



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ASPECTOS TECNOLÓGICOS,
ECONÓMICOS Y MEDIOAMBIENTALES
DEL USO DE GAS NATURAL PARA LA
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EN MÉXICO**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
**INGENIERO
ELÉCTRICO-ELECTRÓNICO**
P R E S E N T A N:

**HÉCTOR ALEJANDRO BELTRÁN
MORA FRANCISCO URIAS ROMERO**

DIRECTOR DE TESIS: DR. ALBERTO ELIZALDE
BALTIERRA



Ciudad Universitaria, México D.F., Enero de 2005.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Agradecimientos

A nuestra Universidad Nacional Autónoma de México

Por la educación integral que nos proporcionó.

A nuestra Facultad de Ingeniería

Porque a través de una recia disciplina nos ha formado como ingenieros de profesión y espíritu..

Al Dr. Alberto Elizalde

Por el sabio consejo que nos ha brindado tanto en la realización de este trabajo, así como en nuestra formación integral.

Al Dr. Gerardo Hiriart

Porque además de los consejos y apoyo en nuestra formación profesional nos brindó su amistad.

A nuestros sinodales

Muchas gracias por sus sabios consejos en la elaboración de este trabajo.

A la Asociación Mexicana para la Economía Energética (AMEE)

Por las oportunidades que nos brindó para fortalecer nuestra formación como ingenieros.

Gracias

Héctor y Francisco

A mis padres Ana y Julio

Gracias por brindarme su amor, apoyo y comprensión a lo largo de mi formación profesional. He aquí un pequeño reconocimiento a su esfuerzo.

A mis hermanos Julio y Ricardo

Por quererme y apoyarme en todo momento.

A mi tía María Eugenia

Por el gran cariño y cuidados que siempre me dió. Le dedico muy especialmente este trabajo, aún cuando ya no se encuentra físicamente conmigo.

A mi abuelita Anita

Por el cariño que siempre me dado.

A todos mis tíos

Les agradezco mucho por todos los consejos que me han dado porque que me han servido para lograr mis metas.

A Diana Campos

Te agradezco todo el cariño, la paciencia y sobre todo la comprensión que me brindaste.

A mis amigos

Porque con ellos compartí muchas experiencias, y me brindaron su apoyo en buenos y malos momentos. Muchas gracias.

Gracias

Héctor.

A mi madre Alejandra

Te agradezco el inmenso amor que me has brindado a lo largo de mi vida.

A mis hermanos Eric y Oscar

Porque son parte de mí.

A mis abuelos Pedro y Raquel

Por trato amoroso de hijo que me dieron en todo momento.

A mi tío Pedro

Por el apoyo y sabio consejo que me dió y que jamás olvidaré.

A todos mis tíos y familiares

Por estar presentes en los triunfos y situaciones difíciles.

A Tania Kalinka

Te agradezco el amor y apoyo que me has otorgado.

A mis amigos

Por los momentos compartidos.

Gracias.

Francisco.

Temario

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

Introducción General

1. Descripción de las tecnologías para la generación de energía eléctrica

1.1 Centrales que utilizan fuentes renovables de energía

1.1.1 Centrales hidroeléctricas

1.1.1.1 Tipo de centrales hidroeléctricas

- a. Central hidroeléctrica de agua corriente
- b. Central hidroeléctrica con vaso de almacenamiento
- c. Centrales hidroeléctricas de bombeo
- d. Centrales maremotrices

1.1.2 Centrales geotermoeléctricas

1.1.3 Centrales eólicas

1.1.4 Centrales solares

1.1.4.1 Centrales fotovoltaicas

1.1.4.2 Centrales fototérmicas

- a. Colectores de media y alta temperatura

1.2 Centrales que utilizan fuentes no renovables de energía

1.2.1 Centrales térmicas convencionales

1.2.1.1 Centrales carboeléctricas.

1.2.1.2 Centrales duales

1.2.1.3 Centrales turbogás

1.2.1.4 Centrales diesel

1.2.1.5 Centrales nucleoeeléctricas

1.2.1.6 Centrales de ciclo combinado

2. Operación técnica de las centrales que utilizan gas natural

2.1 Funcionamiento de las centrales que utilizan gas natural

2.1.1 Central termoeléctrica convencional

2.1.2 Central turbogás

2.1.3 Central de ciclo combinado

2.1.4 Tipos de ciclos combinados

2.1.4.1 Turbina de gas y generador de vapor sin quemador asistido

2.1.4.2 Turbina de gas con generador de vapor con quemador suplementario

2.1.4.3 Turbina de gas y generador de vapor con quemador de horno

2.1.4.4 Generador de vapor supercargado con turbina de gas

2.2 Componentes de las centrales de ciclo combinado

2.2.1 Turbina de gas

2.2.1.1 Compresor

2.2.1.2 Cámara de combustión

2.2.1.3 Turbina

2.2.1.4 Tobera de escape

2.2.2 Generador de vapor por recuperación de calor (HRSG)

2.2.2.1 Descripción del proceso de generación de vapor en el Recuperador de Calor

2.2.3 Turbinas de vapor

2.2.3.1 Aspectos generales de turbinas de acción y reacción

2.2.3.2 Expansión con roce

2.2.4 Equipo de control de una central de ciclo combinado

2.3 Impactos en la operación de las centrales de ciclo combinado por el uso de otros combustibles

2.3.1 Característica de los combustibles fósiles

2.3.2 Combustibles que utilizan las centrales de ciclo combinado

2.4 Efectos de la degradación en las centrales de ciclo combinado

2.4.1 Efectos de la degradación en la turbina de gas sobre los componentes de las centrales de ciclo combinado

2.4.1.1 Ciclo de gas

2.4.1.2 Ciclo de vapor: ciclo Rankine, HRSG y turbina de vapor

2.4.1.3 Efectos de la degradación de la turbina de gas sobre la operación de la central

3 Evolución del Sector Eléctrico Nacional

3.1 Situación energética a nivel mundial

3.1.1 Visión del Sector Eléctrico Mundial

3.2 Panorama del Sector Eléctrico Nacional desde sus orígenes hasta el año 2002

3.2.1 Evolución histórica del Sector Eléctrico Nacional desde sus inicios hasta 1990

3.2.2 Evolución del Sector Eléctrico Nacional entre 1991 y 2002

3.2.2.1 Capacidad de generación instalada: el inicio de la transición al uso del gas natural

3.2.2.2 Consumo nacional de electricidad

3.3 Prospectiva del Sector Eléctrico Nacional 2003-2012

3.3.1 Disposiciones de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica

3.3.2 Pronóstico del consumo nacional de electricidad hasta el año 2012

3.3.3 Evolución esperada de las ventas de energía eléctrica

3.3.4 Evolución esperada del sistema de generación

3.3.4.1 Incremento en la capacidad de generación

3.3.4.2 Tecnologías de generación en la expansión del Sector Eléctrico Nacional

3.4 Comparación de las Prospectivas del Sector Eléctrico publicadas desde 1997 hasta 2003

3.4.1 Expectativas de crecimiento económico

3.4.2 Comparación de las previsiones de las ventas de energía eléctrica

3.4.3 Comparación de las previsiones en el incremento de la capacidad de generación instalada

4. Demanda de gas natural para la generación de electricidad

4.1 Panorama mundial del gas natural

4.1.1 Producción y reservas mundiales de gas natural

4.1.2 Situación del gas natural en América Latina

4.2 Mercado del gas natural en México 1991 – 2002

4.2.1 Oferta de gas natural

4.2.2 Demanda y consumo de gas natural

4.2.2.1 Consumo nacional de gas natural por sector

4.2.2.2 Evolución en el consumo de gas natural por parte del Sector Eléctrico

4.3 Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2003 – 2012

4.3.1 Disposiciones del Reglamento de gas natural

4.3.2 Expectativas de crecimiento económico

4.3.3 Consumo nacional de gas natural

4.3.4 Consumo de gas natural para la generación de electricidad 2003-2012

4.3.4.1 Evolución en el consumo de combustibles por parte del Sector Eléctrico

4.4 Análisis comparativo de las Prospectivas del Mercado de Gas Natural desde 1997 hasta 2002

5. Acciones para limitar el uso de gas natural en la generación de energía eléctrica en México

5.1 Consideraciones para el uso de gas natural en la generación de energía eléctrica

5.1.1 Tipos de centrales que utilizan gas natural en México

5.1.1.1 Centrales térmicas convencionales

5.1.1.2 Centrales turbogás

5.1.1.3 Centrales de ciclo combinado

5.1.2 ¿Por qué limitar el uso de gas natural?

5.1.3 Cambio de combustible en las centrales generadoras

5.1.3.1 Implicaciones tecnológicas

- a. Centrales térmicas convencionales
- b. Centrales turbogás
- c. Centrales de ciclo combinado
- d. Equipo de control de emisiones
 - d.1 Equipo para el control de emisiones de SO₂
 - d.2 Equipo para el control de emisiones de NO_x
 - d.3 Equipo para el control de emisiones de partículas sólidas

5.1.3.2 Implicaciones económicas

- a. Implicaciones económicas por el uso de equipos de control de emisiones
 - a.1 Centrales térmicas convencionales
 - a.2 Centrales turbogás
 - a.3 Centrales de ciclo combinado
- b. Implicaciones económicas por el costo del combustible

5.1.3.3 Implicaciones medioambientales

5.2 Inclusión de centrales que no utilizan gas natural dentro del plan de expansión del Sector Eléctrico Nacional

5.2.1 Descripción de la iniciativa

5.2.2 Gasificación de residuos de vacío

5.2.2.1 Implicaciones tecnológicas

- a. Descripción del funcionamiento

5.2.2.2 Implicaciones económicas

- a. Costos fijos
- b. Costos variables
- c. Costos / beneficios sociales y ambientales
- d. Oportunidades para México

5.2.2.3 Implicaciones medioambientales

a. Contaminantes atmosféricos: SO₂, NO_x y partículas sólidas

b. Emisiones de CO₂

5.2.3 Centrales nucleoelectricas

5.2.4 Energías renovables

5.2.4.1 Potencial de energías renovables en México

5.2.4.2 Implicaciones tecnológicas, económicas y medioambientales

a. Energía solar

b. Minihidráulica

c. Bioenergía

d. Geotermia

e. Energía eólica

f. Energía hidroeléctrica

Conclusiones Generales

Referencias

Anexos

Anexo I.1 Ciclos termodinámicos de las turbinas de gas y vapor

AI.1 Ciclo termodinámico de la turbina de gas

AI.2 Ciclo termodinámico de la turbina de vapor

Anexo II.1 Despacho de la demanda de energía con centrales térmicas

Anexo III.1 Capacidad de generación instalada por tipo de tecnología (MW)

A III.2 Comportamiento de la demanda máxima.

A III.3 Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

A III.3.1 De la Planeación y Prospectiva del Sector Eléctrico

Anexo IV.1 Pronósticos de producción nacional de gas natural

A IV.2 Expectativas de la oferta nacional de gas natural

A IV.2.1 Producción

A IV.2.2 Demanda

A IV.2.2 Importaciones mediante ductos y gas natural licuado

A IV.3 Medidas para incrementar la oferta nacional de gas natural

Anexo A V.1 Normatividad ambiental vigente en México

A V.1.1 Norma oficial mexicana

A V.1.1.1 Porcentaje máximo de Azufre en el combustible para cumplir con la Norma

Índice de Tablas

II.1 Poderes caloríficos de los combustibles

III.1 Incremento en la capacidad instalada por tipo de tecnología (cifras en MW)

V.1 Efecto en una unidad turbogás por el cambio de combustible

V.2 Efecto en una central CC debido a la sustitución de combustible

V.3 Precio de combustibles (Abril 2004)

V.4 Emisiones atmosféricas principales por tipo de central, en g/kWh

V. 5. Costos de una central CCGI

V.6 Costo del equipo de la central CCGI

V.7 Costo de combustibles

V.8 Emisiones de contaminante de diferentes tecnologías

A III.1 Capacidad de generación instalada por tipo de tecnología (MW)

A V.1 Valores vigentes para las centrales que utilizan combustibles gaseosos

A V.2 Valores vigentes para las centrales con capacidad superior a 110,000 MJ/h que utilizan combustibles sólidos

A V.3 Valores vigentes para las centrales con capacidad superior a 110,000 MJ/h que utilizan

Combustibles líquidos

A V.4 Valores vigentes para las centrales con capacidad superior a 110,000 MJ/h que utilizan mezcla de

Combustibles

A V.5 Porcentaje en peso del azufre contenido en combustibles

Índice de Figuras

I.1 Central hidroeléctrica

I.2 Central hidroeléctrica de bombeo

I.3 Central geotermoeléctrica

I.4 Central eoloeléctrica

I.5 Tipos de centrales solares

I.6 Central termoeléctrica convencional

I.7 Central carboeléctrica

I.8 Central turbogás

I.9 Central diesel

I.10 Central nucleoelectrica

I.11 Central de ciclo combinado

II.1 Diagrama de flujo de una central de ciclo combinado con arreglo multi-eje

II.2 Turbina de gas y generador de vapor sin quemador suplementario

II.3 Turbina de gas con generador de vapor con quemador suplementario

II.4 Turbina de gas y generador de vapor con quemador de horno

II.5 Generador de vapor supercargado con turbina de gas

II.6 Esquema simplificado de un HRSG

II.7 Turbinas de acción y reacción

II.8 Diagrama de control de una central de ciclo combinado

II.9 Variación de la eficiencia de la turbina de gas

II.10 Variación de la potencia de la turbina de gas

II.11 Variación de la temperatura de los gases de escape de la turbina de gas

II.12 Variación de la producción de vapor en el HRSG

II.13 Variación de la eficiencia del HRSG

II.14 Variación de la eficiencia del ciclo Rankine

II.15 Variación de la potencia de la turbina de vapor

II.16 Variación de la temperatura de la chimenea

- II.17 Variación de la eficiencia de la central
- II.18 Variación de la potencia de central
- III.1 Producción y consumo de energía en el mundo
- III.2 Consumo de combustibles para la generación de electricidad a nivel mundial
- III.3 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica a nivel mundial
- III.4 Capacidad nacional de generación de energía eléctrica en 1960
- III.5 Evolución histórica del SEN
- III.6 Comparación del porcentaje de crecimiento anual de centrales térmicas y de ciclo combinado
- III.7 Participación de las centrales térmica convencional y ciclo combinado en el SEN 1991-2002
- III.8 Capacidad instalada por tipo de tecnología en el SEN 1991-2002
- III.9 Crecimiento en el consumo de energía eléctrica por sector 1993-2002
- III. 10 Pronósticos en el consumo de energía eléctrica 1993-2012
- III.11 Pronósticos en el crecimiento de las ventas de energía eléctrica por sector 2003-2012
- III.12 Ventas de energía eléctrica esperadas por región 2002-2012
- III.13 Aumento en la capacidad de generación por medio de centrales en proceso de construcción o comprometidas
- III.14 Centrales en proceso de construcción o comprometidas (MW)
- III.15 Incremento mediante capacidad de generación no comprometida
- III.16 Requerimientos de capacidad adicional no comprometida (MW)
- III.17 Incremento en la capacidad de generación por región
- III.18 Capacidad adicional de generación por tipo de tecnología
- III.19 Pronósticos de las ventas totales (TWh)
- III.20 Requerimientos de la capacidad de generación adicional
- III.21 Comparación en la capacidad instalada por tipo de tecnología
- IV.1 Proyección del consumo mundial de gas natural
- IV.2 Reservas y producción mundiales de gas natural
- IV.3 Reservas probadas de gas natural en Latinoamérica
- IV.4 Producción de gas natural en América Latina
- IV.5 Entrega de gas natural de PEP a PGPB 1991-2002
- IV.6 Consumo de gas natural por sector 1993-2002
- IV.7 Demanda de gas natural por parte del Sector Eléctrico
- IV.8 Consumo regional de gas natural por parte del Sector Eléctrico 1993-2002
- IV.9 Evolución en la demanda de gas natural por sector 2003-2012
- IV.10 Evolución en el consumo de combustibles por región 2002-2012
- IV.11 Evolución en el uso de combustibles 2002-2012

- IV.12 Consumo de gas natural para la generación de electricidad 2002 vs. 2012
- IV.13 Evolución en el consumo de gas natural por el Sector Eléctrico
- IV.14 Proyección de la demanda de gas natural por Prospectivas
- IV.15 Comparación entre Prospectivas y datos registrados de la demanda de gas natural por parte del Sector Eléctrico
- V.1 Gasificador de lecho arrastrado
- V.2 Central de Ciclo Combinado con Gasificación Integrada
- A I.1 Diagrama T-s, ciclo termodinámico básico de las turbinas de gas
- A I.2 Esquema del ciclo básico de las turbinas de gas
- A I.3 Diagrama T-s, ciclo termodinámico básico de las turbinas de vapor
- A I.4 Esquema del ciclo básico de las turbinas de vapor
- A II.1 Curva horaria de demanda de energía eléctrica
- A III.1 Curva anual de carga, 2002
- A IV.1 Declinación gradual de las reservas de hidrocarburos
- A IV.2 Pronósticos de producción de gas natural
- A IV.3 Crecimiento en la demanda de gas natural para la generación de electricidad
- A IV.4 Infraestructura de ductos para la importación de gas natural
- A IV.5 Centrales de regasificación de gas natural licuado

Introducción general

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

Introducción general

La expansión del sector de generación de energía eléctrica en México al año 2012, estará basada principalmente en la construcción de centrales de ciclo combinado que utilizan esencialmente gas natural, de acuerdo con lo publicado por la Secretaría de Energía (SENER) en su “Prospectiva del Sector Eléctrico 2003-2012”. Estas plantas han sido elegidas, por sobre otras tecnologías, gracias a sus bajos costos de inversión y de operación y mantenimiento, a sus periodos cortos de construcción, así como por las ventajas medioambientales que presenta el gas natural por encima de otros productos petrolíferos como el combustóleo. La instalación de este tipo de plantas tendrá como consecuencia un incremento considerable en la demanda de gas natural que será suministrada tanto por Petróleos Mexicanos (PEMEX) por medio de la oferta nacional e importaciones, así como también por particulares a través de importaciones. La necesidad creciente de construir plantas de ciclo combinado ya se manifestaba claramente en las primeras Prospectivas del sector eléctrico que publicara la SENER en la segunda mitad de la década de los años noventa. Sin embargo, desde principios del año 2004 ha habido en el país una carestía y escasez de gas natural lo que ha provocado que algunas centrales de ciclo combinado y térmicas tengan que consumir otros combustibles como el diesel o combustóleo a falta de gas natural en el mercado.

¿Cuáles son las principales implicaciones tecnológicas, económicas y medioambientales de la construcción de nuevas centrales de ciclo combinado y de la sustitución del uso de combustóleo o diesel por gas natural en las centrales térmicas sobre la oferta nacional de gas natural al año 2012? Para abordar esta pregunta de investigación, se desarrolló el siguiente capitulo.

En el primer capítulo, se describirán las tecnologías empleadas para la generación de energía eléctrica con la finalidad de conocer las características de las centrales eléctricas disponibles actualmente.

En el segundo capítulo, describiremos el funcionamiento de las centrales térmicas convencionales, turbogás y de ciclo combinado que utilizan gas natural. Asimismo, describiremos los diferentes tipos de configuraciones de las centrales de ciclo combinado, así como sus principales componentes. Analizaremos el funcionamiento y algunos aspectos del control de este tipo de centrales. También estudiaremos los impactos en este tipo de centrales por el uso de diferentes combustibles fósiles (combustóleo o diesel) en sustitución del gas natural.

En el tercer capítulo, con la finalidad de examinar la situación actual y futura de la capacidad instalada de generación a nivel nacional, analizaremos las proyecciones que se tienen del SEN en las Prospectivas del Sector Eléctrico (1997-2006 hasta 2003-2012), publicadas por la Secretaría de Energía. Estos pronósticos dejan ver que el camino previsto que seguirá dicho sector en los próximos años está determinado por la construcción de plantas de ciclo combinado que utilizan gas natural como fuente de energía primaria. La instalación de este tipo de plantas tendrá como consecuencia un importante incremento en la demanda de gas natural.

En el cuarto capítulo, analizaremos las Prospectivas del Mercado de Gas Natural (1997-2006 hasta 2003-2012), también publicadas por la SENER), con el fin de estudiar la demanda de este energético por parte del sector eléctrico y así investigar qué tan factible sería en los próximos años el abasto de este combustible para el funcionamiento adecuado de las plantas de ciclo combinado.

Finalmente, en el quinto capítulo, se mostrarán alternativas para enfrentar el crecimiento del sector eléctrico en México. En la primera parte se discuten alternativas para limitar el uso del gas natural mediante la posibilidad de sustituir gas natural por combustóleo o diesel, explicando las implicaciones tecnológicas, económicas y medioambientales que conlleva este cambio. Posteriormente, se analizará la inclusión de nuevas tecnologías de generación en los planes de expansión bajo la modalidad de tecnología libre destacando entre ellas la gasificación de residuos de vacío ya que presenta soluciones a los problemas del tratamiento de residuos con altos contenidos de azufre y la posibilidad de obtener un gas sustituto del gas natural para utilizarse en centrales de ciclo combinado. Por último, se muestran las posibilidades de una mayor utilización de energías renovables en México buscando como objetivo la disminución en el consumo de gas natural, la administración de reservas de hidrocarburos y la reducción de emisiones de contaminantes a la atmósfera.

Capítulo 1

**Descripción de las tecnologías para la
generación de energía eléctrica**

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

1. Descripción de las tecnologías para la generación de energía eléctrica

Introducción.

Una central eléctrica es la planta que mediante una determinada tecnología produce energía eléctrica. Hoy en día las más comunes constan esencialmente de una turbina, cuyas características dependen del fluido que la impulse (agua, gas o vapor), que acciona un generador que a su vez proporciona energía eléctrica trifásica. La turbina es accionada por un caudal de agua controlado procedente de una presa o por el vapor producido en una o varias calderas tubulares (centrales térmicas), o por la expansión de gases como resultado de la combustión, o en un reactor nuclear (centrales nucleares).

Las distintas fuentes de energía primaria empleadas en las centrales eléctricas las podemos dividir en dos grupos: fuentes renovables y fuentes no renovables. El primer tipo se refiere a aquellas fuentes que administradas en forma adecuada, pueden explotarse ilimitadamente. Por su parte las fuentes no renovables están constituidas por combustibles fósiles (hidrocarburos, carbón y combustibles nucleares) que constituyen recursos finitos.

