidos pasa a través de tubos mientras que el otro pasa alrededor de dichos tubos formando un ángulo de 90°. Los intercambiadores de flujo cruzado son comúnmente usados donde uno de los fluidos presenta cambio de fase y por tanto se tiene un fluido pasado por el intercambiador en dos fases.

3.1.2. Calentador de aire o precalentador

Los calentadores de aire son unidades que se usan para calentar el aire necesario para la combustión, aprovechando el calor de los gases producto de la combustión. La temperatura del agua de alimentación señala el límite al cual pueden enfriarse los gases provenientes de la combustión.

Existen tres tipos de calentadores de aire:

- **Plano.** Está formado por pasos angostos alternados para el paso del aire y de los gases calientes. Tienen placas derivadoras que guían la dirección del aire para hacer un mejor uso de la superficie transmisora de calor.
- **Tubular.** Está formado por varias hileras de tubos, el aire circula sobre el exterior de los tubos y los gases a través del interior. En algunos casos las hileras de tubos tienen forma de S para mejorar la distribución del aire.

- **Regenerativo.** Está formado por un rotor construido por elementos corrugados entre los que hay pasos angostos. Este rotor gira alrededor de 3 rpm, pasando a través del cañón de salida del gas y después a la zona de entrada del aire. El gas al circular por los pasos calienta al rotor, el cual ya caliente, gira a la zona de entrada del aire, para calentar a éste al circular por los mismos pasos del rotor. De esta manera el rotor transmite el calor del gas al aire. Como la superficie transmisora es muy grande, la unidad resulta de tamaño pequeño. Diafragmas y sellos dividen diametralmente a la unidad, el gas circula en una zona y el aire en la otra. La superficie de calentamiento se hace en secciones para que puedan ser fácilmente retirados y sustituidos.

Los precalentadores tienen un gran peligro, la corrosión, la cual se puede evitar limitando el enfriamiento del gas a una temperatura superior al punto en donde se convierte en rocío, con esto se evita la formación de humedad que al combinarse con el dióxido sulfúrico del gas que formaría un ácido que atacaría las paredes metálicas de la unidad.

3.1.3. Recalentador

Los recalentadores son simples intercambiadores de calor destinados a comunicar energía adicional al vapor además de la posee en el estado de saturación a una presión dada. Esto se logra por medio del calor absorbido por radiación del quemador o por el calor de los gases de combustión para recalentar el vapor a un nivel predeterminado. El recalentamiento elimina la humedad del vapor que se debe limitar a menos del 12% para evitar la erosión de las paletas de la turbina.

Los recalentadores normalmente tienen en paralelo varios circuitos de tubo con una o más curvas de retorno conectadas a los cabezales. Los tubos curvos pueden ser de radio pequeño o grande, pueden ser forjados y soldados a tubos terminales o hechos de tubos rectos doblados. Los extremos de los tubos son entonces rolados y soldados a los cabezales.

Los recalentadores se clasifican en tres tipos: de radiación, de convección o combinados. Resulta más conveniente el tipo combinado, por mantener constante la temperatura del vapor.

En un recalentador, el metal de los tubos trabaja a una temperatura alta debido a la transmisión del calor que hay de los gases de combustión al metal del tubo y de éste al vapor, por esto las primeras secciones normalmente se disponen a contracorriente, mientras que en los pasos secundarios la circulación en paralelo ayuda a reducir el esfuerzo térmico de la pared del tubo. Por esta razón el metal del tubo debe tener una resistencia alta a las temperaturas grandes y una resistencia alta a la oxidación. Se pueden usar aceros de aleaciones especiales.

3.1.4. Condensador

Un condensador es la unidad que efectúa el cambio de estado de una sustancia, de vapor a líquido. Para poder efectuar este cambio de estado, se hace necesario quitar al vapor su calor latente de vaporización, utilizando para ello algún medio refrigerante, el más común, el agua que procede de las torres de enfriamiento.

El condensador al condensar el vapor a la salida de la turbina, mantiene una presión baja en ésta. La presión absoluta que existe en el condensador o el vacío, tiene una gran importancia, ya que cuanto menor sea la presión absoluta en el condensador mayor será la energía utilizada que puede transformarse en potencia, es decir, en kilowatts.

La energía calorífica contenida en el vapor que alimenta una turbina y que podemos convertir en potencia depende de la relación que existe entre la presión que tenga el vapor a la entrada de la turbina y la presión que tenga al salir de ésta, es decir, de la presión de escape. Cuanto mayor es esta relación, mayor es la energía que podemos aprovechar. De acuerdo a lo anterior, la eficiencia del ciclo de potencia aumenta así como la turbina aproveche la diferencia de las presiones de entrada y de escape.

3.1.5. Generador de vapor por recuperación de calor (HRSG¹²)

El HRSG está diseñado para aprovechar el calor proveniente de los gases de salida de la turbina de gas, así como también para añadirle equipo para combustible suplementario de la manera más conveniente para la operación de la central termoeléctrica (*Beltran y Urias, 2005*).

¹² Por sus siglas en inglés, *Heat Recovery Steam Generator*.

El calor recuperado de los gases se utiliza en la caldera del HRSG y es transferido al agua para generar vapor mediante convección. El arreglo de los elementos que permite la transferencia de calor, es usualmente, de la siguiente manera: sobrecalentador, evaporador y economizador.

El recuperador de calor es una gran cámara vertical de sección rectangular por donde circulan los gases de escape de la turbina de gas a muy alta temperatura. Estos gases pasan primero a través del conducto de entrada hacia la sección de los quemadores posteriores, ahí los gases son calentados a la temperatura requerida para mantener la producción de vapor. Continuando su recorrido a través del conducto difusor, pasan al módulo de desviadores directrices, el cual proporciona una distribución uniforme del flujo a toda la sección de intercambio de calor. Así, los gases circulan a todo lo alto del recuperador de calor hasta finalmente alcanzar la sección de transición de escape para finalmente escapar por la chimenea hacia la atmósfera.

Durante su paso por el interior del recuperador, los gases de escape transfieren parte de su energía interna a un banco de tubos dispuesto en cuatro etapas por donde circula agua bajo diferentes condiciones. Cada una de estas etapas debe su nombre al proceso que realiza y son los siguientes:

- **Evaporador de baja presión.** En esta sección se recalienta ligeramente el agua proveniente del tanque de oscilación para su evaporización parcial. Asimismo, este equipo acondiciona la presión del agua para su bombeo al economizador.
- **Economizador.** Su función es elevar la temperatura del agua de alimentación al domo 3 °C por debajo de su punto de ebullición. Una parte del líquido circula a través de la válvula de agua de alimentación y el excedente se recicla al deareador con la intención de mantener un flujo constante de agua en el economizador y de eliminar incondensables.
- **Evaporador de alta presión.** Este equipo recibe el líquido separado en el domo mediante una bomba de agua de recirculación. Aquí este líquido sufre una segunda etapa de evaporización, y al llegar nuevamente al domo fluye hacia su parte superior en forma de vapor saturado seco.
- **Sobrecalentador.** En esta sección se sobrecalienta una parte del vapor saturado de alta presión obtenido en el domo a la temperatura ideal para transportar el vapor que alimentará la turbina de vapor.

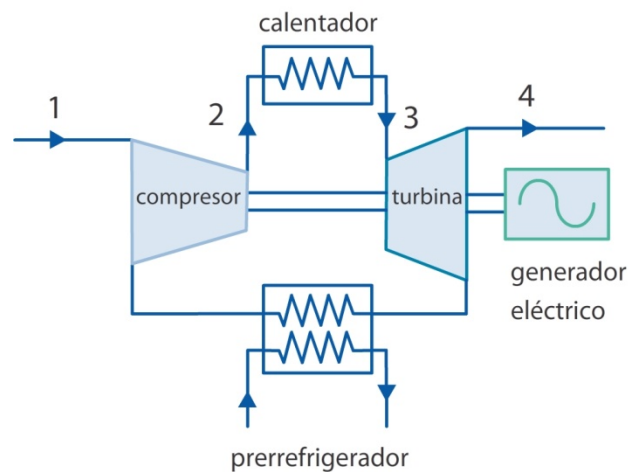
3.2. Central turbogás

Las centrales turbogás, como ya se describió en el primer capítulo, utiliza un fluido de trabajo para transformar la energía calorífica de un combustible a energía mecánica que a su vez hace mover un generador eléctrico.

Las configuraciones que se usan en este tipo de centrales, varía según los requerimientos de la planta. Se pueden utilizar desde las configuraciones simples: con regenerador, con recalentador, con refrigeración intermedia (expuestas en el capítulo dos), o bien alguna combinación de éstas; hasta configuraciones compuestas. En esta sección estudiaremos dos configuraciones de las más utilizadas en estas centrales.

3.2.1. Turbina de gas de ciclo cerrado

El ciclo ideal que el fluido de trabajo experimenta en este ciclo cerrado, está integrado por cuatro procesos internamente reversibles: compresión isentrópica, adición de calor a presión constante, expansión isentrópica y rechazo de calor a presión constante (Figura III.1).



Fuente: Cohen, 2001

Figura III.1 Turbina de gas ciclo cerrado

El fluido de trabajo en ciclo cerrado entra al intercambiador de calor de temperatura elevada en el estado 1, donde se le agrega energía a un proceso de presión constante, hasta que alcanza la temperatura elevada del estado 2. Entonces, el fluido entra a la turbina y tiene lugar una expansión isentrópica, produciendo cierta potencia. El fluido

sale de la turbina al estado 3 y pasa a ser enfriado, en un proceso a presión constante, en el intercambiador de calor de temperatura baja, de donde sale al estado 4, listo para entrar al compresor. Ahí el fluido es comprimido isentrópicamente al estado 1 y el ciclo se repite.

En una instalación perfecta provista de una cámara de combustión cerrada en la que tiene lugar el aporte del calor al fluido motor a volumen constante, el rendimiento es (Fernández, 2000):

$$\eta = 1 - \frac{c_p(T_4 - T_1)}{c_v(T_3 - T_2)} = 1 - \frac{k}{r^{\frac{k-1}{k}}}$$

donde:

c_p = Capacidad térmica específica a presión constante

c_v = Capacidad térmica específica a volumen constante

T = Temperatura

k = Relación entre calores específicos, C_p/C_v

r = Relación de compresión

El rendimiento del ciclo de volumen constante depende del rendimiento del calentamiento relativo. El ciclo con aporte de calor a volumen constante tiene un rendimiento más elevado que el del ciclo con aporte de calor a presión constante.

Si en la cámara de combustión se verifica el intercambio térmico a presión constante, los ciclos son idénticos a los obtenidos en circuitos abiertos, y las relaciones encontradas en lo que concierne a los distintos trabajos y rendimientos siguen siendo aplicables.

En la Tabla III.1, se enlistan las ventajas y desventajas de la utilización de este tipo de sistemas en la generación de energía eléctrica.

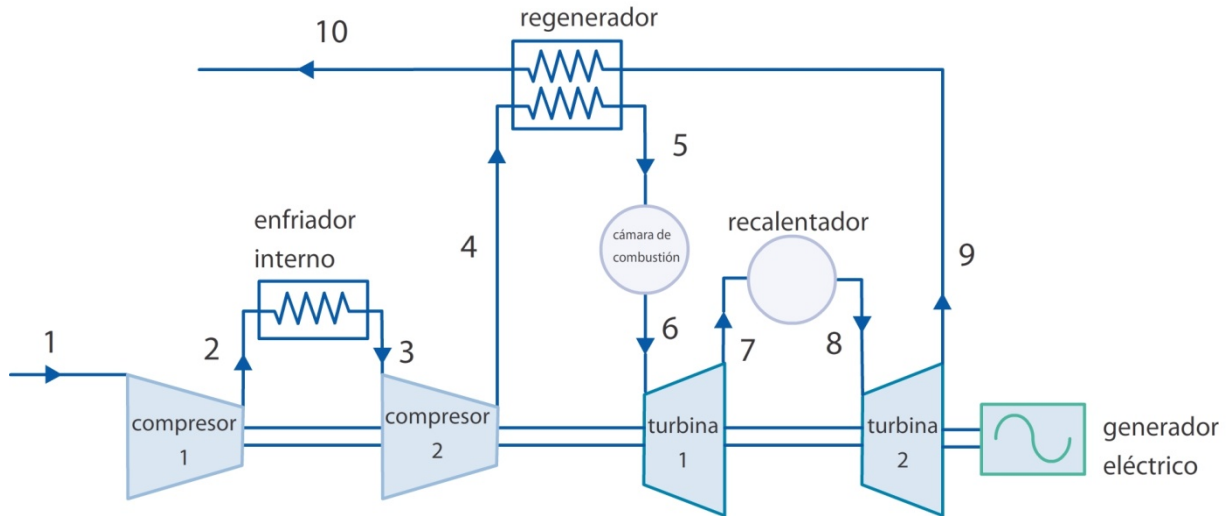
Tabla III.1 Ventajas y desventajas de la utilización de turbinas de gas en centrales turbogás ciclo cerrado

Ventajas	Desventajas
Menor contaminación, debido a que el fluido motor es puro en lugar de un gas de combustión.	Necesidad de un sistema exterior de calentamiento, lo que implica el uso de un ciclo auxiliar e introduce una diferencia de temperaturas entre los gases de la combustión y el fluido motor.
Posibilidad de utilizar una presión elevada a lo largo del ciclo, y por lo tanto una densidad grande, lo que permite un reducido tamaño de la turbomáquina para una potencia dada.	Se precisa de un prerrefrigerador y, por lo tanto, necesita un determinado caudal de agua.
La potencia, con rendimiento y velocidad constantes, se puede modificar actuando sobre el compresor que actúa sobre las propiedades físicas de la masa de fluido motor contenido en el circuito.	
Inexistencia de peligro de erosión de los álabes de la turbina ni otros efectos nocivos debidos a los productos de la combustión.	

Fuente: El autor

3.2.2. Turbina de gas con enfriamiento interno, recalentamiento y regeneración

El enfriamiento interno y el recalentamiento, al usarse aisladamente, disminuyen la eficiencia térmica del ciclo; por tal motivo rara vez se utilizan solos. En la Figura III.2 se muestra el diagrama esquemático de un ciclo con enfriamiento interno, recalentamiento y regeneración, y el diagrama de temperatura – entropía respectivamente.



Fuente: Bathie, 1987

Figura III.2 Turbina de gas con enfriamiento interno, recalentamiento y regeneración

El fluido de trabajo sale del compresor a una temperatura menor y de la turbina a una temperatura más alta, cuando se usa el enfriamiento interno y recalentamiento. Esto hace que la regeneración sea más atractiva ya que existe un mayor potencial para ella. Además los gases que salen del compresor pueden calentarse a una temperatura más alta antes de que entren a la cámara de combustión debido a la temperatura más elevada del escape de la turbina.

El gas entra a la primera etapa del compresor en el estado 1 , se comprime de modo isentrópico hasta una presión intermedia P_2 ; se enfría hasta una presión constante llegando al estado 3 ($T_3 = T_1$) y se comprime en la segunda etapa isentrópicamente hasta la presión final P_4 . En el estado 4 el gas entra al regenerador, donde se calienta hasta T_5 a una presión constante. En un regenerador ideal, el gas saldrá del regenerador a la temperatura del escape de la turbina, es decir, $T_5 = T_9$. El proceso de adición de calor (o combustión) primario toma lugar entre los estados 5 y 6 . El gas entra a la primera etapa de la turbina en el estado 6 y se expande isentrópicamente hasta el estado 7 , donde entra al recalentador. Se recalienta a presión constante hasta el estado 8 ($T_8 = T_6$), donde entra a la segunda etapa de la turbina. El gas sale de la turbina en el estado 9 y entra al regenerador, donde se enfría hasta el estado 1 a presión constante. El ciclo se completa cuando el gas enfría hasta el estado inicial.

La relación de trabajo de retroceso de un ciclo de turbina de gas mejora debido al enfriamiento interno y el recalentamiento. Sin embargo, esto no significa que la eficiencia térmica también mejorará. El hecho es que el enfriamiento interno y el recalentamiento siempre disminuirán la eficiencia térmica a menos que se acompañen de la regeneración. Ya que el enfriamiento interno disminuye la presión promedio a la cual se añade el calor, y el recalentamiento aumenta la temperatura promedio a la cual el calor se rechaza. Por tanto, en centrales eléctricas de turbina de gas, el enfriamiento interno y recalentamiento se utilizan siempre en conjunción con la regeneración.

La Tabla III.2, enlista las ventajas y desventajas de la utilización de este tipo de configuración en la generación de energía eléctrica.

Tabla III.2 Ventajas y desventajas de la utilización de turbinas de gas en centrales turbogás ciclo abierto

Ventajas	Desventajas
Mejora de la potencia comparada con un ciclo simple.	Se necesita de combustible adicional.
Posibilidad de variar la potencia regulando el gasto de combustible de la cámara de recalentamiento, permitiendo que el generador de gas funcione en condiciones próximas a las óptimas.	

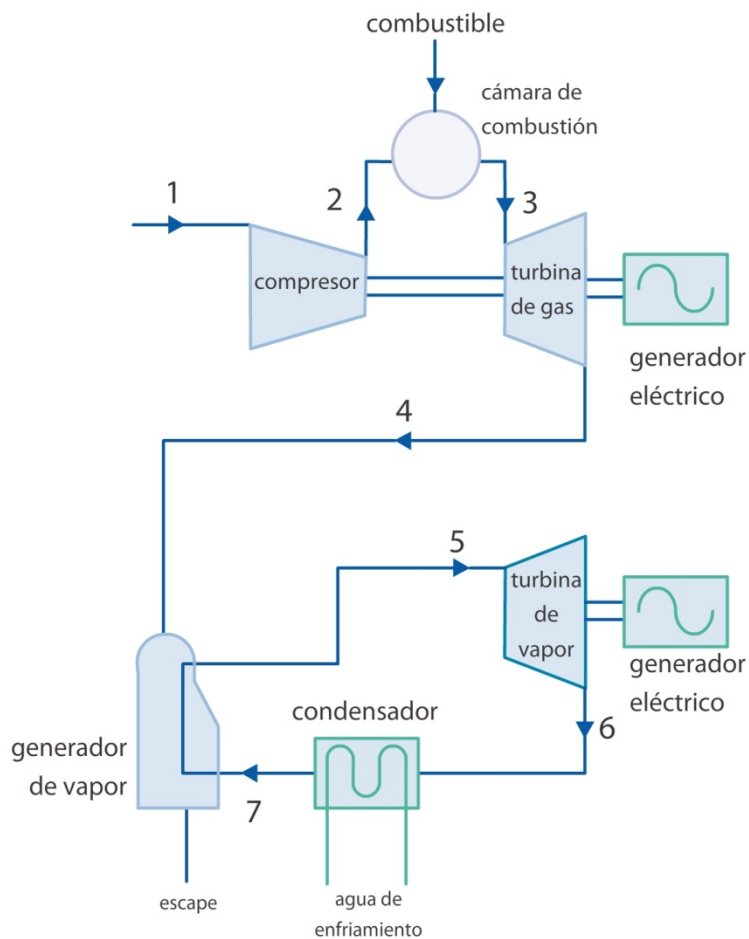
Fuente: El autor

3.3.Ciclo combinado

La parte central del ciclo combinado es la turbina de gas, ya que la turbina de vapor lo que hace es aprovechar el vapor generado en el recuperador de calor con los gases de escape de la turbina de gas. La turbina de gas expulsa gases con alto contenido energético, energía que es utilizada en el ciclo de vapor, consiguiendo así una utilización integral de la energía puesta en juego elevando el rendimiento térmico global.

La turbina de gas de una central de ciclo combinado, es una turbina de gas de ciclo abierto o simple. La Figura III.3 nos muestra esquemáticamente el ciclo combinado, donde el ciclo de gas está representado en el primer bloque (Ciclo Brayton, Anexo

II.1), y el de vapor por el segundo bloque (Ciclo Rankine, Anexo III.1). En el recuperador los gases ceden energía calorífica al ciclo de vapor, el cual puede ser un simple intercambiador del calor de los gases con el agua, sin calor adicional; o bien se puede quemar en él combustible adicional, con el exceso de aire que traen los gases, o inyectando aire secundario. Con esto se incrementa el calor disponible, se eleva la temperatura y se mejora el rendimiento de éste. Esta forma simple de operación se denomina de alimentación directa. El combustible empleado en la cámara de combustión de la turbina de gas y en recuperador puede ser de la misma naturaleza o bien pueden ser diferentes (*Encinas, 1984*).



Fuente: *Beltrán y Urias, 2005*

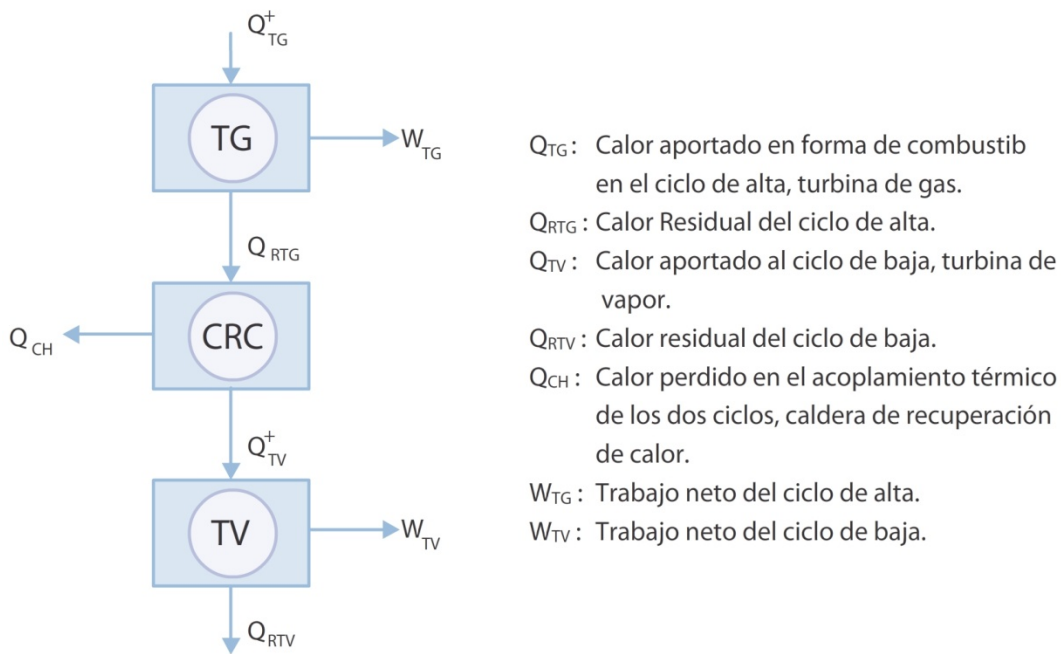
Figura III.3 Ciclo combinado

La unión termodinámica de los ciclos de Brayton y Rankine, conduce generalmente a la obtención de un rendimiento global superior a los rendimientos de los ciclos termodinámicos individuales que los componen. La eficiencia global del ciclo

combinado vendrá determinada por las eficiencias individuales de dichos ciclos, así como por la capacidad para realizar un adecuado trasvase del calor residual presente en el escape del ciclo Brayton al ciclo Rankine por medio de la caldera de recuperación de calor (*Sabugal, 2006*).

En la Figura III.4 se observa de manera esquemática los flujos de energía existentes entre los distintos elementos que componen un ciclo combinado. La expresión del rendimiento del ciclo térmico a alta temperatura (turbina de gas), esta dado:

$$\eta_{TG} = \frac{W_{TG}}{Q_{TG}^+}$$



Fuente: *Sabugal, 2006*

Figura III.4 Esquema térmico básico y de flujos de energía de un ciclo combinado

El correspondiente para el ciclo a baja temperatura (turbina de vapor), es el siguiente:

$$\eta_{TV} = \frac{W_{TV}}{Q_{TV}^+}$$

El rendimiento de la caldera de recuperación se expresa a continuación:

$$\eta_{CR} = \frac{Q_{TV}^+}{Q_{RTG}} = \frac{Q_{RTG} - Q_{CH}}{Q_{RTG}} = 1 - \frac{Q_{CH}}{Q_{RTG}}$$

Finalmente, el rendimiento del ciclo combinado vendrá dado por la siguiente expresión:

$$\eta_{comb} = \frac{W_{TG} + W_{TV}}{Q_{TG}^+} = \eta_{TG} + \eta_{TV}\eta_{CR} \frac{Q_{TG}^+ - W_{TG}}{Q_{TG}^+} = \eta_{TG} + \eta_{TV}\eta_{CR} (1 - \eta_{TG})$$

Las expresiones anteriores, justifican la importancia para el rendimiento del ciclo combinado que tiene el proceso de recuperación de calor y el acoplamiento térmico entre los ciclos. Hay que hacer notar, que no necesariamente la combinación de ciclos de alta temperatura y de baja temperatura de máximo rendimiento da como resultado el ciclo combinado de máximo rendimiento, ya que el rendimiento global depende también del rendimiento obtenible en la caldera de recuperación de calor.

En la Tabla III.3 se enlistan las ventajas y desventajas de la utilización de este tipo de configuración en la generación de energía eléctrica.

Tabla III.3 Ventajas y desventajas de la utilización de turbinas de gas en centrales de ciclo combinado

Ventajas	Desventajas
Bajas emisiones de NOx.	Utilización de mayor equipo complementario que una termoeléctrica convencional.
Menores emisiones de CO2 que una termoeléctrica convencional.	
Elevados rendimientos. El rendimiento global, en energía primaria, puede ser un 57% superior.	
Consumo de agua reducido frente a las centrales convencionales (1/3 de lo que consume una central de ciclo simple de fuel o carbón) debido a que la turbina de gas no precisa de refrigeración alguna y únicamente se requiere agua para el ciclo de vapor.	
Son capaces de operar en cualquier régimen de funcionamiento, con gran rapidez de adaptación a las variaciones de carga.	

Fuente: El autor

3.4. Cogeneración

La cogeneración 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. Este aprovechamiento simultáneo de electricidad y calor permite obtener elevados índices de ahorro energético sin alterar el proceso productivo (*Marttelo, 2008*).

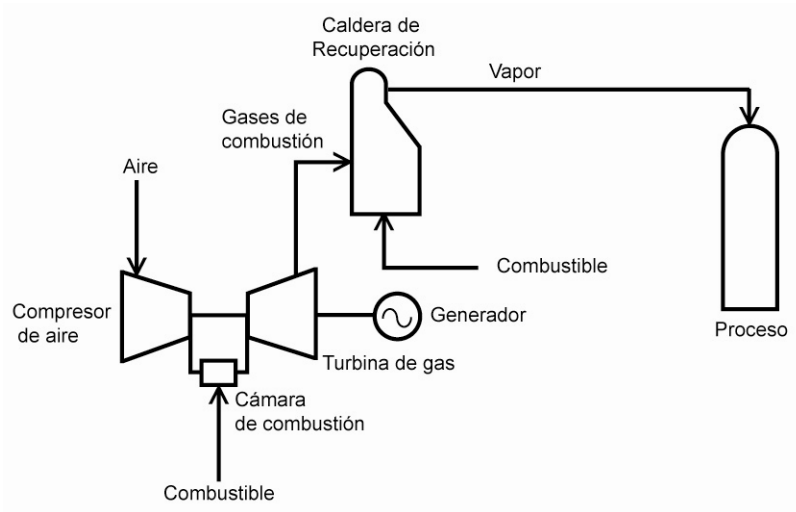
Un factor común a los sistemas de cogeneración, es que parten del combustible para producir vapor de agua o gases calientes que a su vez producen energía mecánica y energía térmica útil. Para ello se requiere un elemento motor que realice la conversión en energía mecánica y un sistema de recuperación de calor que proporcione el calor soportado por un termofluido adecuado.

Los sistemas de cogeneración se clasifican fundamentalmente por la situación del elemento motor en el proceso productivo, siendo la siguiente:

- **Ciclo superior (*topping*)**. Son aquellos en los que la energía mecánica es producida inicialmente y la energía térmica residual es empleada en el proceso industrial.
- **Ciclo inferior (*Bottoming*)**. Se denominan de este modo los sistemas que aprovechan los efluentes térmicos o combustibles residuales procedentes de la fase final del proceso productivo para accionar los equipos motores y así producir energía mecánica y electricidad.

Dentro de éstos, también se clasifican por el tipo de elemento motor, que para fines de nuestro estudio será la turbina de gas.

En los últimos años, la turbina de gas es el candidato que más posibilidades presenta para su aplicación en los sistemas de cogeneración. Las configuraciones que se emplean con este tipo de tecnología son diversas, y depende de los requerimientos del proyecto. Al igual que las centrales turbogás, se pueden utilizar los ciclos sencillos o la combinación de éstos (descritos anteriormente y en el capítulo preliminar). La Figura III.5 nos muestra un esquema de cogeneración simple con turbina de gas. En esta sección estudiaremos otras de las configuraciones más utilizadas para dicho fin.



Fuente: Marttelo, 2008

Figura III.5 Cogeneración con turbina de gas

La Tabla III.4 mostrada a continuación, destaca las ventajas y desventajas de los sistemas de cogeneración en general implementados con turbinas de gas.

Tabla III.4 Ventajas y desventajas de la utilización de turbinas de gas en centrales de cogeneración

Ventajas	Desventajas
Amplia gama de capacidades (500 kW - 265 MW).	Baja eficiencia en carga parcial.
Alta eficiencia de conversión de energía térmica.	Vida útil relativamente baja.
Eficiencia de conversión a energía eléctrica: 27%.	Pocos combustibles adecuados.
Eficiencia global arriba del 80%.	
Alta seguridad de operación.	
Bajo costo relativo de inversión.	
Corto tiempo de arranque.	
Requiere poco espacio.	

Fuente: El autor

3.4.1. Turbina de gas con inyección de vapor (STIG¹³)

El propósito de esta configuración es incrementar el flujo másico que pasa a través de los álabes de la turbina, que son los encargados de transmitir la energía del fluido de trabajo, en este caso, la mezcla de gases de combustión y vapor sobrecalentado, al rotor (*Capella, 2000*).

Las turbinas de gas STIG, operan en un ciclo simple con recuperador de calor para producción de vapor, el cual produce vapor sobrecalentado. Este vapor es inyectado a la misma turbina como si fuera un ciclo combinado, tal como se muestra en la Figura III.6. La mayor parte del vapor es inyectado en la región del combustor, donde es mezclado con el aire que viene del compresor hasta alcanzar la temperatura de entrada a la turbina de expansión (*Martínez, 1997*).

Usualmente el vapor es generado mediante los gases de escape de la turbina en una caldera de recuperación y es inyectado después del compresor, en la cámara de combustión. El objetivo es crear una mezcla apropiada, que ayude a reducir la temperatura en la zona primaria de la combustión, disminuyendo así la producción de NOx (*Sala, 1994*).