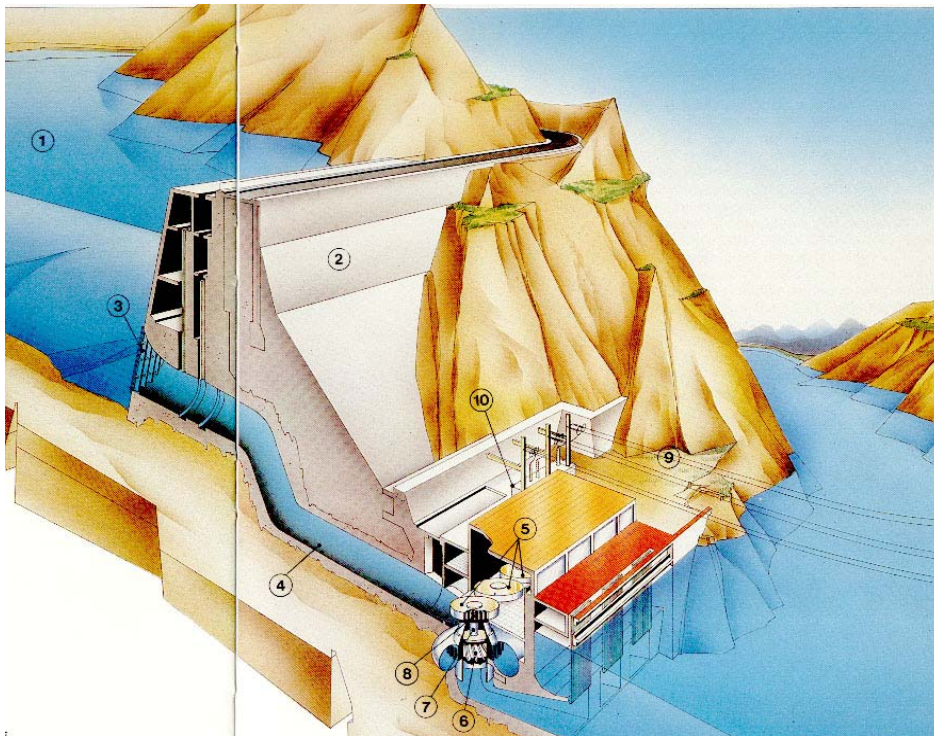
Con la finalidad de conocer las características de las centrales eléctricas disponibles actualmente, en este capítulo describiremos las principales tecnologías empleadas para la generación de energía eléctrica. Las principales tecnologías que se describirán son las que producen energía eléctrica generalmente a través de máquinas rotativas que emplean distintos tipos de energía.

En la primera parte, describiremos las centrales que utilizan fuentes renovables de energía empezando por las centrales hidráulicas abordando también las centrales geotérmicas, eólicas y solares. En la segunda parte, trataremos las centrales que utilizan fuentes no renovables de energía como es el caso de las centrales térmicas convencionales, carboeléctricas, turbogás, duales, nucleares y finalmente las de ciclo combinado.

1.1 Centrales que utilizan fuentes renovables de energía

1.1.1 Centrales hidroeléctricas

La función de una central hidroeléctrica es utilizar la energía potencial del agua almacenada y convertirla, primero en energía mecánica y luego en eléctrica. Un sistema de captación de agua provoca un desnivel que origina una cierta energía potencial acumulada. El paso del agua por la turbina desarrolla en la misma un movimiento giratorio que acciona el generador y produce la corriente eléctrica (Figura I.1).



1. Agua embalsada
2. Presa
3. Filtros
4. Tubería
5. Generadores eléctricos
6. Turbina
7. Eje
8. Acople mecánico
9. Líneas de transmisión
10. Transformadores

Figura I.1 Central hidroeléctrica

Fuente: www.thales.cica.es

1.1.1.1 Tipo de centrales hidroeléctricas

a. Central hidroeléctrica de agua corriente

Una central de pasada es aquella en que no existe una acumulación apreciable de agua "corriente arriba" de las turbinas. En una central de este tipo las turbinas deben aceptar el caudal disponible directamente del río. Se aprovecha un estrechamiento del río, y la obra del edificio de la central (casa de máquinas) puede formar parte de la misma presa. Este tipo de central requiere un caudal suficientemente constante para asegurar a lo largo del año una potencia determinada.

b. Central hidroeléctrica con vaso de almacenamiento

En este tipo de centrales se almacena un volumen considerable de líquido "aguas arriba" de las turbinas 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, cosa que sería imposible en un proyecto de agua corriente.

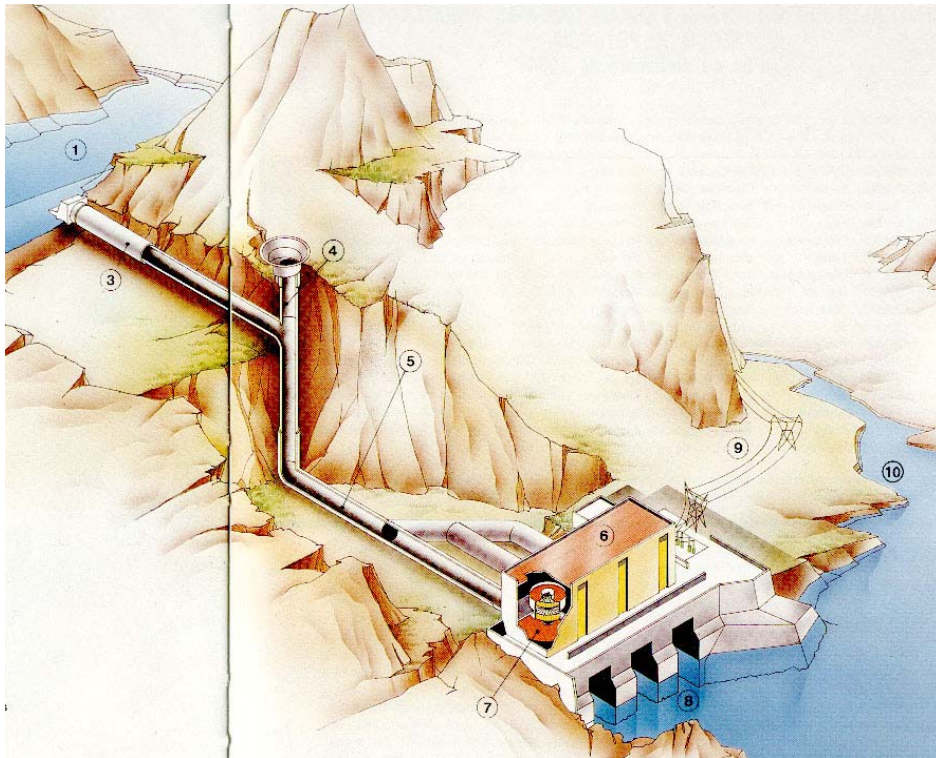
Las centrales con almacenamiento de reserva exigen por lo general una inversión de capital mayor que las de agua corriente, pero lo más importante es que pueden generar cuando lo requiera el sistema.

c. Centrales hidroeléctricas de bombeo

Las centrales de bombeo disponen de dos vasos de almacenamiento situados a diferente nivel (Figura I.2). Cuando la demanda de energía eléctrica alcanza su máximo a lo largo del día, las centrales de bombeo funcionan como una central convencional generando energía. Al caer el agua, almacenada en el vaso de almacenamiento superior, hace girar a la turbina acoplada al generador.

Después el agua queda almacenada en el vaso inferior. Durante las horas del día en la que la demanda de energía es menor, el agua es bombeada al vaso superior para que pueda hacer el ciclo productivo nuevamente.

Para ello la central dispone de grupos de motores-bomba o, alternativamente, sus turbinas son reversibles de manera que puedan funcionar como bombas y los generadores como motores.



1. Embalse superior
2. Presa
3. Conducción del agua
4. Tubería
5. Central
6. Turbinas y generadores
7. Desagües
8. Embalse inferior
9. Líneas de transmisión
10. Río

Figura I.2 Central hidroeléctrica de bombeo

Fuente: www.thales.cica.es

d. Centrales maremotrices

El movimiento de las aguas del mar, producen una energía que se transforma en electricidad en las centrales mareomotrices. Se aprovecha la energía liberada por el agua de mar en sus movimientos de ascenso y descenso de las mareas (flujo y refluo).

El sistema consiste en aprisionar el agua en el momento de la alta marea y liberarla, obligándola a pasar por las turbinas durante la bajamar. Cuando la marea sube se abren las compuertas, permitiendo el paso del agua de un lado al otro del dique, y sus movimientos hacen que también se muevan las turbinas de unos generadores situados junto a los conductos por los que circula el agua. Cuando por el contrario, la marea baja, el movimiento es en sentido contrario al anterior, pero también se aprovecha para producir electricidad.

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 o de movimiento, debida al desplazamiento de las partículas; en suma, de la masa de agua.

1.1.2 Centrales geotermoeléctricas

La tecnología denominada geotermoeléctrica para generar energía eléctrica aprovecha el calor contenido en el agua que se han concentrado en ciertos sitios del subsuelo conocidos como yacimientos geotérmicos, y se basa en el principio de la transformación de energía calorífica en energía eléctrica, con principios análogos a los de una termoeléctrica tipo vapor, excepto en la producción de vapor, que en este caso se extrae del subsuelo, por medio de pozos que extraen una mezcla agua-vapor que se envía a un separador (Figura I.3). El vapor ya seco se dirige a las aspas o álabes de una turbina, donde se transforma la energía cinética en mecánica y ésta, a su vez, se transforma en electricidad en el generador eléctrico.

Actualmente en México existen unidades de 5 MW en las cuales el vapor, una vez que ha trabajado en la turbina, es liberado directamente a la atmósfera. En las unidades que actualmente se encuentran operando de 22.5 MW, 37.5 MW, 50 MW y 110 MW, el vapor es enviado a un condensador de contacto directo, en el cual el vapor de escape de la turbina es mezclado con el agua separada de este volumen junto con el proveniente del separador, es reinyectado al subsuelo o bien es enviado a una laguna de evaporación.

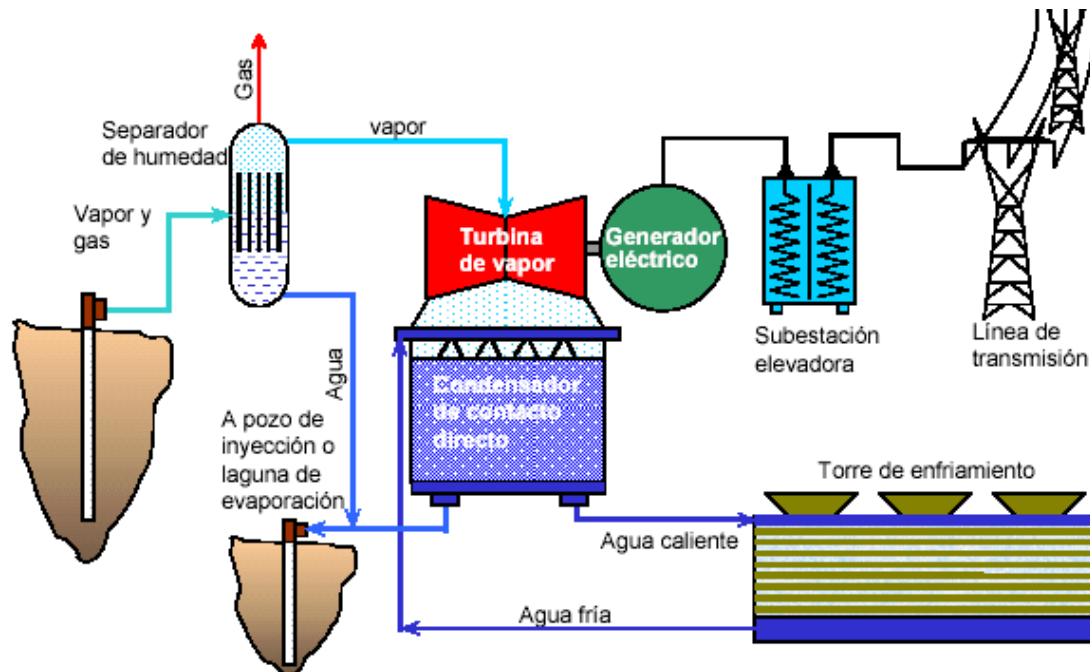


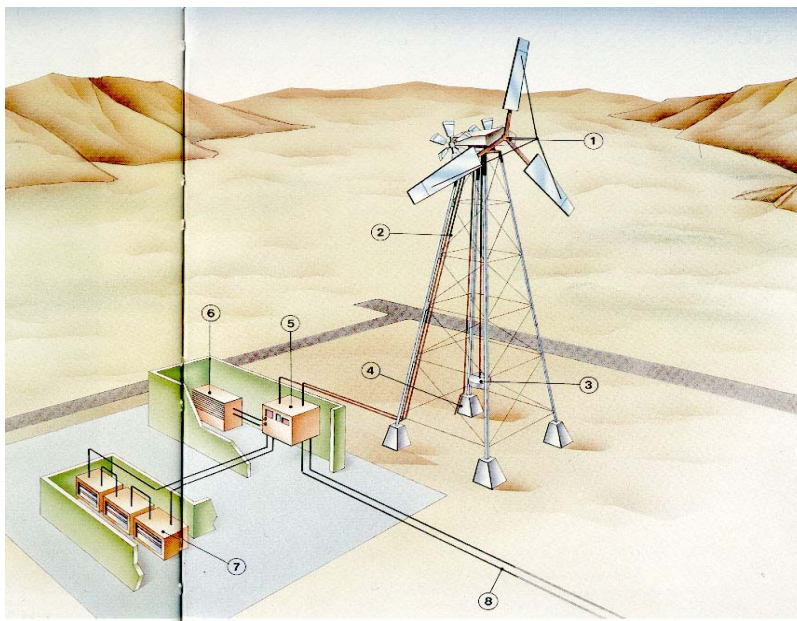
Figura I.3 Central geotermoeléctrica

Fuente: CFE (2003a)

La central geotermoeléctrica más importante del país es Cerro Prieto ubicada en el municipio de Mexicali, Baja California Norte, en el valle de Mexicali. Dado que esta central utiliza vapor geotérmico para su operación, se logran considerables ahorros por concepto de gasto de combustible. En las instalaciones de esta central se cuenta con trece unidades generadoras y está dividida en cuatro casas de máquinas, denominadas: Cerro Prieto I, Cerro Prieto II, Cerro Prieto III y Cerro Prieto IV. La capacidad total instalada es de 720 MW (CFE 2003b).

1.1.3 Centrales eólicas

Una central eólica es una instalación en donde la energía cinética del viento se puede transformar en energía mecánica de rotación (Figura I.4). Para ello se instala una torre en cuya parte superior existe un rotor con múltiples hélices (aerogenerador), orientadas en la dirección del viento. Las hélices giran alrededor de un eje horizontal que actúa sobre un generador de electricidad.



1. Turbina
2. Cables conductores
3. Carga de frenado
4. Toma de tierra
5. Caja de control batería
6. Fuente auxiliar
7. Acumuladores
8. Líneas de transmisión

Figura I.4 Central eoloeléctrica

Fuente: www.thales.cica.es

Los aerogeneradores pueden variar desde 1 metro a 100 metros de diámetro y su potencia puede ser de 1 KW hasta varios MW, se pueden conectar a la red de suministro de energía y no producen emisiones al medio ambiente.

La teoría del motor eólico de eje horizontal dice que en el mejor de los casos sólo el 59% de la energía cinética del viento puede ser convertida en energía mecánica de las hélices. El factor más variable es la intensidad del viento que no sólo presenta grandes contrastes geográficos sino que también es función cambiante del tiempo.

La variación de la velocidad del viento con la altura en los primeros metros es una característica de mucha importancia práctica para el aprovechamiento energético del viento.

Por esto que expresamos antes los aerogeneradores deben instalarse tan alto como permitan los costos de las estructuras de sostén y en lo posible por arriba de los 30 metros.

Los aerogeneradores pueden clasificarse según:

- La interacción de sus hélices con el viento.
- La orientación del eje de rotación con respecto al suelo.

Según la interacción de sus palas con el viento puede ser:

- Por arrastre: El viento arrastra las hélices forzando su rotación. Son de limitada eficiencia, pues la velocidad tangencial del extremo de la hélice no puede ser mayor que la velocidad del viento.
- Por sustentación: Usan la diferencia de presión generada por la acción del viento en el perfil de la hélice. Por efecto del empuje producido por la diferencia de presión, los extremos de la hélice se puede mover a mayor velocidad que la del viento.

Según la orientación de los ejes de rotación con respecto a la horizontal pueden ser:

- De eje horizontal: El plano de rotación debe ser perpendicular al viento para captar la máxima energía.
- De eje vertical: Acepta el viento en cualquier dirección con igual resultado y además puede alojar el generador cerca de la superficie pero es menos eficiente que el anterior.

1.1.4 Centrales solares

Una central solar es aquella instalación en la que se aprovecha la radiación del sol para producir energía eléctrica mediante las llamadas "celdas solares" o "celdas fotovoltaicas" (Figura I.5). Dichas celdas hacen posible la producción de electricidad cuando la energía luminosa incide en un material semiconductor cristalino produciendo un efecto fotovoltaico.

1.1.4.1 Centrales fotovoltaicas

Los sistemas fotovoltaicos están fabricados de un material semiconductor cristalino, que, al recibir la luz del sol, producen una diferencia de potencial por efecto fotovoltaico que da lugar a una corriente continua en un circuito eléctrico. Para construir las celdas fotovoltaicas, se utilizan compuestos que son capaces de suministrar una cantidad apreciable de energía al recibir la radiación solar. Normalmente, las celdas fotovoltaicas que se producen en el mundo se fabrican a base de silicio principalmente. El rendimiento de estas celdas es del orden de entre 15% y 25%, es decir, que sólo una pequeña parte de la energía luminosa se aprovecha realmente en forma de energía eléctrica, este rendimiento es menor cuanto más alta es la temperatura.

El problema fundamental que presentan las celdas fotovoltaicas es su alto costo. Aunque las investigaciones recientes están logrando abaratar a un ritmo apreciable su costo de producción, en la actualidad puede estimarse que cada Watt que se consigue mediante las celdas fotovoltaicas cuesta alrededor de 10 dólares, lo cual es excesivo. Hay otras celdas fotovoltaicas más baratas, que se fabrican con base en sulfuro de cadmio, pero su rendimiento es tres veces menor que el de las celdas de silicio.

Aún cuando las perspectivas de utilización de celdas fotovoltaicas para producir electricidad son muy esperanzadoras a largo plazo su desarrollo está aun comenzando y no puede esperarse una auténtica extensión de su utilización a los costos actuales. Por el momento, su uso más eficaz consiste en su aplicación para instalaciones de baja potencia en lugares cuya lejanía respecto de las redes de transmisión y distribución de electricidad puede hacer rentable este tipo de sistema a pesar de su elevado costo.

1.1.4.2 Centrales solares fototérmicas

Los sistemas fototérmicos convierten la radiación solar en calor y lo transfieren a un fluido de trabajo. El calor se usa entonces para calentar edificios, agua, mover turbinas para generar electricidad, secar granos o destruir desechos peligrosos. Los colectores térmicos solares se dividen en tres categorías:

- **Colectores de baja temperatura.** Proveen calor útil a temperaturas menores de 65° C mediante absorbedores metálicos o no metálicos para actividades industriales en las que el calor de proceso no es mayor a 60° C, por ejemplo la pasteurización, el lavado textil, etc.
- **Colectores de temperatura media.** Son los dispositivos que concentran la radiación solar para entregar calor útil a mayor temperatura, usualmente entre los 100 y 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. Tienen el inconveniente de trabajar solamente con la componente directa de la radiación solar por lo que su utilización queda restringida a zonas de alta insolación.
- **Colectores de alta temperatura.** Existen en tres tipos diferentes: los colectores de plato parabólico, la nueva generación de canal parabólico y los sistemas de torre central. Operan a temperaturas mayores a los 500° C y se usan para generar electricidad y transmitirla a la red eléctrica; en algunos países estos sistemas son operados por productores independientes y se instalan en regiones donde las posibilidades de días nublados son remotas.

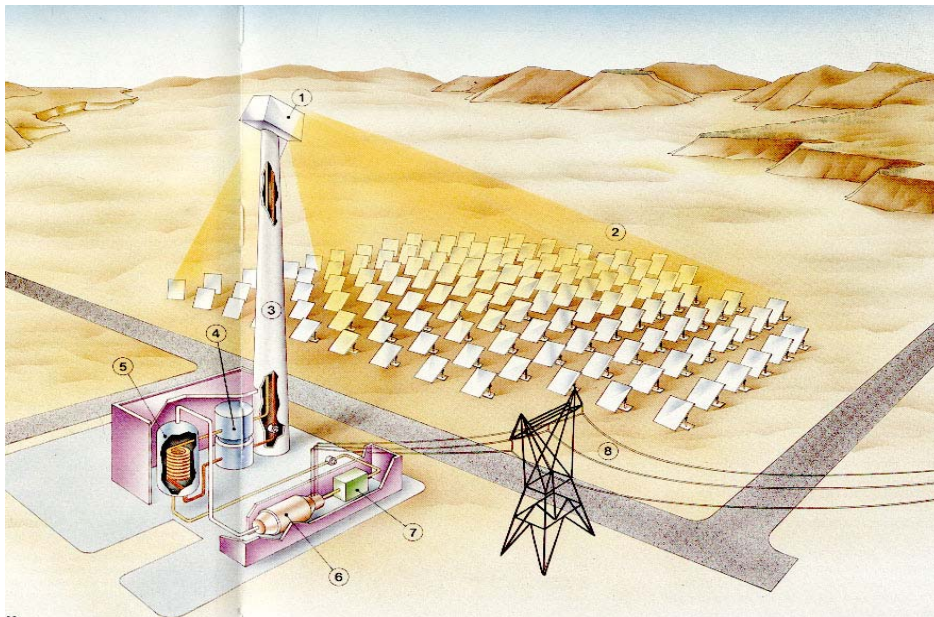
a. Colectores de media y alta temperatura

Los sistemas tipo canal parabólica usan reflectores parabólicos en una configuración de canal para enfocar la radiación solar directa sobre un tubo largo que corre a lo largo de su foco y que conduce al fluido de trabajo, el cual puede alcanzar temperaturas hasta de 500° C.

Actualmente se han introducido celdas fototérmicas en el ciclo combinado para mejorar la eficiencia termodinámica de estos sistemas y se estudia la posibilidad de generar directamente el vapor en el campo de concentradores. Con esto se espera lograr llevar los precios de generación a niveles competitivos con las plantas termoeléctricas convencionales. En México se está desarrollando el proyecto Mexicali II ubicado en San Luis Río Colorado, Sonora. Este proyecto contempla la opción de 25 MW adicionales por medio de un campo termosolar de 130,000 m² a

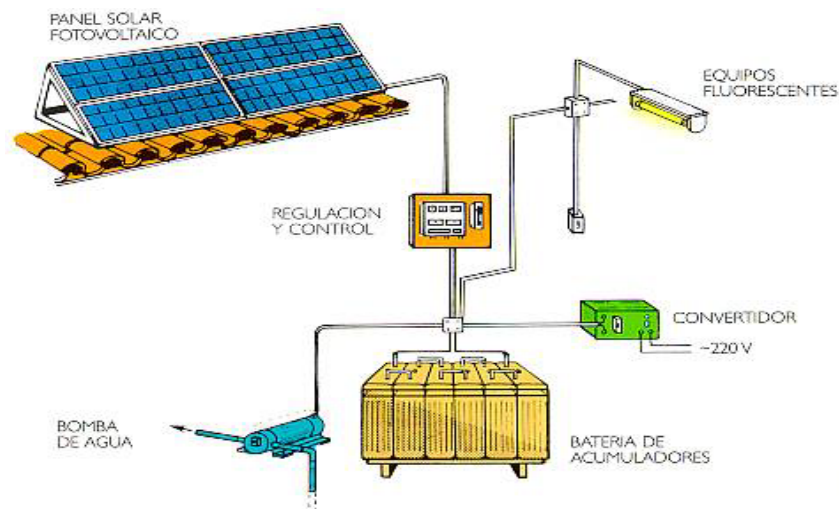
una planta de ciclo combinado de 220 MW de capacidad la cual será operada por un Productor Independiente de Energía (PIE).

Existen otros sistemas, no comerciales aún, como los de torre central que usan helióstatos (espejos altamente reflejantes) para enfocar la luz solar, con la ayuda de una computadora y un servomecanismo, en un receptor central. Los sistemas parabólicos de plato usan estos reflectores para concentrar la luz del sol en un receptor montado arriba del plato, en su punto focal.