En el análisis termodinámico para obtener la eficiencia del ciclo, consideramos la entalpía en la cámara de combustión (estado 3) de la mezcla resultante del aire y el vapor inyectado, es decir:

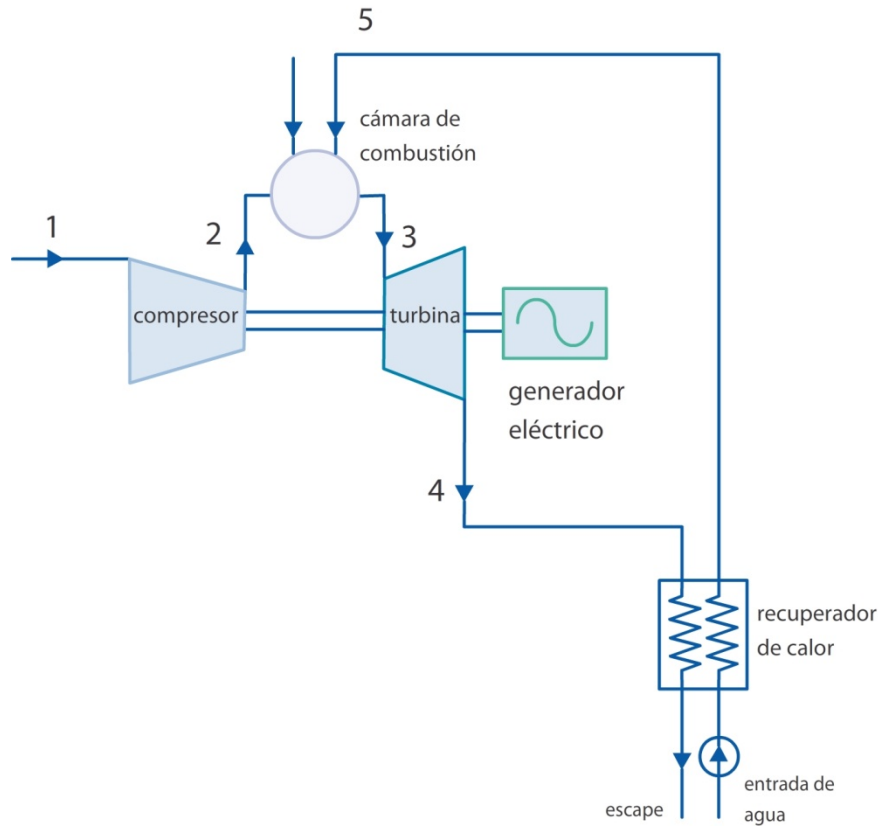
$$h_3 = \frac{\dot{m}_a h_{2a} + \dot{m}_v h_{3v}}{\dot{m}_a + \dot{m}_v}$$

donde:

h = entalpía

\dot{m} = flujo másico o gasto

¹³ Por sus siglas en inglés, *Steam – Injected Gas Turbine*.



Fuente: Sala, 1994

Figura III.6 Turbina de gas con inyección de vapor

La entalpía específica correspondiente al estado 4, esto es, a la entrada de la turbina resulta de un balance de energía en la cámara de combustión, siendo:

$$h_4 = \frac{(\dot{m}_a + \dot{m}_c)h_{4a} + \dot{m}_v h_{4v}}{\dot{m}_a + \dot{m}_c + \dot{m}_v}$$

El consumo de combustible en este ciclo es:

$$\dot{m}_c = \frac{(h_4 - h_3)(\dot{m}_a + \dot{m}_v)}{\eta_{cc} + PCI}$$

donde η_{cc} es el rendimiento en la cámara de combustión y PCI el poder calorífico inferior. La entalpía específica a la salida de la turbina es:

$$h_5 = \frac{(\dot{m}_a + \dot{m}_c)h_{5a} + \dot{m}_v h_{5v}}{\dot{m}_a + \dot{m}_c + \dot{m}_v}$$

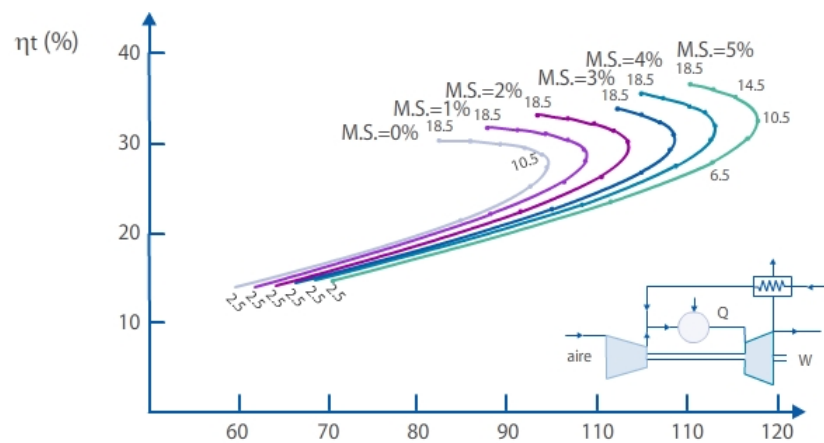
y el trabajo producido por la turbina en la unidad de tiempo, resulta:

$$W_T = (\dot{m}_a + \dot{m}_v + \dot{m}_c)(h_4 - h_5)\eta_T$$

siendo η_T el rendimiento interno de la turbina. Por último, el rendimiento del ciclo resulta ser:

$$h_0 = \frac{W_T - W_C}{\dot{m}_c PCI}$$

La Figura III.7 representa el efecto sobre el rendimiento térmico y el trabajo neto del ciclo de la relación de compresión y la cantidad de vapor inyectado. Como puede apreciarse, con una inyección de vapor del 5%, para una relación de compresión 8.5:1 y una temperatura de entrada a la turbina de 990°C, se consigue un incremento de potencia de un 20%. Se ha supuesto que el vapor se inyecta a una presión ligeramente superior a la del aire a la descarga del compresor y que todo él es producido por los gases de escape de la turbina.



Fuente: Sala, 1994

Figura III.7 Rendimiento Térmico

En la Tabla III.5, se enlistan las ventajas y desventajas de la utilización de este tipo de sistemas en la generación de energía eléctrica.

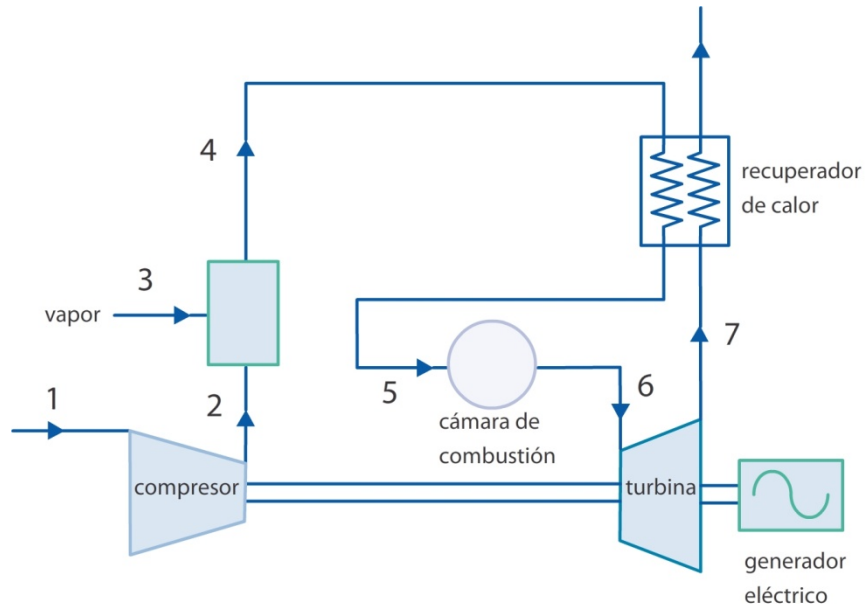
Tabla III.5 Ventajas y desventajas de la utilización de turbinas de gas en centrales de cogeneración con inyección de vapor

Ventajas	Desventajas
Reducción de emisiones de NOx hasta un 75%.	Gran cantidad de agua requerida para la formación de vapor, debido a que no hay recuperación del agua utilizada.
Excelentes para cargas pico.	Efecto de corrosión en la turbina.
No requieren condensador ni torre de enfriamiento para la operación del ciclo de vapor.	Incremento de las emisiones de CO e hidrocarburos no quemados.
Incrementa de forma importante la potencia de la máquina.	Los costos del equipo de inyección y tratamiento del agua.
	Mayor consumo de combustible

Fuente: El autor

3.4.2. Turbina de gas con regeneración evaporativa

Este ciclo se compone, de un ciclo regenerativo con inyección de agua (Figura III.8). El trabajo específico que se consigue con este ciclo es similar al de inyección de vapor, pero el rendimiento térmico del sistema es más elevado.



Fuente: Sala, 1994

Figura II.8 Turbina de gas con regeneración evaporativa

Un vaporizador situado entre el compresor y el regenerador produce vapor que es inyectado en el caudal del aire, reduciéndose la temperatura del caudal resultante. Esta mezcla entra en el regenerador a una temperatura inferior, aumentando así el diferencial de temperatura en el mismo, lo que permite disminuir la temperatura de los gases de escape hasta un valor más bajo.

El aire y el agua evaporada pasan a través del regenerador, la cámara de combustión y la turbina. Las ecuaciones resultantes de los balances de masa y energía son similares a las que se han obtenido en el caso anterior.

En la Tabla III.6, se enlistan las ventajas y desventajas de la utilización de este tipo de sistemas en la generación de energía eléctrica.

Tabla III.6 Ventajas y desventajas de la utilización de turbinas de gas en centrales de cogeneración con regeneración evaporativa

Ventajas	Desventajas
Bajas emisiones de NOx.	Efecto de corrosión en la turbina, y sobre todo en el regenerador.
Presenta rendimientos más elevados para relaciones de presiones más bajas que el ciclo simple.	Los costos del equipo de inyección y tratamiento del agua.
	Mayor consumo de combustible

Fuente: El autor

Conclusiones

Con el estudio que se hizo en el presente capítulo, se pudo observar la versatilidad que se puede conseguir con las turbinas de gas, para así mejorar, principalmente, su rendimiento y con esto la eficiencia energética en las centrales termoeléctricas.

En general, la siguiente tabla nos muestra las características más sobresalientes para cada tipo de configuración.

Tecnología	Configuración	Principales características
Turbogás	Turbina de gas de ciclo cerrado	Si en la cámara de combustión se verifica el intercambio térmico a presión constante, los ciclos son idénticos a los obtenidos en circuitos abiertos, con la ventaja de la reducción de contaminación, debido a que el fluido motor es puro en lugar de un gas de combustión.
		Permite un reducido tamaño de la turbomáquina para una potencia dada, misma que puede ser modificada actuando sobre el compresor que actúa sobre las propiedades físicas de la masa de fluido motor contenido en el circuito.
	Turbina de gas con enfriamiento interno, recalentamiento y regeneración	Posibilidad de variar la potencia regulando el gasto de combustible de la cámara de recalentamiento, permitiendo que el generador de gas funcione en condiciones próximas a las óptimas.
Ciclo Combinado	Ciclo combinado	Elevados rendimientos. El rendimiento global, en energía primaria, puede ser un 57% superior.
		Son capaces de operar en cualquier régimen de funcionamiento, con gran rapidez de adaptación a las variaciones de carga.
Cogeneración	Turbina de gas con inyección de vapor (STIG) y Turbina de gas con regeneración evaporativa	Eficiencia global arriba del 80%.
		Amplia gama de capacidades (500 kW - 265 MW).
		Excelentes para cargas pico.
		Reducción de emisiones de NOx hasta un 75%

Junto con el Capítulo II, en el presente capítulo se estudió la parte técnica de las turbinas de gas.

Teniendo en cuenta las especificaciones técnicas y las diversas configuraciones, en el Capítulo cuatro se abordarán los principales aspectos económicos de las turbinas de gas.

Capítulo 4

Aspectos económicos de las turbinas
de gas

4. Aspectos económicos de las turbinas de gas

Introducción

En un análisis económico, se miden los costos y beneficios de una propuesta, es decir se evalúan los méritos de un proyecto y, en ocasiones, incluye la interrelación entre el proyecto y el sistema económico en que se desarrolla. Los costos, son todos los sacrificios económicos directos o indirectos que deben realizarse a efectos de adquirir, transformar y/o comercializar y cobrar un bien o servicio (Carro, 1998). En el caso de la energía eléctrica, los costos de generación del fluido depende de la tecnología que se emplea, entre otros aspectos.

En el presente capítulo abordaremos los principales aspectos económicos que se deben tomar en cuenta para la generación de energía eléctrica, utilizando la tecnología de las turbinas de gas.

Con este planteamiento, el capítulo se divide en tres secciones. La primera, es la referente a presentar los conceptos y características de los costos de generación de electricidad:

- Costos de inversión
- Costos de los combustibles
- Costos de operación y mantenimiento

En la segunda sección, se muestran los aspectos que influyen en los costos de generación de energía eléctrica, específicamente para las centrales que utilizan la tecnología de la turbina de gas para generar electricidad.

Por último, en la tercera sección, después de tener presentes la información estudiada con anterioridad, se procede a realizar una comparativa entre las diferentes tecnologías convencionales para la generación de energía eléctrica. Esto con el fin de poder identificar los factores que influyen en los costos de generación totales, y así tener un panorama de la parte económica que influye en la realización de proyectos de generación de electricidad.

4.1 Principales aspectos económicos de la generación eléctrica

4.1.1 Costo nivelado de generación

El concepto de costo nivelado, sintetiza la información económica disponible acerca de un proyecto. Su valor expresa el costo medio del bien o servicio producido y es particularmente útil para comparar dos o más proyectos optativos que permiten obtener un mismo producto (CFE, 2005).

Cálculo del costo nivelado

La determinación del costo nivelado del Megawatt – hora por concepto de inversión¹⁴ involucra aspectos técnicos y económicos que definen una tecnología, como son: los costos de inversión, el programa de inversión, el factor de planta medio, la potencia por unidad y total, la vida útil y la tasa de descuento¹⁵.

El costo nivelado del MWh por concepto de inversión, es definido como el valor que al multiplicarse por el valor presente de la generación de la central, considerando su vida útil, iguala al valor presente de los costos incurridos en la construcción de la central en cuestión¹⁶. A partir de esta definición se obtiene la ecuación:

$$\overline{CI} = \frac{\sum_{t=-N}^{-1} I_t (1+i)^{-t}}{\sum_{t=0}^{n-1} GNA_t (1+i)^{-t}}$$

donde:

CI Costo nivelado del MWh por concepto de inversión

I_t Inversión en el año t (en pesos)

¹⁴ En esta sección se desarrolla la técnica para la obtención de costo nivelado por concepto de inversión, pero esta técnica puede ser empleada para obtener costos nivelados por otros conceptos.

¹⁵ También llamada tasa de interés. La manifestación del valor del dinero en el tiempo se conoce con el término interés, que es el incremento entre una suma original de dinero prestado y la suma final debida, o la suma original poseída (o invertida) y la suma final acumulada. Cuando el interés se expresa como un porcentaje de la suma original por unidad de tiempo, el resultado es una tasa de interés (Bank, 2000).

¹⁶ Al usar esta definición se puede considerar una central completa, una unidad o un MW (CFE, 2005)

GNA_t	Generación neta en el año t (en MWh)
N	Periodo de construcción (en años)
n	Vida útil (en años)
i	Tasa de descuento (como fracción de la unidad)

Si la generación de electricidad es uniforme cada año, y se realizan algunas otras reducciones de conceptos involucrados, la expresión final queda:

$$\overline{CI} = CU \left[\frac{1}{GNA} \right] \left[\frac{frc(i, n)}{(1+i)} \right] [fvp(i, \bar{w})]$$

donde:

$$GNA = (1 - up) * fp * 8,760 \quad \text{Generación neta en el año } t$$

$$frc(i, n) = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad \text{Factor de recuperación}$$

$$CU = \frac{I}{C} \quad \text{Costo unitario de inversión por kW}$$

siendo, $I = \sum_{t=-N}^{-1} I_t$ y $W_t = \frac{I_t}{I}$. A los números W_t se les conoce como factores de perfil o cronograma de inversión y están expresados como fracción de la unidad.

$$fvp(i, \bar{w}) = \sum_{t=-N}^{-1} W_t (1+i)^{-t} \quad \text{Factor de valor presente}$$

C	Capacidad de la central expresada en MW
up	Usos propios (como fracción de la unidad)
fp	Factor de planta (como fracción de la unidad)
8,760	Número de horas en un año

Esta metodología permite comparar el costo del MW- h generado entre tecnologías.

4.1.2 Costos de generación de energía eléctrica por tipo

El costo de la generación de electricidad es la suma de los costos realizados en las etapas de: construcción (desde los estudios de factibilidad del proyecto hasta la entrada en operación de la planta) y la etapa de operación y mantenimiento (desde el final de construcción o inicio de operación de la central eléctrica hasta el final de la vida útil de sus elementos) (*Salazar, 2009*).

Los costos asociados a la primera etapa son los costos de inversión, mientras que los de la última etapa son los costos de combustible y los de operación y mantenimiento.

4.1.2.1 Inversión

El costo de inversión, representa los factores técnicos medibles en dinero que intervienen en la producción, presuntamente recuperable a través del precio de venta (*del Río, 2004*).

Existen tres tipos de costos unitarios de inversión (*CFE, 2005*):

- **Costo directo:** es la suma, en moneda constante, de las erogaciones correspondientes de una central, dividida entre la capacidad de la misma. Este costo refleja el valor de los materiales, equipos, mano de obra, etc., incorporados a la central y mide el costo de inversión como si todas las erogaciones tuvieran lugar en el mismo año.
- **Costo directo más indirecto:** es el resultado de añadir al costo directo los costos de ingeniería, administración y control de la obra.
- **Costo actualizado al inicio de la operación:** es el valor del costo directo más indirecto al inicio de operación de la planta aplicándole una tasa de descuento que incluye los intereses debidos a cada concepto de inversión de la central.

El costo de inversión puede desglosarse en los siguientes componentes: mano de obra, equipos nacionales, equipos importados, materiales y otros (servicios y gastos diversos).

Esta clasificación representa los recursos que el sector eléctrico aplica a sus obras. Los servicios, comprenden a su vez una parte de mano de obra y una pequeña fracción de equipo y materiales, los cuales no es posible identificar por separado.

Los equipos nacionales incluyen importaciones indirectas cuya estimación preliminar es incorporada en el rubro de equipos importados. Sin embargo, los rubros de "materiales" y de "otros" pueden incluir componentes de importación no identificados a partir de la información disponible. Adicionalmente, para algunas tecnologías es posible distinguir dos procesos genéricos, la obra civil y la obra electromecánica.

4.1.2.2 Combustible

Los costos energéticos son usualmente los más significativos, ya que compromete recursos durante la vida útil de la instalación, y por lo tanto el costo por concepto de combustible es uno de los componentes más importantes.

El costo de los energéticos a lo largo de un periodo tan grande, aún medido en moneda constante, es variable; esto debido a diversas causas, entre las que destacan (*CFE, 2005*):

- Los recursos energéticos son finitos y en la medida que son utilizados, su precio aumenta, aún cuando las demás condiciones permanezcan constantes.
- Los energéticos se comercializan en mercados parcialmente competitivos y son a menudo substitutivos. Las reducciones en la demanda del energético desplazado inducen disminuciones en su precio.
- Al explotar un recurso de manera racional, primero son extraídas las reservas de costo mínimo y posteriormente las de mayor costo, esto repercute en incrementos del precio en el futuro.
- Los avances tecnológicos tienden a disminuir el costo de explotación y procesamiento de los recursos.
- Los efectos ambientales tienen cada vez un mayor peso, esto trae consigo una tendencia a la sustitución de combustibles "sucios" por "limpios" y a la instalación de aditamentos para "purificar" las emisiones. En ambos casos son obtenidos aumentos de costos, ya sea de los energéticos o de las instalaciones para su tratamiento.

- Existen factores coyunturales que alteran el comportamiento de los mercados energéticos.

El costo del combustible refleja el valor imputado a los recursos energéticos necesarios para obtener, por medio de las diversas tecnologías, un MWh neto generado. Para poder obtener dicho costo, se necesita tener caracterizado al combustible.

Las principales características, son los poderes caloríficos superiores y la eficiencia de conversión. La primera, se refiere a la cantidad total de calor que se produce en la combustión al quemar una proporción de combustible y enfriando los productos de la combustión hasta la temperatura inicial del combustible, a fin de conseguir que el vapor de agua se condense. La eficiencia de conversión (η), es la relación entre la energía térmica (e_t) consumida y la energía eléctrica (e_e) generada ($e_e = \eta e_t$), misma que será detallada más adelante para cada tecnología de generación eléctrica.

Los datos mostrados en la Tabla IV.1, son los poderes caloríficos con los cuales son calculados los costos por concepto de combustible.

Tabla IV.1 Poderes caloríficos de los combustibles

Combustible	Unidad	MJ	kWh	BTU	kcal
Combustóleo nacional	l	41.68	11.58	39,520.81	9,958.36
	gal	157.79	43.83	149,602.25	37,696.42
	bbl	6,627.25	1,841.05	6,283,294.54	1,583,249.73
Combustóleo importado	l	41.71	11.59	39,545.97	9,964.70
	gal	157.89	43.86	149,697.49	37,720.42
	bbl	6,631.47	1,842.22	6,287,294.73	1,584,257.69
Gas natural nacional	m ³	37.58	10.44	35,633.98	8,978.97
	ft ³	1.06	0.3	1,009.05	254.26
Gas natural importado	m ³	38.29	10.64	36,304.98	9,148.04
	ft ³	1.08	0.3	1,028.05	259.05
Diesel #2 (nacional)	l	38.69	10.75	36,677.67	9,241.95
	gal	146.44	40.68	138,839.84	34,984.54
	bbl	6,150.48	1,708.60	5,831,273.35	1,469,350.50
Diesel importado	l	38.65	10.74	36,639.93	9,232.44
	gal	146.29	40.64	138,696.98	34,948.54
	bbl	6,144.15	1,706.85	5,825,273.07	1,467,838.56

Fuente: CFE, 2007

4.1.2.3 Operación y mantenimiento

Los costos en que incurre un sistema ya instalado o adquirido, durante su vida útil, con objeto de realizar los procesos de producción, se denominan costos de operación, e incluyen los necesarios para el mantenimiento del sistema (*Kuri, 2008*).

El costo de operación y mantenimiento del MWh neto generado considera dos componentes, uno fijo y otro variable. Los fijos están presentes independientemente de la operación de la planta y por lo tanto no se hallan directamente relacionados con la energía generada. Este renglón incluye los siguientes conceptos de costos:

- **Gastos técnicos y administrativos.** Son aquellos que representan la estructura ejecutiva, técnica y administrativa de una empresa, tales como, jefes de compras, almacenistas, mecánicos, veladores, dibujantes, ayudantes, mozos de limpieza y envíos, etc.
- **Alquileres y/o depreciaciones.** Son aquellos gastos por conceptos de bienes muebles e inmuebles, así como servicios necesarios para el buen desempeño de las funciones ejecutivas, técnicas y administrativas de una empresa, tales como: rentas de oficinas y almacenes, servicios de teléfonos, etc.
- **Obligaciones y seguros.** Son aquellos gastos obligatorios para la operación de la empresa y convenientes para la dilución de riesgos a través de seguros que impidan una súbita descapitalización por siniestros.
- **Materiales de consumo.** Son aquellos gastos en artículos de consumo, necesarios para el funcionamiento de la empresa, que no estén incluidos en el área de operación.
- **Capacitación y Promoción.** Todo colaborador tiene el derecho de capacitarse y pensamos en que tanto éste lo haga, en esa misma medida o mayor aún, la empresa mejorará su productividad. Entre los gastos de capacitación y promoción podemos mencionar: cursos a obreros y empleados, gastos de actividades deportivas, de celebraciones de oficinas, etc.

Son costos variables los que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica. En este renglón sólo se consideran los de materiales del área de operación. Como un objetivo básico, el mantenimiento procura contribuir por todos los medios disponibles a reducir, en lo posible, el costo final de la operación de la planta. De éste se desprende un objetivo técnico por el que se trata de conservar en condiciones de funcionamiento seguro y eficiente todo el equipo, maquinaria y estructuras de tratamiento. Con este fin, se tienen dos tipos de mantenimiento (CEPIS, 2005):

- **Preventivo.** Es el conjunto de actividades que se llevan a cabo en un equipo, instrumento o estructura, con el propósito de que opere a su máxima eficiencia, evitando que se produzcan paradas forzadas o imprevistas. Este sistema requiere un alto grado de conocimiento y una organización muy eficiente. Implica la elaboración de un plan de inspecciones para los distintos equipos de la planta, a través de una buena planificación, programación, control y ejecución de actividades a fin de descubrir y corregir deficiencias que posteriormente puedan ser causa de daños más graves.
- **Correctivo.** Es el conjunto de actividades que se deben llevar a cabo cuando un equipo, instrumento o estructura ha tenido una parada forzada o imprevista. Este es el sistema más generalizado, por ser el que menos conocimiento y organización requiere.

Cuando se hace mantenimiento preventivo dentro de un sistema correctivo, se le llama mantenimiento rutinario. Cuando se hace mantenimiento correctivo en un sistema preventivo, se le llama corrección de falla. En la práctica, no es posible diferenciar totalmente ambos sistemas.

4.2 Aspectos económicos de las centrales que emplean turbinas de gas

Como se mencionó en el primer capítulo, la generación de energía eléctrica en unidades turbogás y ciclo combinado se fundamentan en la turbina de gas. En esta sección, nos enfocaremos principalmente al análisis de los costos de generación de energía eléctrica para estas centrales, haciendo especial énfasis en las turbinas de gas. Para los sistemas de cogeneración, los costos son muy variables, esto depende de las

necesidades del centro de trabajo; pero con lo presentado a continuación, se puede tener una idea general sobre los costos relacionados directamente con la turbina de gas.

Las turbinas de gas que manejan a continuación son turbinas aeroderivadas e industriales de gas. Las turbinas aeroderivadas de gas, provienen del diseño de turbinas de gas para fines aeronáuticos, pero adaptadas a la producción de energía eléctrica en plantas industriales o como microturbinas. Las turbinas industriales de gas, llamadas de trabajo pesado, están diseñadas para la generación de electricidad, buscándose grandes potencias y largos periodos de operación a máxima carga sin paradas ni arranques continuos; sus capacidades van desde los 85 MW a los 266 MW. Las turbinas de la serie "F" y "G", están diseñadas para soportar altas temperaturas de quemado de combustible que puede ser del orden de 1,350 °C y 1,500 °C, con capacidades de entre 189 MW y 266 MW. Su nombre se debe a la clase de aislante con el que están elaboradas estas máquinas, de acuerdo a los estándares establecidos por la NEMA (*National Electrical Manufacturers Association*).

4.2.1. Turbinas de gas en ciclo simple

4.2.1.1. Costo de inversión

El costo de inversión, como ya se mencionó, abarca el valor de los materiales, equipos, mano de obra, administración del proyecto, ingeniería control, etc. El costo que es de nuestro interés es el del equipo, específicamente el de la turbina de gas.

Para los ciclo simples, como las centrales turbogás en cualquiera de sus diversas configuraciones, hablamos de plantas estándar equipadas con los sistemas básicos y los controles requeridos para poder operar el equipo, sin ningún otro accesorio que no fuesen los mínimos indispensables para operar (*GTW, 2008*).

El equipo básico para este tipo de plantas de generación eléctrica, debe incluir:

- **Turbina de gas.** Consiste en una sola turbina de gas sobremontada, sistemas de inicio y lubricación, un sistema de despachamiento de combustible y controles de gas de la turbina.

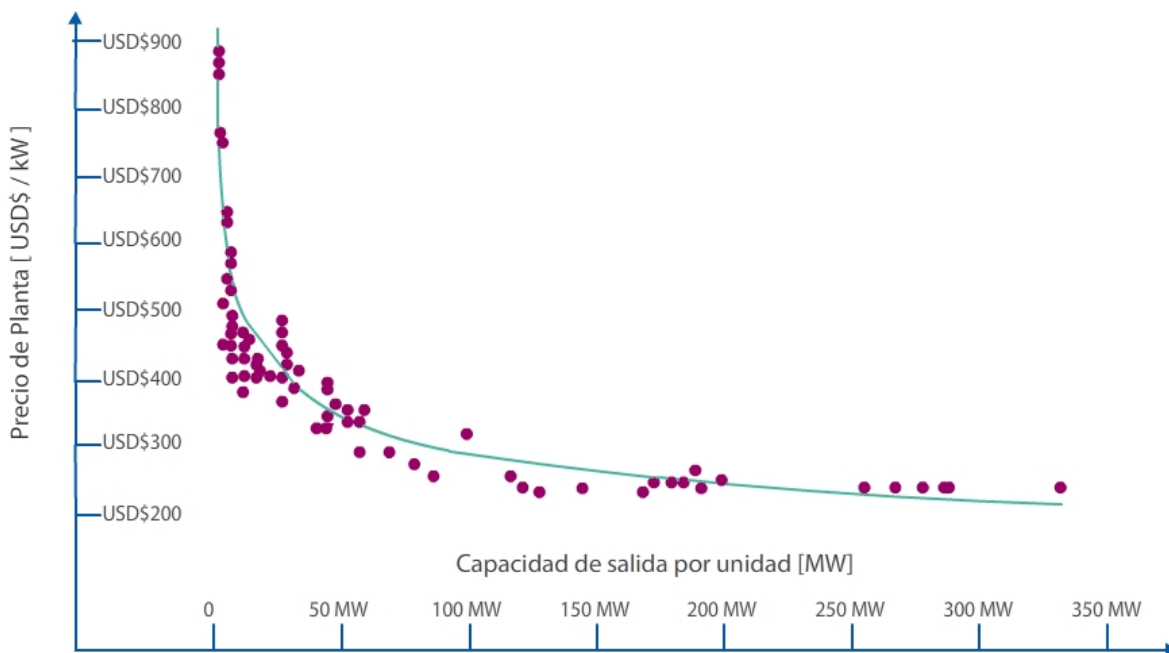
- **Generador eléctrico.** Fundamentalmente cuenta con sistemas enfriamiento de aire e hidrógeno con una capacidad de salida de alrededor de 150 MW. Incluso para unidades más grandes, el sistema de enfriamiento de aire es a menudo más económico.
- **Instalaciones auxiliares.** Incluye filtros aire y silenciadores estándar, escape acoplado con silenciadores, sensores de vibración, sistema de control de la planta.
Los mecanismos aislados incluyen cámaras acústicas con ventilación y sistemas de protección contrafuego para instalaciones exteriores.
- **Sistema de control de NOx.** Usualmente no viene incluido; sin embargo modelos de turbinas más recientes incluyen como estándar el sistema de baja emisión de NOX en seco.

En la práctica la industria refiere sus precios al diseño de la carga base de producción con gas natural, a 15°C temperatura ambiente, al nivel del mar y 60% de humedad relativa, esto de acuerdo a la las condiciones de sitio de las normas ISO¹⁷.

Las unidades son valoradas sin las pérdidas en los ductos en la entrada o en el escape, y sin el agua o el vapor inyectado para la reducción de NOx y aumento de la potencia, a no ser por lo demás especificado.

En la Figura IV.1 se pueden observar los precios en USD/kW. Los precios citados son para potencias de salida nominal ISO medidas a través de las terminales del generador eléctrico para tener en cuenta las pérdidas en éste y cualquier reducción en la velocidad.

¹⁷ La finalidad principal de las normas ISO (International Standardization Organization) es orientar, coordinar, simplificar y unificar los usos para conseguir menores costos y efectividad.



Fuente: (GTW, 2007)

Figura IV.1 Precios para centrales con turbinas de gas en ciclo simple

La disminución de los precios \$ / kW refleja la economía de escala en los costos de fabricación de las unidades de mayor tamaño y la capacidad de fomentar diseños para la producción de más kW por cada libra de flujo de aire.

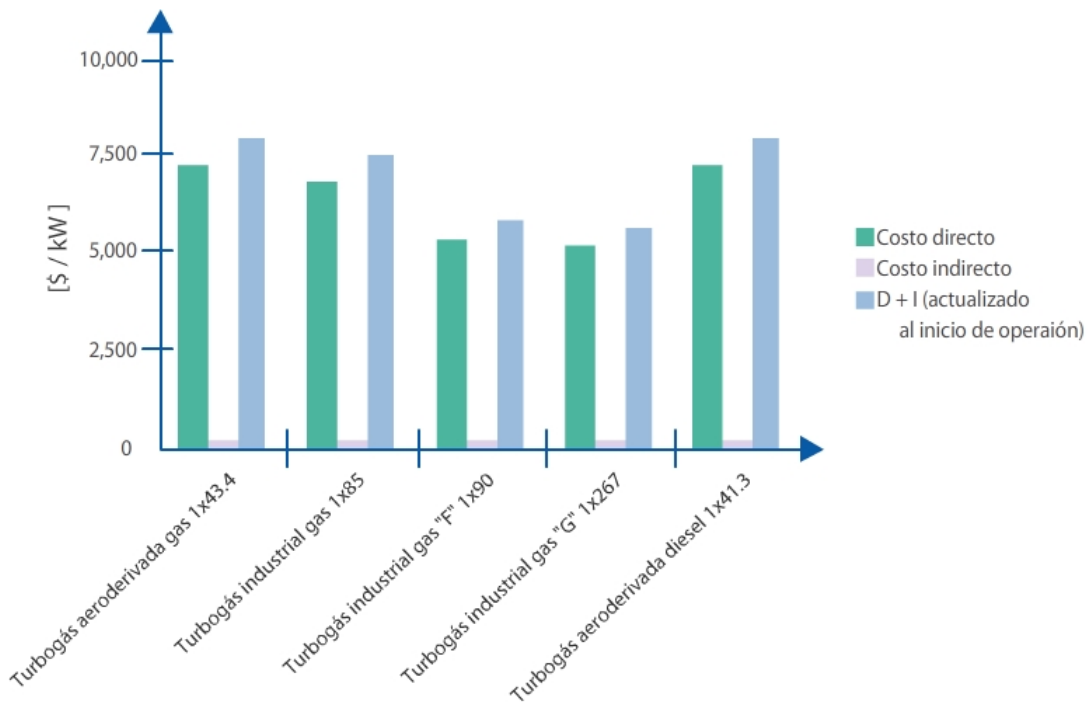
El Anexo IV.1 nos muestra los precios por kW y algunas otras especificaciones técnicas de las turbinas de gas utilizadas para las centrales turbogás.

Teniendo una idea de los precios de las turbinas de gas, en base a lo publicado por CFE, 2007, la Tabla IV.2 y la Figura IV.2 nos muestra los costos de inversión: directo, directo más indirecto y actualizado al inicio de la operación.

Tabla IV.2 Costo unitario de inversión (precios medios de 2007)

Central	Potencia Bruta [MW]	Directo		Directo más indirecto		Actualizado al inicio de operación			
		[\$/kW]	Índice	[\$/kW]	Índice	12%	14%	Índice	Índice
Turbogás aeroderivada gas	1 x 43.4	7,292.66	71	7,474.97	66	7,904.49	58	7,974.01	57
Turbogás industrial gas	1 x 85	6,863.53	66	7,035.11	62	7,439.36	54	7,504.79	53
Turbogás industrial gas "F"	1 x 190	5,316.59	51	5,449.50	48	5,813.40	42	5,872.81	42
Turbogás industrial gas "G"	1 x 266	5,151.12	50	5,279.89	46	5,632.47	41	5,690.02	40
Turbogás aeroderivada diesel	1 x 41.3	7,279.08	70	7,461.06	66	7,889.78	58	7,959.17	56

Fuente: CFE, 2007



Fuente: CFE, 2007

Figura IV.2 Costos unitarios de inversión

Detallando un poco más sobre los costos de inversión, en la Tabla IV.3 se pueden observar el costo de inversión por tipo de recurso en forma porcentual.

Tabla IV.3 Composición del costo de inversión por tipo de recurso [%]

Central	Tipo de Recurso						
	Mano de Obra	Equipo nacional	Equipo importado directo	Equipo importado indirecto	Materiales	Otros	Total
Turbogás gas y diesel	3.8	2.9	91.9		1.3	0.1	100

Fuente: CFE, 2007

Otro parámetro de nuestro interés, es el costo nivelado de inversión. Para obtenerlo es necesario contar con el factor de costo nivelado, el cual depende de la vida económica de la central, del factor de planta, de la proporción de energía dedicada a usos propios y de la tasa de descuento (Tabla IV.4).

Tabla IV.4 Parámetros básicos del costo de generación

Central	Potencia Bruta [MW]	Vida útil [años]	Factor de planta	Usos propios [%]	Factor de costo nivelado $\times 10^{-5}$	
					12%	14%
Turbogás aeroderivada gas	1 x 43.4	30	0.125	1.1	10.8225	12.3384
Turbogás industrial gas	1 x 85	30	0.125	1	10.8149	12.3297
Turbogás industrial gas "F"	1 x 190	30	0.125	0.8	10.8851	12.4273
Turbogás industrial gas "G"	1 x 266	30	0.125	1.2	10.9309	12.4795
Turbogás aeroderivada diesel	1 x 41.3	30	0.125	0.8	10.7898	12.301

Fuente: CFE, 2007

Por último, al multiplicar el factor de costo nivelado por el costo directo más indirecto por kW, es obtenido el costo nivelado del MWh neto generado, por concepto de inversión (Tabla IV.5).

Tabla IV.5 Costo nivelado de inversión [\$/MWh neto generado] (precios medios de 2007)

Central	Potencia Bruta [MW]	Tasa 12%		Tasa 14%	
		[\$/MWh]	Índice	[\$/MWh]	Índice
Turbogás aeroderivada gas	1 x 43.4	808.98	330	922.29	323
Turbogás industrial gas	1 x 85	760.84	311	867.41	304
Turbogás industrial gas "F"	1 x 190	593.19	247	677.22	238
Turbogás industrial gas "G"	1 x 266	577.14	236	658.9	231
Turbogás aeroderivada diesel	1 x 41.3	805.03	329	917.79	322

Fuente: CFE, 2007

4.2.1.2. Costo de combustible

Las turbinas de gas empleadas para este tipo de centrales, emplean como combustible gas natural o diesel en forma alternativa y en los modelos más avanzados también pueden quemar combustóleo o petróleo crudo. En una máquina preparada para ello, donde el cambio de combustible puede realizarse en forma automática en cualquier momento; este cambio tiene efectos sobre la potencia y la eficiencia. La Tabla IV.6 muestra la magnitud de estos efectos, tomando el desempeño con gas natural como base de comparación.

Tabla IV.6 Efecto en una unidad turbogás, debido al cambio de gas por otro combustible

Combustible	Potencia [%]	Eficiencia
Gas Natural	Base	Base
Diesel	-2.7	+1.19
Combustóleo	-4.1	+3.5

Fuente: CFE (2007)

Como se mencionó anteriormente, las principales características de los combustibles son los poderes caloríficos superiores y la eficiencia de conversión. Recapitulando, la primera se refiere a la cantidad total de calor que se produce en la combustión al quemar una proporción de combustible y enfriando los productos de la combustión hasta la temperatura inicial del combustible, a fin de conseguir que el vapor de agua se condense; los cuales fueron presentados en la sección anterior. La eficiencia de conversión (η), es la relación entre la energía térmica (e_t) consumida y la energía eléctrica (e_e) generada ($ee = * et$). En la Tabla IV.7, son presentados los valores de las eficiencias de conversión bruta y neta de los distintos medios de generación¹⁸, también muestra información relativa al régimen térmico neto y al consumo específico neto.

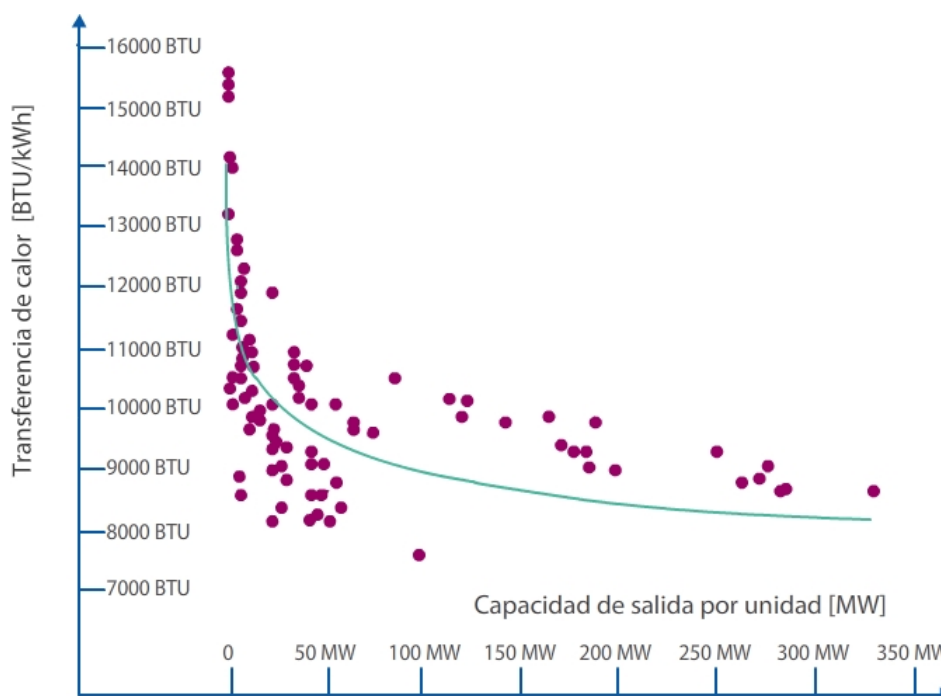
¹⁸ Estos valores son modificados para su mejora, en base a las estimaciones adquiridas en la experiencia internacional y nacional de las centrales en operación.

Tabla IV.7 Eficiencia de Conversión

Central	Potencia Bruta [MW]	Eficiencia		Régimen térmico neto [MJ/MWh]	Consumo específico neto [U/MWh]	Unidad
		Bruta [%]	Neta [%]			
Turbogás aeroderivada gas	1 x 43.4	37.97	37.55	9,587	255.08	m3
Turbogás industrial gas	1 x 85	30	29.69	12,125	322.61	m3
Turbogás industrial gas "F"	1 x 190	33.49	33.22	10,837	288.33	m3
Turbogás industrial gas "G"	1 x 266	35.55	35.12	10,251	272.73	m3
Turbogás aeroderivada diesel	1 x 41.3	38.4	38.09	9,451	244.31	l

Fuente: CFE, 2007

La gráfica mostrada en el Figura IV.3, nos muestra esta relación de eficiencia de conversión presentando la transferencia de calor para los ciclos simples en las turbinas de gas.



Fuente: GTW (2007)

Figura IV.3 Transferencia de calor para ciclos simples

Como se puede observar en la gráfica, los valores más altos para la transferencia de calor se presentan en las unidades menores a los 100 MW, siendo asociadas a las turbinas aeroderivadas. Aquellas con altos valores son usualmente diseños con mayor antigüedad que se siguen produciendo o, para unidades mayores a los 100 MW, nuevos diseños para la industria pesada.

El costo del combustible refleja el valor imputado a los recursos energéticos necesarios para obtener, por medio de las diversas tecnologías, un MWh neto generado. En el cálculo de estos costos son utilizados precios externos de referencia, corregidos con el escenario de evolución de los mismos¹⁹.

El precio de referencia es una aproximación al precio de cuenta²⁰ de los combustibles, su uso elimina posibles distorsiones de los precios internos de los energéticos en México.

Además, los costos de los diferentes combustibles están dados en términos de las unidades de volumen o de peso que los caracterizan. Para los hidrocarburos son utilizados los costos de los combustibles CIF (Costo, Seguro y Flete), empleados en empresas eléctricas de los Estados Unidos.

La Tabla IV.8, nos muestra las características y los precios de los combustibles, mientras que en la Tabla IV.9 observamos el costo nivelado por concepto de combustible por cada MWh neto generado para las diferentes tecnologías de generación.

Tabla IV.8 Características y precios de los combustibles

Central	Unidad [U]	Poder calorífico superior [MJ/U]	Precios actuales				
			Domestico		Externo de referencia		
			[\$/U]	[\$/MJ]	[\$/U]	[USD/U]	[\$/MJ]
Combustóleo nacional	barril	6,627.20	382	0.05765	551.71	49.26	0.0832
Combustóleo empresas eléctricas USA	barril	6,631.50					
Gas natural nacional	1000 ft3	1,064.30	82.4	0.07745	74.93	6.69	0.0691
Gas natural empresas eléctricas USA	1000 ft3	1,084.30					
Diesel nacional	barril	6,144.20	769.9	0.12518	726.21	64.84	0.11819
Diesel empresas eléctricas USA	barril	6,150.50					

Fuente: CFE, 2007

¹⁹ Las expectativas de evolución de los precios de los combustibles, se utilizan para comparar adecuadamente las tecnologías de generación, distinguiendo los cambios estructurales de los coyunturales.

²⁰ Valor de consumo de un bien o servicio, una vez eliminados las distorsiones de la economía (subsídios, aranceles, etc.) (CFE, 2007)

Tabla IV.9 Costo de generación por concepto de combustibles

Central	Potencia Bruta [MW]	Combustible	Costo nivelado del combustible	
			[\$/MWh]	Índice
Turbogás aeroderivada gas	1 x 43.4	Gas Doméstico	669.02	130
Turbogás industrial gas	1 x 85	Gas Doméstico	846.14	164
Turbogás industrial gas "F"	1 x 190	Gas Doméstico	756.23	146
Turbogás industrial gas "G"	1 x 266	Gas Doméstico	715.32	139
Turbogás aeroderivada diesel	1 x 41.3	Diesel Doméstico	1,030.23	200

Fuente: CFE, 2007

4.2.1.3. Costos de operación y mantenimiento

El seguimiento en operación consiste en la toma de los principales parámetros que afectan al turbogenerador. Estos datos se registran, de forma que sea posible analizar la evolución y las tendencias de los parámetros principales (*Busquet, 2007*).

A partir del análisis de estos datos, por parte del fabricante, se planifica y adaptan las actuaciones a realizar en el próximo mantenimiento previsto, a fin de corregir los valores que se desvían o tienen una tendencia a desviarse de su rango de funcionamiento. En el Anexo IV.2, se muestran los efectos de la temperatura ambiente y la altitud en la potencia de salida para los ciclos combinados y las centrales turbogás.

Los programas de mantenimiento actuales en turbinas de gas se concentran en aumentar el rendimiento del equipo, minimizar los paros imprevistos, prolongar el período de tiempo entre mantenimientos preventivos programados, aumentar la disponibilidad de los equipos y extender su vida útil (*Busquet, 2007*).

El cuidadoso diseño de las turbinas de gas, en lo que se refiere a materiales, tolerancias entre partes móviles y demandas térmicas y mecánicas hace que sea motivo de unos programas de mantenimiento muy especializado (*overhaul*²¹) dentro del propio programa del turbogenerador a gas.

²¹ La palabra *overhaul* se traduce como puesta a cero. Se entiende por *overhaul* la sustitución de las partes calientes de la turbina, que son las que están sometidas a unas mayores demandas térmicas y mecánicas.

Aunque el *overhaul* de la turbina es el principal costo de operación y mantenimiento en el análisis de costos de vida de servicio, los paros del equipo no programados o imprevistos pueden ser los más costosos. Con un paro del equipo no programado, el daño a la turbina es casi siempre más extenso de lo que se esperaría durante un *overhaul* planificado para una unidad mantenida correctamente. Esto, generalmente requiere el reemplazo de un número mucho mayor de piezas y componentes en la turbina y los daños a los componentes y piezas de la turbina son generalmente más severos. Tales daños, a menudo eliminan la opción de reparar piezas y materiales ligeramente dañados o desgastados, cuyo costo es menor.

Las centrales turbogás, de ciclo combinado y cogeneración, suelen funcionar un mínimo de 5,400 h/año hasta un máximo de 8,760 h/año. Esto hace que sea de suma importancia la planificación de los planes de actuación en los mantenimientos, ya que cualquier actividad no realizada, posiblemente deberá ser aplazada un período de unos 6 meses.

Para poder planificar correctamente el mantenimiento de turbogeneradores a gas es preciso diferenciar los siguientes niveles de actuación:

- Seguimiento en operación del turbogruppo
- Operaciones preventivas programadas
- Actuaciones correctivas
- Cambio de turbina, *overhaul*

Seguimiento en operación del turbogruppo

Son todas aquellas actividades encaminadas a obtener información acerca del funcionamiento del turbogenerador, para prevenir posibles anomalías.

Los sistemas de control actuales permiten la visualización de los principales parámetros de funcionamiento. De este modo el operador dispone de toda la información precisa, que junto con las inspecciones del grupo en funcionamiento son de gran utilidad para conocer el estado del turbogruppo.

Estas inspecciones nos permiten detectar anomalías puntuales así como la tendencia de alguno de los principales parámetros, como podría ser el caso de las vibraciones de turbina, reductor y generador.

Operaciones preventivas programadas

El mantenimiento preventivo está encaminado a realizar aquellas operaciones que mantienen el funcionamiento continuo de la unidad y permiten a la vez localizar defectos que en un futuro pudieran ocasionar paros imprevistos.

Dos de las principales operaciones a realizar durante el mantenimiento preventivo son los análisis boroscópicos de las partes calientes de la máquina y análisis de vibraciones en el espectro de frecuencias en turbina, reductor, generador y chasis de la máquina.

Mediante el análisis boroscópico de los álabes y de las cámaras de combustión es posible detectar posibles fisuras o desgastes en los materiales, que pueden conducir a roturas o mal funcionamiento anticipado de la máquina.

El análisis de vibraciones personalizado y su espectro de frecuencias permite detectar un posible desalineamiento en los ejes o un desgaste excesivo o defecto en los cojinetes.

Acciones correctivas

Este tipo de acciones deben tender a desaparecer, o como mínimo a minimizar el tiempo de acción. Para ello, es sumamente importante que el equipo de mantenimiento conozca a la perfección el turbogenerador, disponga de medios (personal, información, herramientas e instrumentación) para resolver averías y tenga un servicio lo suficientemente amplio como para dar una respuesta inmediata.

Los problemas más usuales suelen acontecer debido a fallos en los sistemas auxiliares que suelen eliminarse con un buen mantenimiento preventivo. El fallo de la turbina puede provocar un paro bastante prolongado, sin embargo, en caso de que el fabricante disponga de una turbina de emergencia, este paro se puede reducir a unos 5 días.

Cambio de turbina, Overhaul

El cambio de turbina u *overhaul*, consiste en la sustitución de las partes que están sometidas a un mayor desgaste por demandas térmicas y mecánicas. Este cambio, permite al turbogenerador, trabajar en condiciones óptimas otro largo período de tiempo.

Con el *overhaul* se pretende evitar roturas incontroladas de la máquina y restablecer las condiciones iniciales de funcionamiento. Con el paso del tiempo, los materiales se van degradando y las tolerancias entre elementos se van haciendo mayores, provocando una disminución de potencia del turbogenerador y un aumento del consumo específico.

Teniendo ya un panorama general de lo que abarca la operación y mantenimiento de una central turbogás, la Tabla IV.10 nos muestra dichos costos.

Tabla IV.10 Costos de operación y mantenimiento

Central	Potencia Bruta [MW]	Fijo [\$/MW-año]	Variable [\$/MWh]	Total [\$/MWh]	Índice
Turbogás aeroderivada gas	1 x 43.4	249,060.31	3.74	233.71	546
Turbogás industrial gas	1 x 85	127,167.26	1.49	118.83	278
Turbogás industrial gas "F"	1 x 190	51,722.24	1.49	49.1	115
Turbogás industrial gas "G"	1 x 266	36,944.46	1.49	35.64	83
Turbogás aeroderivada diesel	1 x 41.3	273,966.34	1.49	256.31	599

Fuente: CFE, 2007

4.2.2. Turbinas de gas en ciclo combinado

4.2.2.1. Costo de inversión

En los últimos años, las centrales de ciclo combinado han tenido un gran crecimiento gracias a las ventajas que proporciona. Es por tal motivo que la tecnología empleada para su fabricación mejora día a día, brindando mejores diseños, especialmente para los modelos F+, G y H. Además, se cuenta con nuevos materiales para el recubrimiento de los álabes y las toberas. Lo anterior se traduce en equipos más caros y procesos de fabricación con mayor costo.

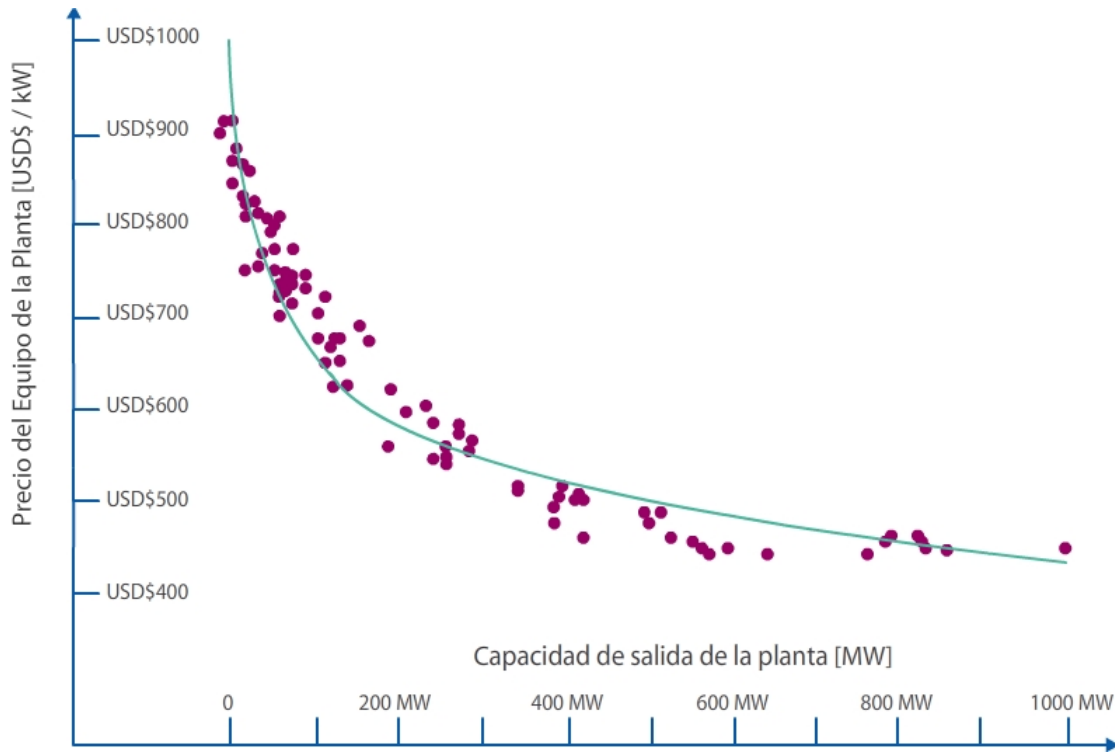
El equipo básico para la operación de un ciclo combinado, incluye la turbina de gas, recuperador de calor, turbina de vapor, generador eléctrico y equipos auxiliares.

- **Turbina de gas.** Mecanismo montado con un solo tanque de combustible con un encapsulamiento acústicamente acondicionado para instalaciones en exteriores y con sistemas de encendidos y de control estándares. No posee ventilación o algún sistema de enfriamiento.
- **Turbina de vapor.** Consta de un diseño subcrítico de condensación con uno o doble nivel de presión para plantas pequeñas, y triple nivel de presión para recalentamiento para plantas más grandes. Escape radial o axial y un sistema de enfriamiento a base de inyección.
- **Recuperador de calor (HRSG).** Montado en sistemas exteriores con un recuperador de calor con tuberías sin sobreamortiguamiento, sistema de escape reducido, diseño doble de niveles de presión o unidades triples de presión con recalentamiento. Secciones catalizadoras son opcionales como extras (muy caras).
- **Generador eléctrico.** Comúnmente enfriados por aire para mecanismos pequeños y en máquinas grandes enfriados por hidrógeno. Como parte principal un transformador, un bus segregado no incluido, y neutro aterrizado en cabina blindada.
- **Instalaciones auxiliares.** Controles de plantas estándares y sistemas auxiliares sin incluir subestación, facilitamiento de tratamiento de aguas, refacciones de partes módulos de sistemas de arranque, acondicionamiento del combustible y equipo de compresión.

A continuación, la Figura IV.4 nos muestra los precios USD\$/kW para las diferentes plantas. Los precios hacen referencia a la capacidad neta de la planta, con descuento por las pérdidas del generador de vapor, medidas a través de las terminales del generador eléctrico a 15°C, a nivel del mar, y gas natural como combustible.

En la gráfica se puede observar cómo los precios varían considerablemente, en función de la integración de diseño de la turbina de gas, el recuperador de calor y la turbina de

vapor. Para las grandes unidades los precios son menores, reflejando de nuevo las economías de escala en el diseño de equipo y de fabricación.



Fuente: GTW (2007)

Figura IV.4 Precios para centrales con turbinas de gas en ciclo combinado

Como es de esperarse, los diseños están enfocados en diseñar una buena integración entre las turbinas de gas y vapor, para así lograr una mayor eficiencia. El desarrollo de las turbinas de vapor, especialmente para los ciclos combinados, las hace ahora más caras que diseños anteriores, entre otras cosas, por sus revestimientos múltiples. Lo mismo sucede con los generadores de vapor, ahora con nuevas tecnologías como los de presión triple. Para los generadores eléctricos, los nuevos sistemas de enfriamiento con hidrógeno se empiezan a utilizar como estándar para grandes plantas de generación. Estos avances en la tecnología hacen a los equipos cada vez más caros, pero con la garantía de ser más eficientes.

El Anexo IV.3 nos muestra los precios por kW y algunas otras especificaciones técnicas de las turbinas de gas utilizadas para las centrales de ciclo combinado.

Con lo anteriormente descrito, y teniendo un panorama general del precio de la turbinas de gas, en base a lo publicado por *CFE, 2007*, la Tabla IV.11 y la Figura IV.5 nos muestra los costos de inversión: directo, directo más indirecto y actualizado al inicio de la operación.

Tabla IV.11 Costo unitario de inversión (precios medios de 2007)

Central	Potencia Bruta [MW]	Directo		Directo más indirecto		Actualizado al inicio de operación			
		[\$/kW]	Índice	[\$/kW]	Índice	12%	14%	Índice	Índice
Ciclo Combinado 1 x 1 "F"	1 x 291	6,551.50	63	6,898.73	61	7,876.06	58	8,042.13	57
Ciclo Combinado 2 x 1 "F"	1 x 585	6,169.55	60	6,496.54	57	7,606.13	56	7,797.16	55
Ciclo Combinado 1 x 1 "G"	1 x 398	6,268.11	61	6,600.31	58	7,535.37	55	7,694.26	55
Ciclo Combinado 2 x 1 "G"	1 x 798	5,823.36	56	6,132.00	54	7,179.34	52	7,359.65	52

Fuente: *CFE, 2007*

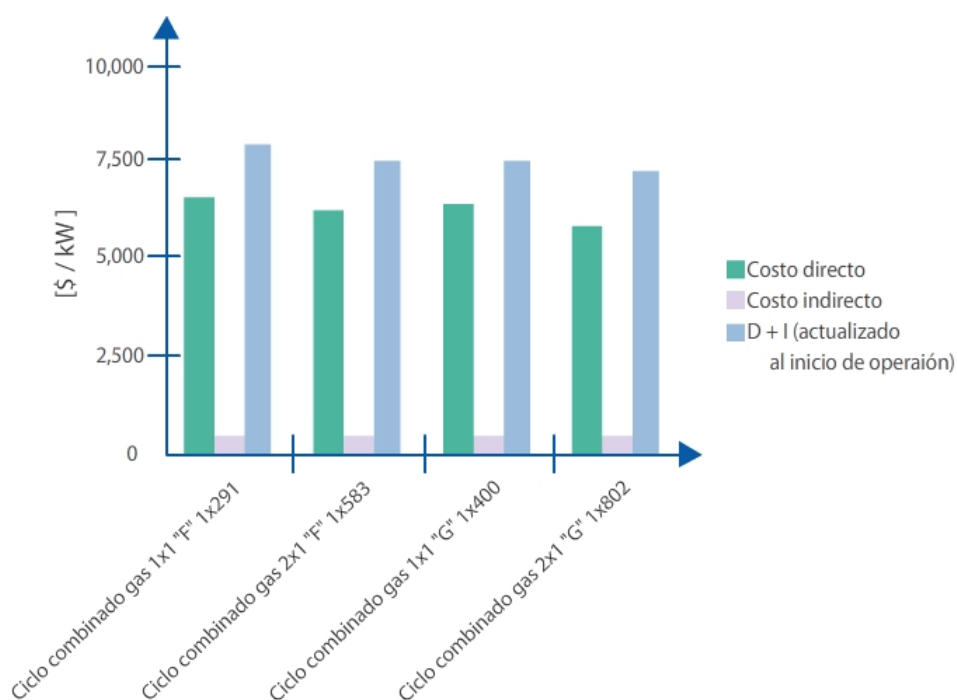


Figura IV.5 Costos unitarios de inversión

Fuente: *CFE, 2007*

En la Tabla IV.12 se pueden observar el costo de inversión por tipo de recurso en forma porcentual.

Tabla IV.12 Composición del costo de inversión por tipo de recurso [%]

Central	Tipo de Recurso						
	Mano de Obra	Equipo nacional	Equipo importado directo	Equipo importado indirecto	Materiales	Otros	Total
Ciclo Combinado gas	14.5	8.3	71.4		5.5	0.1	99.8

Fuente: CFE, 2007

El costo nivelado de inversión es otro parámetro de nuestro interés. Para obtenerlo es necesario contar con el factor de costo nivelado, el cual depende de la vida económica de la central, del factor de planta, de la proporción de energía dedicada a usos propios y de la tasa de descuento (Tabla IV.13).

Tabla IV.13 Parámetros básicos del costo de generación

Central	Potencia Bruta [MW]	Vida útil [años]	Factor de planta	Usos propios [%]	Factor de costo nivelado $\times 10^{-5}$	
					12%	14%
Ciclo Combinado 1 x 1 "F"	1 x 291	30	0.8	2.9	1.8722	2.1627
Ciclo Combinado 2 x 1 "F"	1 x 585	30	0.8	2.8	1.8576	2.1436
Ciclo Combinado 1 x 1 "G"	1 x 398	30	0.8	2.8	1.8697	2.1598
Ciclo Combinado 2 x 1 "G"	1 x 798	30	0.8	2.7	1.8554	2.141

Fuente: CFE, 2007

Al multiplicar el factor de costo nivelado por el costo directo más indirecto por kW, es obtenido el costo nivelado del MWh neto generado, por concepto de inversión, el cual es mostrado en Tabla IV.14.

**Tabla IV.14 Costo nivelado de inversión [\$/MWh neto generado]
(precios medios de 2007)**

Central	Potencia Bruta [MW]	Tasa 12%		Tasa 14%	
		[\$/MWh]	Índice	[\$/MWh]	Índice
Ciclo Combinado 1 x 1 "F"	1 x 291	128.31	52	148.06	52
Ciclo Combinado 2 x 1 "F"	1 x 585	123.76	51	143.38	50
Ciclo Combinado 1 x 1 "G"	1 x 398	122.59	50	141.47	50
Ciclo Combinado 2 x 1 "G"	1 x 798	116.67	48	135.17	47

Fuente: CFE, 2007

4.2.2.2. Costo de combustible

Al igual que las centrales turbogás, las de ciclo combinado también utilizan como combustible gas natural o diesel en forma alternativa y en los modelos más avanzados también pueden quemar combustóleo o petróleo crudo. La Tabla IV.15 muestra los efectos causados por el cambio de combustible, en la potencia y la eficiencia, esto tomando el desempeño con gas natural como base de comparación.