1. Caldera
2. Campo solar
3. Torre
4. Almacenamiento térmico
5. Generador de vapor
6. Generador eléctrico
7. Aero-condensador
8. Línea de transmisión

Central solar fototérmica



Central solar con celdas fotovoltaicas

Figura I.5 Tipos de centrales solares

Fuente: www.thales.cica.es, www.inersol.com

1.2 Centrales que utilizan fuentes no renovables de energía

1.2.1 Centrales térmicas convencionales

En una central termoeléctrica el generador de vapor transforma el poder calorífico del combustible en energía térmica, la cual es aprovechada para llevar al agua del estado líquido a la fase de vapor (Figura I.6). Este vapor, ya sobrecalentado, es conducido a la turbina donde su energía cinética es convertida en mecánica, misma que es transmitida al generador para producir energía eléctrica¹.

El combustible se almacena en parques o depósitos adyacentes, desde donde se suministra a la central, pasando a la caldera, en la que se provoca la combustión. Ésta última genera el vapor a partir del agua que circula por una extensa red de tubos que tapizan las paredes de la caldera. El vapor hace girar los álabes de la turbina, cuyo eje rotor está acoplado con el de un generador que produce la energía eléctrica; esta energía se transporta mediante líneas de alta tensión a los centros de consumo. Por su parte, el vapor es enfriado en un condensador y convertido otra vez en agua, que vuelve a los tubos de la caldera, comenzando un nuevo ciclo.

El agua en circulación que refrigera el condensador expulsa el calor extraído a la atmósfera a través de las torres de enfriamiento. Las torres de enfriamiento húmedas que utilizan agua que emiten de forma constante vapor de agua, no contaminante, a la atmósfera. Para minimizar los efectos contaminantes de la combustión sobre el entorno, la central dispone de una chimenea de gran altura y si utilizan carbón de unos precipitadores que retienen las cenizas y otros volátiles de la combustión. Las cenizas en ocasiones se recuperan para su aprovechamiento en procesos de metalurgia y en el campo de la construcción, donde se mezclan con el cemento.

Independientemente de cuál sea el combustible fósil que utilicen (combustóleo, carbón o gas), el esquema de funcionamiento de todas las centrales termoeléctricas convencionales es prácticamente el mismo. Las únicas diferencias consisten en el distinto tratamiento previo que sufre el combustible antes de ser inyectado en la caldera y en el diseño de los quemadores de la misma, que varían según sea el tipo de combustible empleado.

¹ El ciclo térmico para las unidades de 350 MW y 160 MW es el denominado “Rankine con Recalentamiento Regenerativo”, mientras que para las de 84 MW y 37.5 MW se le conoce como “Rankine con Recalentamiento”. (Avallone, E. 1997)

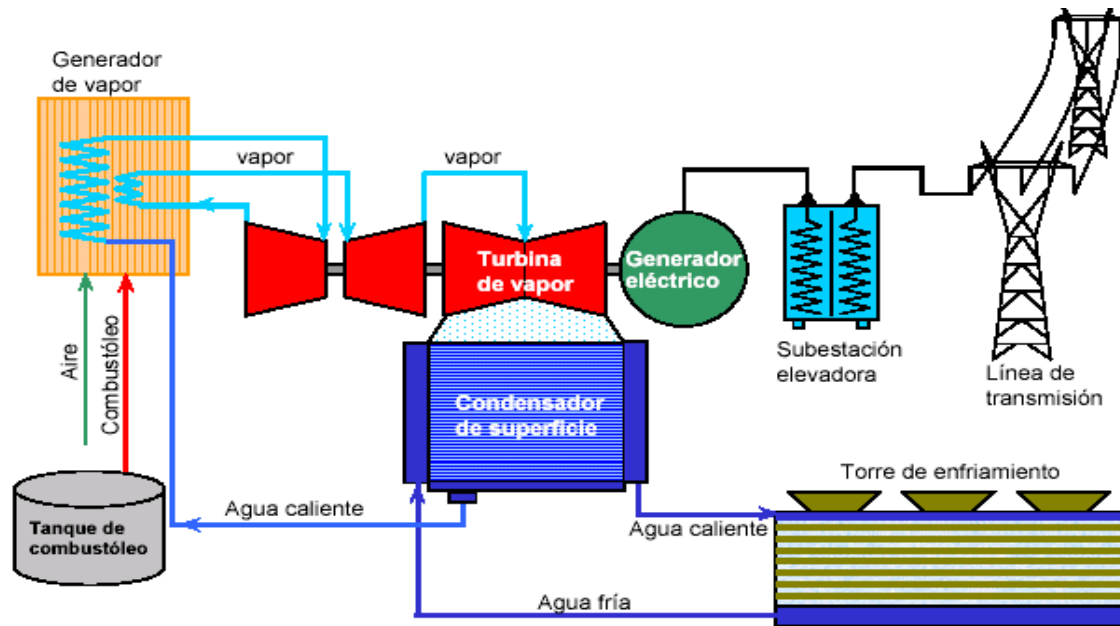


Figura I.6 Central termoeléctrica convencional

Fuente: CFE (2003a)

1.2.1.1 Centrales carboeléctricas.

Las centrales carboeléctricas no difieren en cuanto a su concepción básica de las termoeléctricas convencionales; el único cambio importante es el uso de carbón como energético primario (Figura I.7). En la práctica, el carbón y los residuos de la combustión requieren de un manejo más complejo que los combustibles líquidos o gaseosos utilizados en otras termoeléctricas convencionales. Una central carboeléctrica puede no incluir equipos anticontaminantes para el control de la emisión de SO_2 . Este esquema es aplicable a centrales que utilizan carbón con bajo contenido de azufre, como las localizadas en la región de Río Escondido, Coahuila.

Se definen tres centrales básicas:

1. Carboeléctrica sin desulfurador y sin quemadores duales, utilizando carbón como el de Río Escondido.
2. Carboeléctrica sin desulfurador y con quemadores duales para carbón y combustóleo. El combustible primario es carbón con un contenido de azufre de 0.7%.
3. Carboeléctrica con desulfurador y quemadores duales para carbón y combustóleo. El combustible primario es carbón con un contenido de azufre del 2%.

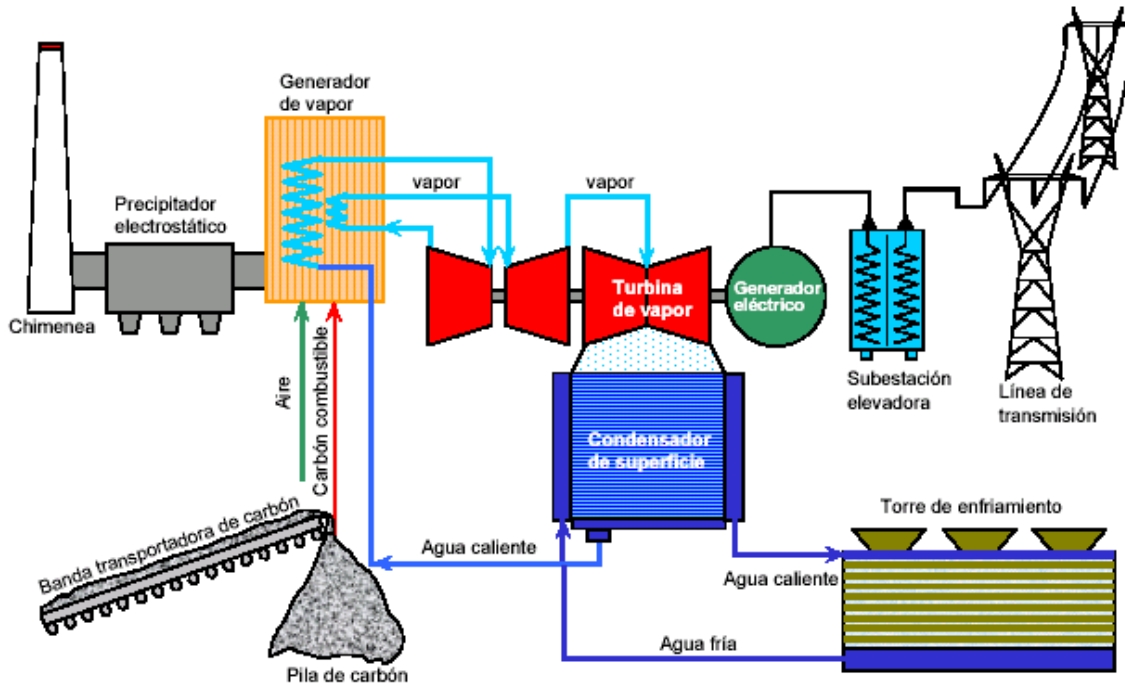


Figura I.7 Central carboeléctrica

Fuente: CFE (2003a)

La experiencia de la CFE en centrales carboeléctricas proviene de la operación tanto de las cuatro unidades de 300 MW de la central Río Escondido como de las cuatro unidades de Carbón II de 350 MW cada una.

1.2.1.2 Centrales duales

Esta clase de central utiliza como fuente energética primaria dos combustibles: combustóleo o carbón, lo que le da la particularidad de ser "dual". Actualmente en México, sólo se cuenta con una central de esta clase que es la central Presidente Plutarco Elías Calles (Petacalco), localizada en el estado de Guerrero. En las instalaciones de esta central se cuenta con seis unidades generadoras, en operación con una capacidad nominal de 350 MW cada una, haciendo una capacidad instalada total de 2,100 MW.

La central cuenta con un puerto de descarga de combustóleo y patios de almacenamiento de carbón, la capacidad de estos patios es de 1,920,000 toneladas. El combustóleo se almacena en 4 tanques con capacidad de 34,600 m³ cada uno.

La central utiliza como combustible principal carbón importado, el cual es transportado en barcos. También se utiliza combustóleo pesado como combustible alternativo y diesel para los arranques.

1.2.1.3 Centrales turbogás

La generación de energía eléctrica en las centrales turbogás es obtenida cuando el sistema toma aire fresco de la atmósfera a través de un filtro y entra después al compresor (Figura I.8). El aire es comprimido aquí antes de llegar a la cámara de combustión, donde el combustible, inyectado en las toberas, 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. El generador, acoplado a la turbina de gas, transforma esta energía mecánica en energía eléctrica. Los gases producidos en la combustión, después de su expansión son descargados directamente a la atmósfera.

Desde el punto de vista de operación, el breve tiempo de arranque y la versatilidad para seguir a la demanda hacen a las turbinas de gas ventajosas para satisfacer cargas en horas pico, aunque existen modelos de tecnología avanzada que han sido diseñados para servicio de carga base y cogeneración industrial.

Estas unidades emplean como combustible gas natural o diesel en forma alternativa y en los modelos avanzados también pueden quemar combustóleo o petróleo crudo. En una máquina preparada para ello, el cambio de combustible puede realizarse en forma automática en cualquier momento; este cambio tiene efectos sobre la potencia y la eficiencia.

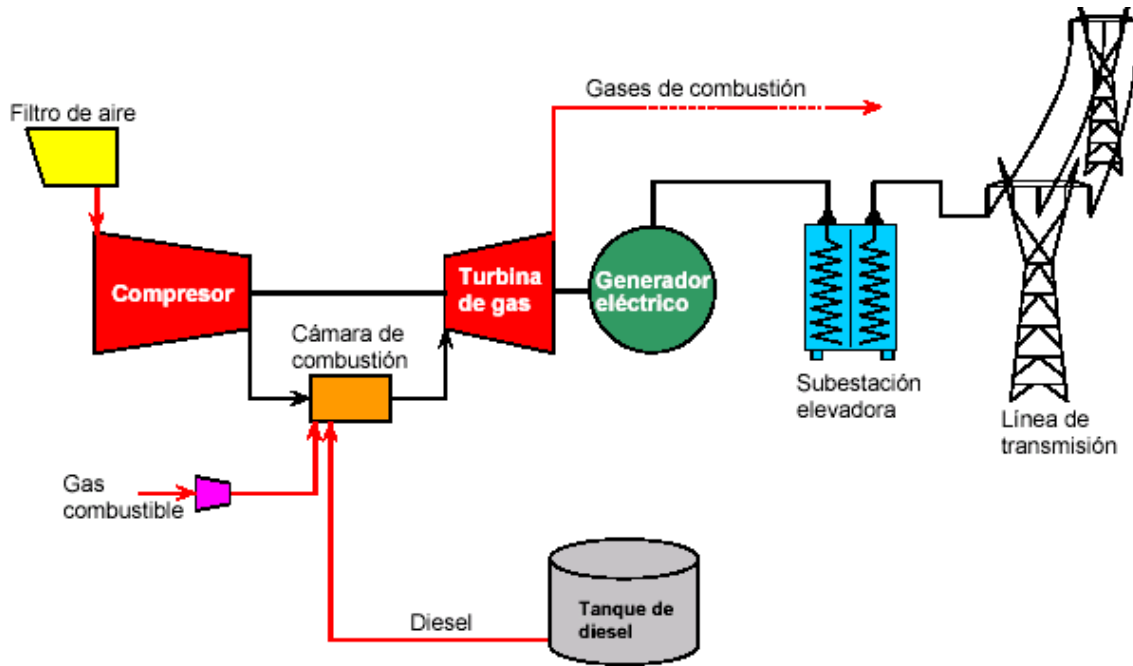


Figura I.8 Central turbogás

Fuente: CFE(2003a)

La central generadora más importante de esta clase en nuestro país está ubicada en el municipio de Hermosillo, Sonora. En las instalaciones de esta central se cuenta con una unidad turbogás ciclo abierto, en operación con una capacidad nominal de 150 MW. El combustible que se consume es gas natural importado por PEMEX de Estados Unidos, conducido a través de un gasoducto desde la frontera Sonora-Arizona. El gasoducto parte de la Ciudad de Naco, Sonora, hasta esta Central en Hermosillo, Sonora.

1.2.1.4 Centrales diesel

La tecnología de las centrales diesel sigue el principio de los motores de combustión interna, es decir, aprovecha la expansión de los gases de combustión para obtener energía mecánica, la cual a su vez es transformada en energía eléctrica en el generador (Figura I.9).

Actualmente este tipo de motor puede utilizar únicamente combustóleo o diesel. De acuerdo con la información de los fabricantes de los equipos, y dependiendo de la calidad del combustóleo, las unidades pueden consumir este combustible como base y diesel como respaldo. Como referencia, en CFE operan dos unidades diesel de la central Agustín Olachea localizada en el estado de Baja California Sur que utilizan una mezcla en proporción de 94 partes de combustóleo por 6 de diesel.

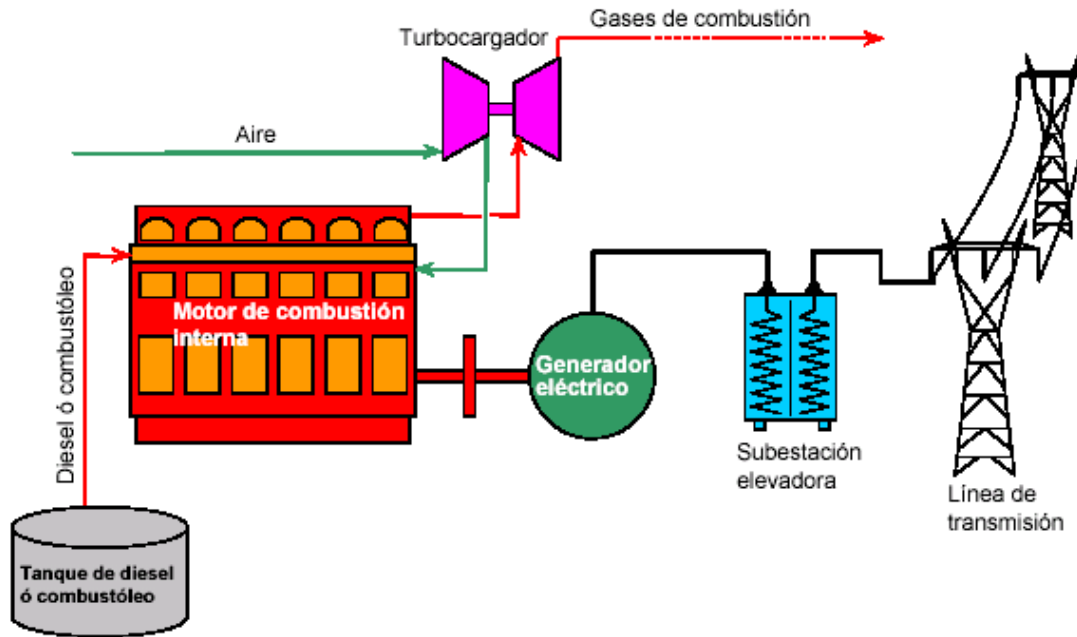


Figura I.9 Central diesel

Fuente: CFE (2003a)

1.2.1.5 Centrales nucleoelectricas

Una central nuclear es básicamente una planta termoeléctrica en la que el vapor necesario para accionar la turbina y el generador es producido por un reactor nuclear (Figura I.10). La diferencia respecto de una central térmica a vapor de tipo convencional estriba en que en esta última el vapor es producido en una caldera a través de la combustión de carbón o petróleo.

En las centrales nucleoelectricas la energía térmica es producida por fisión o partición de los núcleos de Uranio₂₃₅ o Plutonio₂₃₉ como consecuencia del impacto de un neutrón. El neutrón debe impactar a velocidades relativamente bajas para que la fisión se produzca y por consiguiente debe ser “frenado” por un elemento llamado “moderador”. La fisión del núcleo de U₂₃₅ (llamado elemento fisible) libera una cantidad considerable de energía (la energía eléctrica producida por la fisión de 1 kg. de U₂₃₅, es de aproximadamente 18.7 millones de kWh) en forma de calor y neutrones que, a su vez, pueden golpear otros núcleos de U₂₃₅, produciéndose así una reacción en cadena. El control se logra absorbiendo parte de los neutrones que resultan de la fisión, obteniéndose así una producción continua de energía.

Esencialmente un reactor nuclear es un enorme recipiente dentro del cual se está efectuando una reacción de fisión en cadena de manera controlada; está colocado en el centro de un gran

edificio de gruesas paredes de concreto, que protegen al personal que lo opera y al público de la radioactividad que produce.

En una central nuclear el reactor va ubicado al interior de un edificio llamado “de contención”, que proporciona blindaje frente a las radiaciones y que posee una estructura capaz de soportar presiones internas importantes y de mantener elementos radioactivos dispersos en caso de accidente nuclear.

Existen en la actualidad diversos tipos de reactores nucleares, la gran mayoría de los usados en la generación eléctrica pueden clasificarse en dos tipos: de uranio natural y de uranio enriquecido.

- En los reactores de uranio natural no se precisa aumentar la concentración del isótopo U_{235} , pero debe usarse como moderador agua pesada, elemento de alto costo de producción.
- En los reactores de uranio enriquecido debe aumentarse la concentración de U_{235} a valores próximos al 3 -5 %. Ello se logra en plantas de enriquecimiento con un proceso costoso.

Los reactores de uranio enriquecido más empleados son de dos tipos: BWR (*Boiling Water Reactor*) y PWR (*Pressurized Water Reactor*). Una de las principales ventajas de los reactores de uranio enriquecido es que usan agua liviana como moderador y simultáneamente como fluido que transporta el calor del reactor a los generadores de vapor.

La única central nucleoelectrónica de nuestro país, se encuentra ubicada sobre la costa del Golfo de México en el municipio de Alto Lucero, Estado de Veracruz. La Central Laguna Verde (CLV) cuenta con 2 unidades generadoras de 682.5 MW eléctricos cada una. Los reactores son marca General Electric, tipo Agua Hirviente (BWR-5). Está certificada por el organismo regulador nuclear mexicano, la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardas (CNSNS). La central nucleoelectrónica Laguna Verde cumple con las más estrictas normas internacionales de seguridad y su operación es certificada y supervisada directamente por los organismos reguladores nacionales e internacionales, para la aplicación de la energía nuclear.

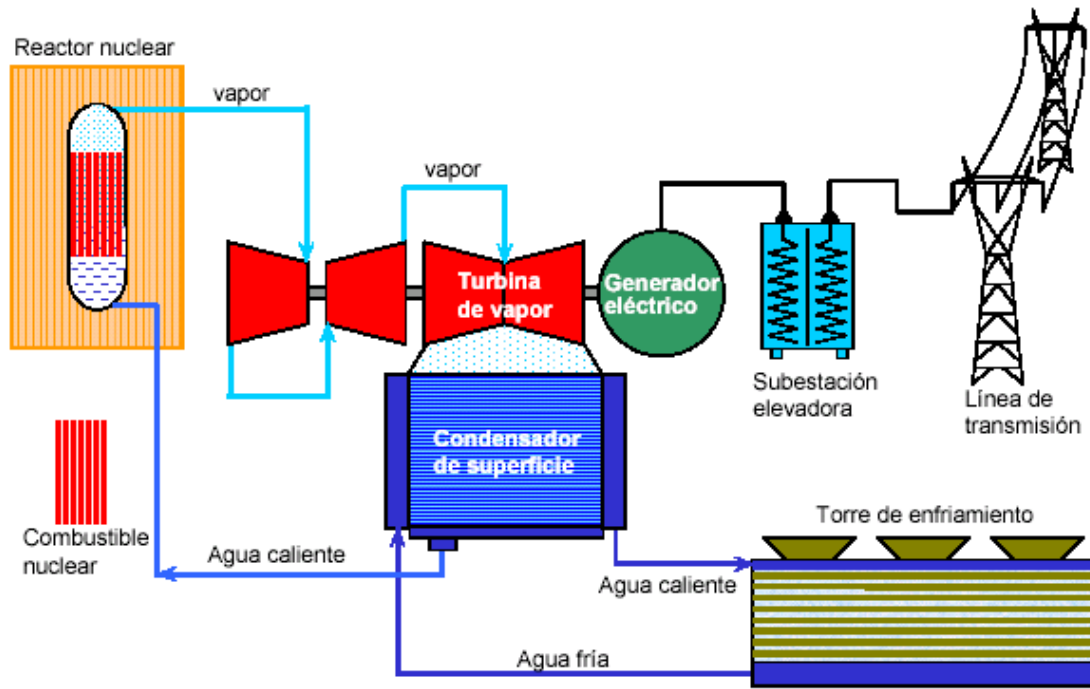


Figura I.10 Central nucleoelectrica

Fuente: CFE (2003a)

1.2.1.6 Centrales de ciclo combinado

Las centrales de ciclo combinado son aquellas que utilizan principalmente gas natural como materia prima (Figura I.11). El ciclo combinado tiene una ventaja determinante sobre las demás tecnologías gracias a su eficiencia del orden de 50%, comparada con las otras opciones que están alrededor de 37%. La rápida evolución de las eficiencias de los ciclos combinados se debe a los desarrollos logrados en las turbinas de gas que, a partir de mejorar los materiales de los primeros pasos de álabes y las tecnologías de fabricación más refinadas, han logrado incrementar la eficiencia de la turbina de gas de los valores de 25 a 30% que se tenían hace 25 años a los valores actuales, en algunos casos superiores a 40%.