Tabla IV.15 Efecto en una unidad de ciclo combinado, debido al cambio de gas por otro combustible

Combustible	Potencia [%]	Eficiencia
Gas Natural	Base	Base
Diesel	-2.0	+2.8
Combustóleo	-3.1	+4.8

Fuente: CFE (2007)

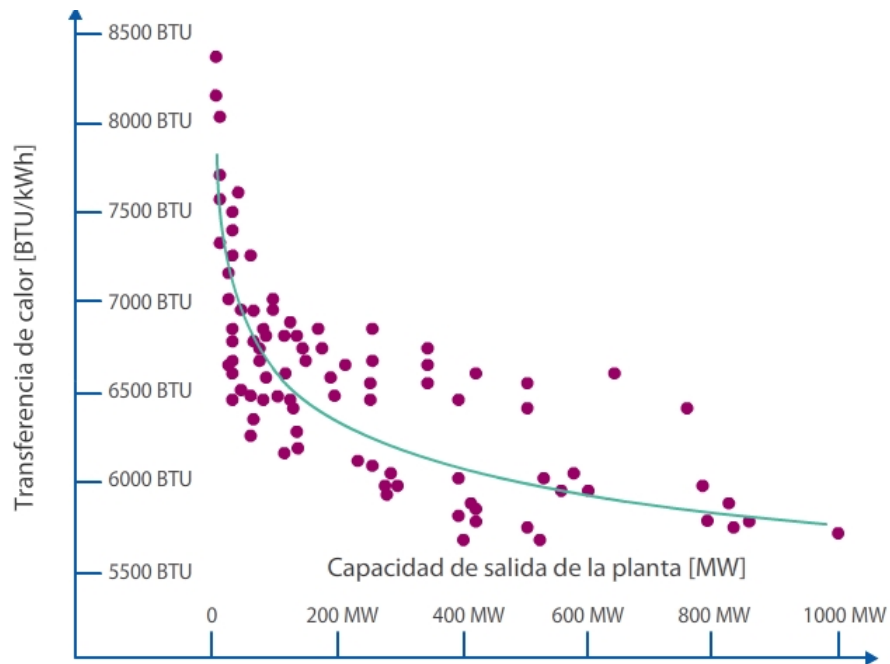
Otro parámetro importante de los combustibles es la eficiencia de conversión, descrita ya con anterioridad. Estos valores, para los ciclos combinados, son presentados en la Tabla IV.16 junto con información relativa al régimen térmico neto y al consumo específico neto.

Tabla IV.16 Eficiencia de Conversión

Central	Potencia Bruta [MW]	Eficiencia		Régimen térmico neto [MJ/MWh]	Consumo específico neto [U/MWh]	Unidad
		Bruta [%]	Neta [%]			
Ciclo Combinado 1 x 1 "F"	1 x 291	51.83	50.32	7,154	190.35	m ³
Ciclo Combinado 2 x 1 "F"	1 x 585	51.99	50.54	7,123	189.52	m ³
Ciclo Combinado 1 x 1 "G"	1 x 398	52.28	50.83	7,082	188.44	m ³
Ciclo Combinado 2 x 1 "G"	1 x 798	52.47	51.07	7,049	187.55	m ³

Fuente: CFE, 2007

Relacionado con la eficiencia de conversión, tenemos la transferencia de calor. Esta última está graficada en la Figura IV.6 para los ciclos combinados.



Fuente: GTW (2007)

Figura IV.6 Transferencia de calor para ciclos combinados

Como se puede observar en la gráfica, los valores están dispersos en el plano. Esto debido a que éstos dependen del diseño del recuperador de calor y la turbina de vapor, y sobre si el diseño de la turbina de gas está optimizado para aplicaciones de ciclo combinado.

Finalmente, en la Tabla IV.17, observamos el costo nivelado por concepto de combustible por cada MWh neto generado para las diferentes tecnologías de generación.

Tabla IV.17 Costo de generación por concepto de combustibles

Central	Potencia Bruta [MW]	Combustible	Costo nivelado del combustible	
			[\$/MWh]	Índice
Ciclo Combinado 1 x 1 "F"	1 x 291	Gas Doméstico	499.24	97
Ciclo Combinado 2 x 1 "F"	1 x 585	Gas Doméstico	497.07	96
Ciclo Combinado 1 x 1 "G"	1 x 398	Gas Doméstico	494.23	96
Ciclo Combinado 2 x 1 "G"	1 x 798	Gas Doméstico	491.91	95

Fuente: CFE, 2007

4.2.2.3. Costo de operación y mantenimiento

La operación y mantenimiento en las centrales de ciclo combinado, en lo que respecta a las turbinas de gas, es el mismo que el descrito para las centrales turbogás.

Para este tipo de centrales, tenemos que aumentar los costos que se destinan para la operación y mantenimiento de la turbina de vapor y el recuperador de calor. Los cuales, al igual que la turbina de vapor, necesitan mantenimiento preventivo y correctivo. Se debe tener en cuenta la proporción en el número de unidades turbogás por unidad de vapor, el cual varía desde 1:1 hasta 4:1 respectivamente.

Otro aspecto importante, es la ventaja de este tipo de plantas al tener la posibilidad de construirse en dos etapas. La primera, corresponde a las unidades turbogás, la cual puede ser terminada en un breve plazo e iniciar su operación. La segunda, corresponde a la construcción de la unidad de vapor, completándose así la central de ciclo combinado. Por tal motivo, los costos de operación y mantenimiento pueden ser divididos en esas etapas y contemplar por un tiempo sólo a la turbina de gas.

En la Tabla IV.18 se presentan los costos de operación y mantenimiento fijos y variables de la tecnología considerada, el ciclo combinado.

Tabla IV.18 Costos de operación y mantenimiento

Central	Potencia Bruta [MW]	Fijo [\$/MW-año]	Variable [\$/MWh]	Total [\$/MWh]	Índice
Ciclo Combinado 1 x 1 "F"	1 x 291	310,721.97	2.83	48.5	113
Ciclo Combinado 2 x 1 "F"	1 x 585	233,599.52	2.83	37.12	87
Ciclo Combinado 1 x 1 "G"	1 x 398	263,241.69	2.83	41.47	97
Ciclo Combinado 2 x 1 "G"	1 x 798	202,209.99	2.83	32.48	76

Fuente: CFE, 2007

4.3 Comparación con otras tecnologías

A lo largo del desarrollo de este capítulo, se han presentado los principales factores económicos relacionados con las plantas que utilizan la tecnología de turbina de gas. En esta sección se hará una comparativa con las diferentes tecnologías convencionales de generación de energía eléctrica.

Primeramente, se recopilaron los datos referidos a los costos de generación: inversión, combustible y operación y mantenimiento, para las diferentes tecnologías de generación. Los datos fueron extraídos de *CFE, 2007* (Tabla IV.19), los cuales fueron vaciados a una hoja de cálculo. Para cada tipo de central de generación eléctrica, se obtuvieron una recopilación de datos de acuerdo a la tecnología empleada y capacidad.

Posteriormente, se procesó la información de tal manera que sólo se tuviera un valor de costo nivelado para cada tipo de central de generación. Esto se llevó a cabo realizando el promedio entre los diferentes tipos de tecnología para cada central. Teniendo estos valores, se procedió a sacar los porcentajes correspondientes para cada tipo de costo.

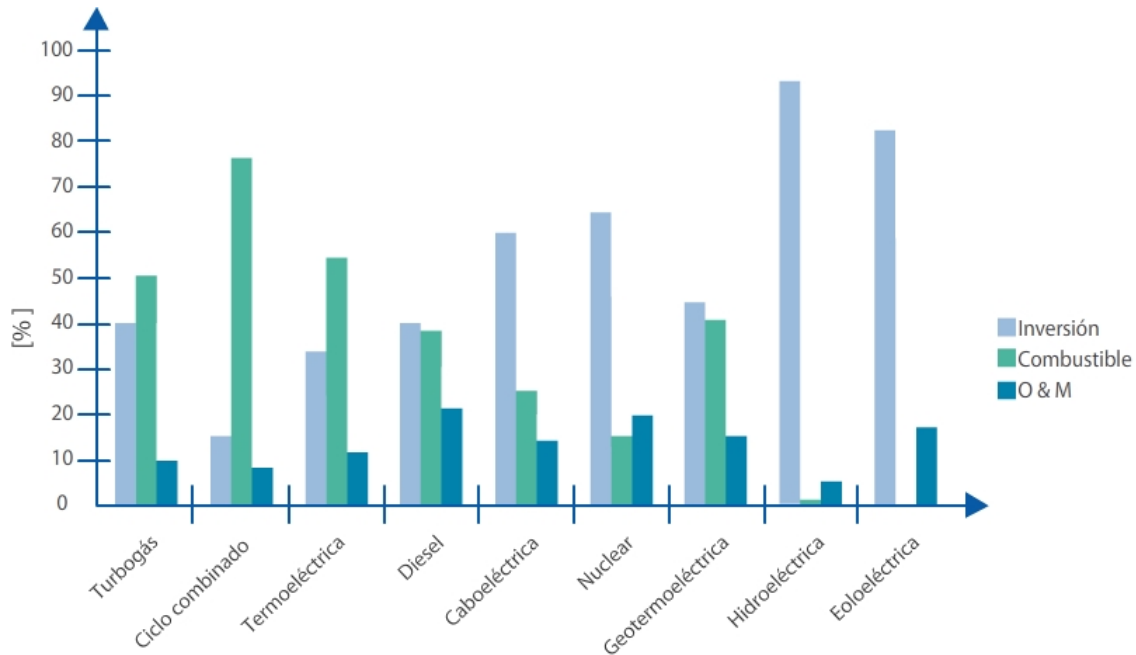
Finalmente, se prosiguió a graficar estos datos para poder visualizar los resultados y así tener más clara la comparativa entre las diversas tecnologías de generación eléctrica.

En la Figura IV.7 se muestra los costos unitarios de generación, en porcentajes, para diferentes tecnologías de generación de energía.

Tabla IV.19 Costos de Generación

Central	Potencia Bruta [MW]	Inversión		Combustible		Operación y Mantenimiento		Total	
		[\$/kW]	Índice	[\$/kW]	Índice	[\$/kW]	Índice	[\$/kW]	Índice
Turbogás aeroderivada gas	1 x 43.4	674.00	311	609.84	135	238.41	382	1,522.90	209
Turbogás industrial gas	1 x 85	542.47	250	771.29	171	123.53	198	1,437.29	197
Turbogás industrial gas "F"	1 x 190	437.84	202	684.79	152	53.79	86	1,176.42	161
Turbogás industrial gas "G"	1 x 266	400.11	184	650.92	144	40.34	65	1,091.37	150
Turbogás aeroderivada diesel	1 x 41.3	658.62	304	633.63	141	261.00	418	1,553.25	213
Ciclo Combinado 1 x 1 "F"	1 x 291	98.86	46	454.81	101	58.58	94	612.25	84
Ciclo Combinado 2 x 1 "F"	1 x 585	90.74	42	453.37	101	47.16	76	591.17	81
Ciclo Combinado 1 x 1 "G"	1 x 398	91.48	42	451.85	100	51.53	83	594.86	81
Ciclo Combinado 2 x 1 "G"	1 x 798	82.81	38	449.72	100	42.47	68	575.00	79
Termoeléctrica convencional	2 x 350	216.95	100	450.52	100	62.45	100	729.92	100
	2 x 160	299.94	138	468.39	104	94.62	152	862.95	118
	2 x 84	351.79	162	525.68	117	124.23	199	1,001.70	137
	2 x 137.5	421.68	194	567.40	126	169.88	272	1,158.96	159
Diesel	2 x 18.7	362.84	167	353.16	78	183.73	294	899.73	123
	3 x 13.5	374.70	173	357.51	79	196.90	315	929.11	127
	3 x 3.4	437.86	202	394.44	88	244.62	392	1,076.92	148
Carboeléctricas	2 x 350	361.82	167	182.22	40	88.13	141	632.17	87
C. dual s/desulfurador	2 x 350	370.68	171	160.09	36	89.74	144	620.51	85
C. dual c/desulfurador	2 x 350	420.42	194	147.01	33	104.74	168	672.17	92
Nuclear (ABWR)	1 x 1356	323.36	149	76.07	17	101.22	162	500.65	69
Geotermoeléctrica									
Cierro Prieto	4 x 26.95	238.61	110	235.01	52	81.94	131	555.56	76
Los Azufres	4 x 26.60	242.62	112	203.65	45	77.43	124	523.7	72
Hidroeléctricas									
Aguamilpa	3 x 320	1,204.54	555	9.07	2	31.78	51	1,245.39	171
Agua Prieta	2 x 120	1,677.32	773	2.44	1	64.78	104	1,744.54	239
La Amistad	2 x 33	595.56	275	20.81	5	104.13	167%	720.5	99
Bacurato	2 x 46	734.19	338	11.32	3	72.6	116	818.11	112
Caracol	3 x 200	1,104.30	509	12.92	3	35.64	57	1,152.86	158
Comedero	2 x 50	906.39	418	14.71	3	73.07	117	994.17	136
Chicoasén	5 x 300	731.44	337	6.69	1	19.63	31	757.76	104
Peñitas	4 x 105	776.37	358	35.83	8	28.24	45	840.44	115
Zimapán	2 x 146	1,530.88	706	2.07	0	23.19	37	1,556.14	213
Eoloeléctricas									
Eólica (Clase 6)	5 x 1.5	50.6		0		10.68		61.28	
	10 x 1.5	48.17		0		10.15		58.31	
	34 x 1.5	44.41		0		9.27		53.68	
	67 x 1.5	43.34		0		8.82		52.16	
Eólica (Clase 7)	5 x 1.5	45.37		0		9.58		54.95	
	10 x 1.5	43.19		0		9.1		52.28	
	34 x 1.5	39.82		0		8.31		48.13	
	67 x 1.5	38.86		0		7.91		46.77	

Fuente: CFE (2007)



Fuente: El autor, a partir de CFE, 2007.

Figura IV.7 Estructura de costos unitarios de generación

Como se puede observar en la figura, y se había hecho notar anteriormente, las plantas de ciclo combinado tienen un menor costo de inversión que las centrales turbogás y un mayor costo de combustible debido a que éstas cuentan con recuperadores de calor, a los cuales se les puede suministrar combustible adicional.

Haciendo la comparativa con las diversas tecnologías convencionales de generación de energía eléctrica, podemos destacar que el ciclo combinado tiene la ventaja de tener un bajo costo de inversión de poco más del 15%. También cuenta con un costo de operación y mantenimiento del orden del 8%, lo cual lo coloca como una tecnología de generación de energía eléctrica atractiva, con la única desventaja de la fluctuación en los precios del combustible.

Para las otras tecnologías el motivo de tener altos costo de inversión, es principalmente a la infraestructura, ya que a pesar de tener bajos costos de operación y mantenimiento y combustibles, e incluso no tenerlos, el costo de las instalaciones es lo que hace que la inversión sea muy grande.

Conclusiones

A lo largo del capítulo se estudiaron los principales aspectos económicos, enfocándonos a los costos de inversión, combustibles y operación, además del costo nivelado con el cual se pudieron hacer las comparaciones.

Para las turbinas de gas en ciclos simples, se observó que el costo de inversión era mayor entre menor potencia entregara la turbina de gas, regularmente son las turbinas aeroderivadas. En lo que corresponde a los combustibles, un factor importante es la eficiencia de conversión de las turbinas, siendo las turbinas aeroderivadas las que resultaron tener mayor eficiencia, seguidas de las turbinas llamadas de uso pesado. Por último, para la operación y mantenimiento tenemos que las turbinas aeroderivadas son las que tiene mayor costo en este rubro, debido al tipo de tecnología que tienen.

Lo que respecta a los ciclos combinados, tenemos que los costos de inversión no varían mucho, siendo las de menor capacidad las de mayor costo teniendo una variación porcentual alrededor del 10%. La eficiencia de conversión, para los combustibles, tienen una eficiencia neta de entre 50% y 51%, donde las turbinas de mayor capacidad son la mayor eficiencia. Para las turbinas clase "F", el costo de operación y mantenimiento es mayor, debido a que son de menor capacidad, bajando los costos para las turbinas clase "G".

Haciendo la comparativa entre ambas tecnologías, tenemos que los ciclos combinados tienen menores costos de inversión y operación y mantenimiento, lo que respecta al combustible se eleva un 25% más, lo cual se debe a la utilización de los recuperadores de calor.

En general, comparando con otras tecnologías de generación eléctrica, tenemos que el que tiene mayores ventajas es el ciclo combinado, debido a su bajo costo de inversión de poco más del 15%. También cuenta con un costo de operación y mantenimiento del orden del 8%, lo cual lo coloca como una tecnología de generación de energía eléctrica atractiva, con la única desventaja de la fluctuación en los precios del combustible.

Teniendo los conocimientos económicos y técnicos, que se estudiaron en los capítulos anteriores, en el siguiente capítulo estudiaremos el mercado actual y futuro de las turbinas de gas.

Capítulo 5

Mercado actual y futuro de las turbinas
de gas en México

5. Mercado actual y futuro de las turbinas de gas en México

Introducción

La generación de energía en México se lleva a cabo bajo distintas modalidades, la principal distinción es la generada para el servicio público y la que no lo es. Los suministradores de energía para el servicio público, son la Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro.

Las modalidades que no constituyen al servicio público son las siguientes (*SENER, 2008*):

- Autoabastecimiento. Es la generación de energía eléctrica para fines de autoconsumo siempre y cuando dicha energía se destine a satisfacer las necesidades de personas físicas o morales y no resulte inconveniente para el país.
- Cogeneración. Es la producción: a) de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas; b) directa e indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate; c) directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.
- Producción independiente. Es la generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor de 30 MW, destinada exclusivamente a su venta a la CFE o a la exportación.
- Pequeña producción. Es la generación de energía eléctrica destinada a: a) la venta a la CFE de la totalidad de la electricidad generada, en cuyo caso los proyectos no podrán tener una capacidad total mayor de 30 MW en un área determinada; b) el autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio de energía eléctrica, en cuyo caso los proyectos no podrán exceder de 1 MW; c) la exportación, dentro del límite máximo de 30 MW.
- Exportación. Es la generación de energía eléctrica para destinarse a la exportación, a través de proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción, que cumplan las disposiciones legales y reglamentarias aplicables según los casos. Los permisionarios en esta modalidad no pueden enajenar dentro del territorio nacional la energía eléctrica generada, salvo que

obtengan permiso de la CRE para realizar dicha actividad en la modalidad de que se trate.

- Importación. Es la adquisición de energía eléctrica proveniente de plantas generadoras establecidas en el extranjero mediante actos jurídicos celebrados directamente entre el abastecedor de la energía eléctrica y el consumidor de la misma.

En la primera sección analizaremos la evolución histórica de México, comenzando por algunos hechos históricos que influyeron en la evolución del mercado de las turbinas de gas, así como la evolución del marco regularorio hasta la actualidad. Además se hace un breve análisis de la evolución del mercado de las turbinas de gas para el periodo de 1960 – 1989.

Posteriormente, se estudia la situación actual del mercado de las turbinas de gas presentando la evolución de éste para el periodo 1990 – 2007, haciendo la separación entre el mercado para el servicio público y el de autoabastecimiento y cogeneración.

Finalmente se presenta el estudio correspondiente para el mercado futuro de las turbinas de gas a 10 años, periodo 2008 – 2018, haciendo a misma distinción entre el servicio público y privado.

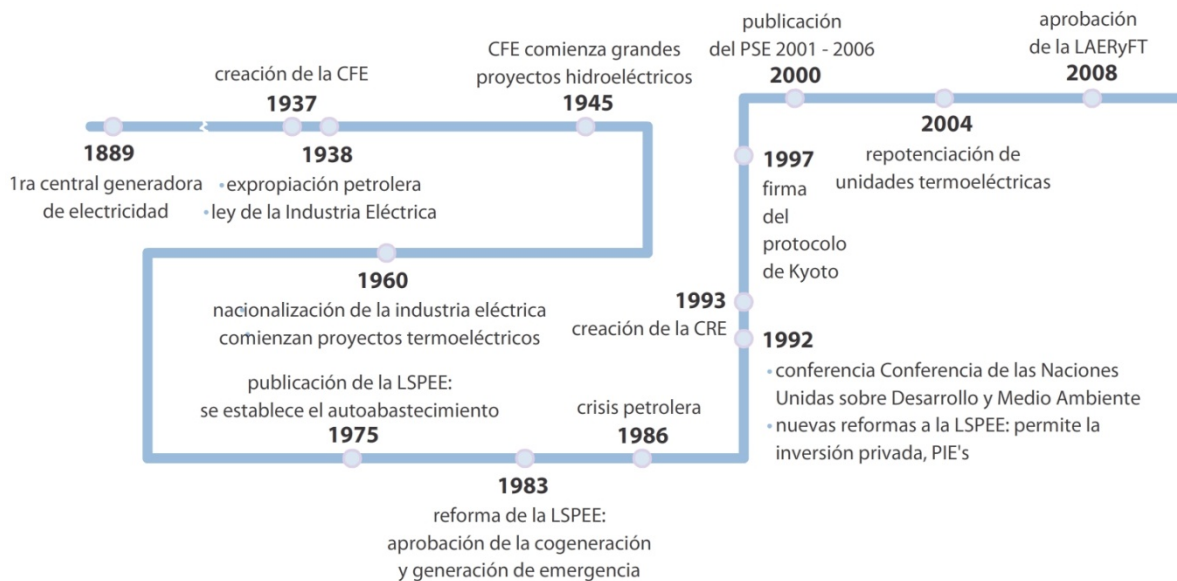
Para el servicio público se tomará en cuenta la energía generada por CFE, LyFC y las PIE's, y para el servicio privado tomaremos autoabastecimiento y cogeneración.

5.1 Evolución histórica: antecedentes

5.1.1 Antecedentes

En sus orígenes, el sector eléctrico de México estuvo formado por empresas privadas conformadas en su mayor parte por capital mexicano y, posteriormente por un número importante de empresas con capital extranjero, cuya operación estaba regulada por concesiones.

En la Figura V.1 podemos observar una línea del tiempo en la que se indican los principales acontecimientos relacionados con la industria eléctrica.



Fuente: El autor

Figura V.1 Línea del tiempo

Como podemos observar en la línea del tiempo mostrada en la figura anterior, la primera central de generación de energía eléctrica instalada en México, fue una central hidroeléctrica inaugurada en 1889. Desde entonces, se comenzaron a dar concesiones para el aprovechamiento de los recursos hidráulicos a diferentes empresas extranjeras.

Para 1937 se creó la Comisión Federal de Electricidad (CFE), bajo el gobierno del presidente Lázaro Cárdenas, marcando el inicio de una tendencia a establecer la presencia directa del Estado en una actividad que hasta entonces se encontraba a cargo de particulares. La CFE se creó con el objetivo de organizar y dirigir un sistema

nacional de generación, transmisión y distribución de energía y adecuarlo a las necesidades del desarrollo económico del país.

Un año después, el 18 de marzo de 1938, se declara la expropiación petrolera. Seguido a este acto, la industria petrolera mexicana experimenta una tendencia a la baja en la producción, y es hasta 1945, con el descubrimiento de nuevos yacimientos de petróleo y gas, que Petróleos Mexicanos (Pemex) aumenta su productividad, pero continúan los desequilibrios comerciales entre oferta y demanda. Es hasta 1962, que Pemex pudo operar sin tener pérdidas, pero es hasta la década de los 70 que refleja una recuperación.

Para finales de 1938, otro hecho importante para la industria energética del país, es la publicación de la ahora extinta Ley de la Industria Eléctrica. La cual regulaba, por un lado, las concesiones, tarifas y procedimientos del sector, y por el otro, dio inicio efectivamente a la CFE.

En 1945 la CFE comienza los grandes proyectos hidroeléctricos, tendencia que duró los siguientes 22 años hasta la nacionalización de la industria eléctrica.

El proceso de nacionalización de la industria eléctrica se inició en 1960, esto a través de la adquisición de las propiedades de la empresa American and Foreign Power y la compra del 90% de las acciones de la Mexican Light and Power Co. Con la nacionalización del sector eléctrico, se estableció constitucionalmente el derecho exclusivo del Estado para generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer la energía eléctrica para la prestación del servicio público, planteamientos constitucionales que se encuentran en los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

En el mismo año, CFE comienza la instalación de plantas generadoras termoeléctricas. Durante los siguientes 16 años se instalaron 33 centrales en diferentes partes del país, de las cuales 18 fueron centrales turbogás y sólo dos con la tecnología de ciclo combinado. Dándose así un rápido crecimiento en el desarrollo de centrales termoeléctricas, ya que la CFE instaló el 50% de sus termoeléctricas en este periodo. Luz y Fuerza del Centro (LyFC) instala sólo dos centrales turbogás. Cabe resaltar, que en el periodo comprendido entre 1971 y 1976, se dan nuevos descubrimientos de petróleo y gas en las áreas productoras de Tampico, Reynosa y Poza Rica. Se localizan 5 campos de gas en Nuevo Laredo y se realizan los primeros hallazgos en áreas

geológicas de Chiapas y Tabasco. Estos últimos, propiciaron el repunte de la producción nacional.

Hasta 1975, los preceptos señalados fueron seguidos por parte del Estado. Sin embargo, en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) que actualmente se encuentra en vigor y que fue emitida ese año, se estableció por primera vez que el autoabastecimiento de energía eléctrica para satisfacer la demanda de algunos usuarios no era considerado como servicio público. Con esto se hizo posible la participación de la inversión privada en la generación de energía eléctrica, sujeta a un permiso previo y a condición de que fuera posible o inconveniente para la CFE proporcionar el suministro.

En 1983, se reformó la Ley para ampliar los supuestos del autoabastecimiento, a fin de permitir la cogeneración y generación de energía destinada exclusivamente a emergencias derivadas de interrupciones en el servicio de la energía eléctrica.

Tres años más tarde, se desata una crisis petrolera a nivel mundial que se agudiza en 1991, colapsándose así los precios internacionales. Esto se ve reflejado en el país, ya que la energía primaria destinada a transformación de energía eléctrica derivada de los hidrocarburos, tiene una tendencia a la baja, recuperándose hasta 1992.

Para 1992 la comunidad internacional presenta una preocupación por temas ambientales, llevándose a cabo, en junio de ese año, la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Desarrollo y Medio Ambiente (*United Nations Conference on Environment and Development*). En ella se plantearon los principales problemas ambientales que podrían afectar los ecosistemas y la calidad de vida de la humanidad. Un tema importante fue el cambio climático, tema en donde la mayor parte de los países se adhirieron al Convenio del Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático, para comenzar a considerar qué se puede hacer para reducir el calentamiento atmosférico y adoptar medidas para hacer frente a las subidas de la temperatura que sean inevitables.

A finales de ese mismo año, en México se efectuaron nuevas reformas a la LSPEE para permitir la inversión privada en la generación de energía eléctrica para su venta exclusiva a la CFE. Esto abrió la posibilidad de que los particulares generen electricidad

bajo la modalidad de productores independientes de energía. Con estas reformas, además:

- Se perfeccionaron las figuras de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción y producción independiente como formas de generación que no constituyen servicio público.
- Se amplió el concepto de autoabastecimiento, para incluir a sociedades que tengan por objeto la generación de energía eléctrica para la satisfacción de los requerimientos de sus socios.
- En la modalidad de producción independiente se permite generar energía eléctrica para su venta a CFE. La CFE se obliga a adquirir la electricidad mediante un contrato específico.
- La modalidad de pequeña producción es similar a la producción independiente, con la salvedad que la capacidad está limitada a 30 MW. La producción de electricidad debe venderse exclusivamente a CFE.

Aunque el monopolio se conserva para la prestación del servicio público, la LSPEE actualmente permite la participación de particulares en la generación e importación de energía eléctrica. Estas reformas fueron un primer paso para propiciar la inversión privada en generación de energía eléctrica.

Un año más tarde, con el decreto de creación en 1993, se forma la Comisión Reguladora de Energía (CRE), como un órgano consultivo en materia de electricidad con el fin de promover el desarrollo de los sectores del gas y la energía eléctrica en beneficio de los usuarios.

Para 1995, se expidió La Ley de la Comisión Reguladora de Energía trayendo consigo una transformación para esta Comisión. Con esta Ley la Comisión deja de ser un órgano consultivo para pasar a uno desconcentrado de la Secretaría de Energía, con autonomía técnica y operativa, encargado de la regulación de gas natural y energía eléctrica en México. La Ley fortaleció el marco institucional, dio operatividad a los cambios legales, y claridad, transparencia y estabilidad al marco regulador de la industria eléctrica y de gas natural. Asimismo, amplió la autoridad de la CRE en materia de gas natural y energía eléctrica, y concentró en ella atribuciones que se encontraban dispersas en otros ordenamientos, dependencias y entidades.

En ese mismo año, se reformó la Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, la cual permite la participación del sector privado en las actividades de transporte, almacenamiento, distribución y comercialización en la industria del gas natural de México. Estas reformas trascendentales al sector de gas natural, tienen los siguientes objetivos:

- Atraer inversión privada a la industria.
- Mejorar la competitividad de la industria nacional a través de la disponibilidad de un combustible confiable.
- Contribuir a un mejor medio ambiente al ofrecer combustibles más limpios, en cumplimiento con las nuevas regulaciones ambientales recientemente establecidas para la industria.
- Facilitar el desarrollo de nuevos proyectos privados de generación de electricidad en las modalidades permitidas bajo el marco legal vigente.

Nuevamente en el ámbito internacional, se llevaron a cabo medidas para mitigar el cambio climático. Por lo que en diciembre de 1997, los gobiernos acordaron incorporar una adición al tratado emitido en 1992, conocida con el nombre de Protocolo de Kyoto, que cuenta con medidas más enérgicas y jurídicamente vinculantes. Este Protocolo, tiene por objeto tener un total de recorte de las emisiones de gases de efecto invernadero de al menos el 5% con respecto a los niveles de 1990 en el periodo de compromiso de 2008-2012. A partir de estos acuerdos, los países comenzaron a emitir políticas públicas para hacer frente a los compromisos adquiridos. Estas políticas estuvieron dirigidas al ahorro de energía, eficiencia energética y a la promoción de la utilización de energías renovables.

Con este antecedente, en México se publicó a finales del año 2000 el Plan Sectorial de Energía 2001 – 2006, que en congruencia con el Plan de Desarrollo 2001 – 2006, plantea objetivos estratégicos para el sector energético. Entre sus prioridades está la expansión con inversión privada complementaria, el desarrollo del sistema de generación, la diversificación energética en el largo plazo y el aprovechamiento de las ventajas que ofrece el gas natural para promover la eficiencia energética, todo lo anterior atendiendo la normatividad ambiental y contribuyendo a mejorar el nivel de vida de la población.

Para el 2004, se puso en marcha la primera repotenciación de unidades termoeléctricas convencionales para formar ciclos combinados, y un año después, se puso en marcha por primera vez la conversión de centrales turbogás a ciclos combinados (CFE, 2009).

Más tarde, la publicación del Plan Nacional de Desarrollo y el Programa Sectorial de Energía 2007 – 2012, plantea los siguientes objetivos:

- Reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero.
- Garantizar la seguridad energética del país en materia de hidrocarburos.
- Equilibrar el portafolio de fuentes primarias de energía.
- Promover el uso y producción eficientes de la energía.
- Fomentar el aprovechamiento de fuentes renovables de energía y biocombustibles técnica, económica, ambiental y socialmente viables.
- Mitigar el incremento en las emisiones de Gases Efecto Invernadero.