Las centrales de ciclo combinado están integradas por dos tipos diferentes de unidades generadoras; turbogás y vapor. El proceso de generación de energía eléctrica en una central de ciclo combinado comienza con la aspiración de aire desde el exterior siendo conducido al compresor de la turbina a gas a través de un filtro. El aire es comprimido y combinado con gas natural, en una cámara donde se realiza la combustión. El resultado es un flujo de gases calientes que al expandirse hacen girar la turbina a gas. El generador acoplado a la turbina a gas transforma este trabajo en energía eléctrica. Una vez terminado el ciclo térmico de las unidades

turbogás², los gases producidos por la combustión poseen un importante contenido energético, el cual se manifiesta en su alta temperatura (hasta 640 °C en las turbinas de mayor capacidad). Esta energía es utilizada en un recuperador de calor para aumentar la temperatura del agua y elevarla a la fase de vapor, donde es aprovechada para generar energía eléctrica, siguiendo un proceso semejante al descrito para las plantas térmicas convencionales³.

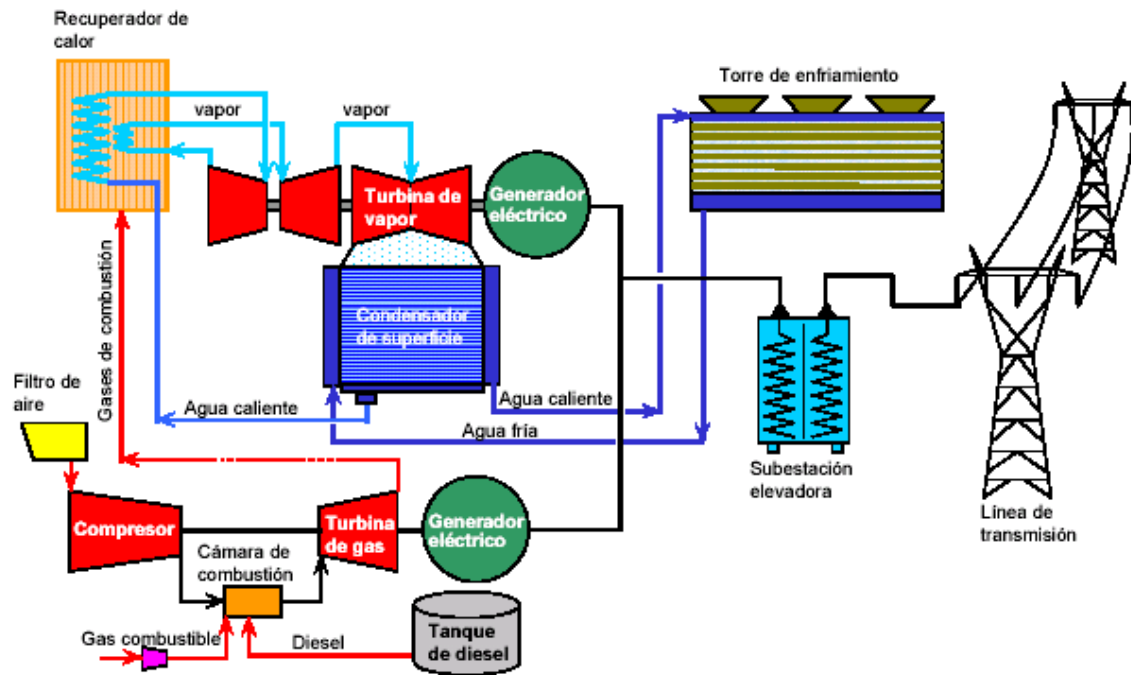


Figura I.11 Central de ciclo combinado

Fuente: CFE (2003a)

La eficiencia térmica de las plantas de ciclo combinado se ha incrementado recientemente. Las mejoras de eficiencia en el ciclo combinado se logran por avances en el funcionamiento de las turbinas de gas, debido en primer lugar a las altas temperaturas de quemado del combustible que puede ser del orden de 1,350 °C y 1,600°C para turbinas de la serie “F” y “G”, y con capacidad aproximada de 185 MW y 254 MW en la turbina de gas respectivamente.

Los ciclos combinados con alta temperatura de quemado en las turbinas de gas con recuperador de calor, son las más eficientes en los sistemas de generación de energía disponibles actualmente. En la actualidad este tipo de plantas está operando con eficiencias cercanas al 50%, medidas a partir del poder calorífico superior del combustible.

² Ciclo Brayton (Anexo I.2)

³ Ciclo Rankine (Anexo I.1)

El arreglo general de una planta de ciclo combinado puede ser esquematizado de acuerdo con diversas posibilidades. La proporción en el número de unidades turbogás por unidad de vapor varía desde 1:1 hasta 4:1 respectivamente. Sin embargo, la integración de la potencia total es en general en una proporción de dos tercios de gas y un tercio de vapor. En cuanto al criterio de diseño de la fase de vapor existen tres configuraciones básicas:

1. Recuperador de calor sin combustible adicional.
2. Recuperador de calor con combustible adicional.
3. Generador de vapor convencional.

Una ventaja de este tipo de plantas es la posibilidad de construirlas en dos etapas. La primera parte corresponde a las unidades turbogás, la cual puede ser terminada en un plazo breve e iniciar su operación; posteriormente, se continuaría con la construcción de la unidad de vapor, completándose así la central de ciclo combinado.

Conclusiones

Las tecnologías más comunes que se emplean para la producción de energía eléctrica emplean máquinas rotativas que emplean distintos tipos de energía, principalmente: hidráulica, térmica, eólica y solar.

La mayor parte de las tecnologías de generación de electricidad constan, en el caso de las termoeléctricas de una fuente de generación de calor (caldera, reactor nuclear, colector solar, yacimiento geotérmico), una turbina, cuyas características dependen del fluido que la impulse (agua, gas o vapor), que acciona un generador que proporciona energía eléctrica.

De acuerdo a la clasificación de las distintas fuentes de energía primaria empleadas en las centrales eléctricas, podemos concluir que las plantas que utilizan fuentes no renovables (combustibles fósiles y nucleares) son y seguirán siendo la principal fuente de energía eléctrica para los próximos años. En el caso específico de las centrales de ciclo combinado éstas son elegidas en la actualidad por sus bajos costos de inversión, su competitivo costo nivelado de generación, periodos relativamente cortos de construcción y elevados valores de eficiencia y su bajo impacto ambiental. Sin embargo, a pesar de los aspectos técnicos y económicos que se mencionan, el impacto ambiental que ocasionan las centrales termoeléctricas por el uso de combustibles fósiles es mayor por la emisión de contaminantes como consecuencia de los procesos de combustión en comparación con las centrales que utilizan fuentes renovables de energía. En este sentido, el cuidado del medioambiente debería tomar un importante papel dentro del sector eléctrico para conducir la política energética basándose en el desarrollo sustentable. Es por lo anterior que el uso de las centrales que utilizan combustibles fósiles a largo plazo se limitará dando lugar al impulso e incremento de la utilización de energías renovables ya que estas cuentan con un potencial cercano a 60,000 MW.

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

Capítulo 2

**Operación técnica de las centrales que
utilizan gas natural**

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

2. Operación técnica de las centrales que utilizan gas natural

Introducción

Las centrales eléctricas que emplean gas natural como térmicas convencionales, turbogás o de ciclo combinado han tomado un reciente auge en el mundo. Lo anterior ha provocado que el consumo de gas natural se haya incrementado en los últimos años esperando que esta tendencia continúe para los siguientes. Esta situación se ha manifestado claramente en nuestro país donde debido al gran incremento en el número de centrales de ciclo combinado, la demanda de este combustible está rebasando claramente a la oferta nacional ocasionando desabasto en ciertas zonas del país y que algunas centrales de ciclo combinado que están diseñadas para operar con gas natural tengan que hacerlo por un determinado periodo con un combustible alternativo que preferencialmente es diesel y no combustóleo por implicaciones técnicas de las turbinas de gas.

En la primera parte del capítulo describiremos el funcionamiento de cada una de las centrales que utilizan gas natural, destacando las centrales de ciclo combinado porque es el tipo de planta que se espera sea la de mayor crecimiento dentro de la capacidad de generación instalada en nuestro país para los siguientes años.

Describiremos después los diferentes tipos de configuraciones de las centrales de ciclo combinado así como sus componentes para cada ciclo termodinámico. Analizaremos el funcionamiento de la turbina de gas y de la turbina de vapor, así como también trataremos a detalle el funcionamiento del recuperador de calor (HRSG por sus siglas en inglés de Heat Recovery Steam Generator) y la producción de vapor necesaria para la alimentación de la turbina. De igual forma mencionaremos brevemente el esquema de control de este tipo de centrales y los principales aspectos de su funcionamiento.

Por último, estudiaremos los efectos en las centrales de ciclo combinado por el uso de diferentes combustibles alternos. Para abordar este tema mencionaremos las características de los diferentes combustibles como poder calorífico y precio para cada uno de ellos. Como principal impacto en el uso de combustibles alternos destacamos la degradación en el ciclo de gas y sus consecuencias en el ciclo de vapor, así como en la operación de toda la central.

2.1 Funcionamiento de las centrales que utilizan gas natural

2.1.1 Central termoeléctrica convencional

Las centrales térmicas convencionales o clásicas son las centrales que utilizan combustibles fósiles como materia prima, es decir, carbón, combustóleo y gas natural. En términos de producción de energía eléctrica, la única diferencia entre estas centrales es la manera de generar el vapor para activar las turbinas. En las centrales convencionales el vapor se genera por la combustión del carbón o de derivados del petróleo o de gas natural.

En las centrales térmicas convencionales, la energía química contenida en el combustible fósil (carbón, gas o combustóleo) se transforma en energía eléctrica. El esquema básico de funcionamiento de todas las centrales térmicas convencionales es prácticamente el mismo, independientemente de que utilicen carbón, combustóleo o gas natural. Las únicas diferencias sustanciales consisten en el tratamiento previo que sufre el combustible antes de ser inyectado en la caldera, el diseño de los quemadores de la misma, que varía según el tipo de combustible empleado y el sistema de manejo de desechos.

En el caso de una central térmica de carbón, el combustible se reduce primero a un polvo fino y se introduce después dentro del horno por medio de unos chorros de aire precalentados. Si es una central térmica de combustóleo, el combustible es precalentado para ser inyectado posteriormente en quemadores adecuados a este tipo de derivados del petróleo. Finalmente, si se trata de una central térmica de gas natural, tenemos otro tipo de quemadores específicos. En definitiva, la energía liberada durante la combustión en la cámara de la caldera, independientemente del tipo de combustible, hace evaporar el agua en los tubos de la caldera y produce vapor.

El vapor de agua sale de la caldera con elevada presión, con el fin de obtener el mayor rendimiento posible. Gracias a esta presión en los tubos de la caldera, el vapor de agua puede llegar a alcanzar temperaturas de hasta 600 °C (vapor sobrecalentado). Este vapor entra a gran presión en la turbina a través de un sistema de tuberías. La turbina consta de tres cuerpos; de alta, media y baja presión respectivamente. El objetivo de esta triple disposición es aprovechar al máximo la fuerza del vapor, ya que este va perdiendo presión progresivamente. Así pues, el vapor de agua a presión hace girar la turbina, generando energía mecánica. Se ha conseguido transformar la energía térmica en energía mecánica de rotación.

El vapor, con el calor residual no aprovechable, pasa de la turbina al condensador. Aquí, a muy baja presión (vacío) y temperatura (40°C), el vapor se convierte de nuevo en agua, la cual es

conducida otra vez a la caldera a fin de reiniciar el ciclo productivo. El calor latente de condensación del vapor de agua es absorbido por el agua de refrigeración, que lo entrega al aire del exterior en las torres de enfriamiento.

La energía mecánica de rotación que lleva el eje de la turbina es transformada a su vez en energía eléctrica por medio de un generador síncrono acoplado a la turbina.

2.1.2 Central turbogás

Las centrales turbogás están conformadas principalmente por una turbina de gas acoplada a un generador síncrono. Una central de este tipo opera con gas natural o diesel, el cambio en el uso de estos combustibles puede realizarse de forma automática, es decir sin tener que realizar modificaciones sustanciales. Esta tecnología puede utilizar otros combustibles, principalmente gaseosos como gas licuado de petróleo (GLP) y gas de refinería, tomando en cuenta las implicaciones de dicha sustitución; ya que el GLP tiene un contenido de partículas elevado y el gas de refinería tiene un importante contenido de hidrógeno, por lo que es necesario hacer modificaciones en los quemadores y tuberías de la turbina.

El gas natural que es suministrado a la central a través de gasoductos es introducido a la cámara de combustión en donde se lleva a cabo la oxidación con aire proveniente del turbocompresor, la expansión de los gases a altas temperaturas proporciona la energía cinética necesaria para darle movimiento a la turbina propiamente dicha. Los gases calientes de salida se dirigen hacia una tobera de escape para ser liberados a la atmósfera.

El breve tiempo requerido para su arranque y su pronta disposición para tomar carga, hace que este tipo de centrales sean empleadas en horas de alto consumo para cubrir picos de demanda de energía.

2.1.3 Central de ciclo combinado

Las características del equipo utilizado en la central de ciclo combinado determinan las condiciones de operación. Dentro del esquema de ciclo combinado que utiliza la turbina de gas con generador de vapor sin quemador asistido, que se discutirá posteriormente en este capítulo, existen también diferentes arreglos para acoplar la(s) turbina(s) de gas con la turbina de vapor mediante el generador de vapor por recuperación de calor.

Las dos formas de acoplar las turbinas son mediante un arreglo tandem, en el cual la turbina de gas y la turbina de vapor junto con su equipo de operación están mecánicamente conectadas a un solo eje. En el segundo arreglo, la turbina de gas está separada de la turbina de vapor y su equipo de operación. El arreglo tandem es comúnmente usado a un sistema mono-eje (como es el caso de la central en Rosarito, Baja California), mientras que el segundo arreglo es llamado multi-eje, ya que pueden conjuntarse más de una turbina de gas con una turbina de vapor (como es el caso de la central de ciclo combinado en Huinalá, Monterrey).

El arreglo mono-eje es muy útil en las centrales de ciclo combinado en las cuales la turbina de vapor sirve para dar arranque a la turbina de gas. Este arreglo es particularmente ventajoso en los sistemas donde se manejan otros equipos mecánicos separados de las turbinas como bombas y compresores auxiliares. Esto trae una ventaja, ya que sólo se necesita de una gran bomba o compresor en lugar de dos pequeñas.

El arreglo de multi-eje es más utilizado que el arreglo mono-eje porque puede operar con más de una turbina de gas acoplada a una sola turbina de vapor, mientras que en el arreglo mono-eje se debe de tener el mismo número de turbinas de gas que de turbinas de vapor. En el arreglo multi-eje se tienen varias turbinas de vapor descargando sus gases de escape hacia la caldera de un HRSG, aprovechando su calor para generar vapor y aprovecharlo en una turbina de vapor (Figura II.1).

Los sistemas de conductos de los gases de escape de la turbina de gas que pueden alternar su descarga ya sea hacia la atmósfera o hacia la caldera del HRSG son comúnmente utilizados en las centrales de ciclo combinado. Estos sistemas consisten en dos controladores (*dampers*), uno que aísla la caldera del HRSG de la turbina de gas, y otro que conduce los gases de escape a la atmósfera sin pasar a través del HRSG.

Los sistemas anteriores brindan una gran flexibilidad en la operación de la central, porque permite que la turbina de gas arranque y opere de manera independiente del ciclo de vapor. En algunos casos, estos sistemas funcionan también como controladores de flujo de gases de escape hacia el HRSG para moderar la producción de vapor. Este tipo de sistemas no son usados en los arreglos mono-eje debido a que la turbina de gas y vapor están acopladas mecánicamente lo cual excluye la operación independiente de las turbinas.

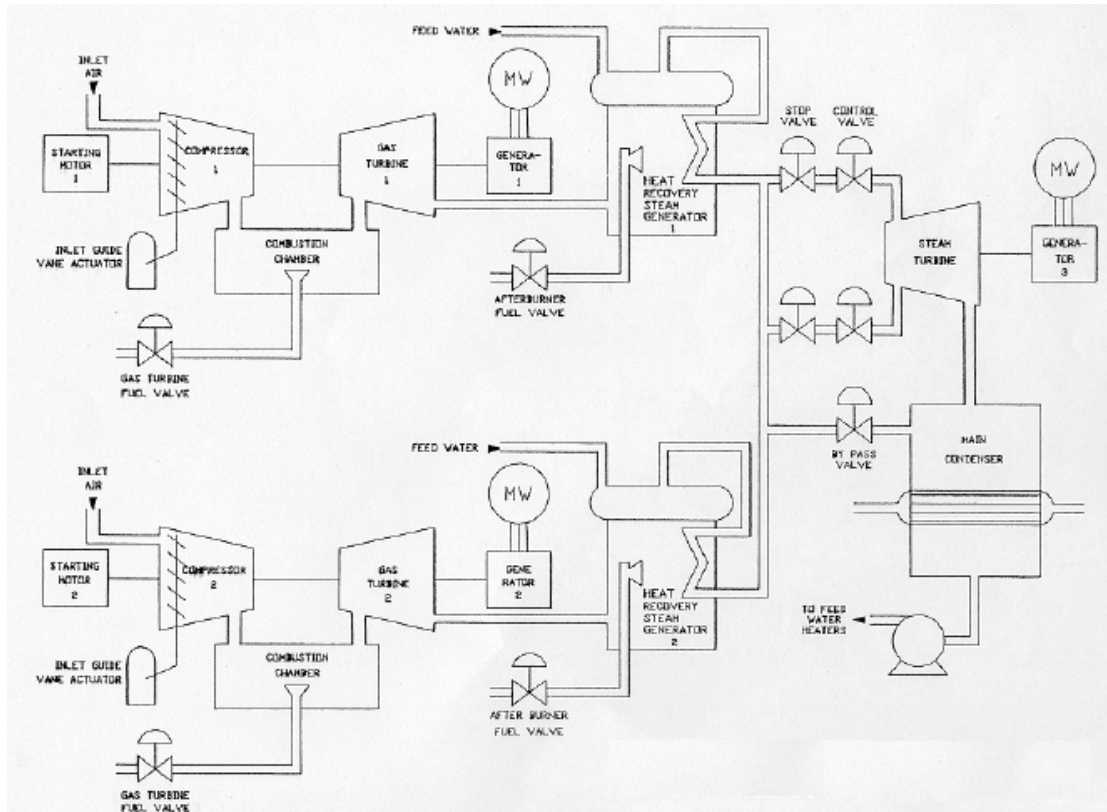


Figura II.1 Diagrama de flujo de una central de ciclo combinado con arreglo multi-eje

Fuente: www.sipe.com

2.1.4 Tipos de Ciclos Combinados

Ciclo combinado es el término que describe la relación termodinámica entre las turbinas de gas, los generadores de vapor, y las turbinas de vapor en una planta de generación de energía eléctrica, en una configuración especial diseñada para alcanzar un alto valor de eficiencia. Las instalaciones de una central de ciclo combinado están clasificadas dentro de cuatro esquemas, cada una depende del modo en que es usado el generador de vapor en conjunto con la turbina de vapor:

- Turbina de gas con generador de vapor sin quemador suplementario
- Turbina de gas con generador de vapor con quemador suplementario
- Turbina de gas y generador de vapor con quemador de horno
- Generador de vapor supercargado con turbina de gas

2.1.4.1 Turbina de gas y generador de vapor sin quemador suplementario

En este tipo de arreglo, el generador de vapor es instalado para recibir la descarga de gases calientes provenientes de la turbina de gas para suministrar vapor a la turbina de vapor (Figura II.3). Todo el combustible es quemado en la turbina de gas, y el generador de vapor depende totalmente de la turbina de gas para su funcionamiento dentro de este esquema. El generador de vapor está diseñado para operar a bajas presiones y bajas temperaturas, que dependen del diseño de la turbina de gas.

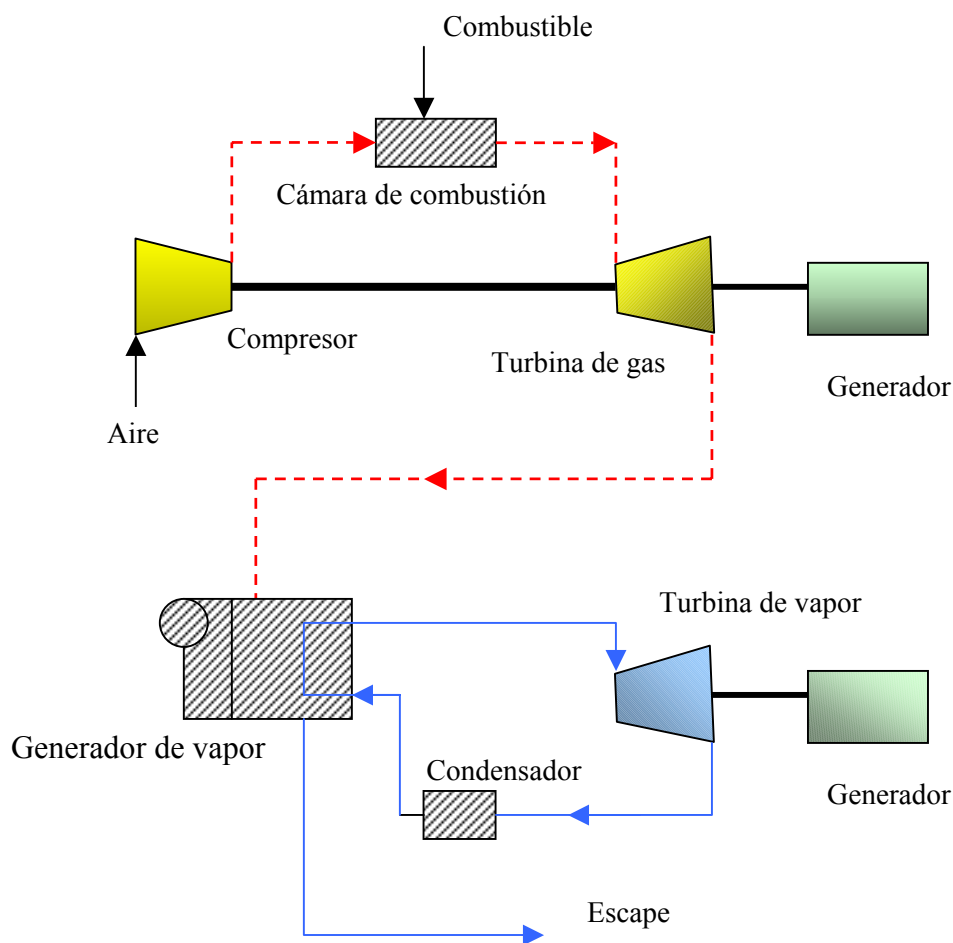


Figura II.2 Turbina de gas y generador de vapor sin quemador suplementario

Fuente: Los autores con datos de *Standard Handbook of Power Plant Engineering (1995)*.

En la mayoría de las aplicaciones, la capacidad de la central de ciclo combinado será aportada entre un 30 y 35% por la turbina de vapor, mientras que el porcentaje restante será aportado por la(s) turbina(s) de gas. Debido a que la generación de la turbina de vapor se realiza sin añadir otro combustible y sólo un pequeño decremento en la eficiencia de la turbina de gas ocurre debido a la contrapresión del generador de vapor, la eficiencia térmica total de la planta será

mayor en comparación con las centrales que utilizan turbinas de gas operando en ciclo abierto. La eficiencia de esta configuración depende del diseño de la turbina de gas, en especial de la máxima temperatura de operación, del ciclo de vapor, así como también del tipo de combustible que se utilice.

Las centrales de ciclo combinado que existen en México son del tipo turbina de gas sin quemador asistido, algunas centrales de este tipo son: Río Bravo II en el estado de Tamaulipas, Monterrey III en el estado de Nuevo León, Mérida III en el estado de Yucatán, Hermosillo y Naco Nogales en el estado de Sonora, La Laguna II en el estado de Durango, Tuxpan III y IV en el estado de Veracruz.

2.1.4.2 Turbina de gas con generador de vapor con quemador suplementario

Los gases de escape de la turbina contienen alrededor del 16 al 18% de oxígeno y pueden ser usados como una fuente de suministro de oxígeno para suministrar combustible adicional antes de llegar al generador de vapor. Debido a esto, se añade una modificación de este tipo de esquema para la conexión entre la turbina de gas y el generador de vapor (Figura II.4). Los quemadores utilizan una porción del oxígeno contenido en los gases de escape de la turbina de gas y se selecciona para limitar la temperatura máxima de los gases con los que operará el generador de vapor, que es de alrededor de 730°C.

Ya fijadas la especificaciones de la turbina de gas y la temperatura máxima de operación de la misma, la generación de vapor se duplicará en comparación con el esquema anterior, y la turbina de vapor suministrará una mayor proporción de la capacidad instalada de la central (aproximadamente el 50%). Debido a que el generador de vapor trabaja a mayor temperatura es posible incrementar tanto la presión como la temperatura del vapor que será enviado a la turbina de vapor. Para la mayoría de los arreglos, las condiciones finales del vapor se establecen tomando como principal consideración los costos que tendría una turbina de vapor que opera a altas presiones y temperaturas.

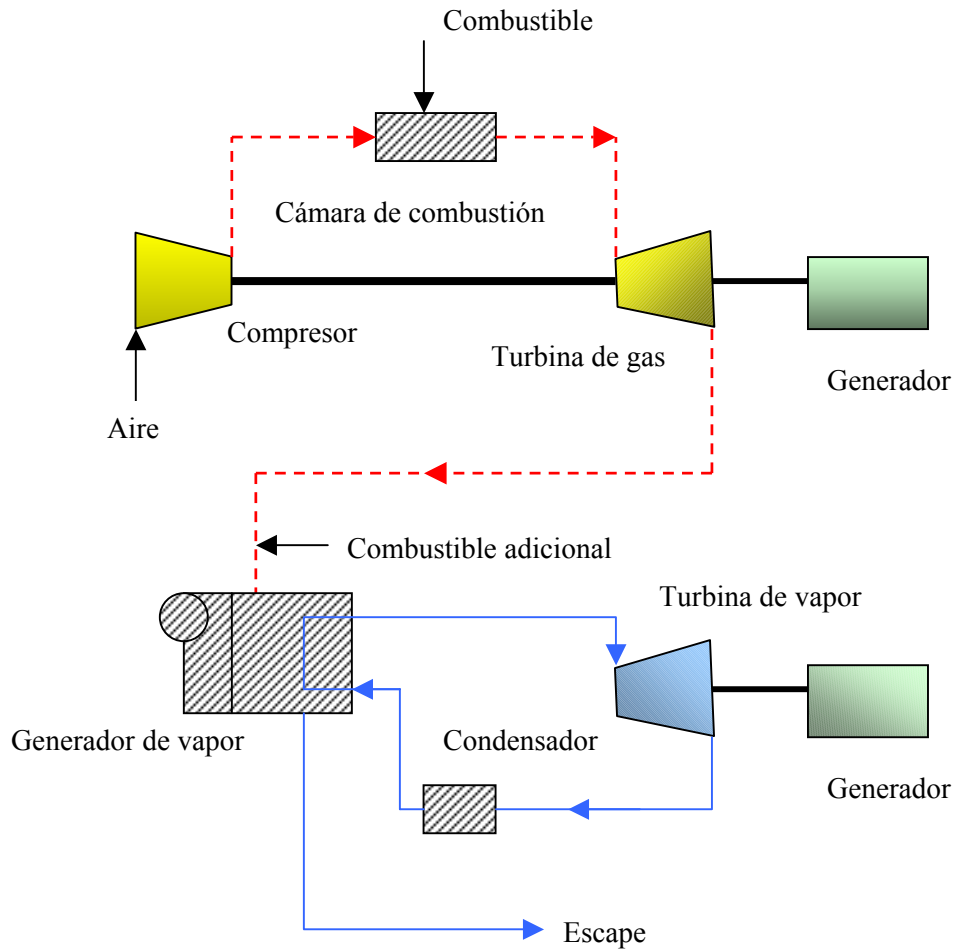


Figura II.3 Turbina de gas con generador de vapor con quemador suplementario

Fuente: Los autores con datos de *Standard Handbook of Power Plant Engineering (1995)*.

2.1.4.3 Turbina de gas y generador de vapor con quemador de horno

El esquema anterior sólo utiliza una pequeña porción del oxígeno que se encuentra disponible en los gases de escape de la turbina. Otra adaptación es el diseño de la planta para utilizar la totalidad del oxígeno de los gases de escape de la turbina para realizar otros procesos de combustión haciendo de esta manera posible añadir combustible adicional directamente al generador de vapor (Figura II.5). Las turbinas de gas convencionales operan con 300 a 400% con exceso de aire para poder realizar la combustión en la caldera del generador de vapor de 3 ó 4 veces más del combustible que se empleó en la turbina de gas. La mayoría del combustible puede ser utilizado en la caldera, y entre el 70 y el 85% de la generación de la central de ciclo combinado será proporcionado por la turbina de vapor y el porcentaje restante por la turbina de gas.

En este tipo de esquema, la turbina de gas debe ser considerada tanto como un elemento para generar energía eléctrica así como un sistema de enfriamiento forzado para la caldera del generador de vapor. Las turbinas de vapor que operan a altas temperaturas y a altas presiones pueden ser utilizadas en este tipo de arreglo por las condiciones del vapor proveniente del generador de vapor.

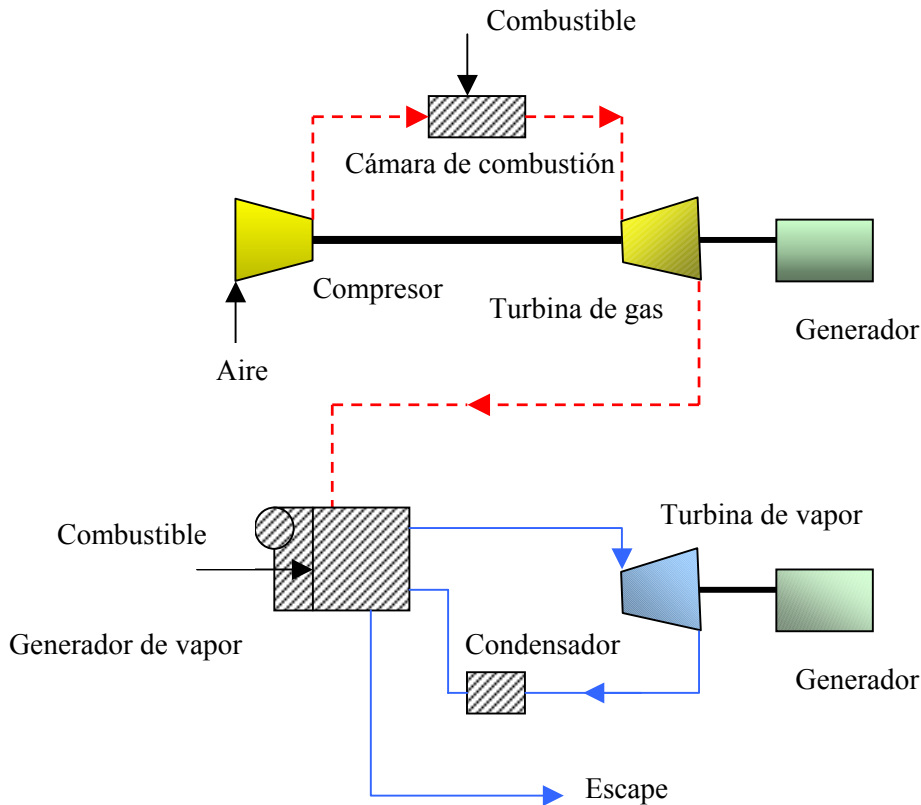


Figura II.4 Turbina de gas y generador de vapor con quemador de horno

Fuente: Los autores con datos de *Standard Handbook of Power Plant Engineering (1995)*.

Para el esquema anterior, la turbina de gas está limitada al uso de combustóleo o gas; pero en este tipo de esquema es posible utilizar otro tipo de combustible fósil como carbón, en el generador de vapor.

2.1.4.4 Generador de vapor supercargado con turbina de gas

Otra configuración para el ciclo combinado incluye la adición de un generador de vapor entre el compresor de aire y la turbina de gas (Figura II.6). El compresor de aire sirve como un sistema de enfriamiento forzado así como también para aumentar presión de operación de la caldera del generador de vapor. Los gases producto de la combustión son parcialmente enfriados dentro del generador de vapor y posteriormente descargados a la turbina de gas. Se recupera calor

adicional mediante intercambiadores instalados para operar con los gases de escape de la turbina de gas; pero también los intercambiadores pueden ser utilizados como economizadores y/o calentadores de agua.

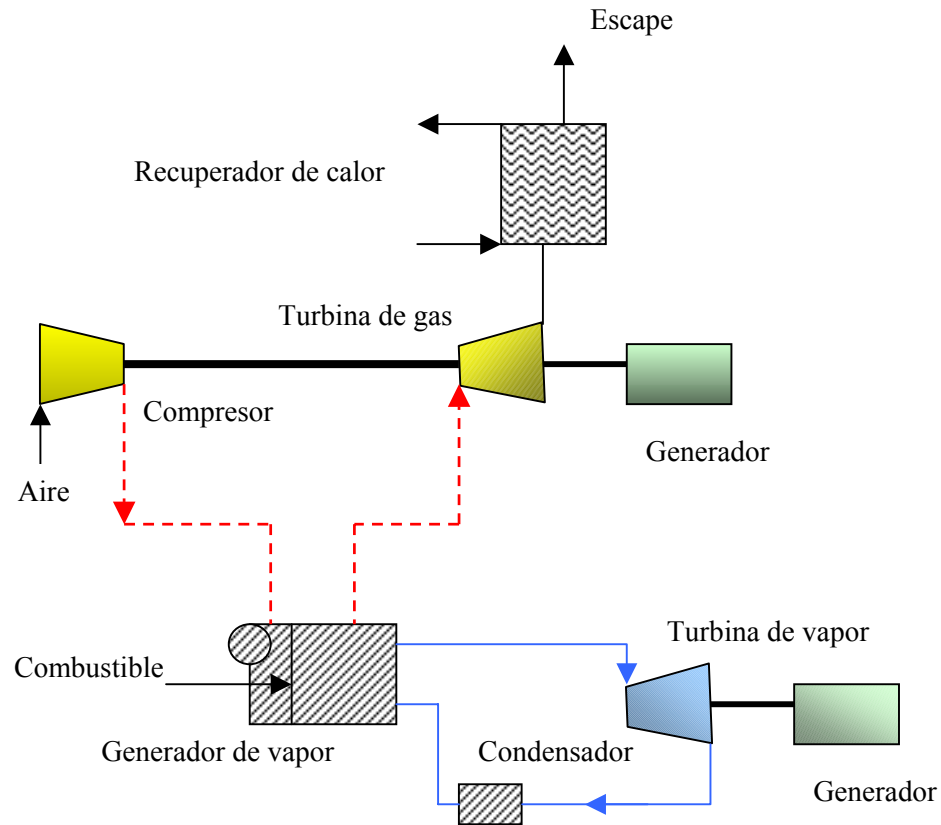


Figura II.5 Generador de vapor supercargado con turbina de gas

Fuente: Los autores con datos de *Standard Handbook of Power Plant Engineering (1995)*.

A pesar de que las turbinas de gas requieren una cantidad relativamente alta de aire, los quemadores para hornos supercargados están diseñados para operar con niveles de exceso de aire equivalente con las unidades convencionales; se selecciona un compresor de aire de pequeña capacidad. La turbina de gas suministra la mayoría de la energía eléctrica generada en la central, mientras que la turbina de gas se selecciona con el objetivo de suministrar energía para operar el compresor de aire (*ciclo Velox*) ó también para generar mayor cantidad de energía eléctrica dentro de la central de ciclo combinado.

Con la finalidad de conocer de manera más detallada la operación de las centrales de ciclo combinado, en la siguiente sección del capítulo, mostraremos los principales componentes de estas instalaciones.

2.2 Componentes de las centrales de ciclo combinado

2.2.1 Turbina de gas

Una turbina de gas es una máquina motriz que convierte la energía derivada de la combustión de un elemento, normalmente gas natural, en energía mecánica en forma de chorro de aire de alta presión y elevada temperatura. Esta energía mecánica es aprovechada para mover un generador de energía eléctrica.

Estas máquinas constan básicamente de cuatro partes: compresor, cámaras de combustión, turbina, y tobera de salida, y su funcionamiento es el siguiente: el aire entra por un gran conducto de entrada a la zona de compresores; en esta zona, un primer rotor con álabes comprime el aire, un segundo rotor lo comprime aún más, y así sucesivamente hasta alcanzar de 10 a 40 veces la presión del aire de entrada. Este aire pasa mediante difusores a las cámaras de combustión, donde un flujo constante de combustible en forma de vapor, es quemado a una presión casi constante.

La combustión provoca la expansión violenta de los gases producidos, con alta presión, temperatura y velocidad. En su camino de salida, los gases mueven una turbina que comparte eje con los compresores, de manera que parte de la energía de los gases de salida hacen girar aquellos. Por último, estos gases se expelen a la atmósfera a través de la tobera de salida.

En la turbina, el ciclo de trabajo es un proceso continuo, compuesto por las siguientes etapas: admisión, compresión, explosión o combustión, y escape. Una versión más moderna de turbina es la denominada turbofán. En ésta, un gran rotor delante de la sección de compresores produce un flujo de aire a baja presión que no pasa por las cámaras de combustión, sino que es mezclado con el chorro de salida incrementando la masa de aire acelerado. Este sistema de mover grandes volúmenes de aire a una velocidad más baja, incrementa la eficiencia de la turbina consumiendo menos combustible y produciendo un nivel de ruido más bajo.

Para ayudar en el frenado, las turbinas suelen tener unos dispositivos en la tobera de salida, conocidos como inversores de empuje o reversa, que cambian la dirección de salida del chorro de gases hacia adelante.

2.2.1.1 Compresor

Es la parte encargada de comprimir el aire para de esta manera obtener el mayor rendimiento en el proceso de combustión. El aire es comprimido a alta presión (lo que implica una elevación de la temperatura); para pasar a la cámara de combustión, donde se le inyecta el combustible y se lleva a cabo la combustión, básicamente a presión constante. La temperatura de la combustión puede alcanzar fácilmente 1200 °C.

El flujo de gases calientes entra en la turbina, donde esta energía es convertida en trabajo. Gran parte de éste es utilizado para mover el compresor (típicamente del orden de un 50 %) y sólo un remanente está disponible como energía útil a la salida de la turbina (del orden de un 22 a un 40 %).

2.2.1.2 Cámara de Combustión

La sección de combustión, que contiene las cámaras de combustión, está proyectada para quemar en ella una mezcla de combustible y aire suministrando los gases resultantes a la turbina con una temperatura que no exceda el límite admisible en la entrada de la misma.

La relación aire-combustible puede variar desde 40 a 120 partes de aire por una de combustible. Un valor razonable es 50:1. De las 50 partes sólo 15 son utilizadas para la combustión, todo el resto se utiliza para refrigeración.

De las 15 partes el 18% aproximadamente entra al tubo de llama (de las cual el 10% se enciende y el otro 8% pasa alrededor de la llama), el 82% restante pasa alrededor sin ser encendido para refrigeración (El 10% se mezcla en la primer mitad del tubo y el otro 72% al finalizar).

2.2.1.3 Turbina

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 posible de los gases.

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 turbina. Los álabes guías se encargan de encauzar esos gases.

Existen dos tipos de álabes de turbina: los de acción o impulso y los de reacción. Las turbinas pueden ser de un escalón o de varios. Cuando la turbina tiene más de uno los álabes guías o directores están intercalados entre cada dos ruedas del rotor así como a la entrada y salida de la turbina, formando cada conjunto de álabes fijos una tobera para la rueda de turbina que sigue. El grupo de álabes de salida sirve para enderezar la corriente antes de su paso a la tobera de escape.

Las turbinas están expuestas simultáneamente a grandes temperaturas y elevadas velocidades, tanto los álabes de la turbina como los álabes fijos tienden a cambiar su paso ligeramente con el uso, tendiendo a adaptarse hacia un paso más bajo. También sufren ambos distorsión y alargamiento debido al fenómeno por el cual el álabe se contrae o se alarga.

2.2.1.4 Tobera de Escape

Se puede obtener un empuje total mayor si los gases se descargan a mayor velocidad que la permitida en la salida de la turbina, por lo que se agrega un conducto de salida, tanto como para colectar y enderezar los gases de la salida de la turbina, así como para aumentar la velocidad de salida de los gases.

2.2.2 Generador de vapor por recuperación de calor (HRSG).

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 de ciclo combinado.

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 permiten la transferencia de calor es usualmente, de la siguiente manera: sobrecalentador, evaporador, y economizador.

2.2.2.1 Descripción del proceso de generación de vapor en el Recuperador de Calor.

Un 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 (entalpía) 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 las siguientes:

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

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

- **Deareador y tanque de oscilación.** En este equipo se liberan los gases contenidos en el líquido condensado (aire, oxígeno, anhídrido carbónico, etc.). Su funcionamiento consiste en dividir el agua de alimentación en gotas finas, calentándolas hasta transformarlas en vapor, y separar los gases a medida que éste se va condensando. Estos equipos utilizan el vapor de agua en un amplio rango de presiones como fluido calorífico. El deareador opera en circuito con el evaporador de baja presión y utiliza vapor proveniente de una extracción de la turbina de vapor, y de derivaciones del domo y del economizador. En el tanque de oscilación se almacena el agua de alimentación a 121 °C antes de enviarse al economizador.
- **Domo de alta presión.** Su función es llevar a cabo la separación de la mezcla vapor-agua en dos secciones: una sección centrífuga primaria y una sección de mamparas o deflectores. El vapor saturado sale por la parte superior hacia el sobrecalentador y el líquido separado es colectado por gravedad en la base del equipo para su posterior recirculación.
- **Bomba de recirculación de alta presión.** Se emplea para transferir el agua del domo al evaporador de alta presión. Su importancia radica en que de ella depende la generación de vapor y por consiguiente de electricidad. Por lo tanto es necesario prevenirla principalmente en dos aspectos: alta temperatura y cavitación. Para evitar un incremento mayor en la temperatura se cuenta con un sistema de enfriamiento local en la carcasa de la bomba. Para prevenir el fenómeno de cavitación es necesario vigilar la presión del domo y así evitar que la bomba opere con vapor.
- **Válvula de agua de alimentación.** Es el único elemento de control a través del cual se puede mantener constante el nivel de agua en el domo. El flujo de agua de alimentación es una función de la posición (apertura) y de la presión diferencial aguas arriba y abajo de la válvula. Por lo tanto, la presión diferencial está determinada por los equipos conectados al domo y por la misma válvula de agua de alimentación.

La Figura II.7 muestra un esquema simplificado de un recuperador de vapor para la generación de vapor donde se puede apreciar la relación que guardan los intercambiadores de calor con el equipo auxiliar.

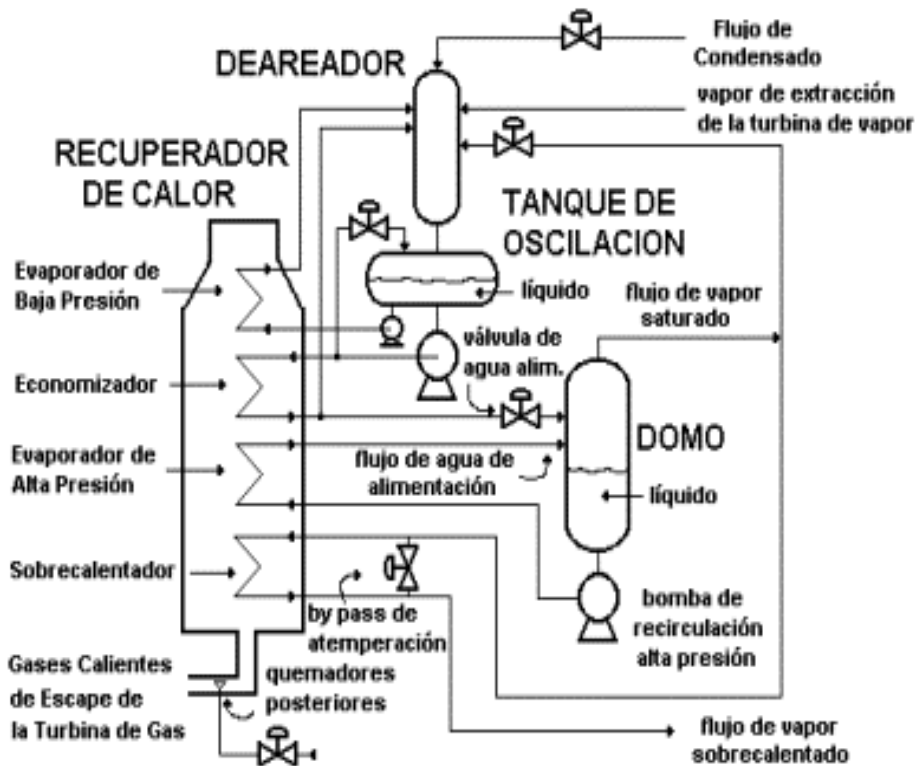


Figura II.6 Esquema simplificado de un HRSG

Fuente: www.sipe.com

2.2.3 Turbinas de vapor y gas

Las turbinas de vapor y gas se pueden clasificar de varias formas. La primera es de acuerdo a la dirección general del flujo de fluido de trabajo a través de la máquina, es decir en flujo radial y flujo axial. Hoy en día la mayor parte de las turbinas están diseñadas para el flujo axial del vapor o gas (no así los compresores), por lo que nos enfocaremos principalmente al estudio de turbinas de flujo axial.

En las turbinas de flujo radial el vapor fluye hacia afuera en dirección radial a través de álabes en rotación. Juegos de álabes alternativos giran en direcciones opuestas, por lo cual son posibles velocidades de vapor relativamente altas, lo que implica un buen funcionamiento.

Las turbinas de vapor y gas, a pesar de usar fluidos de trabajo muy diferentes, tienen muchos puntos comunes de diseño, construcción y operación. Las mayores diferencias están en las presiones y temperaturas de trabajo de estas máquinas. Para turbinas a vapor, la temperatura máxima aproximada es de 540 a 600°C. En las turbinas de gas en cambio, la temperatura de ingreso de los gases a la turbina es de aproximadamente 1300°C. Las presiones máximas son de unos 35 MPa para turbinas a vapor (350 bar), y entre 4 y 2 MPa para turbinas a gas. El tener altas presiones de admisión requiere una construcción robusta para las turbinas de vapor, en cambio las turbinas de gas son de construcción más liviana.

2.2.3.1 Aspectos generales de turbinas de acción y reacción

En las turbinas el potencial energético disponible en un chorro de vapor o gas es captada por una rueda provista de álabes. Se clasifican en Turbinas de acción y en Turbinas de reacción (Figura II.8). En las primeras la expansión del vapor se realiza en elementos fijos (toberas), y en las segundas en elementos móviles (rodetes).