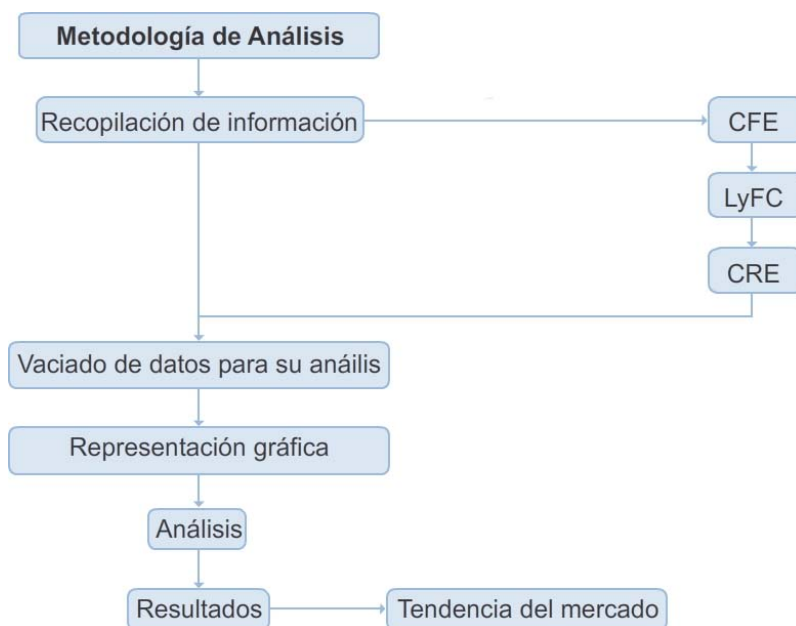
Finalmente, el 28 de octubre de 2008, se aprobó la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición. Esta Ley tiene por objeto regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica, así como establecer la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética.

5.1.2 Evolución del mercado de las turbinas de gas 1960 – 1989

El mercado de las turbinas de gas en México comienza a partir de la década de los 60, pero es en las siguientes dos décadas que tiene un gran auge. Para poder analizar la evolución de las turbinas de gas a través del tiempo, se utilizó la metodología de análisis mostrada en la Figura V.2.

El primer paso fue la recopilación de información de las distintas dependencias (CFE, LyFC y CRE), de donde se extrajeron los datos relacionados con las distintas centrales generadoras que utilizan la tecnología de turbinas de gas, las cuales son las centrales Turbogás y de Ciclo Combinado.

Las centrales se ordenaron cronológicamente por fecha de entrada en operación. Posteriormente se contabilizaron las turbinas de gas que conforman cada central de generación, anotando para cada una su capacidad.



Fuente: El autor

Figura V.2 Metodología de análisis

El siguiente paso fue clasificar la información para poder ser analizada gráficamente. Se separaron los datos, de manera que se obtuviera al final la evolución del mercado conforme al número total de turbinas de gas instaladas por año y su acumulado; con esta misma información se hizo otra clasificación en la que se contabilizaba a las turbinas de gas conforme a su capacidad, esto para cada año. Por último se tomó la información correspondiente a la capacidad instalada correspondiente sólo a las turbinas de gas año con año y la capacidad instalada acumulada. Toda esta información fue procesada de manera que se tuviera una representación gráfica para su mejor comprensión.

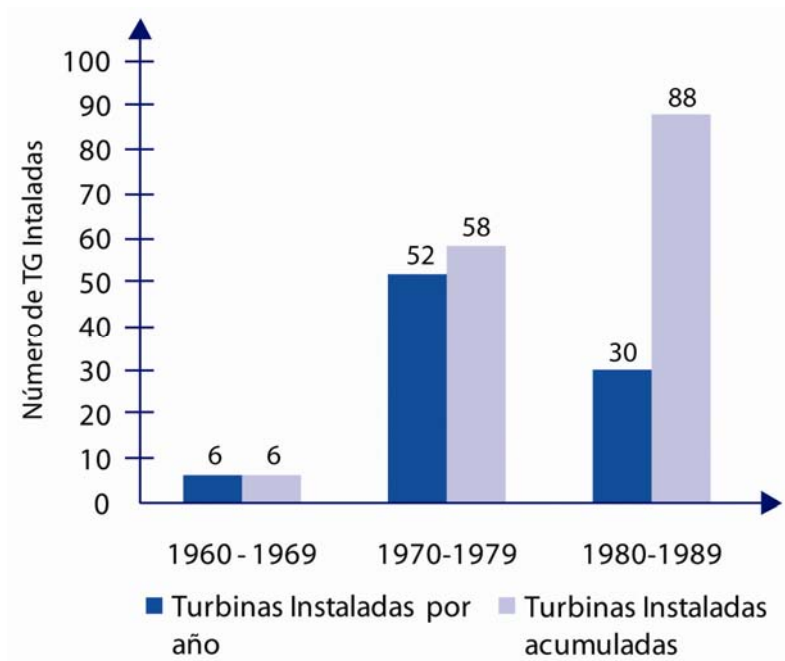
En las Figuras V.3, V.4 y V.5, podemos observar el comportamiento del mercado para el periodo comprendido entre 1960 y 1989.

Las primeras dos gráficas nos muestran el número de turbinas instaladas, en la primera se muestra el número total de las turbinas instaladas y las acumuladas, y en

la segunda se clasifica por el tamaño de las turbinas de gas instaladas año con año. Podemos notar en las gráficas, que la década de los 70 es el periodo en el que se instaló un mayor número de turbinas, y la capacidad de éstas, en su mayoría, es menor de 50 MW.

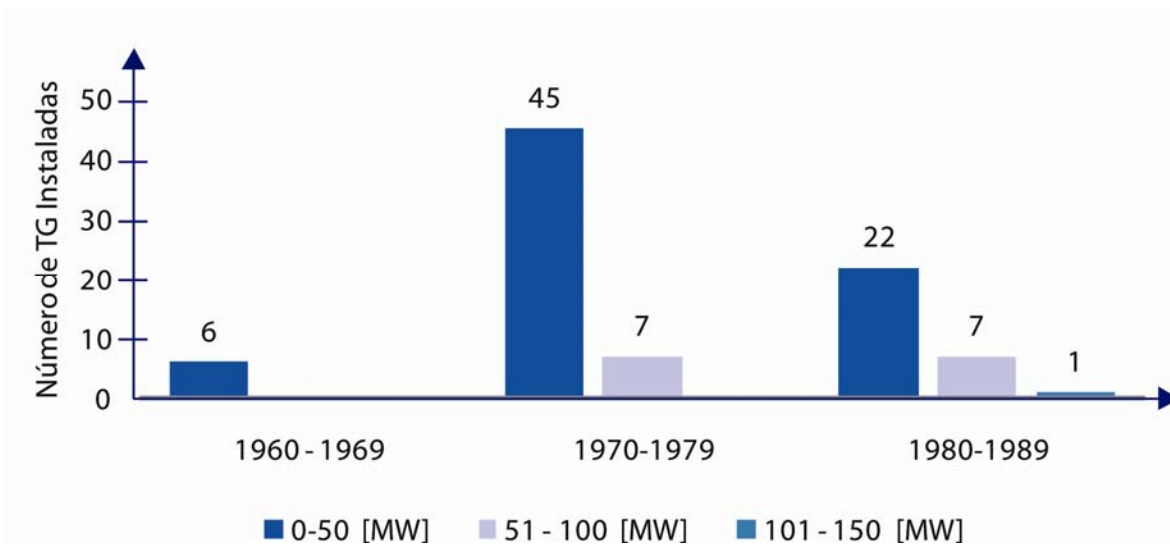
Para la última gráfica tenemos la capacidad instalada para cada década y la acumulada. Aquí podemos observar, que a pesar que se instala un mayor número de turbinas de gas en los 70's, la capacidad instalada en la siguiente década es sólo menor por aproximadamente 100 MW. Lo que nos indica que el mercado de las turbinas de gas aumento en los 80 para aquellas de mayor capacidad, pero no rebasando los 50 MW.

Todas las gráficas incluyen tanto al servicio público como el autoabastecimiento y cogeneración.



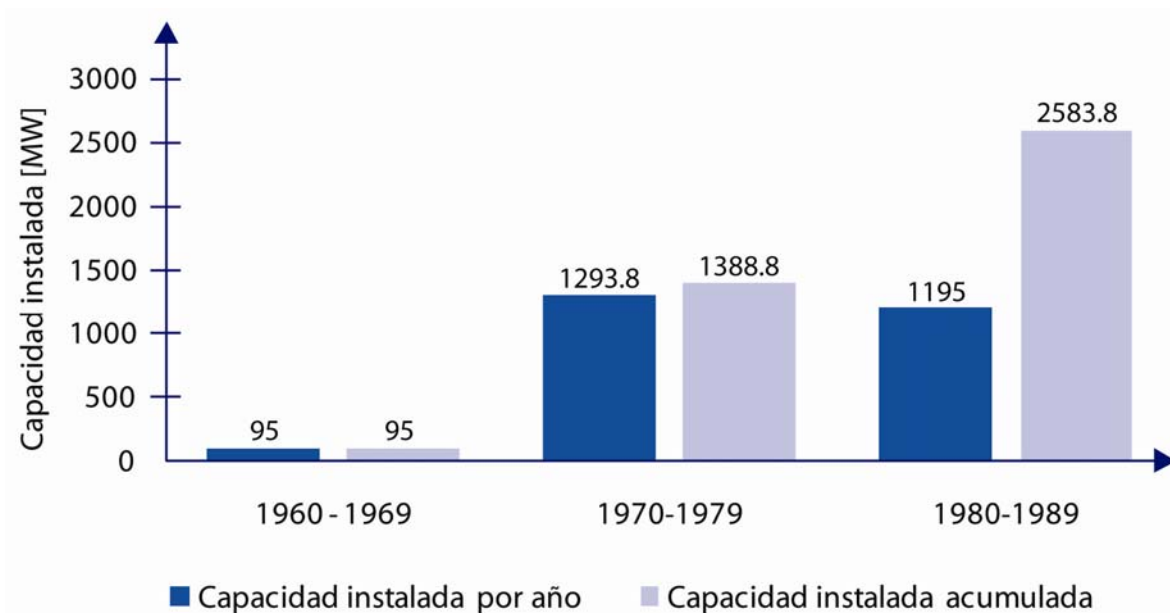
Fuente: El autor con datos de CFE y LyFC

Figura V.3 Número de turbinas de gas instaladas por periodo en México: 1960 – 1989



Fuente: El autor con datos de CFE y LyFC

Figura V.4 Número de turbinas de gas instaladas por periodo y por capacidad en México: 1960 – 1989



Fuente: El autor con datos de CFE y LyFC

Figura V.5 Capacidad instalada por periodo en México: 1960 – 1989

Si analizamos la situación del país en estas tres décadas, podemos resaltar, como se mencionó en la sección anterior, los siguientes hechos relevantes. Para comenzar, tenemos la nacionalización de la industria eléctrica y el comienzo de la CFE en proyectos termoeléctricos. En principio, la CFE deja de enfocarse sólo a proyectos hidroeléctricos, y empieza poner más atención a la instalación de centrales

termoeléctricas. Esto debido en gran parte, a la recuperación de la industria petrolera en los años 60.

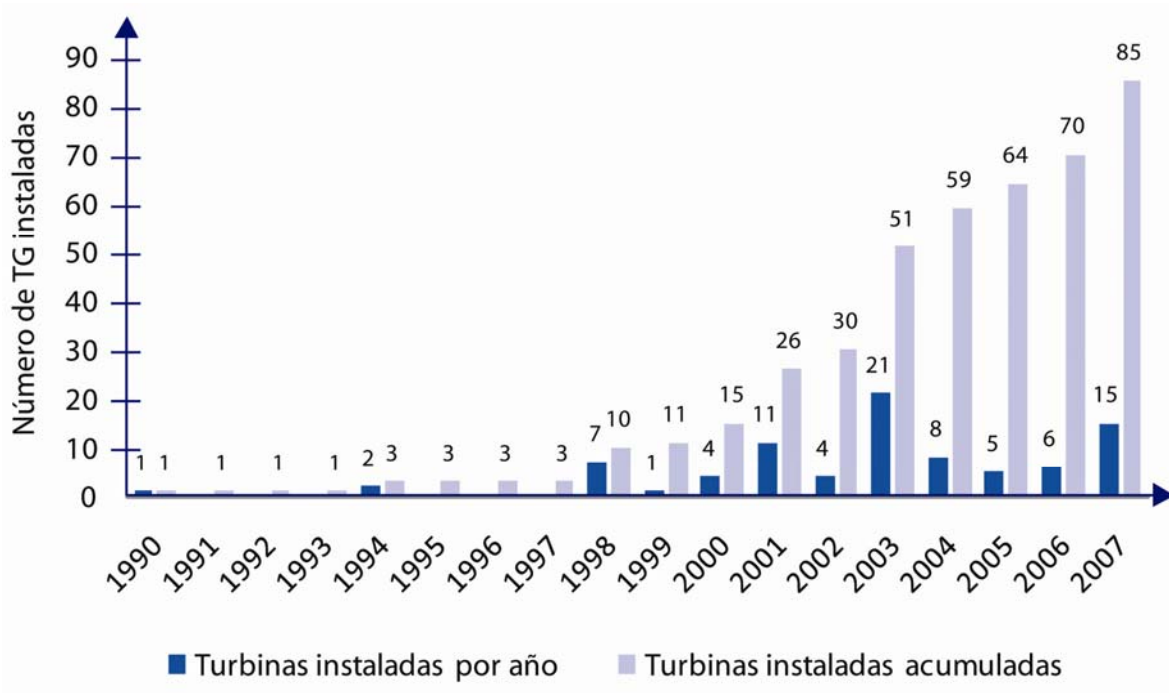
Para la década de los 70, se dan otros dos acontecimientos importantes. El primero, son los nuevos descubrimientos de petróleo y gas en las áreas productoras de Tampico, Reynosa y Poza Rica; se localizan 5 campos de gas en Nuevo Laredo y se realizan los primeros hallazgos en áreas geológicas de Chiapas y Tabasco. Estos últimos, propiciaron el repunte de la producción nacional. Por otro lado se da la publicación de la LSPEE, estableciendo por primera vez que el autoabastecimiento de energía eléctrica para satisfacer la demanda de algunos usuarios no era considerado como servicio público. Con esto se hizo posible la participación de la inversión privada en la generación de energía eléctrica. Abriéndose así, un nuevo nicho de mercado para las turbinas de gas.

5.2 Evolución del mercado de las turbinas de gas 1990 – 2007

5.2.1 Para el Servicio Público

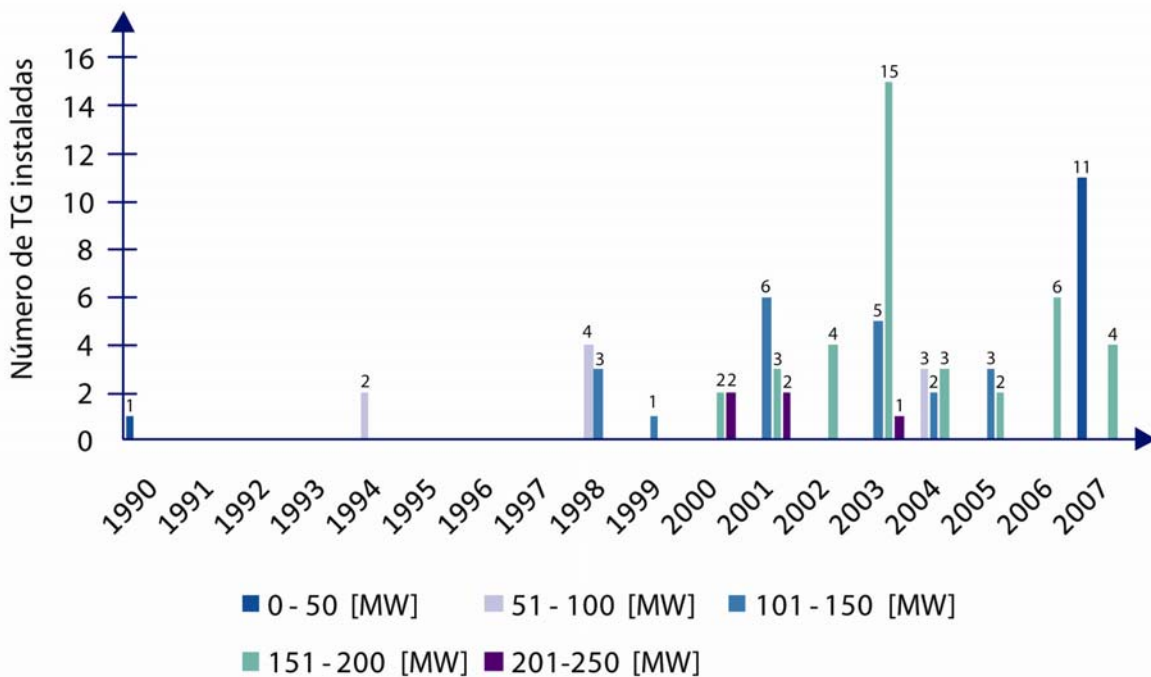
Como se ha venido mencionando, la energía eléctrica generada para el servicio público es la constituida por las empresas paraestatales CFE y LyFC, y por los Productores Independientes de Energía (PIE's). Estos últimos a pesar de ser privados, se consideran en la producción de energía eléctrica para el servicio público, debido a que la energía eléctrica generada por los PIE's es destinada a CFE.

Para poder analizar el periodo comprendido entre 1990 y 2007, la metodología de análisis fue la misma que se explicó en la sección anterior. El resultado fueron las siguientes gráficas:



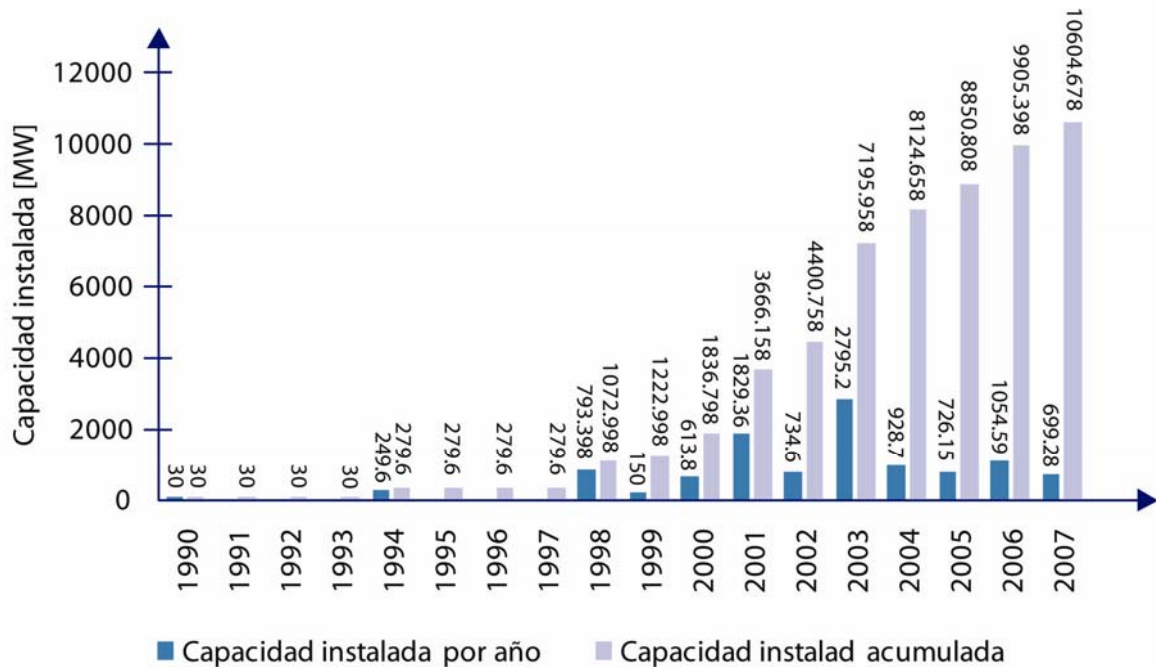
Fuente: EL autor con datos de CFE, LyFC y CRE

Figura V.6 Número de turbinas de gas instaladas por año para el servicio público: 1990 - 2007



Fuente: EL autor con datos de CFE, LyFC y CRE

Figura V.7 Número de turbinas de gas instaladas por año y por capacidad para el servicio público: 1990 - 2007



Fuente: El autor con datos de CFE, LyFC y CRE

Figura V.8 Capacidades instaladas por año para el servicio público: 1990 - 2007

Observando las gráficas podemos distinguir dos periodos, el primero de 1990 – 1997 y el segundo de 1998 – 2008. En el primer periodo podemos observar que no hay una constancia en la instalación de turbinas, instalándose solamente 3 turbinas. A partir del año 1998 se muestra una instalación constante año con año hasta 2008.

5.2.1.1 Periodo 1990 – 1997

Para el comienzo de la década de los 90, México se estaba recuperando de la crisis mundial petrolera de 1986. Este hecho marco a la comunidad internacional, teniendo la necesidad de diversificar sus fuentes de energía, además de la preocupación del cambio climático.

Como se mencionó en la sección anterior, en 1992 se llevó a cabo la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Desarrollo y Medio Ambiente, y en 1997 se firmó el Protocolo de Kyoto. A partir de esto, el gas natural comienza a jugar un papel importante en la diversificación de fuentes de suministro de energía a nivel mundial, ya que tiene mejores eficiencias en las centrales termoeléctricas, además de caracterizarse por ser un combustible limpio, el cual emite menos gases de efecto invernadero que los demás

hidrocarburos y que el carbón. Aunado a lo mencionado, la demanda de este combustible, la disponibilidad de oferta mundial y los menores costos, se combinaron para mejorar las condiciones para su aprovechamiento, tanto que, por primera vez, los países tuvieron mayor accesibilidad en términos económicos para importarlo.

Congruentes con el entorno mundial, en México se comenzaron a dar cambios en las políticas públicas y el marco regulatorio. En 1992 se reformó la LSPEE, en la que se agregan nuevas modalidades de generación de energía eléctrica, entre ellas los PIE's. Al siguiente año se constituye la CRE y su reglamento es publicado en 1995. Otro hecho importante que ocurrió en 1995, es la reforma a la Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, la cual permite la participación del sector privado en las actividades de transporte, almacenamiento, distribución y comercialización en la industria del gas natural de México.

Con los cambios mencionados en el marco regulatorio, México comenzó a tener una reestructuración en el sector eléctrico alentado por el desarrollo de nuevas tecnologías que irían elevando la eficiencia de las centrales termoeléctricas convencionales. Dándose así, entrega de los primeros permisos por parte de la CRE a las PIE's, para el año de 1997, con la tecnología de ciclo combinado.

Este periodo le sirvió al país para preparar los escenarios necesarios de transición hacia la adopción una nueva tecnología, el ciclo combinado. Es por tal motivo, que el comportamiento del mercado de las turbinas de gas disminuyó considerablemente en este periodo, comprándose tan sólo tres turbinas de gas, comparadas con la compra de tres por año de la década anterior a esta.

Pero también es en este periodo, que las compañías dedicadas a la producción de turbinas de gas, ven una gran oportunidad de comercializar estas máquinas de combustión interna en mayores capacidades y ya no sólo turbinas de hasta 100MW, como se venía dando anteriormente.

5.2.1.2 *Periodo 1998 – 2007*

Los primeros dos años de este periodo, se instalan 8 turbinas de gas en una central turbogás y dos de ciclo combinado de la CFE. En este tiempo, las PIE's se encuentran todavía en la solicitud de permisos para la generación de energía eléctrica.

Para el año 2000, el gobierno decidió que el sector eléctrico sustentara gran parte de su parque de generación en la tecnología de ciclo combinado, la cual tiene como beneficios principales su eficiencia técnica y la productividad. Con esta tecnología, tanto la CFE como los PIEs, impulsaron el desarrollo regional y la protección al medio ambiente

Para el 2004, se puso en marcha la primera repotenciación de unidades termoeléctricas convencionales para formar ciclos combinados, y un año después, se puso en marcha por primera vez la conversión de centrales turbogás a ciclos combinados (*CFE, 2009*).

Por último, en el 2006, entro en operación comercial la terminal de Altamira, Tamaulipas, en donde se encuentra una estación de almacenamiento y gasificación. Se instaló esta terminal con el fin de enfrentar la problemática de la importación del gas natural del sur de Texas, y con el objeto de diversificar su suministro a las centrales eléctricas en esta región.

Tales antecedentes se reflejan en la gráfica, haciéndose notorio que para el año 2000 se comienza a tener una instalación constante de turbinas, esto debido gracias a la entrada en operación las PIE's, en un total de 21 centrales.

La instalación de este tipo de motores de combustión interna, fue en promedio de 8 turbinas instaladas por año, superando la década de los 70 en la que se instalaban un promedio de 5 turbinas de gas. Hay que resaltar que el mercado se enfocó a turbinas de mayor capacidad, instalando para este periodo:

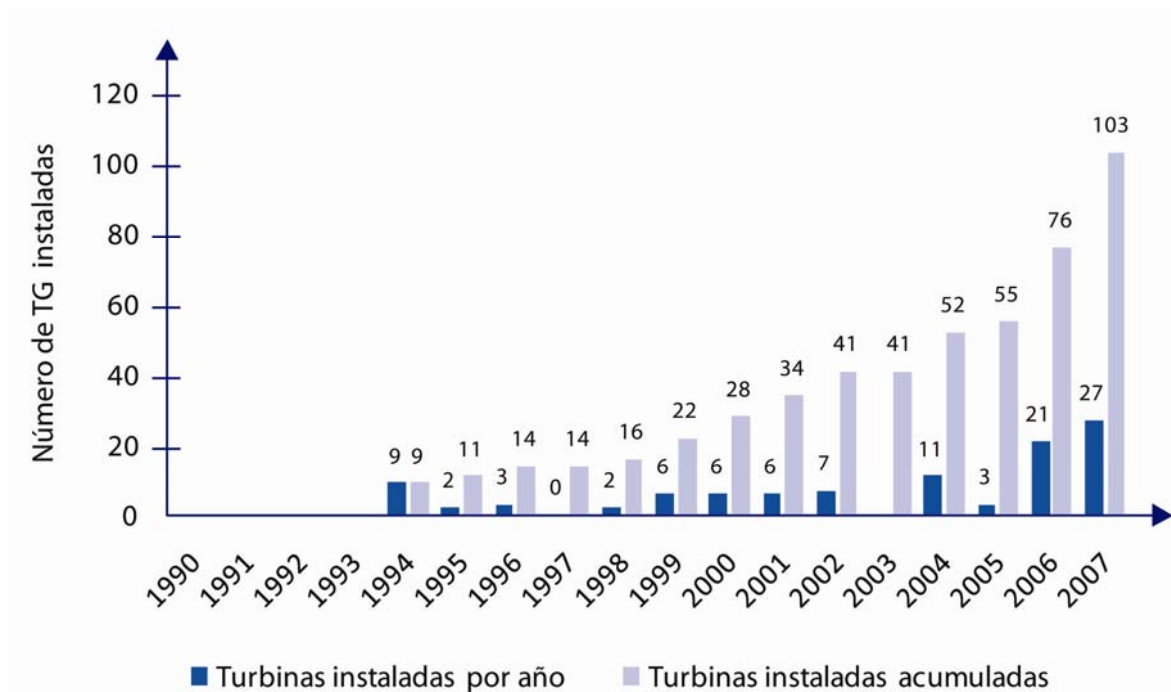
- 101 – 150 MW → 20 TG
- 151 – 200 MW → 39 TG
- 201 – 250 MW → 5 TG

Por último mencionar, que a finales del 2008 se aprobó la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición. Esta Ley tiene por objeto, regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica, así como establecer la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética.

5.2.2 Autoabastecimiento y cogeneración

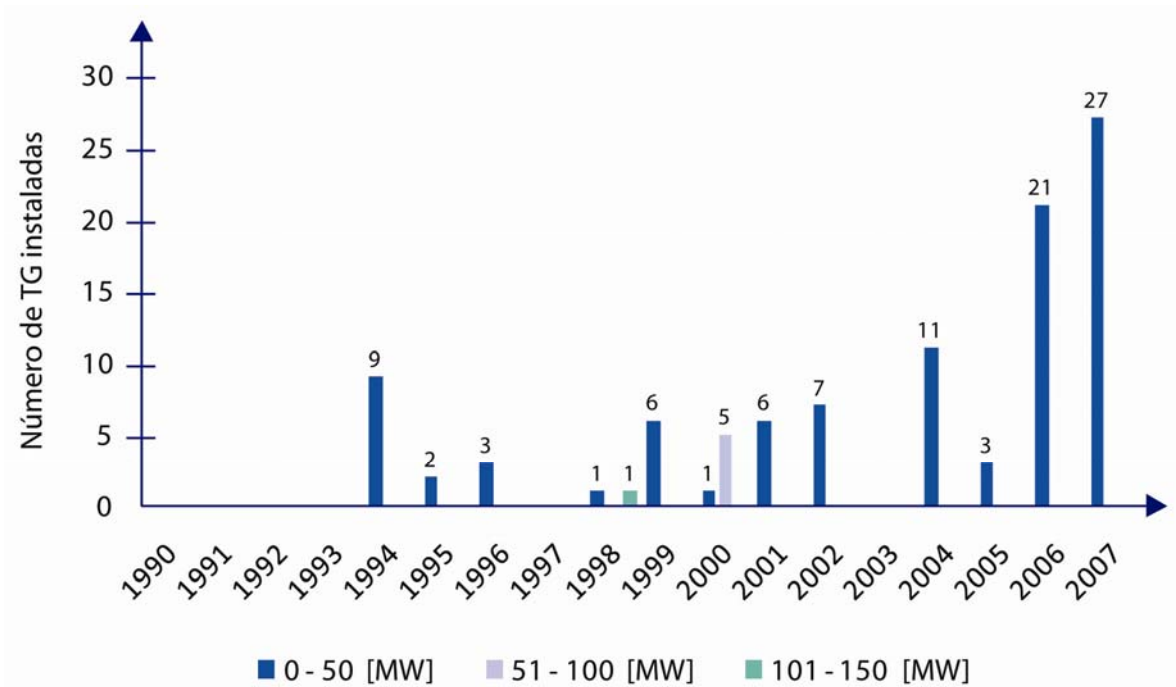
Como se mencionó en los antecedentes, el autoabastecimiento se estableció por primera vez en la LSPEE publicada en 1975; y para 1983, se reformó la Ley para ampliar los supuestos del autoabastecimiento, a fin de permitir la cogeneración y generación de energía destinada exclusivamente a emergencias derivadas de interrupciones en el servicio de la energía eléctrica. Finalmente en las reformas hechas en 1992, se perfeccionaron las figuras de autoabastecimiento y cogeneración, ampliándose el concepto de autoabastecimiento, para incluir a sociedades que tengan por objeto la generación de energía eléctrica para la satisfacción de los requerimientos de sus socios.

La metodología que se ha estado utilizando para el análisis de la evolución de las turbinas de gas, es la misma que se emplea para esta sección. Los resultados se presentan en la Figura V.9, Figura V.10 y la Figura V.11.