2.2.3.2 Expansión con roce

El efecto entre el roce, el fluido y las paredes (además del roce viscoso interno) provoca una pérdida de energía cinética. Esta energía se transforma en calor y queda dentro del fluido, lo cual hace que una fracción del calor así generado no sea recuperable como trabajo.

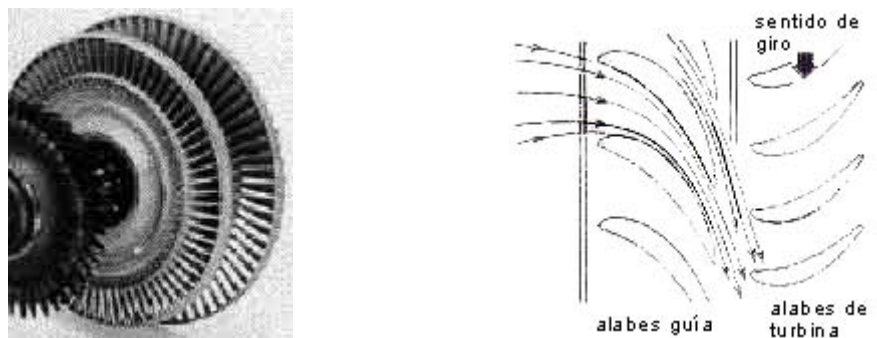


Figura II.7 Turbinas de acción y reacción

Fuente: *Standard Handbook of Power Plant Engineering (1995)*.

Expansión con Roce en Turbinas de Acción

En el caso de una turbina de vapor real existen varias pérdidas que disminuyen el rendimiento con respecto al caso de escurrimiento sin roce. Las más importantes son:

- Roce del vapor al expandirse a través de la tobera.
- Roce del vapor al pasar a través de los álabes móviles (roce, choque y desprendimiento).
- Roce del vapor al pasar por enderezadores (en el caso de escalonamientos de velocidad).
- Pérdidas por fricción al girar el disco del rotor en espacio que queda en la carcasa.
- Pérdidas por que no todo el vapor pasa a través de los álabes (parte escurre entre rotor y borde de carcasa).
- Pérdidas mecánicas de roce de ejes con descansos.

De las pérdidas recién enumeradas las más importantes son las que ocurren en la tobera, los álabes y los enderezadores (de existir estos últimos).

Escalonamiento

Normalmente no es posible aprovechar la diferencia de entalpías disponible en una sola etapa. Si se trata de hacer manteniendo la máquina en su punto de funcionamiento óptimo, esto conduce a:

- Velocidades a la salida de la tobera muy altas, lo cual induce excesivas pérdidas por roce en la tobera.
- Velocidades periféricas. Esto lleva a aceleraciones centrífugas demasiado grandes las que la máquina no puede resistir.

Para enfrentar esto hay varias opciones:

La más sencilla es limitar el funcionamiento de la máquina a velocidades de giro aceptables. Esto lleva a rendimientos bajos, pero puede ser aceptable si se quiere instalaciones simples. La segunda opción es el uso de escalonamientos. Existen dos tipos de escalonamientos: los de presión y los de velocidad.

En turbinas de vapor se adoptan las siguientes soluciones:

La diferencia total de entalpías disponible se divide en numerosas partes:

- En las etapas de mayor presión (alta densidad de vapor) se usan etapas de acción.
- Normalmente en la admisión de vapor hay una o varias etapas con escalonamientos de velocidad (también llamados escalonamientos tipo *Curtiss*).
- A continuación vienen varias etapas con escalonamientos de presión (también llamados escalonamientos de *Laval*).
- En las etapas de baja presión se usan etapas de reacción (turbinas de reacción).

2.2.4 Equipo de control de una central de ciclo combinado

Las centrales de ciclo combinado son característicamente fáciles de operar. Su facilidad de operación permite tener un mínimo de requerimientos para la implementación de sistemas de control automatizados o manuales por lo que su diagrama de control no es tan complejo (Figura II.9).

Los requerimientos para el control de una central se dividen por los equipos utilizados, principalmente la turbina de gas, HRSG, turbina de vapor y equipos auxiliares; tratando aspectos particulares para cada uno de ellos:

1. Turbina de gas
 - Combustible
 - Compresor
2. HRSG
 - Alimentación de agua
 - Recirculación en el economizador
 - Operación de controladores damper
3. Turbina de vapor
 - Presión del vapor
 - Velocidad
 - Válvula de vapor (arranque)

4. Equipo auxiliar

- Condensador
- Bomba de recirculación
- Bomba de alimentación de la caldera

El sistema de control de admisión de combustible para la turbina de gas permite regular la cantidad de energía generada por la turbina y adecuarla a los requerimientos de la demanda. Asimismo, el HRSG y la turbina de vapor dependen de este sistema de control ya que éstos operan con base en el calor recibido de los gases de escape de la turbina de gas.

El sistema de control del compresor de la turbina de gas permite regular el flujo de aire. Si la demanda de energía se reduce, entonces el sistema de control debe reducir el flujo de aire, provocando de esta manera que la eficiencia de la operación de la turbina se incremente ligeramente debido a que no existen tantas pérdidas en los gases que escapan a la atmósfera. Además, se incrementa la temperatura del vapor reduciéndose de esta forma la humedad del vapor que atraviesa las zonas de baja presión. Esto trae como consecuencia una mejor operación de la turbina de vapor.

La forma más eficiente de operar una central de ciclo combinado con arreglo de multi-eje es utilizar el menor número de turbinas de gas para satisfacer la demanda.

2.3 Impactos en la operación de las centrales de ciclo combinado por el uso de otros combustibles

2.3.1 Característica de los combustibles fósiles

De forma general, puede decirse que el poder calorífico de un combustible está directamente asociado a sus contenidos en carbono e hidrógeno (Tabla II.1). Los restantes componentes del combustible (muy variables según la naturaleza de la materia prima) contribuyen a reducir esa potencia calorífica, a complicar el proceso de combustión y a generar una serie de subproductos cuya incidencia ambiental es frecuentemente negativa.

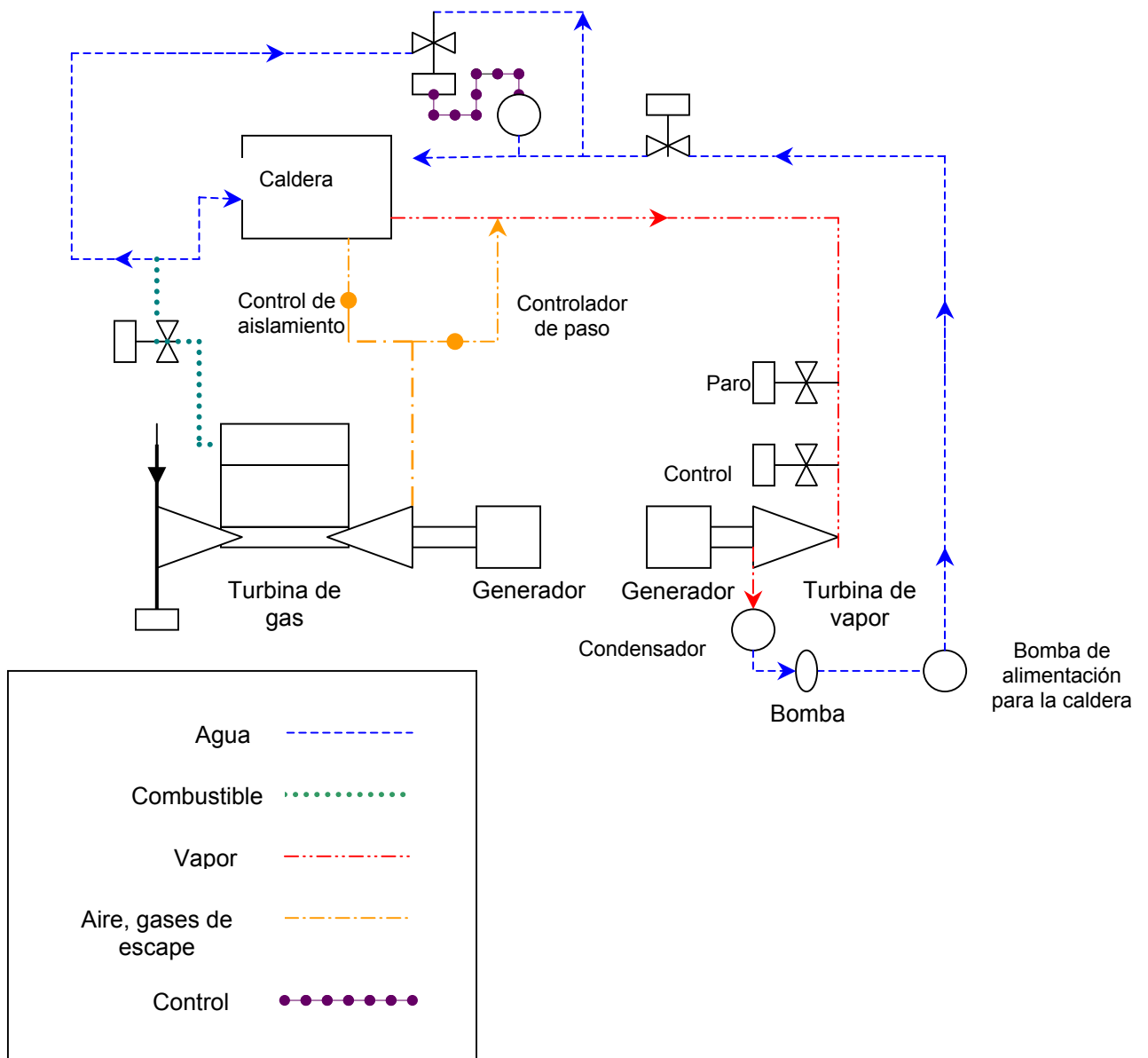


Figura II.8 Diagrama de control de una central de ciclo combinado

Fuente: Los autores con datos de *Standard Handbook of Power Plant Engineering (1995)*.

Los principales combustibles fósiles empleados en centrales termoeléctricas son, como ya se ha indicado:

Gas natural: Constituido en su mayor parte por metano (CH₄) y algunos otros hidrocarburos ligeros, es un combustible esencialmente limpio cuyo uso genera muy pocos productos residuales.

Derivados del petróleo: Son fundamentalmente el combustóleo y el gasóleo, obtenidos en el proceso de refinado del crudo. Sus características responden a especificaciones adaptadas a los requerimientos de las centrales térmicas. Tienen sin embargo una composición y un contenido en azufre que dan lugar a residuos de carácter contaminante (óxidos de azufre y nitrógeno, hollines, etc.).

Carbones: Sin duda son los combustibles fósiles más complejos. Se trata de rocas sedimentarias heterogéneas originadas a partir de restos vegetales muy diversos, sometidos a altas presiones, elevaciones de temperatura y movimientos de la corteza terrestre. Como resultado de este largo y complicado proceso, en los yacimientos de carbón se encuentran, junto con los productos procedentes de vegetales, restos minerales ajenos que contribuyen a aumentar la variedad y calidad de los carbones.

Dependiendo del grado de carbonización existen una serie de variedades de carbones que, en orden ascendente de poder calorífico, son: turba, lignito, carbones sub-bituminosos, carbones bituminosos (hullas) y antracita.

Desde el punto de vista de su empleo como combustible, en cualquier carbón pueden distinguirse dos grandes fracciones:

Materia carbonosa: Básicamente es la que aporta el contenido energético.

Fracción estéril: Constituida por humedad (agua) y materia mineral (que normalmente se libera como ceniza).

Sin embargo, en ambas fracciones existen constituyentes muy diversos, como el azufre, nitrógeno, halógenos y otros elementos minoritarios, todos con importante incidencia ambiental. Por ello el uso de carbón resulta el más complejo de entre los combustibles fósiles.

Tabla II.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
Combustóleo importado	l	41.71	11.59	39, 545.97	9, 964.7
	gal	157.89	43.86	149, 697.49	37, 720.42
Gas natural nacional	m ³	35.42	9.84	33, 585.64	8, 462.83
	ft ³	1.00	0.28	951.04	239.64
Gas natural importado	m ³	38.29	10.64	36, 304.98	9, 148.04
	ft ³	1.08	0.30	1, 028.05	259.05
Diesel #2	l	38.65	10.74	36, 639.93	9, 232.44
	gal	146.29	40.64	138, 696.98	34, 948.54
Diesel importado	l	38.65	10.74	138, 696.98	9, 232.44
	gal	146.29	40.64	138, 696.98	34, 948.54
Carbón MICARE	kg	19.17	5.33	18, 177.96	4, 580.44
	lb	8.70	2.42	8, 245.47	2, 077.67
Carbón importado (0.7% de azufre)	kg	23.83	6.62	22, 592.92	5, 692.91
	lb	10.81	3.00	10, 248.08	2, 582.29
Carbón importado (2.0% de azufre)	kg	23.83	6.62	22, 592.92	5, 692.91
	lb	10.81	3.00	10, 248.08	2, 582.29

Fuente: Los autores con datos del CFE (2003a)

2.3.2 Combustibles que utilizan las centrales de ciclo combinado

Las centrales de ciclo combinado pueden utilizar distintos combustibles para su operación. En el caso de la turbina de gas, es posible utilizar combustibles gaseosos como gas natural, gas de refinería, GLP; así como también combustibles líquidos como combustóleo, diesel, destilados, nafta, etc. Para el caso de la caldera del HRSG no es posible utilizar combustibles como carbón o coque de petróleo debido a la configuración del equipo, ya que la transferencia de calor se realiza mediante tubos aletados que son diseñados especialmente para operar con gas natural y esta acción sólo se realiza para satisfacer la demanda durante horas pico.

Aunque las turbinas de gas que se utilizan en una central de ciclo combinado están diseñadas para operar primordialmente con gas natural usualmente no hay restricciones o problemas serios al utilizar otros combustibles gaseosos en la turbina de gas; pero si ésta opera con combustóleo es necesaria una etapa de tratamiento del combustible para permitir que la turbina opere de manera satisfactoria ya que el combustóleo contiene azufre y pequeñas cantidades de sodio,

potasio, y vanadio que si no son removidas producen desgaste en algunos componentes como los conductos de gas, los sistemas de inyección de combustible, y cámara de combustión principalmente debido a que los gases producidos dentro de la turbina son más corrosivos que los producidos utilizando gas natural.

Tanto el sodio como potasio pueden ser removidos mediante un lavado directo con agua, seguido de un equipo de remoción utilizando precipitadores centrífugos o electrostáticos. En el caso del vanadio, éste no puede ser removido pero sí inhabilitado añadiendo compuestos químicos de magnesio ($MgSO_4$) en tal forma que se añade en concentraciones aproximadamente tres veces a la concentración de vanadio.

La ceniza formada por combustibles como el combustóleo se deposita en la turbina y en los conductos de los gases de escape que se dirigen a la caldera del HRSG. Para la remoción de estos depósitos de ceniza no es necesario que la central esté fuera de operación. Los depósitos formados en la turbina de gas pueden ser parcialmente removidos mientras la planta se encuentra operando mediante la inyección de compuestos abrasivos en la etapa de combustión. Por otra parte, es posible la remoción completa de los depósitos de ceniza mediante el lavado con agua; pero esta medida requiere de la salida de operación de la turbina de gas por un período de 8 a 10 horas en las cuales el equipo se enfría mientras el agua se inyecta por un período de 20 a 30 minutos. Los depósitos de ceniza absorben el agua y la rápida expansión del vapor producido por el contacto del agua con el equipo ocasiona que los depósitos de ceniza se separen de los conductos de los gases de escape.

La operación de las turbinas de gas y de vapor así como también de la central de ciclo combinado sufren degradación por el uso de otros combustibles como combustóleo debido a los depósitos de ceniza en la turbina. Este último aspecto es factor que puede producir además de corrosión y degradación, fallas en los equipos que componen el ciclo de gas que tienen efecto sobre los componentes del ciclo de vapor debido a que la operación de este último depende de gran manera de la operación de la turbina de gas dando como resultado un decremento en la eficiencia de la central de ciclo combinado.

2.4 Efectos de la degradación en las centrales de ciclo combinado

Las plantas de ciclo combinado han alcanzado altos valores de eficiencia en su operación, así como también poseen ventajas económicas sobre otro tipo de tecnologías. Los costos de este tipo de centrales dependen de varios factores; entre los cuales se encuentran la inversión inicial, alta eficiencia, bajos costos de mantenimiento y buen factor de disponibilidad.

Los períodos de mantenimiento tienen gran influencia en el alto factor de disponibilidad de las centrales de ciclo combinado. Es posible reducir los períodos de mantenimiento si se tiene un conocimiento detallado del estado de los componentes de la central.

Los efectos de la degradación en los componentes de una central de ciclo combinado tienen repercusiones en la operación de la planta; afecta a la turbina de gas disminuyendo su capacidad de generación y eficiencia; modifica la eficiencia del HRSG y consecuentemente la producción de vapor que será utilizado posteriormente; afecta la operación y la eficiencia del ciclo Rankine.

Es importante conocer cómo afecta la degradación de la turbina de gas a la operación de la central entera para programar con exactitud los períodos de salida de operación para brindar mantenimiento; los cuales previenen un decremento en la eficiencia de la planta, teniendo como consecuencia una reducción en los costos de operación.

En seguida, trataremos en particular los efectos que tiene la degradación de la turbina de gas sobre los componentes de la central ocasionados por el uso de otros combustibles fósiles en sustitución del gas natural.

2.4.1 Efectos de la degradación en la turbina de gas sobre los componentes de las centrales de ciclo combinado

El estudio que se presenta a continuación tiene como base los resultados obtenidos por A. Zwebeck y P. Pilidis (2004) del Departamento de Ingeniería en Potencia de la Universidad de Cranfield, Reino Unido sobre análisis realizados en efectos de la degradación en la operación de las centrales de ciclo combinado. Los estudios no asumen un equipo de lavado para prevenir el deterioro hasta que éste presenta un decremento de 5% de su operación de diseño. El término degradación se usará para hacer referencia a fallas, a corrosión o ambos. Asimismo en todas las Figuras que se usarán para mostrar los resultados de la degradación, el punto (0,0) corresponde al punto original de diseño de los componentes.

2.4.1.1 Ciclo de gas

Está formado principalmente por la turbina de gas y sus principales componentes son el compresor y la turbina propiamente dicha. Estos se degradan por el uso de otros combustibles distintos al gas natural teniendo resultados negativos en la operación de la central.

La degradación de los sistemas de combustión no influye de gran manera sobre la operación de la central debido principalmente a que las fallas que se presentan en la cámara de combustión y que afectan la operación de las centrales ocurren en raras ocasiones en comparación con las fallas en el compresor y la turbina. Además, cualquier daño que se presente en la cámara de combustión tendría un efecto directo en el incremento de emisiones de contaminantes, lo cual no es permitido por normas medioambientales.

Los efectos de degradación en la turbina de gas son representados de la siguiente manera:

- **Fallas:** las fallas en el compresor y turbina son representadas por una reducción en la capacidad de flujo másico de aire a la entrada de la turbina, además de una reducción en la eficiencia. Por tal motivo, es posible simular las fallas como un bloqueo en el área transversal de entrada de la turbina.
- **Corrosión:** la corrosión en el compresor se representa con un decremento del flujo másico de aire de entrada así como también una reducción en su eficiencia. Por otra parte, la corrosión en la turbina está representada mediante un incremento en el flujo másico de aire de entrada además de una reducción en su eficiencia.

La degradación del compresor, ya sea por falla o por corrosión muestran los menores efectos sobre la eficiencia de la turbina de gas (Figura II.10). El máximo decremento en la eficiencia de la turbina de gas es alrededor de 3%; la eficiencia es menos sensible a la degradación del compresor en comparación con los otros componentes. Por otra parte, la degradación conjunta del compresor y la turbina tienen el mayor efecto sobre la eficiencia de la turbina de gas con un decremento de aproximadamente 14.6% a partir de su punto original de diseño.

A pesar de esperarse un mayor decremento en la eficiencia de la turbina de gas cuando ocurre la falla o corrosión conjunta del compresor los resultados son diferentes debido a las siguientes razones:

- En caso de que ocurra una falla en ambos componentes, se presenta un incremento en la relación de presiones en la turbina provocando un incremento en su potencia de salida. Esto conlleva a una mayor generación en el ciclo de gas y a una mayor eficiencia térmica.
- La combinación de un decremento en el flujo másico del compresor con el incremento en el flujo de la turbina debido a la corrosión del 5% reduce en mayor medida la

eficiencia en comparación del caso mencionado arriba. La relación de presiones es menor y esto da como resultado menor generación por parte de la turbina de gas que se ve reflejada en su eficiencia.

Los efectos que tiene la degradación de los componentes sobre la potencia de la turbina de gas están representados en la Figura II.11. El decremento en el flujo másico de entrada del compresor como resultado de 5% de degradación tiene un efecto de reducción de 8% sobre la potencia de la turbina de gas.

En el caso de un ciclo Brayton operando aisladamente el cambio en las propiedades de los gases de escape de la turbina de gas son usualmente descartados debido a que estos se descargan directamente a la atmósfera. Sin embargo, en el caso de las centrales de ciclo combinado el ciclo de gas está acoplado a un ciclo de vapor mediante un HRSG; es por ello que es importante considerar los efectos de degradación de los componentes de la turbina de gas sobre las propiedades de los gases de escape.

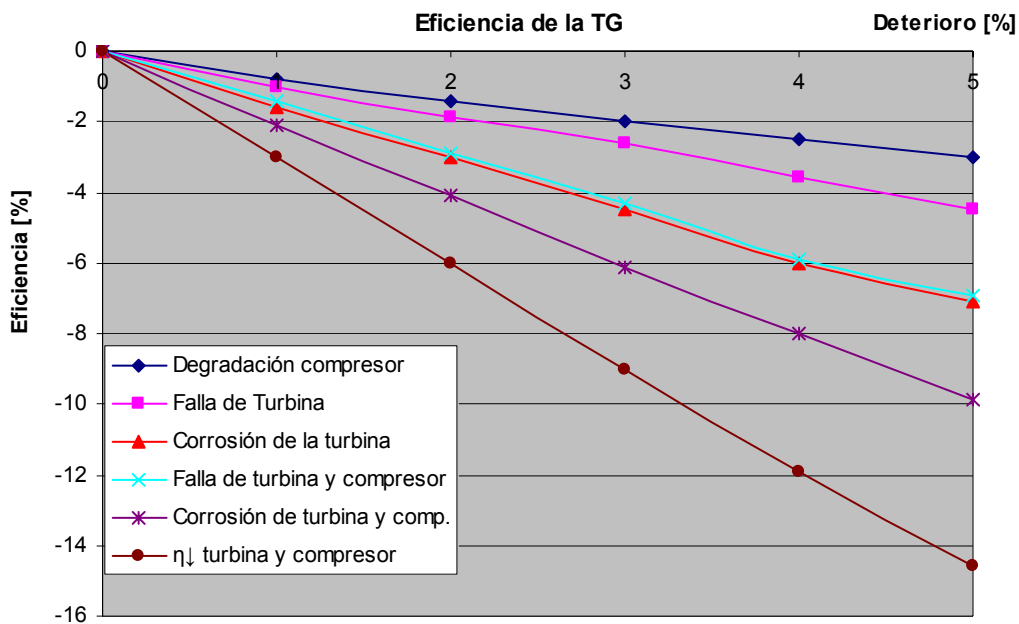


Figura II.9 Variación de la eficiencia de la turbina de gas

Fuente: Los autores con datos de Pilidis, P. (2004)

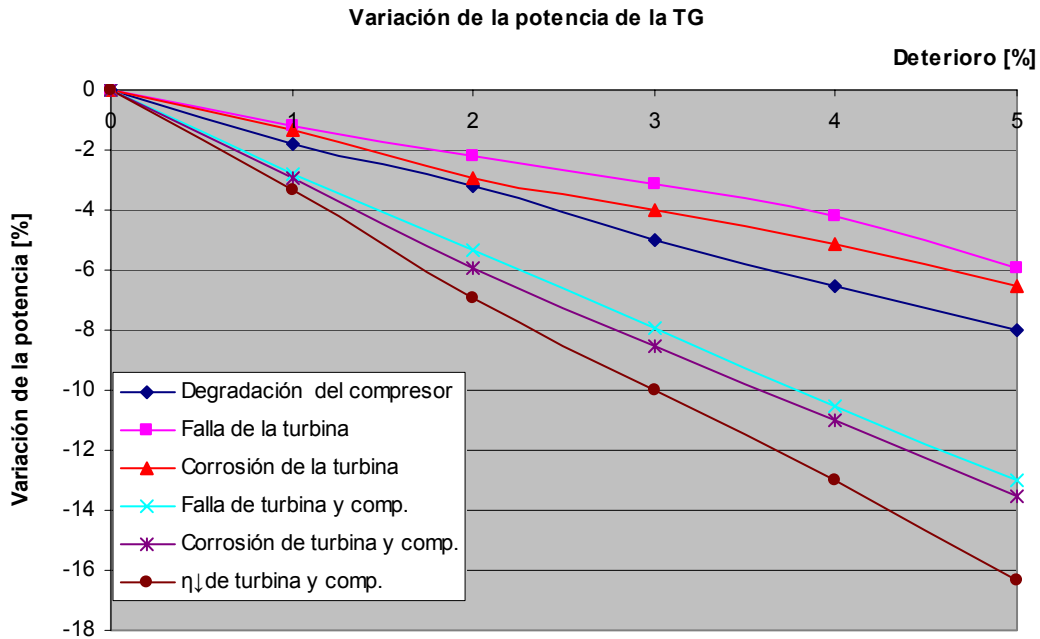


Figura II.10 Variación de la potencia de la turbina de gas

Fuente: Los autores con datos de Pilidis, P. (2004)

La Figura II.12 muestra la variación de la temperatura de los gases de escape como resultado de la degradación de los componentes de la turbina de gas. La combinación de degradación en turbina y compresor provoca la mayor variación de la temperatura de los gases de escape con 4.5% a partir de su punto original de diseño. Esto es consecuencia del hecho de que para un valor constante de temperatura de entrada de la turbina y se reduce su eficiencia también se reduce la potencia de salida teniendo como consecuencia un aumento en el calor contenido en los gases de escape provocando que aumente su temperatura. Este hecho puede ser favorable para la operación del ciclo de vapor ya que se incrementaría la producción de vapor en el HRSG incrementando también la potencia de la turbina de vapor. Sin embargo, bajo estas condiciones la potencia de la turbina de gas se reduce teniendo esto como resultado un decremento en la eficiencia total y por consiguiente un decremento en la capacidad de generación de la central entera.

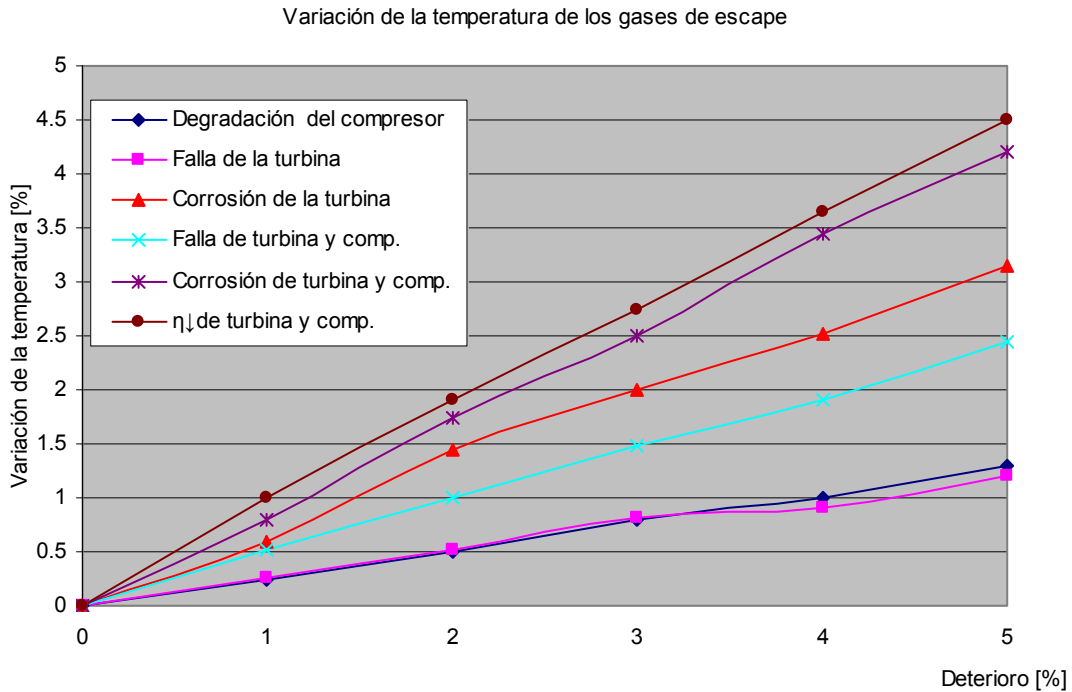


Figura II.11 Variación de la temperatura de los gases de escape de la turbina de gas

Fuente: Los autores con datos de Pilidis, P. (2004)

2.4.1.2 Ciclo de vapor: ciclo Rankine, HRSG y turbina de vapor

El ciclo de vapor de la planta de ciclo combinado consiste en un HRSG, una turbina de vapor, un generador, un condensador y una bomba de alimentación para el HRSG. Los resultados que se presentan a continuación asumen que los componentes del ciclo de vapor se encuentran en sus condiciones originales. De igual manera en las figuras anteriores, el punto (0,0) representará el punto original de diseño de los componentes del ciclo de vapor.

Todos los efectos de la degradación en los componentes del ciclo de gas conducen a un incremento en la producción de vapor por parte del HRSG, excepto la degradación del compresor (Figura II.13).

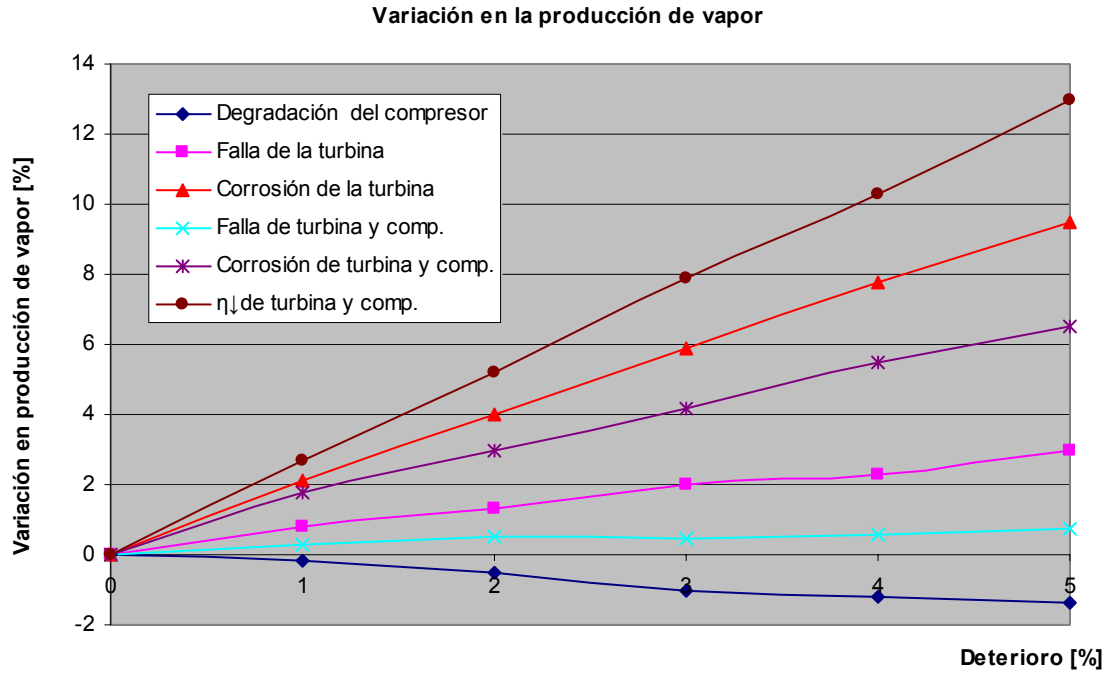


Figura II.12 Variación de la producción de vapor en el HRSG

Fuente: Los autores con datos de Pilidis, P. (2004)

A pesar de presentarse un incremento en la temperatura de los gases de escape cuando ocurre la degradación del compresor el resultado esperado sería un incremento en la producción de vapor. Pero para esta misma situación existe un decremento en el flujo másico de la turbina que es predominante sobre el incremento de temperatura de los gases dando esto una reducción en la producción de vapor. Por otro lado, la producción de vapor en el HRSG es más sensible a las fallas en la turbina de gas que aquellas ocurridas en el compresor. Finalmente, el incremento en la producción de vapor debido a la degradación de 5% conjunta de la turbina y compresor fue el más importante de todos los efectos de la degradación con 13 %. Otro parámetro que es de importancia para determinar la operación de la turbina de vapor es la variación de eficiencia del ciclo Rankine como consecuencia de la degradación de los diferentes componentes del ciclo Brayton.

La eficiencia térmica de un ciclo con una turbina de vapor está dada por la expresión:

$$\eta_R = \frac{W_{cv}}{Q_{HRSG}}$$

donde:

η_R = eficiencia del ciclo Rankine

W_{cv} = potencia de la turbina

Q_{HRSG} = calor transferido en el HRSG

Como se puede apreciar en la Figura II.14 todos los efectos de degradación resultan en un incremento de la eficiencia del HRSG y debido a esto todos los efectos de degradación producen también un incremento en la eficiencia del ciclo Rankine (Figura II.15).

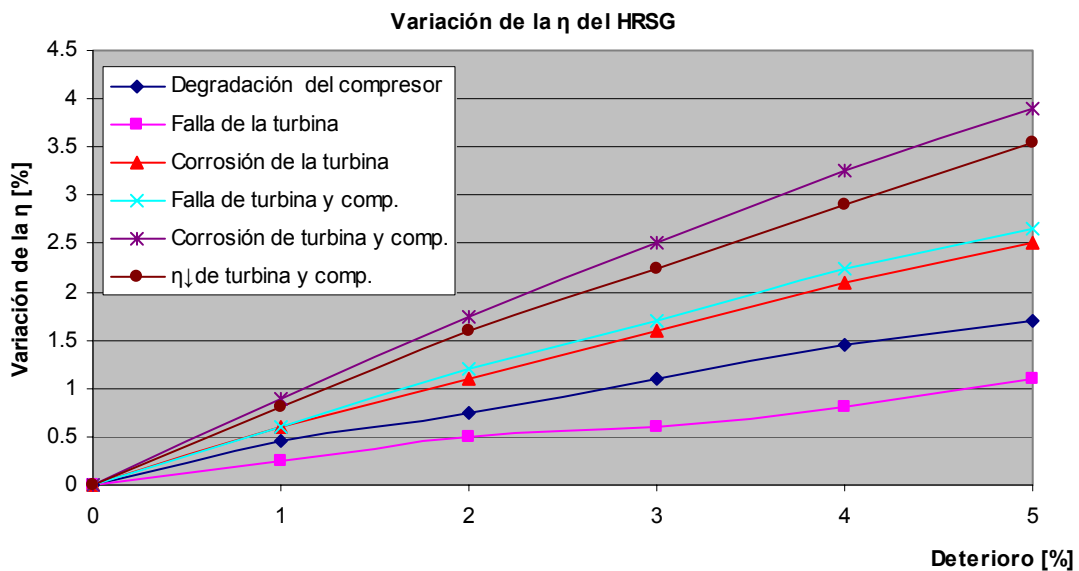


Figura II.13 Variación de la eficiencia del HRSG

Fuente: Los autores con datos de Pilidis, P. (2004)

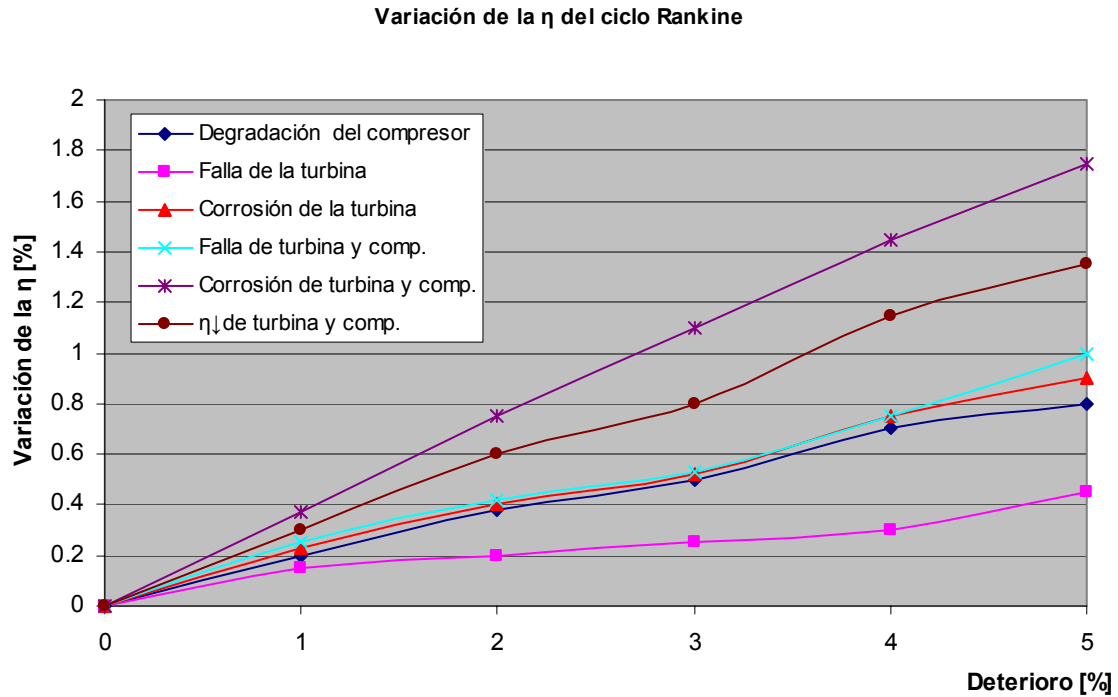


Figura II.14 Variación de la eficiencia del ciclo Rankine

Fuente: Los autores con datos de Pilidis, P. (2004)

La potencia de la turbina de vapor está dada por la siguiente expresión:

$$P = \dot{m}(h_2 - h_1)$$

donde:

P = Potencia de la turbina de vapor

\dot{m} = flujo másico de entrada

h_1 = entalpía del vapor de entrada

h_2 = entalpía del vapor de salida

Como ya se había mencionado previamente, la producción de vapor del HRSG es más sensible a las fallas en la turbina de gas que a las ocurridas en el compresor. Luego entonces, ya que la potencia de la turbina de vapor es función del flujo másico de vapor, la potencia de la turbina también será más sensible a las fallas de la turbina de gas. La potencia de la turbina de vapor varía según el tipo de degradación ocurrida en los componentes de la turbina de gas. La mayor temperatura de los gases de escape producen mayor producción de vapor y por lo tanto se incrementa la potencia de la turbina de vapor. En la Figura II.16 se observa que el mayor efecto de degradación en la turbina de gas que actúa sobre la potencia en la turbina de vapor fue ocasionado por los decrementos en la eficiencia tanto de la turbina de gas como el compresor.

El incremento en la potencia fue de 13.3% con las eficiencias de la turbina de gas y compresor degradadas a 5%.

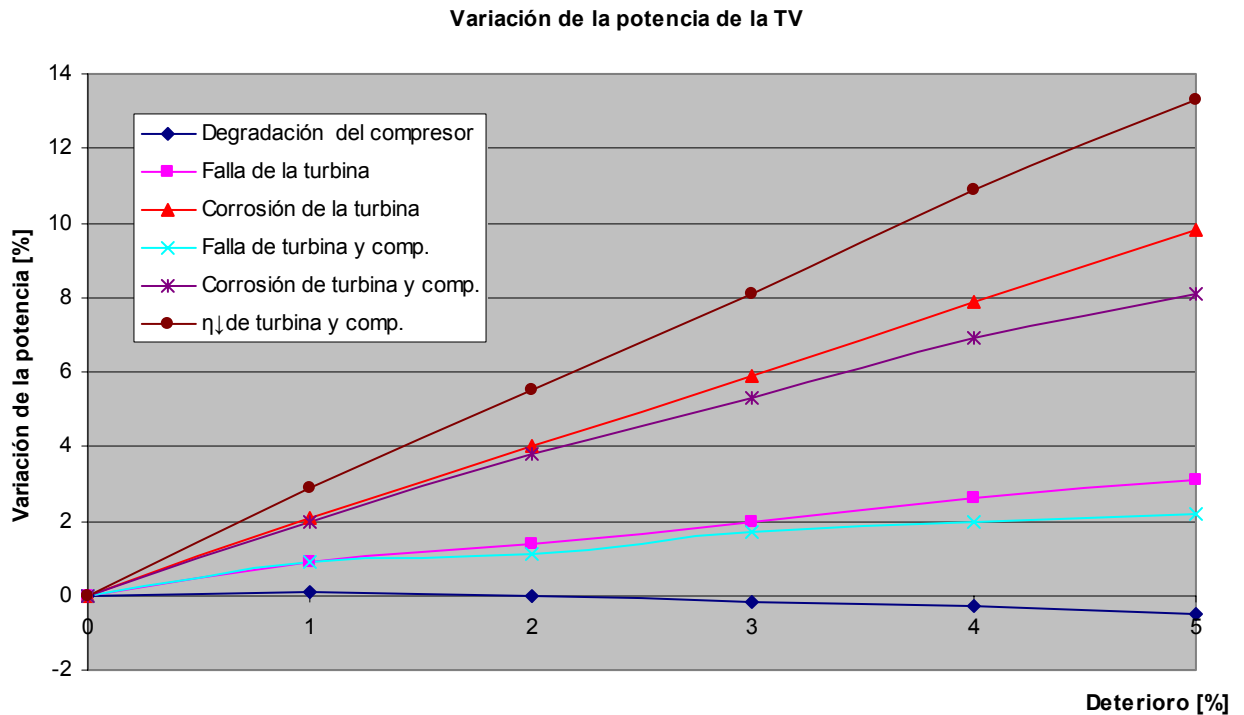


Figura II.15 Variación de la potencia de la turbina de vapor

Fuente: Los autores con datos de Pilidis, P. (2004)

Otro parámetro relevante en la operación de la central es la temperatura de salida de la chimenea. Esta es una medida de la cantidad de calor que se pudo aprovechar de los gases que entran al HRSG y que fue utilizado en el ciclo de vapor.

Por definición, la eficiencia del HRSG es una función de la temperatura de los gases que salen por la chimenea, de la temperatura de entrada al HRSG, así como también de la temperatura ambiente, según la siguiente expresión:

$$\eta_{HRSG} = \frac{T_{1g} - T_{4g}}{T_{1g} - T_{amb}}$$

donde:

η_{HRSG} = eficiencia del HRSG

T_{1g} = temperatura de entrada del HRSG

T_{4g} = temperatura de salida de la chimenea

T_{amb} = temperatura ambiente

La expresión anterior muestra que, la eficiencia del HRSG crece cuando se incrementa la temperatura de los gases de entrada y la temperatura de salida de la chimenea es baja. Lo anterior se explica debido a que si la diferencia entre estas dos temperaturas es grande significa que hubo una gran transferencia de calor entre los gases y el agua dando como resultado una mayor producción de vapor. La temperatura de salida de la chimenea tuvo su mayor variación (-8.9%) cuando se presenta corrosión en la turbina de gas y en el compresor (Figura II.17). Esta reducción de temperatura trae consigo un incremento en la eficiencia del HRSG.

2.4.1.3 Efectos de la degradación de la turbina de gas sobre la operación de la central

Según la siguiente expresión la eficiencia de una central de ciclo combinado es función de la eficiencia del ciclo de la turbina de gas, de la eficiencia del HRSG y de la eficiencia del ciclo de vapor.

$$\eta_{cc} = \eta_{TG} + (1 - \eta_{TG}) \cdot \eta_{HRSG} \cdot \eta_{cv}$$

donde:

η_{cc} = eficiencia del ciclo combinado

η_{TG} = eficiencia del ciclo de la turbina de gas

η_{HRSG} = eficiencia del HRSG

η_{cv} = eficiencia del ciclo de vapor

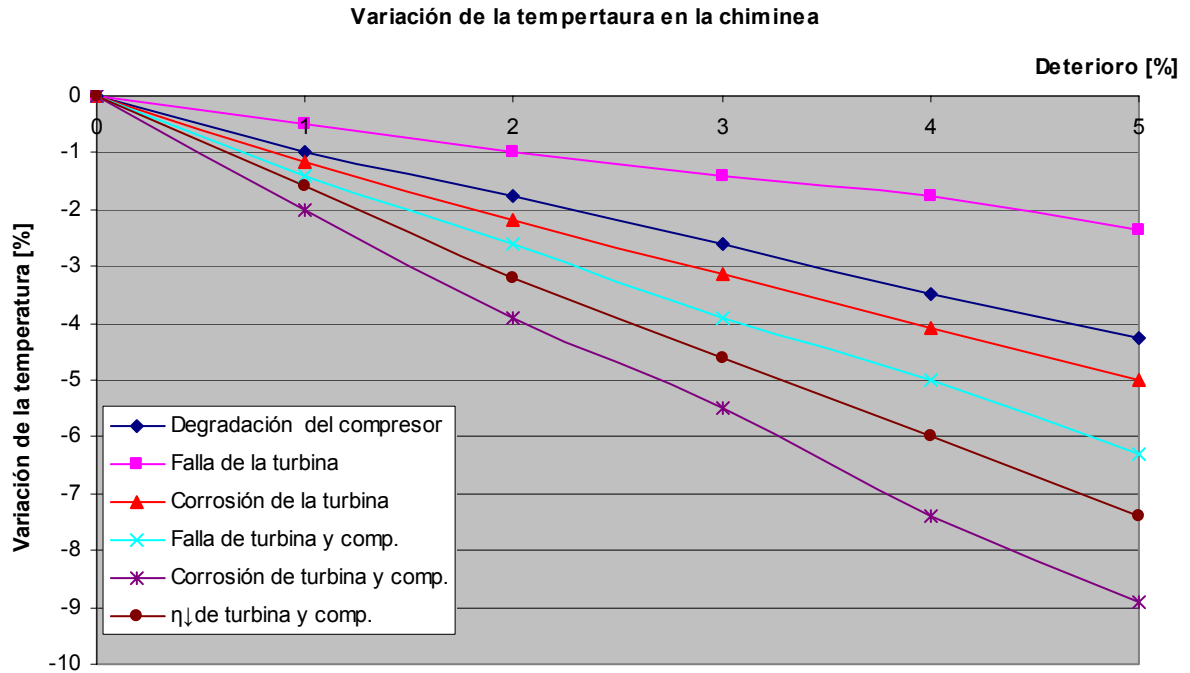


Figura II.16 Variación de la temperatura de la chimenea

Fuente: Los autores con datos de Pilidis, P. (2004)

A pesar de que hubo un incremento en las eficiencias del ciclo de vapor y en el HRSG cuando se presenta el efecto de degradación (por ejemplo corrosión en turbina de gas), el decremento de la eficiencia de la turbina de gas tiene un efecto mayor sobre la eficiencia de la central de ciclo combinado (Figura II.18). La eficiencia de la central decrece con cualquier degradación en los componentes de la turbina de gas ya que un decremento de la eficiencia de ésta última es más determinante que las eficiencias del ciclo de vapor y del HRSG.