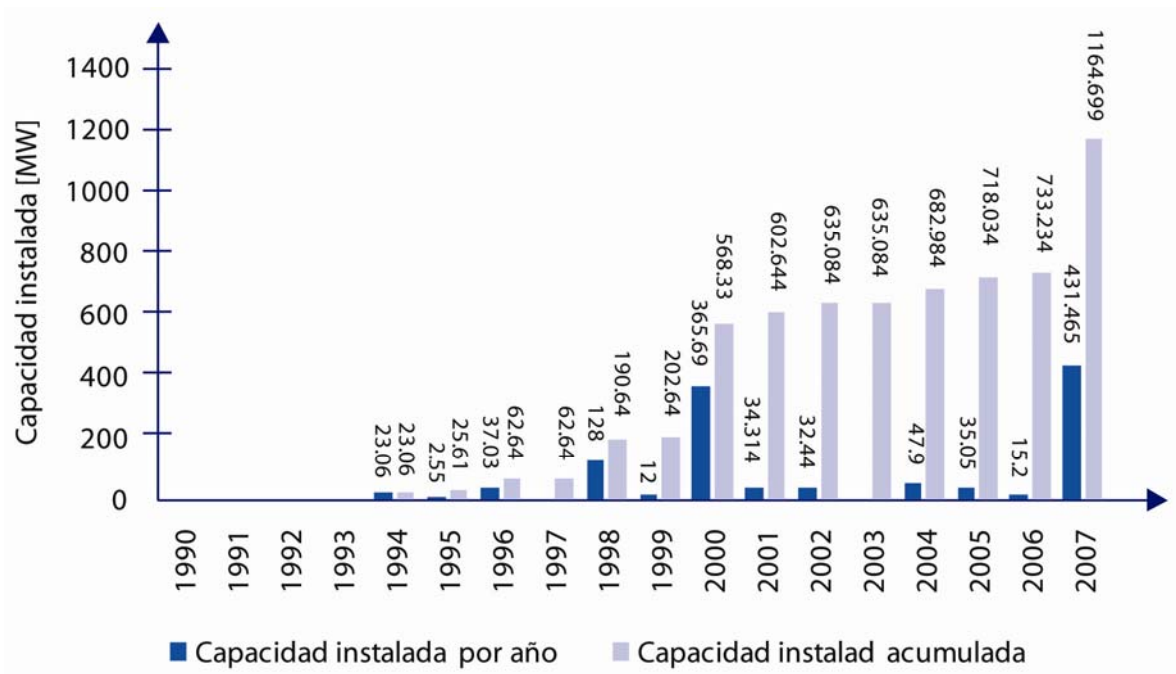
Fuente: EL autor con datos de CFE, LyFC y CRE

Figura V.9 Número de turbinas de gas instaladas por año para autoabastecimiento y cogeneración: 1990 - 2007



Fuente: EL autor con datos de CFE, LyFC y CRE

Figura V.10 Número de turbinas de gas instaladas por año y por tamaño para autoabastecimiento y cogeneración: 1990 – 2007



Fuente: El autor con datos de CFE, LyFC y CRE

Figura V.11 Capacidad instaladas por año para autoabastecimiento y cogeneración: 1990 – 2007

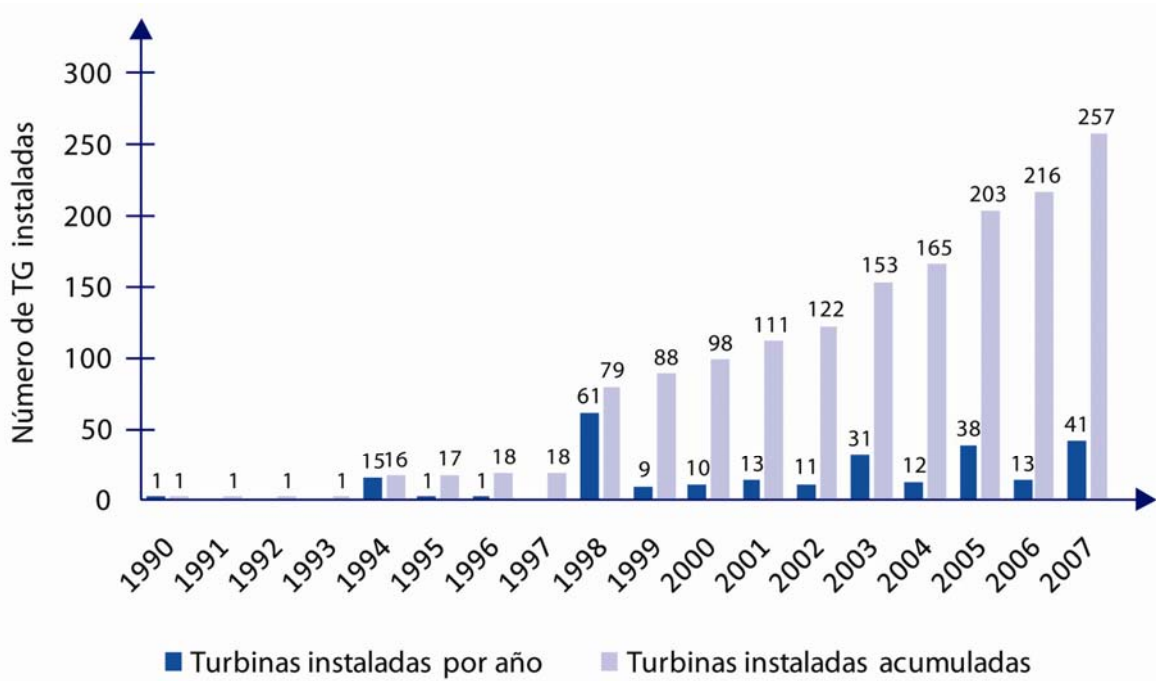
El las gráficas podemos observar, que para este periodo se empieza generar electricidad con esta tecnología a partir de 1994, siendo constantes hasta el 2007. Para este tipo de modalidad de generación de energía eléctrica el mercado de las turbinas de gas estuvo ubicado en las de pequeña capacidad, no más de 50 MW, lo que se ve reflejado en la capacidad instalada.

Como se mencionó anteriormente, en 1992 se hicieron reformas a la LSPEE, reflejándose en la instalación de este tipo de plantas dos años más tarde. Otro cambio notorio, es en el año 2000 donde se empiezan a instalar un número mayor de turbinas de gas. Esto también se ve influenciado por los cambios en las políticas públicas tanto nacionales como internacionales.

En total, para este periodo, se instalaron 103 turbinas de gas, de las cuales 97 fueron de menos de 50 MW, 5 más de entre 51 y 100 MW y sólo una de 128 MW. La capacidad total instalada fue de 1,165 MW, siendo Pemex el principal permisionario.

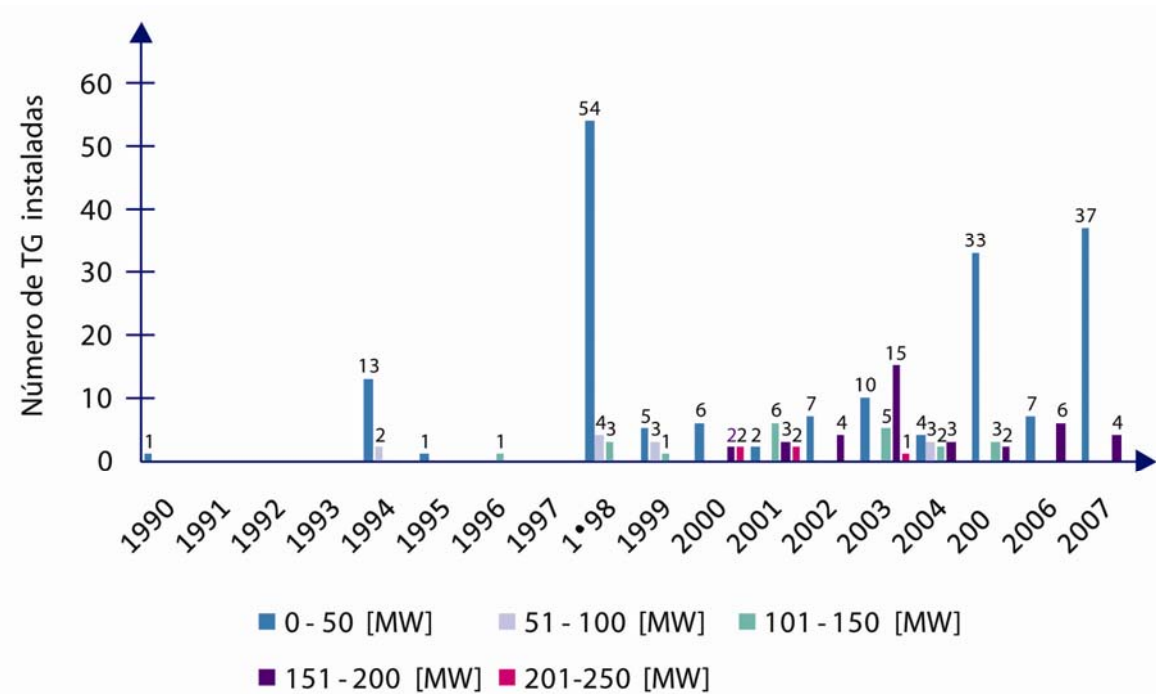
5.2.3 Periodo 1990 – 2008

El objetivo de este apartado, es mostrar la evolución del mercado en el país. Esto con el fin de tener el panorama general que se ha presentado en México durante este periodo de tiempo. Las gráficas mostradas en las siguientes figuras (Figura V.12, Figura V.13 y Figura V.14), son el resultado de unir los mercados correspondientes tanto al servicio público como privado.



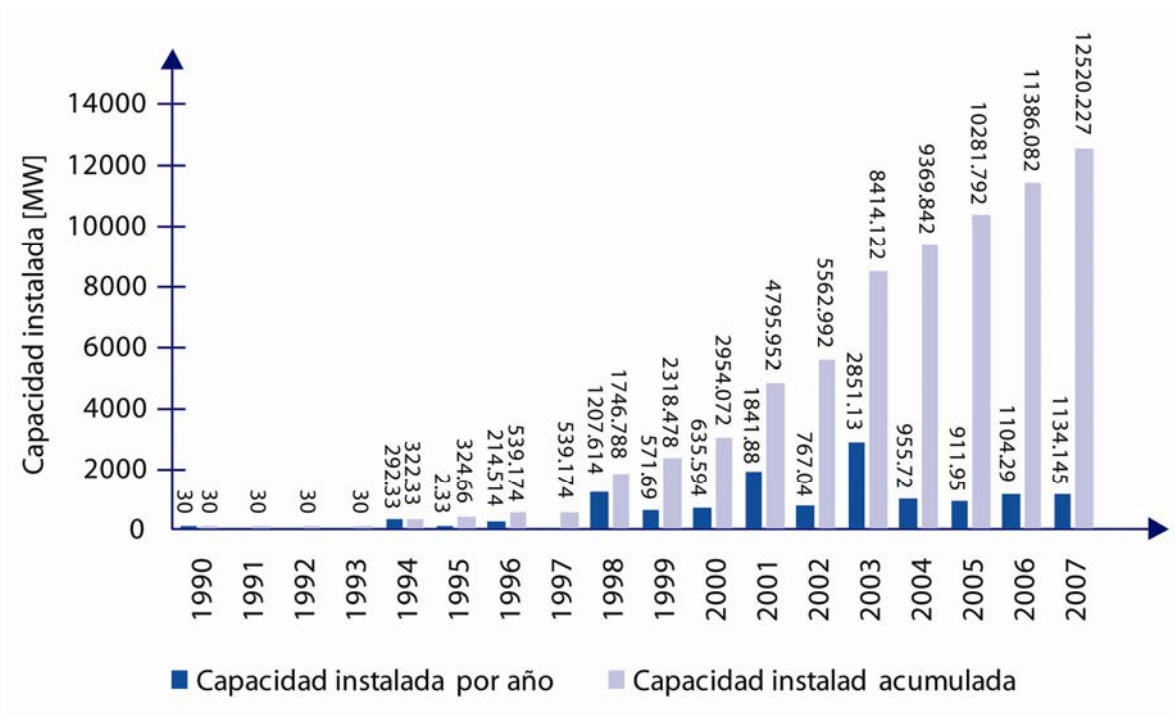
Fuente: EL autor con datos de CFE, LyFC y CRE

Figura V.12 Número de turbinas de gas instaladas por año en México: 1990 - 2007



Fuente: EL autor con datos de CFE, LyFC y CRE

Figura V.13 Número de turbinas de gas instaladas por año y por capacidad en México: 1990 - 2007



Fuente: El autor con datos de CFE, LyFC y CRE

Figura V.14 Capacidad instaladas por año en México: 1990 – 2007

En las gráficas anteriores puede verse con mayor claridad la evolución del mercado de las turbinas de gas, teniendo como resultados:

- Turbinas de gas instaladas promedio por año: 13 TG
- Turbinas instaladas por capacidad:
 - 0 – 50 MW → 184
 - 51 – 100 MW → 12
 - 101 – 150 MW → 21
 - 151 – 200 MW → 39
 - 201 – 250 MW → 5
- Total de capacidad instalada: 12,541.327 MW

5.3 Evolución del mercado de las turbinas de gas 2008 – 2017

Una vez analizada la evolución del mercado de las turbinas de gas para el periodo 1990 - 2007, podemos ahora realizar el análisis de la prospectiva a 10 años. Para poder llevar a cabo dicho análisis, debemos tener en cuenta el Plan Nacional de Desarrollo 2007- 2010, en el cual se plantean algunas de las siguientes estrategias:

- Promover el uso eficiente de la energía para que el país se desarrolle de manera sustentable, a través de la adopción de tecnologías que ofrezcan mayor eficiencia energética y ahorros a los consumidores.
- Intensificar los programas de ahorro de energía, incluyendo el aprovechamiento de capacidades de cogeneración.

Con base en estas estrategias, la SENER estableció los siguientes lineamientos para la elaboración del plan de expansión del sistema de generación:

- Mantener una participación de 40% con tecnologías de generación a base de gas natural.
- Mantener una cota máxima del 8% para proyectos que se dejarían con libertad para definir posteriormente la tecnología más conveniente, y mantener invariable la participación de la energía nucleoelectrónica.

5.3.1 Para el Servicio Público

Durante el periodo 2009-2017, el programa de expansión del servicio público requerirá adiciones de capacidad por 14,794 MW de los cuales, se tienen 3,520 MW de capacidad comprometida o en construcción, 10,795 MW de capacidad adicional en proyectos que aún no se han licitado y 479 MW adicionales en proyectos de rehabilitación y modernización. En suma, por parte del servicio público se adicionarán 14,315 MW²² durante el periodo (*SENER, 2008*).

La capacidad comprometida o en construcción, está conformada por 3,360 MW de CFE y 160 MW de LFyC. Esta capacidad está programada para iniciar operaciones durante el periodo 2009-2012. El programa de expansión con proyectos de generación en proceso de construcción o licitación está integrado por 1,436 MW con base en ciclo combinado, lo que representa poco más del 40%.

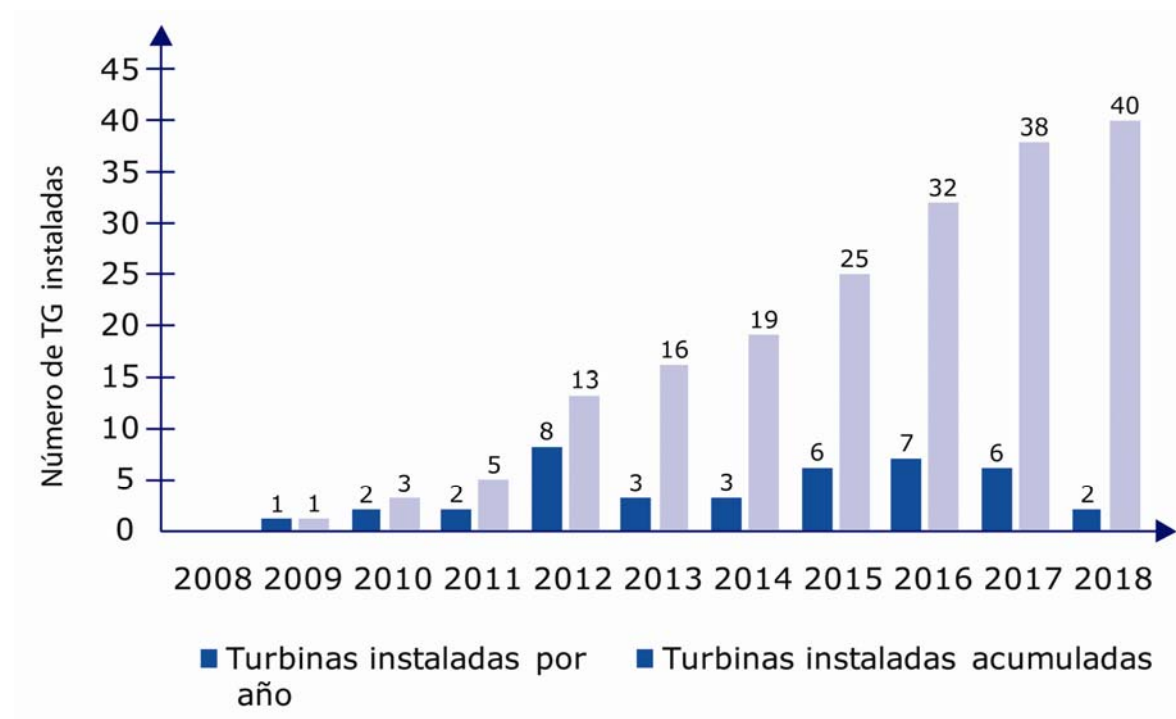
En lo que se refiere a las tecnologías consideradas en los requerimientos de capacidad adicional, los ciclos combinados representan 69.5% del total a instalarse durante 2011-2017, con 7,500 MW, seguido por la asignación de capacidad denominada libre, para la cual no se ha especificado aún la tecnología a utilizarse. Esta capacidad

²² No incluye rehabilitaciones y modernizaciones por una capacidad de 479 MW.

asciende a 1,355 MW es decir, 12.6% de la capacidad total adicional para el mismo periodo.

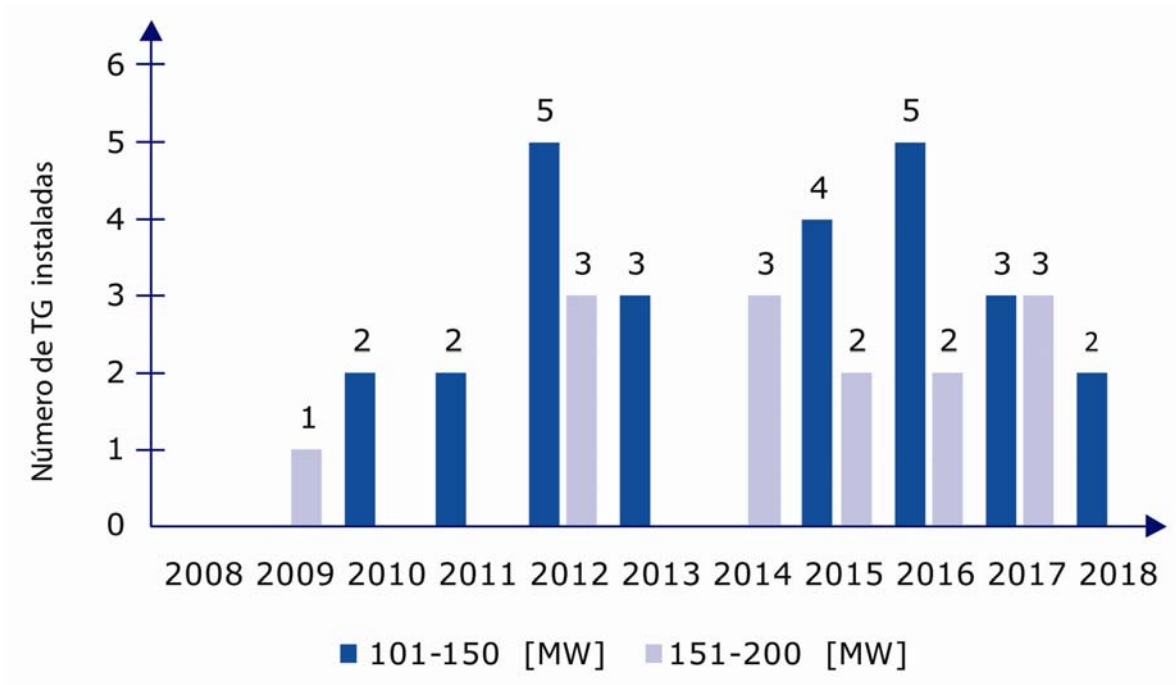
Con este panorama general, podemos ver que el mercado de las turbinas de gas se mantiene constante también para este periodo, con poco menos de 9,000 MW de capacidad instalada con la tecnología de ciclo combinado y con la posibilidad de utilizar una parte de la capacidad denominada libre.

Así, las siguientes figuras nos muestran la evolución del mercado de las turbinas de gas para el periodo 2008 – 2017. La Figura V.15 nos muestra el número de turbinas instaladas año con año y el número de ellas acumuladas por año. En la siguiente figura (Figura V.16) observamos más específicamente el número de turbinas instaladas año con año, separándolas por capacidades. Por último, la Figura V.17 muestra la capacidad instalada con estas turbinas por año y la acumulada.



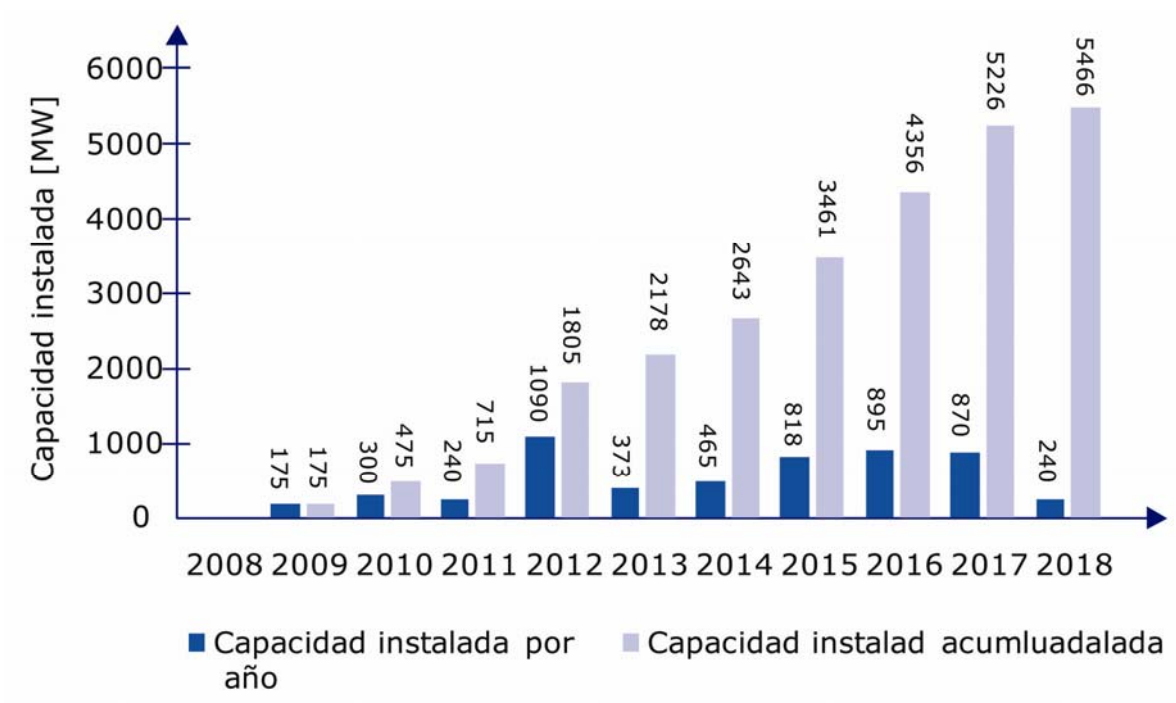
Fuente: EL autor con datos de la SENER, 2008

Figura V.15 Número de turbinas de gas instaladas para el servicio público: 2008 - 2018



Fuente: EL autor con datos de la SENER, 2008

Figura V.16 Número de turbinas de gas instaladas por año y por tamaño para el servicio público: 2008 – 2018



Fuente: El autor con datos de la SENER, 2008

Figura V.17 Capacidad instaladas por año para el servicio público: 2008 - 2018

Las gráficas fueron elaboradas con datos de la SENER, pero en la información obtenida no se especificaba el número de turbinas y su capacidad, ya que aún no se tiene detallada esa información. Lo que se realizó para tener un estimado, es poner los datos de las centrales que se instalaron con anterioridad y que se aproximaban en la capacidad de las nuevas centrales por instalar. También se tomó en cuenta la tendencia del mercado que se presentó en la década anterior, la cual fue ir utilizando turbinas de gas de mayor capacidad, para lo cual se tomó en cuenta turbinas de gas desde 100 hasta 200 MW.

Teniendo en cuenta lo anterior, podemos observar en las gráficas que el mercado de las turbinas para el servicio público se ubicará en su mayoría, en aquellas que se encuentren entre las capacidades de 100 y 200 MW. El promedio de instalación de estas máquinas de combustión interna por año será de 4, el cual será más bajo que la década pasada a ésta que instaló 8 turbinas de gas en promedio por año. Pero hay que tomar en cuenta, que fue el auge de esta tecnología y para el futuro sólo tiene que mantenerse, por lo que 4 turbinas de gas es una cifra aceptable.

5.3.2 Autoabastecimiento y cogeneración

Para este periodo, se estima una capacidad adicional neta de autoabastecimiento remoto y cogeneración de 2,490 MW, considerando los proyectos del sector privado al igual que del servicio público, específicamente Pemex con el proyecto de cogeneración en Nuevo Pemex con 258 MW de autoabastecimiento remoto, así como los proyectos eólicos de la temporada abierta (*SENER, 2008*).

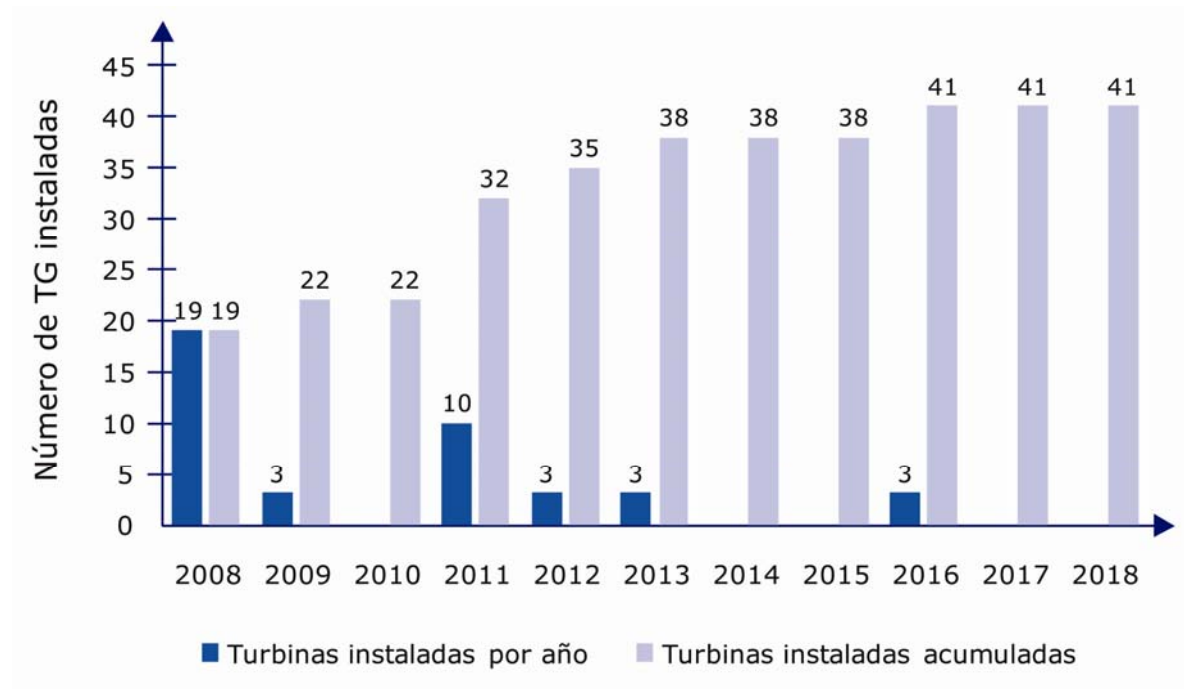
En 2007 la mayor capacidad instalada por parte de permisionarios se concentró en grandes sociedades de autoabastecimiento y cogeneración, tales como: Iberdrola Energía Monterrey, Tractebel, Termoeléctrica Peñoles, Termoeléctrica del Golfo, Energía Azteca VIII y Enertek. Asimismo, es importante indicar que Pemex tiene una importante capacidad autorizada para autoabastecimiento y cogeneración destinada para la satisfacción de una parte de sus necesidades de energía eléctrica.

Por otra parte, desde 2004, no se han puesto en marcha proyectos de autoabastecimiento de gran capacidad. Sin embargo, durante años recientes se ha observado un importante incremento en el número de permisos otorgados para autoabastecimiento en pequeña escala. Como una estrategia de mitigación de costos,

muchas empresas del sector servicios optaron por desconectarse de la red del servicio público en horario punta y generar su propia electricidad mediante plantas de pequeña capacidad y en su mayoría utilizando diesel. Este tipo de autoabastecimiento es primordialmente local.

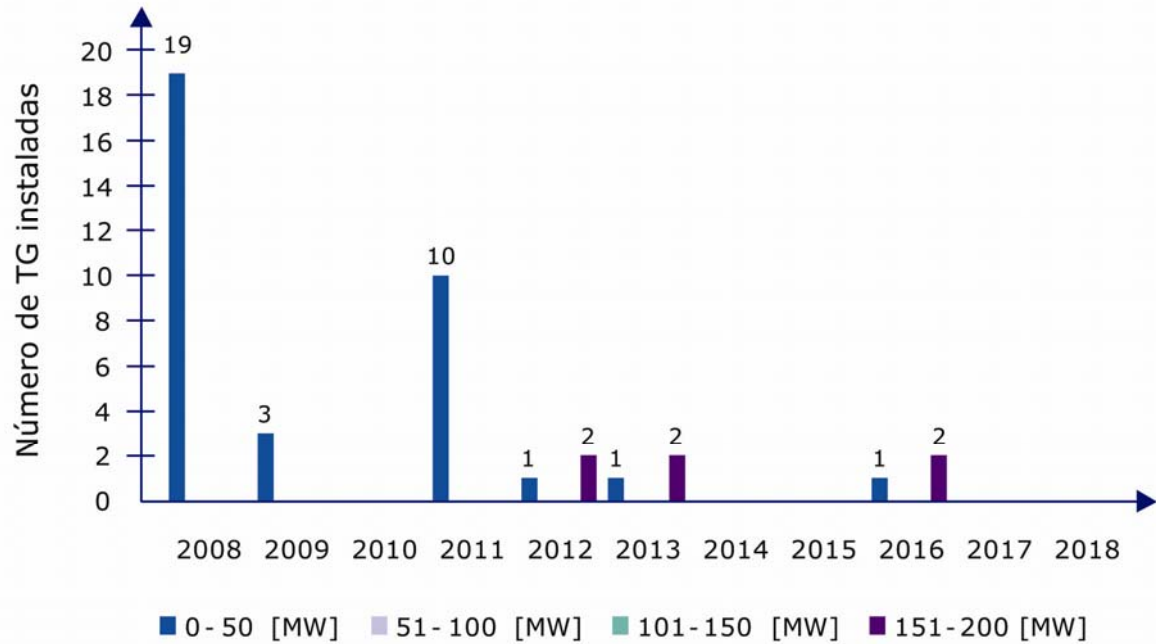
Para este periodo la energía generada bajo esta modalidad, será en su mayoría con centrales eoloelectricas, poco menos del 80%. El resto se cubrirá con la central de GDC Generadora que utilizará una caldera de lecho fluidizado para utilizar carbón, y con la central de cogeneración de Nuevo Pemex que será la única que utilice tecnología de turbina de gas.

Las siguientes gráficas (Figura V.18, Figura V.19 y Figura V.20), nos muestran la evolución del mercado para este periodo en lo que refiere a autoabastecimiento y cogeneración.



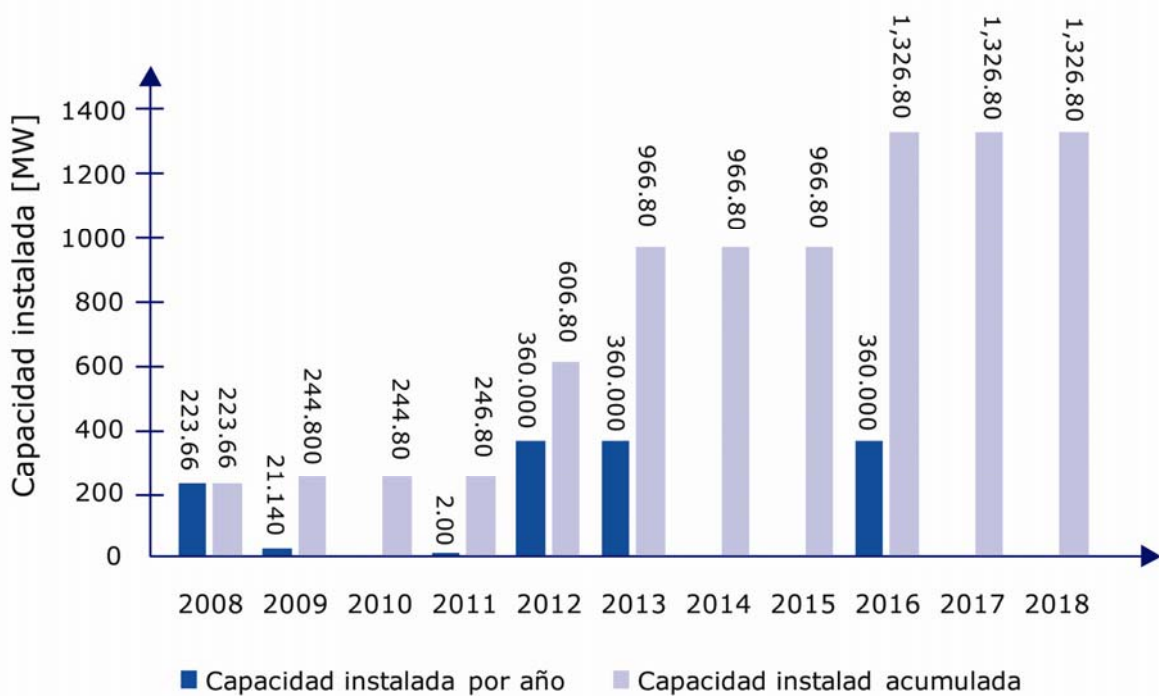
Fuente: EL autor con datos de la SENER, 2008

Figura V.18 Número de turbinas de gas instaladas para autoabastecimiento y cogeneración: 2008 - 2018



Fuente: EL autor con datos de la SENER, 2008

Figura V.19 Número de turbinas de gas instaladas por año y por tamaño para autoabastecimiento y cogeneración: 2008 - 2018



Fuente: El autor con datos de la SENER, 2008

Figura V.20 Capacidad instaladas por año para autoabastecimiento y cogeneración: 2008 - 2018

En las gráficas podemos observar que no habrá una gran instalación de turbinas de gas en este periodo, por lo menos de gran escala. Se instalarán 35 turbinas, de las cuales 23 son de una capacidad menor a 20 MW y 10 más son de 0.2 MW, siendo las turbinas de gas que se instalarán en Nuevo Pemex las de mayor capacidad, 2 de 170 MW.

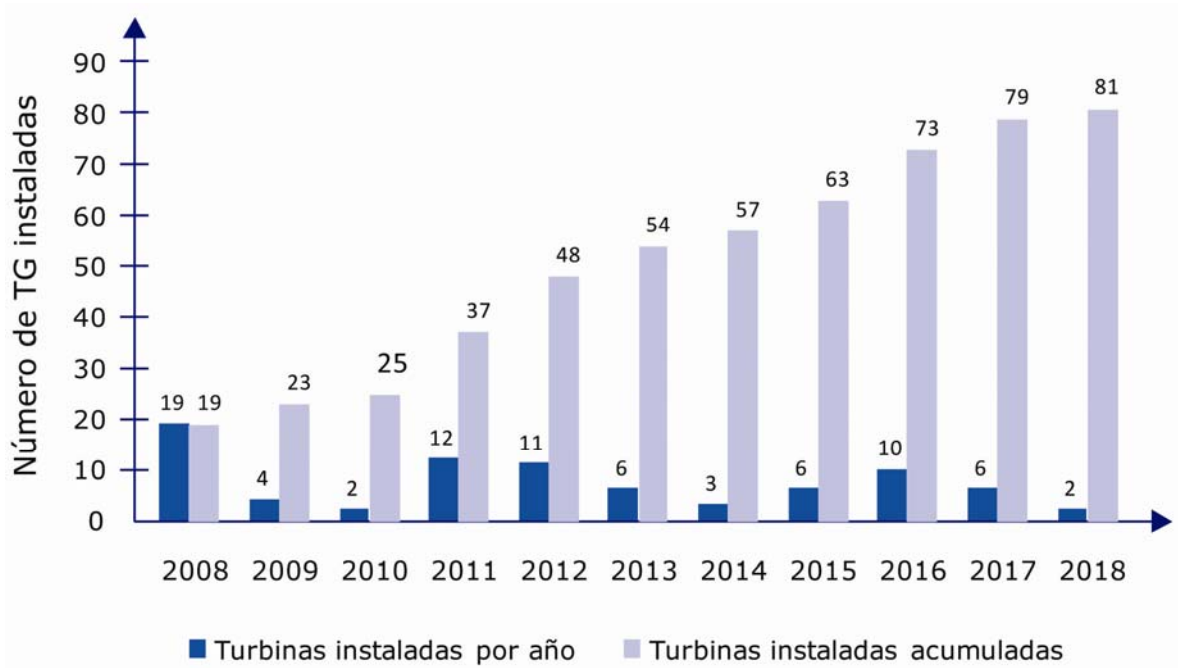
Con esto observamos, que la tendencia del mercado en lo que refiere a autoabastecimiento, seguirá siendo a pequeña escala, esto como estrategia de mitigación de costos.

Además cabe resaltar, que a partir del 2011 no se prevén grandes proyectos que involucren usar este tipo de tecnología. Sin embargo, no se descarta que se planteen nuevos proyectos de autoabastecimiento a pequeña escala.

5.3.3 Periodo 2008 - 2018

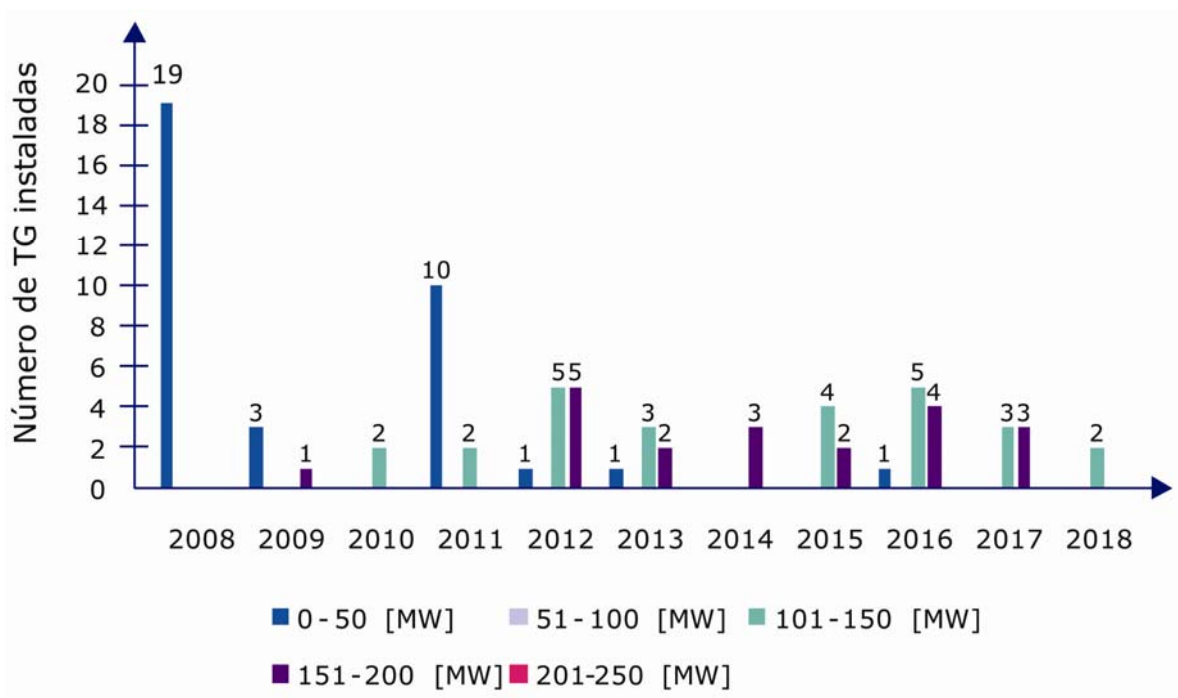
Mostrar la evolución del mercado de las turbinas de gas en México para el periodo 2008 – 2018, es el objetivo de este apartado. Esto con el fin de tener una visión conjunta del mercado de estas máquinas en el país durante los próximos 10 años.

Las gráficas mostradas en las siguientes figuras (Figura V.21, Figura V.22 y Figura V.23), son el resultado de unir los mercados correspondientes tanto al servicio público como privado.



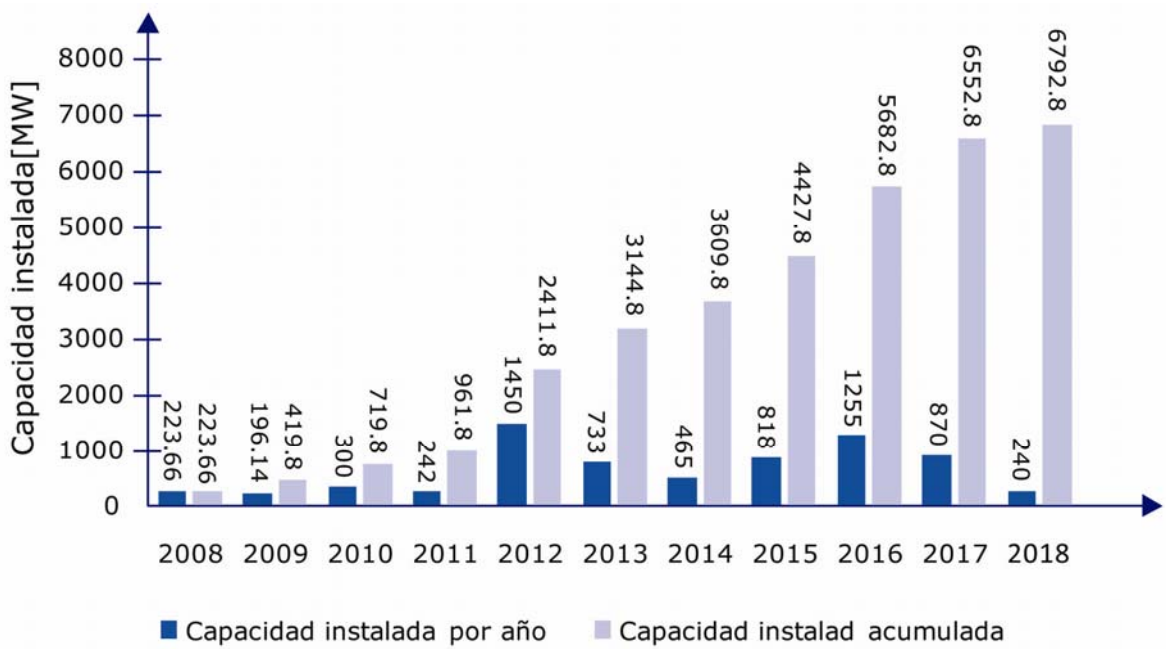
Fuente: EL autor con datos de la SENER, 2008

Figura V.21 Número de turbinas de gas instaladas por año en México: 2008 – 2018



Fuente: EL autor con datos de la SENER, 2008

Figura V.22 Número de turbinas de gas instaladas por año y por capacidad en México: 2008 – 2018



Fuente: El autor con datos de la SENER, 2008

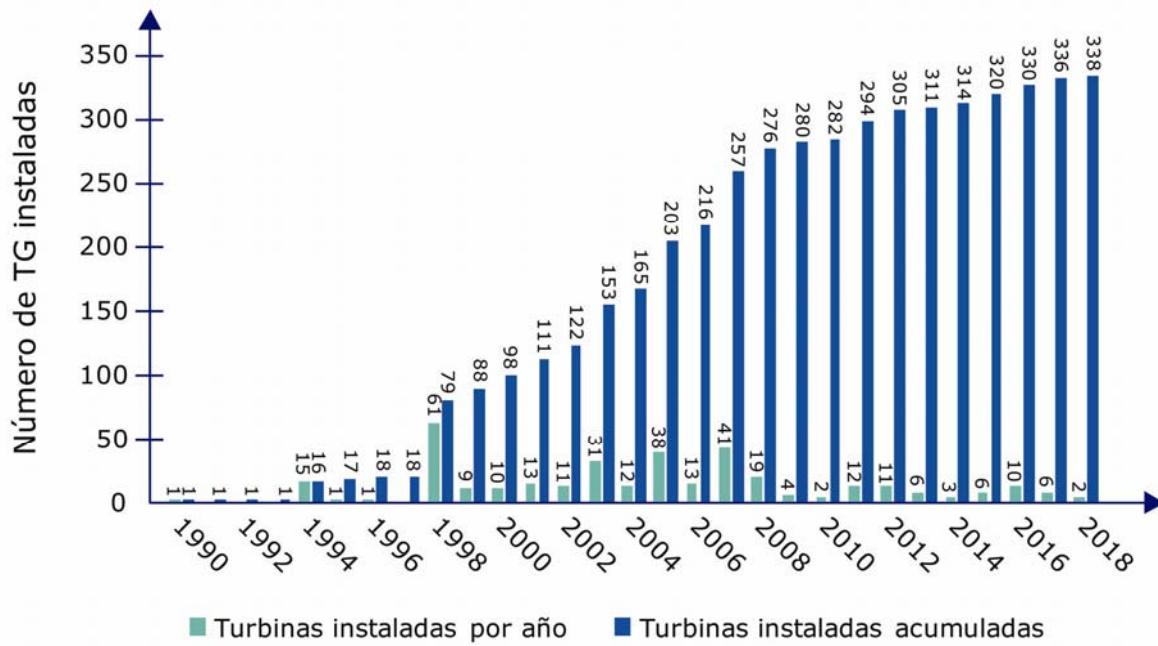
Figura V.23 Capacidad instaladas por año en México: 2008 - 2018

En las gráficas anteriores puede verse con mayor claridad la evolución del mercado de las turbinas de gas para este periodo, teniendo como resultados:

- Turbinas de gas instaladas promedio por año: 3 TG
- Turbinas instaladas por capacidad:
 - 0 – 50 MW → 33
 - 51 – 100 MW → 0
 - 101 – 150 MW → 26
 - 151 – 200 MW → 16
 - 201 – 250 MW → 0
- Total de capacidad instalada: 6,073 MW

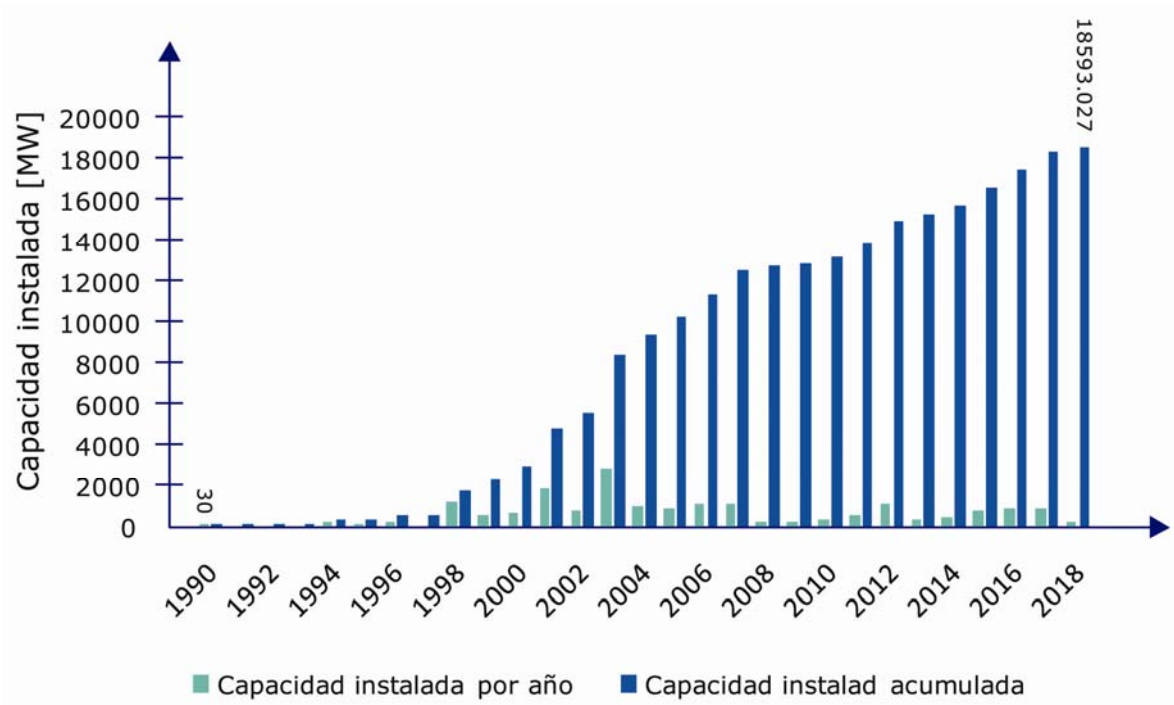
Si hacemos la comparación con la década anterior, observamos que prácticamente la capacidad instalada en el futuro, será la mitad de la que se instaló en el periodo de 1997 – 2007. Con esto nos damos cuenta, de que el mercado se estabilizará para la próxima década.

Para finalizar, las siguientes gráficas (Figura V.24 y V.25) nos muestran la evolución del mercado desde 1990 hasta 2018, siendo el resultado de la unión de los periodos analizados con anterioridad. En ellas podemos notar con mayor claridad, como hay un rápido crecimiento del mercado después del año 2000, estabilizándose diez años después.



Fuente: EL autor con datos de la SENER, 2008

Figura V.24 Número de turbinas de gas instaladas por año en México: 1990 – 2018



Fuente: El autor con datos de la SENER, 2008

Figura V.25 Capacidad instaladas por año en México: 1990 – 2018

Conclusiones

El presente capítulo se enfocó a realizar el análisis del mercado de las turbinas de gas en México, dividiéndolo en dos partes: el mercado actual y el mercado futuro.

Para el mercado actual, se observó que para el servicio público las turbinas de gas que se encuentran entre las capacidades de 100 y 200 MW son las que se consumen más, teniéndose un promedio de instalación de 8 máquinas por año. Por el contrario, para el autoabastecimiento y cogeneración, la compra de este tipo de turbinas se ubicó en aquellas que no excedían de 50 MW, con un promedio de instalación de 5 turbinas de gas por año.

El mercado de las turbinas de gas en la actualidad, se vio favorecido por las políticas públicas a favor de la eficiencia energética y el uso de energías renovables, lo cual ubica al gas natural como un combustible limpio y de uso para mayor eficiencia en las centrales termoeléctricas. Por esta razón se tuvo un crecimiento exponencial después del año 2000, en donde las PIE's jugaron un papel muy importante.

En el mercado futuro se prevé que la situación cambie, ya que el crecimiento será de manera constante y no seguirá creciendo de manera exponencial como en los últimos años. Para el servicio público, se planea que se instalen 4 turbinas de gas por año con la misma tendencia de que sean de entre 100 y 200 MW, pero contemplando empezar a utilizar máquinas de mayores capacidades. Para el servicio privado el escenario es poco favorable, ya que las centrales de autoabastecimiento y cogeneración para el futuro se piensan realizar con centrales eoloeléctricas en un 80%, dejando como únicos grandes proyecto que utilicen la tecnología de las turbinas de gas, el de Nuevo Pemex y el proyecto de Salamanca. Aquí el mercado seguirá la tendencia de máquinas de muy pequeña capacidad (menores a 10 MW), para pequeña industrias que están buscando mitigar costos.

En conclusión, el mercado seguirá una tendencia de crecimiento constante, en la que las turbinas de gas de capacidades de entre 100 y 200 MW serán las de mayor venta, seguidas por las de capacidades menores a 10 MW. El promedio de instalación de estas máquinas de combustión interna, será de 7 turbinas por año, donde los PIE's y Pemex seguirán teniendo un papel importante.

Conclusiones C

Generales

Conclusiones generales

A nivel mundial, el tema de la seguridad y eficiencia energética ha causado, en general, un gran cambio en el sector energético de las naciones. Este cambio, va inclinado hacia una transición energética, en la cual se amplíen las fuentes de suministro de energía eléctrica y se mitigue el impacto al ambiente.

Bajo este esquema, el gas natural ha ido jugando un papel importante en la diversificación de fuentes de suministro de energía, ya que tiene mejores eficiencias en las centrales termoeléctricas, además de caracterizarse por ser un combustible limpio, el cual emite menos gases de efecto invernadero que los hidrocarburos y el carbón.

Por esta razón el mercado de las turbinas de gas ha ido creciendo rápidamente, y es por esto que en el presente trabajo se planteó la siguiente problemática: ¿Cuáles son las principales especificaciones técnicas y económicas que hacen atractivas a las turbinas de gas en las centrales de generación de energía eléctrica? y ¿Cuál es el mercado actual y para los próximos 10 años del uso de turbinas de gas en la generación de energía eléctrica en México? A lo largo del desarrollo de este trabajo, se fue acumulando la información necesaria para poder contestar estas preguntas.

Las centrales termoeléctricas convencionales que ocupan la tecnología de turbinas de gas, son las centrales turbogás, ciclo combinado y de cogeneración. Para estas tecnologías las principales especificaciones técnicas son las siguientes:

- Turbogás. Para los ciclos cerrados, si en la cámara de combustión se verifica el intercambio térmico a presión constante, los ciclos son idénticos a los obtenidos en circuitos abiertos, con la ventaja de la reducción de contaminación, debido a que el fluido motor es puro en lugar de un gas de combustión. Además, permite un reducido tamaño de la turbomáquina para una potencia dada, misma que puede ser modificada actuando sobre el compresor que actúa sobre las propiedades físicas de la masa de fluido motor contenido en el circuito.
Para los ciclos abiertos, se tiene la posibilidad de variar la potencia regulando el gasto de combustible de la cámara de recalentamiento, permitiendo que el generador de gas funcione en condiciones próximas a las óptimas. Además, las especificaciones técnicas se pueden ajustar a las necesidades de la planta de acuerdo con las características de cada ciclo simple.

- Ciclo combinado. Estos ciclos tienen elevados rendimientos, el rendimiento global en energía primaria puede ser un 57% superior. Son capaces de operar en cualquier régimen de funcionamiento, con gran rapidez de adaptación a las variaciones de carga. Son capaces de operar en cualquier régimen de funcionamiento, con gran rapidez de adaptación a las variaciones de carga.
- Cogeneración. Las centrales que emplean esta tecnología para la generación de energía térmica o eléctrica, tienen una eficiencia global arriba del 80% y cuentan con una amplia gama de capacidades (500 kW - 265 MW). Es una tecnología excelente para cargas pico, además de contar con una reducción de emisiones de NOx hasta un 75%.

Todas las especificaciones antes mencionadas, son gracias a los factores principales que influyen en el funcionamiento de las turbinas de gas, que son principalmente dos: el rendimiento de los elementos y la temperatura de trabajo de la turbina, por lo que a partir de éstos, puede mejorar el comportamiento global de la turbina de gas. Esto se logra a través de los diferentes ciclos que puede tener la turbina de gas.

Por otro lado están los aspectos económicos, donde los costos de inversión, combustibles y operación fueron los costos estudiados para analizar esta sección.

Para las turbinas de gas en ciclos simples, tenemos que el costo de inversión es mayor entre menor potencia entregara la turbina de gas, regularmente son las turbinas aeroderivadas. En lo que corresponde a los combustibles, un factor importante es la eficiencia de conversión de las turbinas, siendo las turbinas aeroderivadas las que resultaron tener mayor eficiencia, seguidas de las turbinas llamadas de uso pesado. Por último, para la operación y mantenimiento tenemos que las turbinas aeroderivadas son las que tiene mayor costo en este rubro, debido al tipo de tecnología que tienen.

En lo que respecta a los ciclos combinados, los costos de inversión no varían mucho, siendo las de menor capacidad las de mayor costo teniendo una variación porcentual alrededor del 10%. La eficiencia de conversión, para los combustibles, tienen una eficiencia neta de entre 50% y 51%, donde las turbinas de mayor capacidad son la mayor eficiencia. Para las turbinas clase "F", el costo de operación y mantenimiento es mayor, debido a que son de menor capacidad, bajando los costos para las turbinas clase "G".

Haciendo la comparativa entre ambas tecnologías, los ciclos combinados tienen menores costos de inversión y operación y mantenimiento, lo que respecta al combustible se eleva un 25% más, lo cual se debe a la utilización de los recuperadores de calor.

En general, comparando con otras tecnologías de generación eléctrica, el que tiene mayores ventajas es el ciclo combinado, debido a su bajo costo de inversión de poco más del 15%. El costo de operación y mantenimiento de estas centrales, se encuentran del orden del 8%, lo cual lo coloca como una tecnología de generación de energía eléctrica atractiva, con la única desventaja de la fluctuación en los precios del combustible.

Debido a estos aspectos técnicos y económicos, además de las políticas públicas internacionales, el mercado de las turbinas se ha ido incrementando en las últimas décadas. En México, el mercado de las turbinas de gas se divide para dos sectores de generación de energía eléctrica: el servicio público y el privado.

Para el mercado actual, se encontró que el servicio público utiliza las turbinas de gas que se encuentran entre las capacidades de 100 y 200 MW, y se tuvo un promedio de instalación de 8 máquinas por año. Por el contrario, para el autoabastecimiento y cogeneración, la compra de este tipo de máquinas se ubicó en aquellas que no excedían de 50 MW, con un promedio de instalación de 5 turbinas de gas por año.

El mercado de las turbinas de gas en la actualidad, se vio favorecido por las políticas públicas a favor de la eficiencia energética y el uso de energías renovables, lo cual ubica al gas natural como un combustible limpio y de uso para mayor eficiencia en las centrales termoeléctricas. Por esta razón, el crecimiento obtenido fue exponencial después del año 2000, en donde las PIE's jugaron un papel muy importante.

En el mercado futuro se prevé que la situación cambie, ya que el crecimiento será de manera constante y no seguirá creciendo de manera exponencial como en los últimos años. Para el servicio público, se planea que se instalen 4 turbinas de gas por año con la misma tendencia de que sean de entre 100 y 200 MW, pero contemplando empezar a utilizar máquinas de mayores capacidades. Para el servicio privado el escenario es poco favorable, ya que las centrales de autoabastecimiento y cogeneración para el

futuro se piensan realizar con centrales eoloeléctricas en un 80%, dejando como únicos grandes proyectos que utilicen la tecnología de las turbinas de gas, el de Nuevo Pemex y el proyecto de Salamnca. Aquí el mercado seguirá la tendencia de máquinas de muy pequeña capacidad (menores a 10 MW), para pequeña industrias que están buscando mitigar costos.

El mercado seguirá una tendencia de crecimiento constante, en la que las turbinas de gas de capacidades de entre 100 y 200 MW serán las de mayor venta, seguidas por las de capacidades menores a 10 MW. El promedio de instalación de las turbinas de gas, será de 7 turbinas por año, donde los PIE's y Pemex seguirán teniendo un papel importante.

A partir de este trabajo de tesis, se sugiere investigar sobre las nuevas tecnologías que se están presentando en las turbinas de gas. Una de estas tecnologías en desarrollo, son las turbinas de gas de aire frío, las cuales prometen tener eficiencias mayores al 60% y se pretende sean ideales para los ciclos combinados, ya que los gases emitidos por estas máquinas son mayores a los 600°C. Además, estas turbinas de gas tendrían capacidades mayores a los 200 MW, con lo que se daría una nueva tendencia en el mercado de estas máquinas de combustión interna.

Referencias r

Bibliográficas e Internet

Referencias Bibliográficas

- **Alonso, G. (2006)**, "Análisis del costo nivelado de la generación eléctrica en México", ININ, México, 2006.
- **Avallone, E. (1999)**, "Mark's Standard Handbook for Mechanical Engineers", Mc Graw Hill, Tenth Edition, EUA 1999.
- **Aviles, A. (2000)**, "Ciclo combinado", Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2000.
- **Bathie, W (1987)**, "Fundamentos de Turbinas de Gas", Limusa, 1987.
- **Beltrán H. y Urias F. (2005)**, "Aspectos tecnológicos, económicos y medioambientales del uso de gas natural para la generación de energía eléctrica en México", Facultad de Ingeniería, UNAM, México 2005.
- **Blank, L. (1999)**, "Ingeniería Económica", Mc Graw Hill, México, 1999.
- **Capella, M. (2000)**, "Alternativas para incrementar la eficiencia y capacidad de las turbinas de gas", Ingeniería de Desarrollo, Universidad del Norte, Colombia, 2000.
- **Castañeda, A. (2008)**, "Generación de energía eléctrica en México a partir de energías renovable : participación de las empresas privadas", Facultad de Ingeniería, UNAM, México 2008.
- **CFE (2006)**, "Evaluación del potencial nacional de cogeneración como opción en la expansión del Sistema Eléctrico Nacional", México, 2006.
- **CFE (2007)**, "Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el Sector Eléctrico (COPAR de generación)", México 2007.
- **CFE (2009)**, "Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2009 – 2018". Subdirección de Programación, Coordinación de Planificación. México, 2009.
- **Cohen, H. (1983)**, "Teoría de las Turbinas de Gas, Boixareu Editores, España 1983".
- **Cohen, H. (2001)**, "Gas Turbine Theory", Prentice Hall, 5th Edition, Reino Unido 2001.
- **Creus, A. (2004)**, "Energías Renovables", Ediciones Ceysa, España 2004.
- **Fernández,P. (2001)**, Compresores, Universidad de Cantabria, 2001.
- **Fiscal, R. (2007)**, "Metodología de análisis para estudios de factibilidad técnicaeconómica en sistemas de generación eléctrica costa fuera", IEE, México, 2007.
- **Fisk, R. (199)**, "Cogeneration Application Considerations", General Electric (GE), Estados Unidos, 1996.

- **García, S. (2006)**, "La cogeneración como un medio de desarrollo sustentable para México", Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2006.
- **GE (2008)**, "Gas Turbine and Combined Cycle products", GE Energy, Estados Unidos, 2008.
- **Giampaolo, T. (2001)**, "The gas turbine handbook: Principles and Practices", Marcel Dekker, 2nd Edition, Estados Unidos, 2002.
- **González, R. (1974)**, "Plantas Eléctricas, Apuntes", IPN, México 1974.
- **GTW (2008)**, "2007 - 08 GTW Handbook", Estados Unidos, 2008.
- **Guillen, O. (2004)**, "Energías Renovables, Una perspectiva ingenieril", Editorial Trillas, México 2004.
- **Hanlon, P. (2001)**, "Compresor Handbook", Mc Graw Hill, Estados Unidos, 2001.
- **Hernández E. (2006)**, "Estudio de la prospectiva de la generación de energía eléctrica en México", Facultad de Ingeniería, UNAM, México 2006.
- **IEA (1998)**, "Projected costs of generating electricity", Francia, 1998.
- **II (2008)**, "Energía y cambio climático". Instituto de Ingeniería, UNAM. México, 2008.
- **Jarabo, F. (2000)**, "Energías Renovables", S.A.P.T. publicaciones Técnicas, 2ª Edición, España 2000.
- **Jinchuk, D. (2003)**, "Energía Nucleoeléctrica, Comisión Nacional de Energía Atómica", Argentina 2003.
- **Kiameh, P. (2002)**, "Power Generation Handbook. Selection, applications, operation and maintenance", Mc Graw Hill, Estados Unidos, 2002.
- **Kurz, R. (2001)**, "How a centrifugal compressor works", Carterpillar Company Solar Turbines, 2001.
- **Laguna, I. (2008)**, "Generación de energía eléctrica y medio ambiente", Instituto Nacional de Ecología, México, 2008.
- **Langston, L. (2008)**, "Chancing the game", Mechanical Engineering Magazine, Estados Unidos, 2008.
- **López, E. (2009)**, "Utilización de energías renovables en México: hacia una transición en la generación de energía eléctrica", Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2009.
- **LyFC (2006)**, "Requerimientos de generación en el área de control central", México, 2006.
- **Maldonado, M. (2007)**, "Análisis de la cogeneración en México", Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2007.

- **Martin, L. (2008)**, "Cogeneración: Aspectos técnicos y prácticos", Siemens, Colombia, 2008.
- **Martínez, J. (1997)**, "Análisis teórico para el cálculo técnico – económico de una planta termoeléctrica", ESIME, IPN, México 1997.
- **Marttelo, H. (2008)**, "Propuesta de metodología para análisis de proyectos de cogeneración en Petróleos Mexicanos", ESIA, IPN, México, 2008.
- **Meza, R. (2008)**, " Turbinas de Gas Industriales para Aplicaciones de Cogeneración a base de Biocombustibles", Siemens, 2008.
- **Morales, E. (2005)**, "Situación actual y perspectivas de la cogeneración y energías renovables en México", AMEE, México, 2005.
- **Newby, M. (2007)**, "Gas Turbine Techno Economics - Application Of A Gas Turbine Model For Optimising Technical And Economic Decisions For A CCGT Power Generation Plant", School Of Engineering Department Of Power And Propulsion, Cranfield University, Reino Unido, 2007.
- **Nieva, R. (1997)**, "Evaluación del potencial nacional de cogeneración como opción en la expansión del Sistema Eléctrico Nacional", IEE, México, 1997.
- **Orille, A. (1996)**, "Centrales eléctricas I. Introducción al sector eléctrico y al sistema de energía eléctrica, Centrales Hidroeléctricas, Centrales Térmicas", Universidad Politécnica de Catalunya, 2ª Edición, España 1996.
- **PIP (1999)**, "Guidelines for Compressor Selection", 1999.
- **Rionda, J. (2006)**, "Microeconomía", Centro de Investigaciones Humanísticas, Universidad de Guanajuato, México, 2006.
- **Sabudal, S. (2006)**, "Centrales térmicas de ciclo combinado, teoría y proyecto", Ediciones Díaz de Santos, España 2006.
- **Salazar, B. (2009)**, "Generación de electricidad a partir de energía eólica en México: aspectos técnicos, económicos, regulatorios y prospectiva al año 2030", Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2009.
- **Sanchez, J. (2008)**, "Nucleoelectricidad: Experiencia y Perspectivas en México", ININ, México, 2008.
- **Santiago, A. (1998)**, "Determinación de un sistema de cogeneración para el ahorro de energía en la industria aplicando turbinas de gas", Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 1998.
- **SENER (2003)**, "Prospectivas del mercado de gas natural 2003 – 2012", México, 2003.
- **SENER (2008)**, "Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017", México, 2008.

- **Seoane, T. (2008)**, "Las centrales de ciclo combinado de gas natural. La opción de abastecimiento eléctrico de nuestra presente época", Ingeniería y Territorio, España, 2008.
- **Tavares, L. (1999)**, "Administración moderna del mantenimiento", Novo Polo, Brasil, 1999.
- **Tibaquirá, J. (2003)**, "Técnicas para controlar las emisiones de NOx en turbinas de gas", Facultad de Ingeniería Mecánica, UTP, México, 2003.
- **Valls, P. (2002)**, "Introducción a las técnicas de cogeneración", ACTA, España, 2002.
- **Villalba, J. (2000)**, "Ciclo combinado", Ingeniería y Territorio", España, 2000.
- **Walsh, P. (2004)**, "Gas Turbine Performance", Blackwell Science, 2nd Edition, 2004.

Referencias en Internet

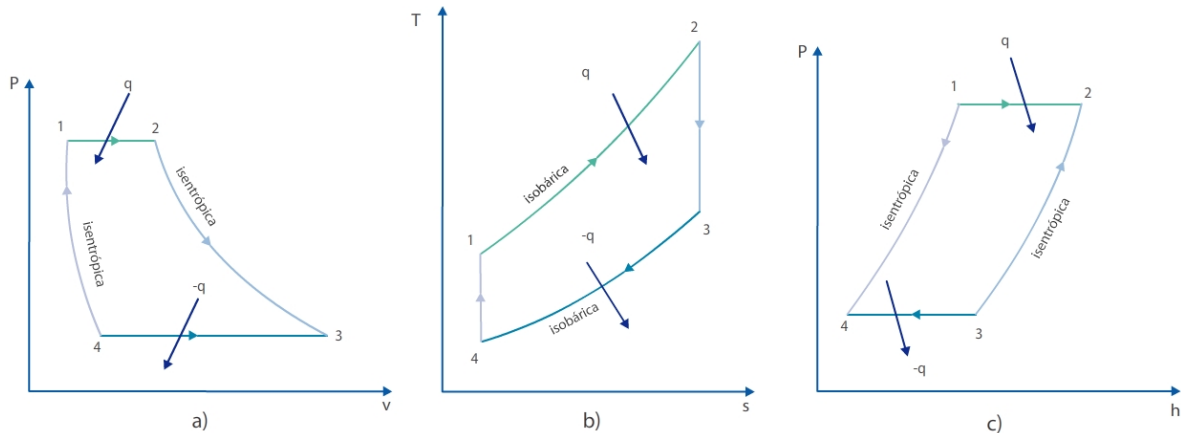
- www.uamerica.edu.co/tutorial/4turgas.htm
- www.dieselgasturbine.com
- www.gtwbooks.com
- www.iie.org.mx
- <http://unfccc.int>
- www.eia.org
- www.cfe.gob.mx
- www.cinvestav.mx
- www.conae.gob.mx
- www.sener.gob.mx
- www.lfc.gob.mx
- http://cambio_climatico.ine.gob.mx
- www.cre.gob.mx
- <http://sie.energia.gob.mx>
- www.pemex.com
- www.colmex.mx

Anexos a

Anexo II.1 Ciclo Brayton

El ciclo de Brayton, también llamado ciclo de Joule, se desarrolló originalmente empleando una máquina de pistones con inyección de combustible, pero ahora es común realizarlo en turbinas con ciclos abiertos o cerrados. La máquina de ciclo abierto puede emplearse tanto con combustión interna como con transferencia de calor externa, en tanto que la máquina con ciclo cerrado tiene una fuente de energía externa. En primer lugar se examinará la máquina Brayton de aire estándar con ciclo cerrado.

El ciclo de Brayton de aire estándar simple se compone de dos procesos de transferencia de calor a presión constante, separados por procesos de expansión y de compresión isentrópicos, como se ve en la Figura 1-a. Las Figuras 1-b y 1-c muestran los diagramas T-s y P-h correspondientes.

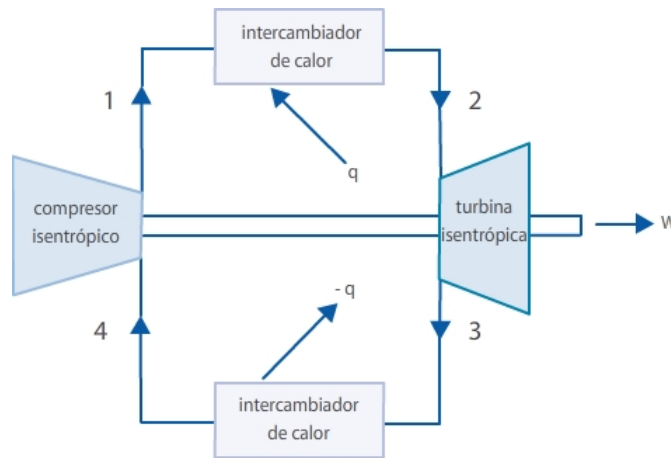


Fuente: Howell, 1990

Figura 1. Diagramas para el ciclo Brayton simple

El sistema con turbina y compresor que emplea tal ciclo se muestra en la Figura 2. El fluido de trabajo en el ciclo cerrado entra al intercambiador de calor de temperatura elevada en el estado 1, donde se le agrega energía en un proceso a presión constante hasta que alcanza la temperatura elevada del estado 2. Entonces, el fluido entra a la turbina y tiene lugar una expansión isentrópica, produciendo cierta potencia. El fluido sale de la turbina al estado 3 y pasa a ser enfriado, en un proceso a presión constante, en el intercambiador de calor de temperatura baja de donde sale al estado 4, listo para entrar al compresor. Ahí el fluido es comprimido isentrópicamente hasta el estado 1 y

el ciclo se repite: Una considerable fracción del trabajo de la turbina se emplea para impulsar el compresor.



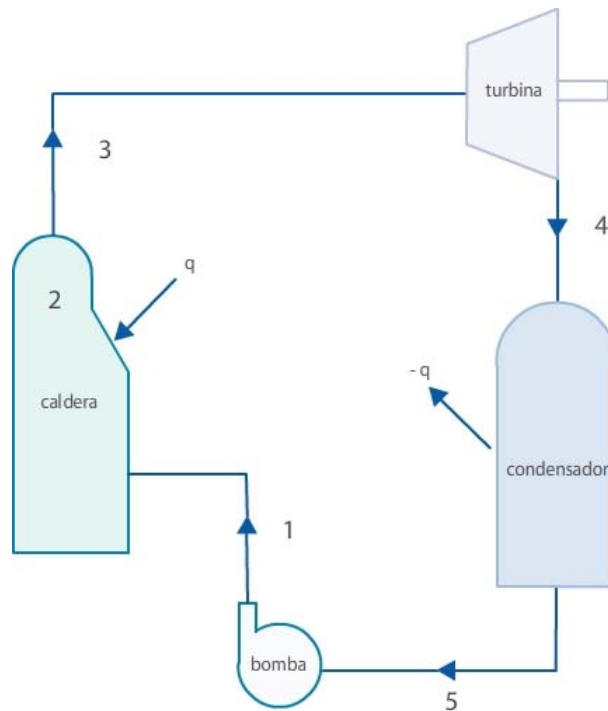
Fuente: Howell, 1990

Figura 2 Diagrama de equipos de un ciclo Brayton simple

En el ciclo de Brayton de aire estándar se ha supuesto que la turbina y el compresor son isentrópicos. Una turbina puede construirse casi adiabática, aunque la reversibilidad es mucho más difícil de lograr. La transferencia de calor al fluido de trabajo en el ciclo de Brayton, tiene lugar durante un intervalo de temperatura, como puede verse en el diagrama T-s.

Anexo III.1 Ciclo Rankine

El ciclo de Rankine simple es el ciclo que comúnmente emplean todas las plantas generadoras de potencia con vapor. Este ciclo se concibe como un recurso para emplear las características del agua como fluido de trabajo y manejar el cambio de fase entre el líquido y el vapor. Naturalmente resulta posible usar muchas otras sustancias como fluidos de trabajo, en lugar del agua; la elección depende de varios factores, incluyendo la necesidad de ajustar las temperaturas de transferencia de calor a los estados de vapor y líquido, en tanto que se mantienen bajas las presiones de vapor en el sistema.



Fuente: Howell, 1990

Figura 3 Ciclo Rankine

En un ciclo de Rankine simple e idealizado (Figura 3), la transferencia de calor en la caldera tiene lugar hacia el fluido de trabajo, en un proceso a presión constante. La Figura 4 presenta el diagrama P-v. El líquido entra a la caldera desde la bomba, a una temperatura relativamente baja (estado 1) y se calienta hasta saturación a lo largo de la línea 1-2. El líquido experimenta un ligero aumento de volumen debido a la expansión térmica. En el punto 2 se ha alcanzado la temperatura de saturación. Como la caldera opera efectivamente a presión constante, una transferencia de calor

posterior tiene lugar a temperatura constante y la energía agregada al fluido de trabajo se transforma en calor de vaporización, produciendo un vapor que llega a tener una calidad del 100% en el punto 3. Entonces el vapor se expande (en un proceso que se considera isentrópico para el ciclo simple) produciendo trabajo en la turbina, de donde sale al estado 4. La expansión está limitada en el ciclo práctico por la aparición de condensación del vapor en la turbina y por la presión de saturación disponible a la temperatura del medio de enfriamiento empleado en el condensador. Si se permitiese que una condensación excesiva tuviese lugar, las gotas del líquido condensado rápidamente erosionarían los álabes de la turbina.

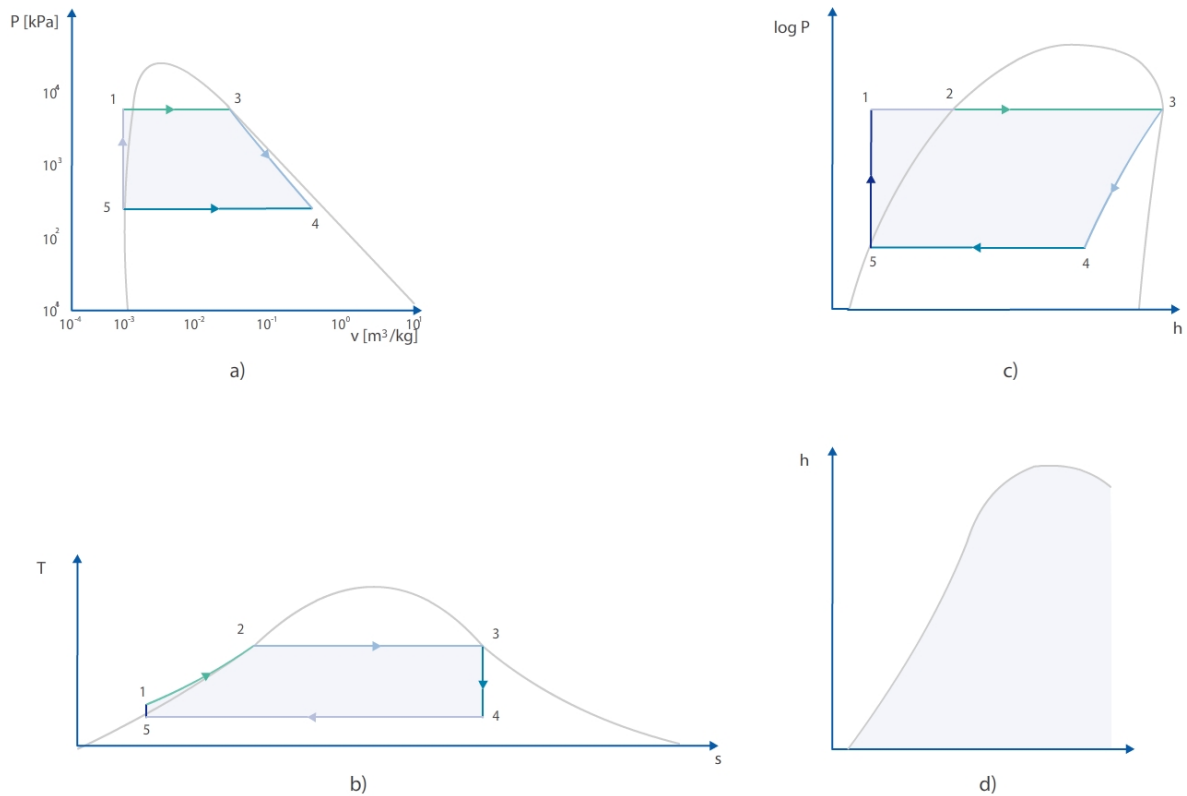
Al final del proceso de expansión (estado 4), el vapor abaja temperatura, pero con calidad bastante alta, sale de la turbina y es condensado hasta líquido al ponerlo en contacto con las superficies del condensador, que están frías. Puesto que el condensador opera casi a la temperatura del agua de enfriamiento, el proceso de condensación tiene lugar a una temperatura de ebullición por abajo de la normal (atmosférica) para muchos fluidos de trabajo. La presión del condensador en el lado del fluido de trabajo con frecuencia es subatmosférica. El líquido sale del condensador al estado 5.

Después de la condensación, el líquido entra a la bomba y el fluido de trabajo regresa a la alta presión necesaria para la adición de energía a la temperatura elevada de la caldera, repitiéndose el ciclo.

Debe observarse que el diagrama P-v empleado para representar el ciclo de Rankine (Figura 4-a) tiene escalas log-log; esto es necesario porque la diferencia de los volúmenes específicos es del orden de diez mil unidades dentro del intervalo de presiones de interés en los ciclos de vapor. Sin embargo, tal gráfica disfraza grandemente el comportamiento P-v del agua con respecto a la presentación en un diagrama P-v lineal. Por ejemplo, en el diagrama lineal, la línea de líquido saturado es esencialmente vertical, en tanto que la línea de vapor saturado está muy curvada.

Los diagramas T-s, P-h y h-s para el ciclo se presentan a escala en las Figuras 4-b y 4-c, respectivamente. Únicamente se muestra una porción del diagrama h-s (Figura 4-d). Esto permite señalar en detalle la parte correspondiente a la caldera y a la turbina del ciclo de Rankine.

Observar que éste ciclo que no se trata como un ciclo de aire estándar, ya que la ley de los gases ideales no es válida para el vapor y líquido saturados. Además, la eficiencia del ciclo de Rankine depende no sólo de los estados del fluido de trabajo, sino además del fluido de trabajo en particular que se emplee y de sus propiedades.



Fuente: Howell, 1990

Figura 3 Diagramas para el ciclo Rankine

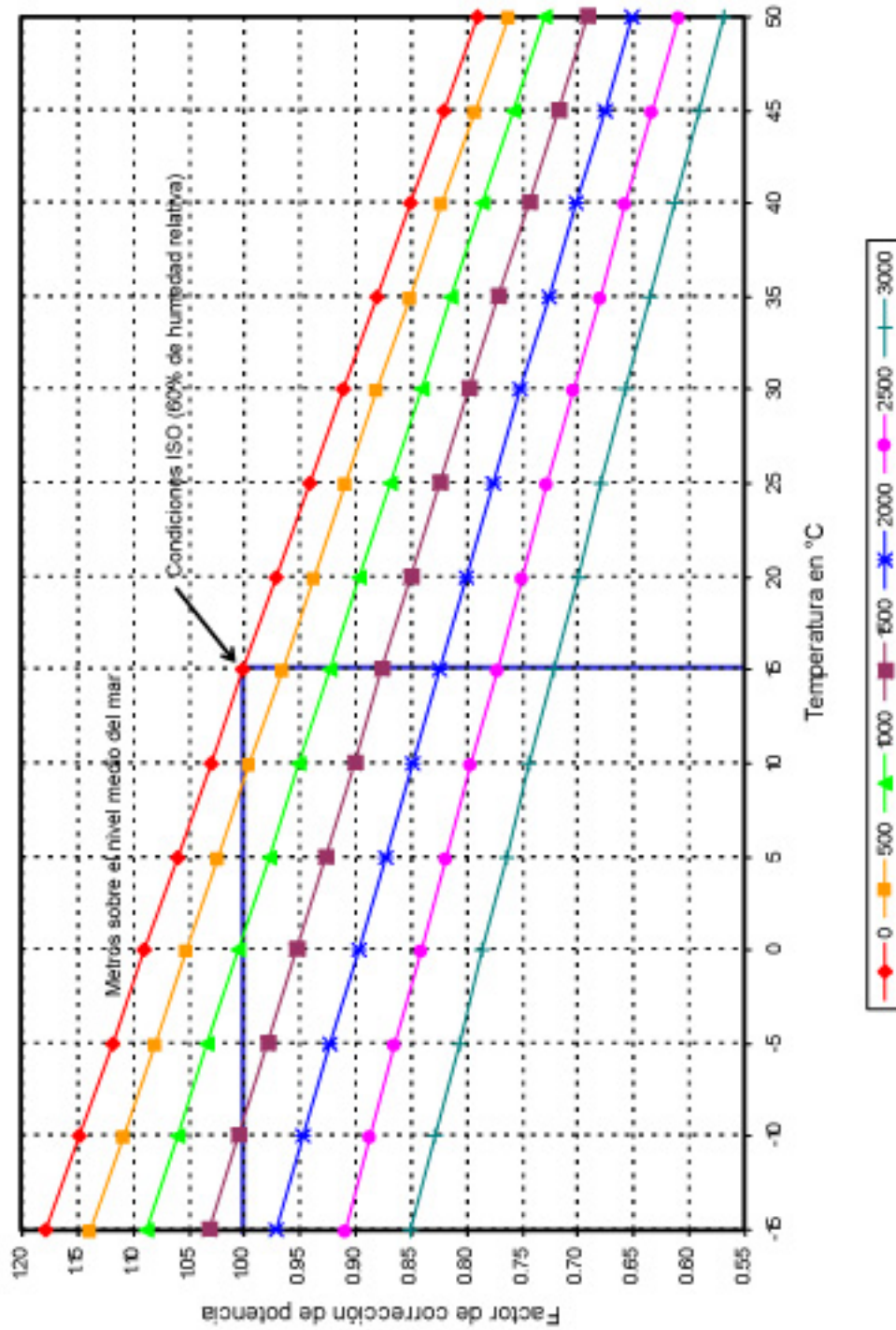
Anexo IV.1 Precios de turbinas de gas para centrales turbogás

Modelo	Capacidad	Consumo calórico Btu/kWh	Precio	Precio por kW
VPS1	514 kW	15,981 Btu	\$547,000	\$1,064
ST6L-813	848 kW	13,099 Btu	\$871,000	\$1,027
Makila TI	1050 kW	12,580 Btu	\$1,136,000	\$1,082
Saturn 20	1200 kW	14,025 Btu	\$1,056,000	\$880
M1A-13D	1475 kW	14,229 Btu	\$1,315,000	\$892
KG2-3C	1499 kW	22,367 Btu	\$1,092,000	\$728
KG2-3E	1895 kW	21,543 Btu	\$1,241,000	\$655
ST18A	1961 kW	11,237 Btu	\$1,677,000	\$855
OGT2500	2670 kW	12,780 Btu	\$2,051,000	\$768
UGT-2500	2850 kW	11,970 Btu	\$2,146,000	\$753
MH-13D	2907 kW	14,439 Btu	\$1,899,000	\$653
VPS3	3106 kW	12,675 Btu	\$1,979,000	\$637
Centaur 40	3515 kW	12,240 Btu	\$2,085,000	\$593
VPS4	3568 kW	11,714 Btu	\$1,975,000	\$554
501-KB5S	3897 kW	11,747 Btu	\$2,147,000	\$551
ST40	4039 kW	10,310 Btu	\$2,339,000	\$579
OGT4000 SI	4050 kW	10,065 Btu	\$2,203,000	\$544
GTE8-4	4100 kW	14,132 Btu	\$1,823,000	\$445
Centaur 50S	4600 kW	11,630 Btu	\$2,347,000	\$510
Mercury 50	4600 kW	8865 Btu	\$2,923,000	\$635
501-KB78	5245 kW	10,848 Btu	\$2,919,000	\$557
8GT-100	5250 kW	11,203 Btu	\$2,700,000	\$514
CX501-KB7	5344 kW	10,640 Btu	\$2,806,000	\$525
M7A-01D	5381 kW	11,648 Btu	\$2,565,000	\$477
M7A-01	5512 kW	11,530 Btu	\$2,473,000	\$449
GE5	5520 kW	11,130 Btu	\$2,520,000	\$457
Taurus 60	5670 kW	11,225 Btu	\$2,575,000	\$454
THM1203A	5760 kW	15,184 Btu	\$1,870,000	\$325
GTE8-6	6200 kW	12,782 Btu	\$2,197,000	\$354
Tau.rus 65	6300 kW	10,375 Btu	\$2,985,000	\$474
UGT-6000	6360 kW	10,835 Btu	\$2,956,000	\$465
501-I<H5	6447 kW	8509 Btu	\$3,456,000	\$536
OGT6000	6500 kW	11,187 Btu	\$2,972,000	\$457
M7A-02D	6721 kW	11,264 Btu	\$3,173,000	\$472
8GT-200	6750 kW	10,824 Btu	\$3,330,000	\$493
Taurus 70	7520 kW	10,100 Btu	\$3,619,000	\$481

Fuente: GTW, 2008

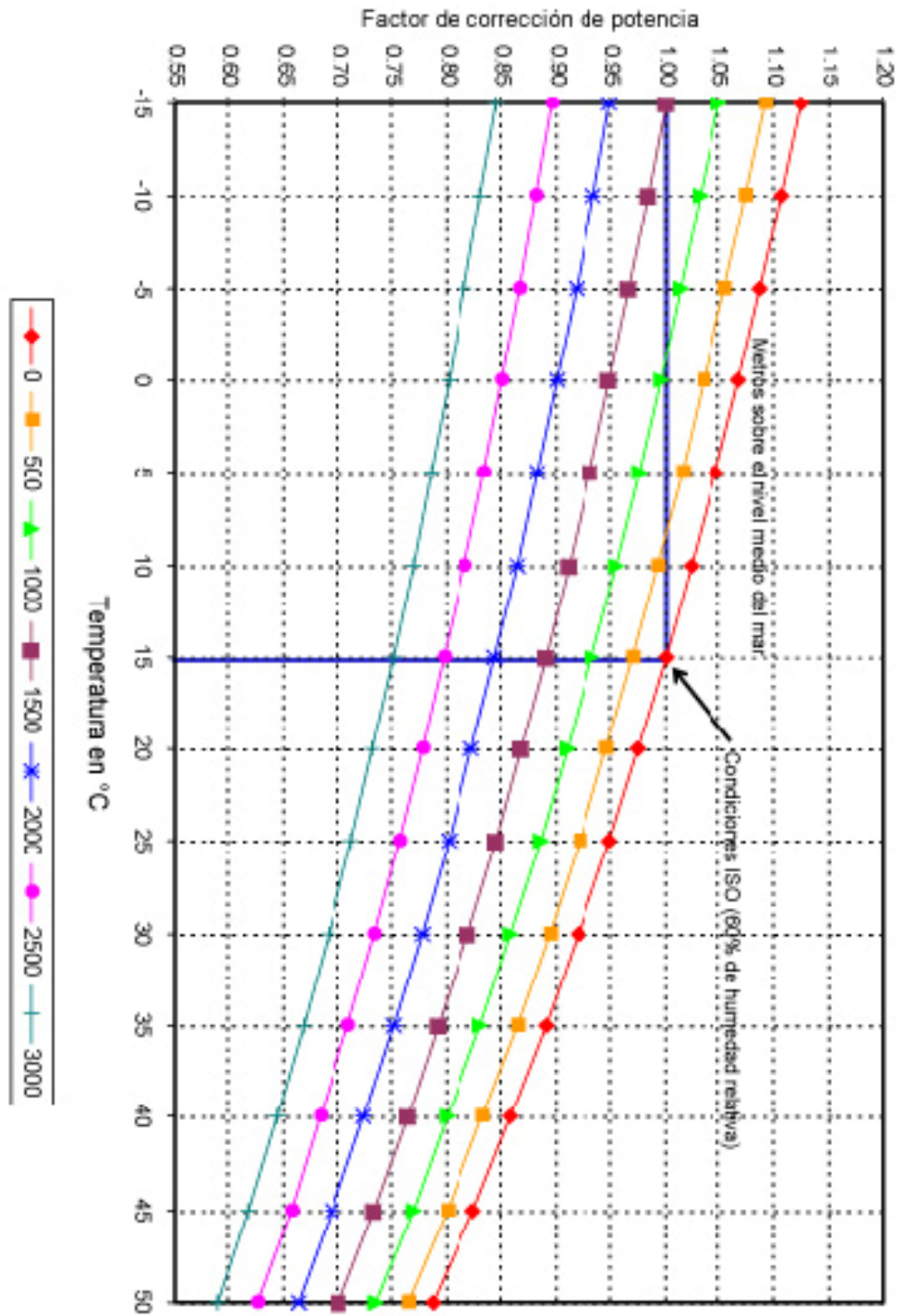
Anexo IV.2 Efectos de la temperatura ambiente y la altitud en la potencia de salida

Centrales Turbogás



Fuente: CFE, 2007

Centrales Ciclo Combinado



Fuente: CFE, 2007

Anexo IV.3 Precios de turbinas de gas para centrales de ciclo combinado

Modelo	Capacidad	Consumo calórico Btu/kWh	Precio	Precio por kW
VPS1	514 kW	15,981 Btu	\$547,000	\$1,064
ST6L-813	848 kW	13,099 Btu	\$871,000	\$1,027
Makila TI	1050 kW	12,580 Btu	\$1,136,000	\$1,082
Saturn 20	1200 kW	14,025 Btu	\$1,056,000	\$880
M1A-13D	1475 kW	14,229 Btu	\$1,315,000	\$892
KG2-3C	1499 kW	22,367 Btu	\$1,092,000	\$728
KG2-3E	1895 kW	21,543 Btu	\$1,241,000	\$655
ST18A	1961 kW	11,237 Btu	\$1,677,000	\$855
OGT2500	2670 kW	12,780 Btu	\$2,051,000	\$768
UGT-2500	2850 kW	11,970 Btu	\$2,146,000	\$753
MH-13D	2907 kW	14,439 Btu	\$1,899,000	\$653
VPS3	3106 kW	12,675 Btu	\$1,979,000	\$637
Centaur 40	3515 kW	12,240 Btu	\$2,085,000	\$593
VPS4	3568 kW	11,714 Btu	\$1,975,000	\$554
501-KB5S	3897 kW	11,747 Btu	\$2,147,000	\$551
ST40	4039 kW	10,310 Btu	\$2,339,000	\$579
OGT4000 SI	4050 kW	10,065 Btu	\$2,203,000	\$544
GTE8-4	4100 kW	14,132 Btu	\$1,823,000	\$445
Centaur 50S	4600 kW	11,630 Btu	\$2,347,000	\$510
Mercury 50	4600 kW	8865 Btu	\$2,923,000	\$635
501-KB78	5245 kW	10,848 Btu	\$2,919,000	\$557
8GT-100	5250 kW	11,203 Btu	\$2,700,000	\$514
CX501-KB7	5344 kW	10,640 Btu	\$2,806,000	\$525
M7A-01D	5381 kW	11,648 Btu	\$2,565,000	\$477
M7A-01	5512 kW	11,530 Btu	\$2,473,000	\$449
GE5	5520 kW	11,130 Btu	\$2,520,000	\$457
Taurus 60	5670 kW	11,225 Btu	\$2,575,000	\$454
THM1203A	5760 kW	15,184 Btu	\$1,870,000	\$325
GTE8-6	6200 kW	12,782 Btu	\$2,197,000	\$354
Tau.rus 65	6300 kW	10,375 Btu	\$2,985,000	\$474
UGT-6000	6360 kW	10,835 Btu	\$2,956,000	\$465
501-I<H5	6447 kW	8509 Btu	\$3,456,000	\$536
OGT6000	6500 kW	11,187 Btu	\$2,972,000	\$457
M7A-02D	6721 kW	11,264 Btu	\$3,173,000	\$472
8GT-200	6750 kW	10,824 Btu	\$3,330,000	\$493
Taurus 70	7520 kW	10,100 Btu	\$3,619,000	\$481

Fuente: GTW, 2008