La eficiencia de la central de ciclo combinado es más sensible a las fallas que ocurren en la turbina de gas en comparación a las que ocurren en el compresor. Los decrementos en la eficiencia de la turbina de gas (como degradación individual) provocan la mayor disminución de eficiencia de la central. Por otra parte, cuando disminuyen las eficiencias de la turbina y del compresor (degradación conjunta) la eficiencia total de la planta disminuye en 5% de su punto original de diseño.

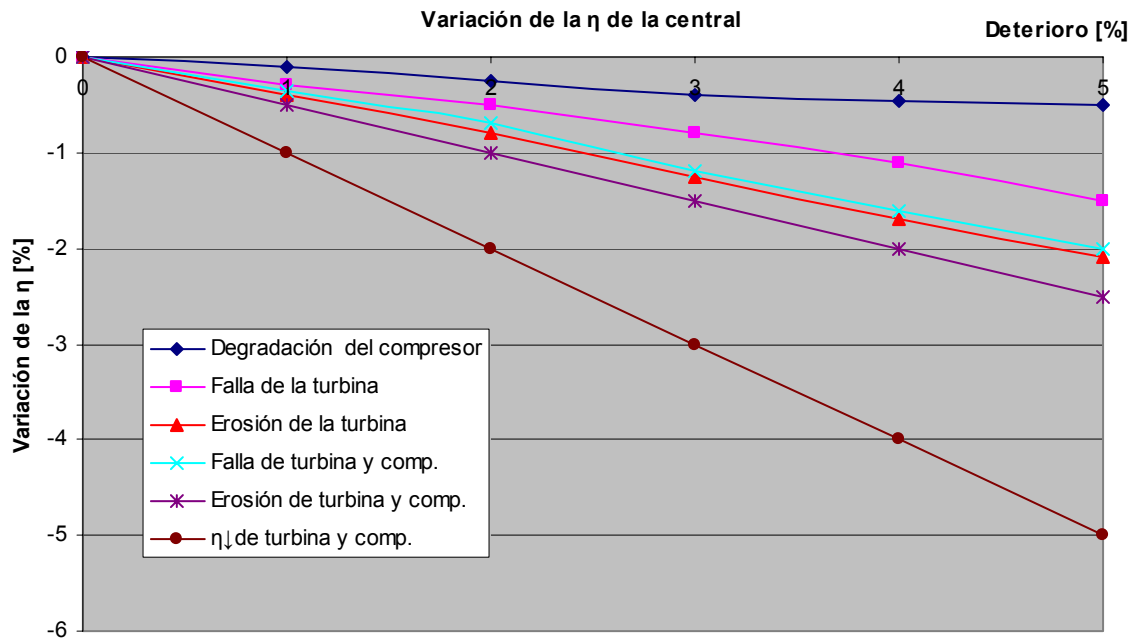


Figura II.17 Variación de la eficiencia de la central

Fuente: Los autores con datos de Pilidis, P. (2004)

Dado que la potencia de la turbina de gas representa aproximadamente las dos terceras partes de la potencia total de la central, la eficiencia de ésta es más sensible a la degradación de los componentes del ciclo de gas en comparación con la degradación de los componentes del ciclo de vapor.

Los resultados sólo consideran degradación en la turbina de gas y mantienen en su punto original de diseño a los componentes del ciclo de vapor y se tiene el resultado de una reducción en la capacidad de generación de la central. Esta reducción se presenta en mayor medida cuando ocurre una falla en la turbina de gas. Esta fue aproximadamente de 8.3% cuando el compresor y la turbina tienen una degradación de 5% (Figura II.19).

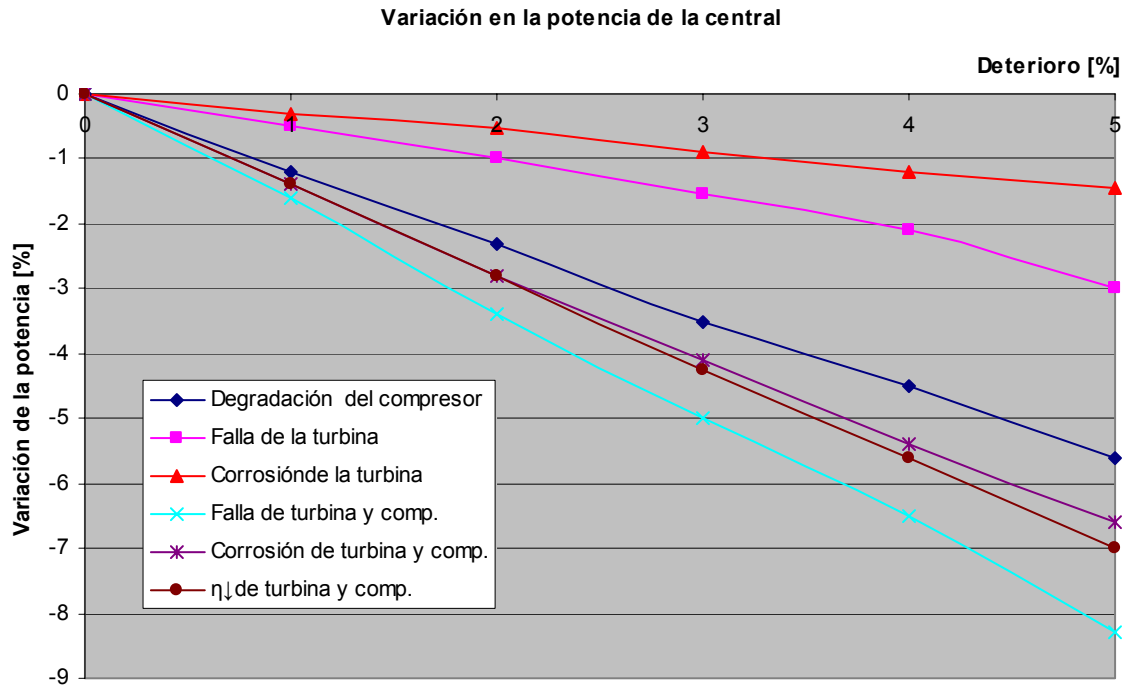


Figura II.18 Variación de la potencia de la central

Fuente: Los autores con datos de Pilidis, P. (2004)

Conclusiones

Las centrales que emplean gas natural para la generación de electricidad han tomado un auge mundial debido a las características que presentan. El uso de gas natural en la generación de energía eléctrica ocasiona un bajo impacto ambiental. Además por su alta eficiencia, tanto térmica como eléctrica, se planea que se tomen como base para la expansión del sistema de generación mexicano.

Dentro de las centrales de ciclo combinado existen varias configuraciones en la interconexión del equipo que las constituye. La configuración “Turbina de gas con generador de vapor sin quemador suplementario”, es la más usada en México por sus mejores rendimientos en el ciclo Rankine, al evitar las variaciones en la producción de vapor.

Debido a que la expansión en la capacidad instalada de generación se basa en las tecnologías que emplean gas natural hemos estudiado los impactos en las centrales de ciclo combinado por el uso de diferentes combustibles fósiles. Observamos que por presentar características diferentes (poder calorífico, contenidos de azufre y nitrógeno, entre otros), el cambio a combustibles alternos en las centrales de ciclo combinado ocasiona degradación en el ciclo de gas. Esto provoca un desgaste en la turbina de gas debido principalmente a la diferencia de poderes caloríficos entre el gas natural y los combustibles alternos, así como también la corrosión de la misma turbina ocasionada por la diferencia en la composición química de estos mismos combustibles, principalmente mayor contenido de azufre, y metales como sodio, potasio y vanadio.

El cambio de combustible además de ocasionar daños en la turbina de gas, ocasiona ligeras variaciones en el funcionamiento del ciclo de vapor y de sus componentes. Esto se debe a que cuando existe corrosión en la turbina de gas, los gases de escape que se dirigen al HRSG elevan su temperatura provocando que la producción de vapor se incremente ligeramente teniendo como consecuencia que la generación de la turbina de vapor así como su eficiencia también lo hagan. A pesar de estos incrementos en el ciclo de vapor, el efecto global que tienen la corrosión y fallas en la turbina de gas como resultado del uso de combustibles substitutos se reflejan en la disminución de la eficiencia global de la central de ciclo combinado.

Capítulo 3

Evolución del Sector Eléctrico Nacional

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

3. Evolución del Sector Eléctrico Nacional

Introducción

La electricidad, a diferencia de otros productos energéticos, no es un recurso que sea otorgado por la naturaleza, sino es un bien que el hombre obtiene a través de la transformación de energías primarias, y provee dentro de las sociedades de la época moderna, para posibilitar el desarrollo de sus actividades cotidianas y el crecimiento de sus economías.

En la primera parte de este capítulo analizamos la situación del Sector Energético a nivel mundial así como también la situación del sector eléctrico, remarcando que los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) seguirán siendo la fuente primaria de energía para las centrales eléctricas. De igual forma, trataremos la situación de las reservas del gas natural y su producción por zonas.

En la segunda parte, abordaremos la situación del Sector Eléctrico Nacional, estudiando su evolución desde sus orígenes hasta el año de 1990. Posteriormente estudiaremos los principales cambios que el sector ha tenido en el periodo 1991-2002, comparando principalmente la evolución en la instalación de centrales de ciclo combinado con otro tipo de centrales. Analizaremos también, los planes de expansión que se tienen planteados hasta el año 2012 mediante el estudio de la más reciente Prospectiva del Sector Eléctrico que publicó la Secretaría de Energía para el periodo comprendido entre 2003-2012.

Por último en la tercera parte, se examinarán los resultados de las siete Prospectivas del Sector Eléctrico publicadas hasta el momento: 1997-2006, 1998-2007, 1999-2008, 2000-2009, 2001-2010, 2002-2011 y 2003-2012 presentando un estudio comparativo señalando diferencias y concordancias en los planes de crecimiento reportados por cada Prospectiva. Mostraremos de forma gráfica las medidas que se plantearon para el crecimiento del SEN desde la primera Prospectiva y cómo han variado con cada una de ellas poniendo especial atención a las tecnologías de generación propuestas para la expansión del sector.

3.1 Situación energética a nivel mundial

La energía a nivel mundial es esencial para el crecimiento de los países, ya que impulsa el desarrollo de los sectores productivos de la economía: el industrial y el comercial, que generan bienes y servicios.

Dentro del sector energético se encuentran los sectores petrolero y eléctrico. El primero se encarga de todos los aspectos relacionados con los hidrocarburos, desde su explotación hasta su comercialización. Por su parte, el sector eléctrico se encarga de los asuntos relacionados con la energía eléctrica, desde su generación hasta su distribución.

Actualmente la generación y consumo de energéticos a nivel mundial (Figura III.1) se encuentran distribuidos de la siguiente forma: las regiones de Norte América (Estados Unidos y Canadá) y Asia-Australia son las principales consumidoras de energía debido principalmente a que en ellas se encuentra concentrado el mayor número de habitantes a nivel mundial, además de que países como Estados Unidos y China son países altamente industrializados. Por otra parte, las regiones más representativas en cuanto a la producción de energía son nuevamente: Asia-Australia y Norte América debido a que cuentan con importantes yacimientos de hidrocarburos y la infraestructura necesaria para aprovecharlos.

Es de nuestro interés la situación tanto de consumo como de producción de energía en la región de América Latina y el Caribe puesto que México forma parte de ella, según la clasificación de la OLADE¹. Esta región cuenta con importantes yacimientos de energéticos en países como Venezuela y México.

Para el desarrollo del mercado energético en las regiones de América Latina y Norte América es necesario el crecimiento de los sectores petrolero y el sector eléctrico, para esto, estos sectores deben contar con la infraestructura y capacidad de producción necesarias para satisfacer sus demandas.

¹ OLADE: Organización Latino Americana de Energía

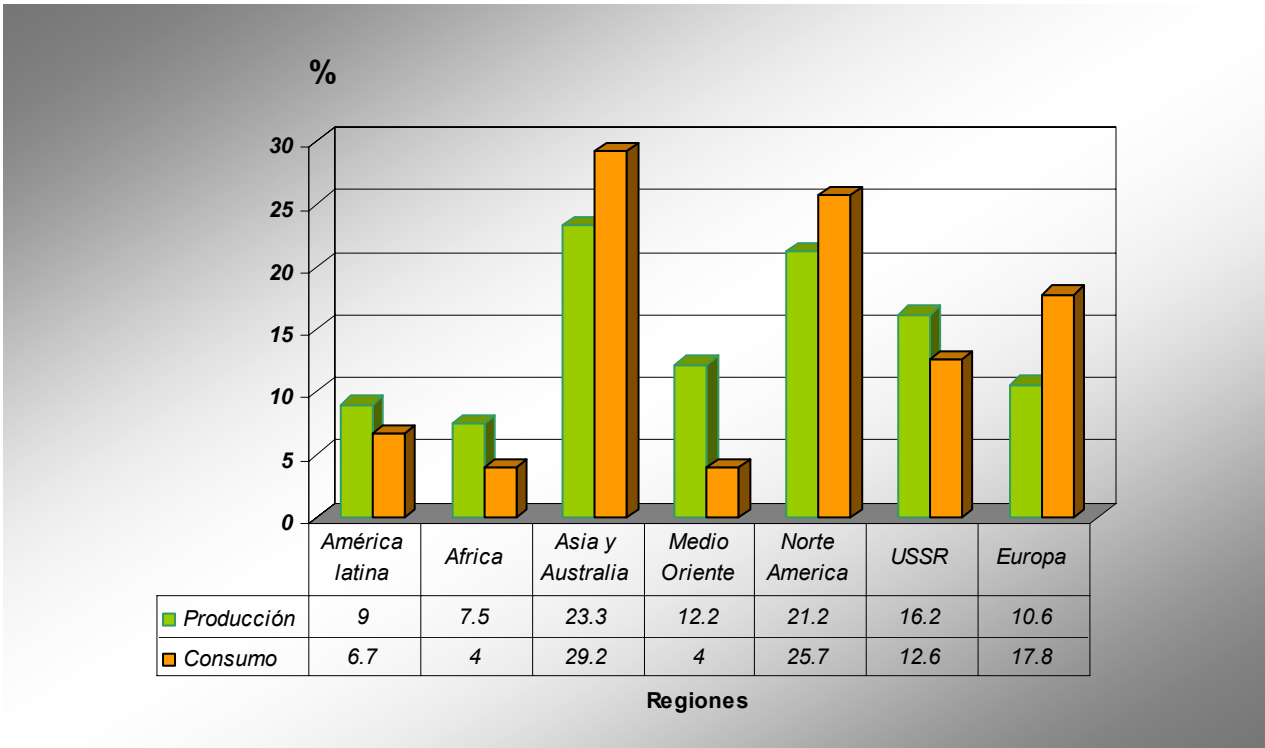


Figura III.1 Producción y consumo de energía en el mundo

Fuente: Los autores con datos de OLADE (2002)

3.1.1 Visión del Sector Eléctrico Mundial

Algunos de los sectores eléctricos del mundo deben crecer a un ritmo más acelerado como consecuencia de la creciente demanda de energía eléctrica por parte de los sectores doméstico, comercial, e industrial, principalmente éste último. Esto se debe al crecimiento de la población en los últimos años y al incremento de equipos modernos de control y automatización dentro de los procesos industriales.

Para lo anterior es necesario incrementar la fortaleza de la estructura del sector eléctrico mediante la implementación de mejores tecnologías que impliquen mayor eficiencia y menores costos de operación, sin dejar de lado el cumplimiento de políticas ambientales. En este sentido los países deben encaminarse hacia la modernización de la infraestructura eléctrica, ya sea en las plantas por instalarse o en la mejora de las ya existentes para contar con energía que presente las mejores condiciones de calidad y precio respondiendo así a las demandas de los diferentes sectores usuarios de la energía eléctrica.

Con el objeto de cumplir con las normas ambientales y utilizar procesos más eficientes es necesario analizar el consumo de combustibles en el ámbito mundial para la generación de energía eléctrica ya que éste se basa principalmente en combustibles fósiles donde el carbón ocupa el primer lugar en la demanda seguido por el petróleo y gas natural. Otras fuentes son la energía nuclear y las fuentes de energía renovables como el agua, el viento y el sol, principalmente.

Dentro de la evolución en el consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica, el carbón se mantendrá como la principal fuente de energía primaria para generar electricidad mientras que el gas natural tendrá el mayor ritmo de crecimiento (Figura III.2). Por su parte las energías nuclear y renovables mantendrán un consumo prácticamente constante. Todo lo anterior se pronostica hasta el año 2015.

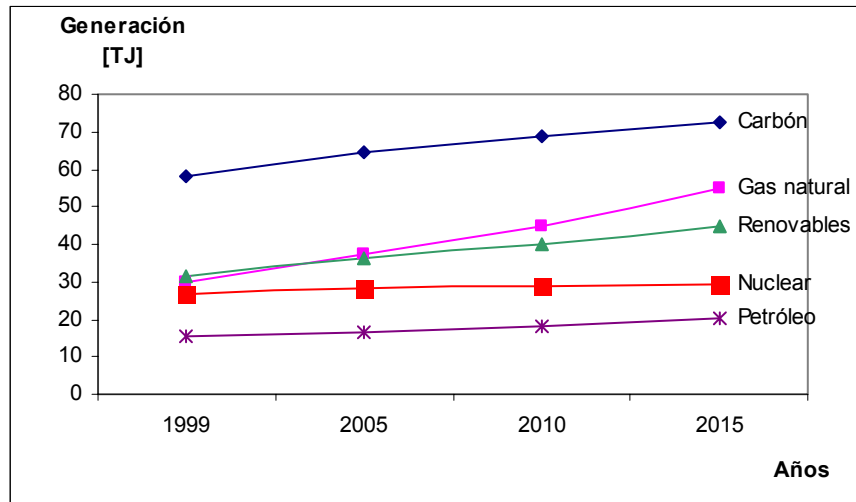


Figura III.2 Consumo de combustibles para la generación de electricidad a nivel mundial

Fuente: Los autores con datos de SENER (2002)

Actualmente se enfrenta con el problema de satisfacer los requerimientos de combustible para las centrales termoeléctricas, debido a que la capacidad de generación de energía eléctrica en el ámbito mundial está sustentada principalmente en este tipo de tecnología, y la mayor parte de éstas centrales se encuentran basadas en el uso de carbón e hidrocarburos los cuales constituyen una fuente de energía no renovable (Figura III.3). Sin embargo, no se ha logrado encontrar una alternativa que reemplace satisfactoriamente a los combustibles fósiles, por lo que se ha optado hacer un uso más extensivo del gas natural debido a que cumple con las características que se requieren para incrementar la fortaleza del sector eléctrico en un clima de protección ambiental. Es por ello que la expansión de la mayoría de los

sistemas eléctricos a nivel mundial se ha fundamentado en el mayor uso de centrales eléctricas que posean tecnologías que utilicen este combustible.

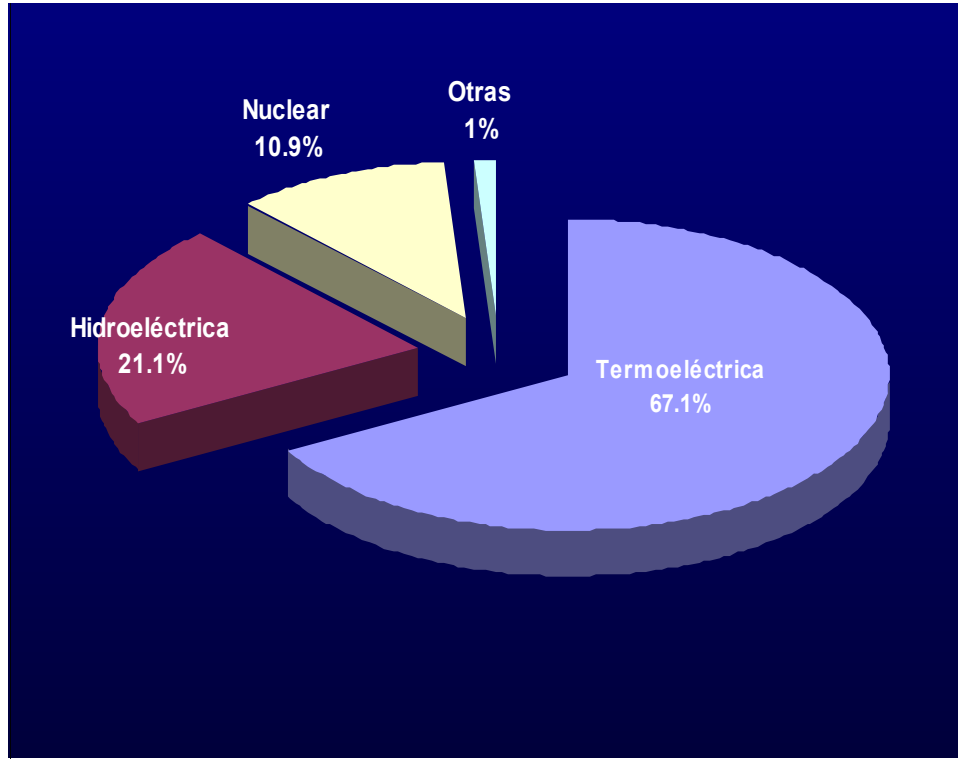


Figura III.3 Capacidad de generación de energía eléctrica instalada a nivel mundial

Fuente: Los autores con datos de IEA (2004)

Es cierto que el impacto ambiental de las centrales que utilizan gas natural es menor con respecto a las que utilizan otros combustibles como combustóleo, diesel o carbón; pero también es cierto que su impacto es mayor con respecto a las centrales que utilizan fuentes de energía renovables; sin embargo, éstas últimas no cuentan con la tecnología que nos permita una considerable capacidad de generación, como es el caso de las centrales eoloeléctricas y solares. En cuanto a las centrales hidroeléctricas su capacidad de generación es importante.

3.2 Panorama del Sector Eléctrico Nacional desde sus orígenes hasta el año 2002

3.2.1 Evolución histórica del Sector Eléctrico Nacional desde sus inicios hasta 1990.

La generación de energía eléctrica en México se inició a finales del siglo XIX. En un principio la energía eléctrica se usó en la producción, esencialmente de las industrias textil y minera y, marginalmente, en la iluminación.

En 1875 se instaló la primera planta termoeléctrica en León, Guanajuato. En 1889, entró en operación la primera planta hidroeléctrica en Batopilas, Chihuahua. Las plantas generadoras que servían a las fábricas y minas en las que fueron instaladas extendieron sus redes de distribución donde encontraron mercados laterales atractivos como el comercio, el alumbrado público y los servicios residenciales de las familias con mayor capacidad económica.

Al iniciarse el siglo XX, México contaba con una capacidad de 31.0 MW, propiedad de empresas privadas. Para 1910 eran 50 MW de los cuales el 80% lo generaba *The Mexican Light and Power Company*, gracias al desarrollo en los años 1900-1905 del primer gran proyecto hidroeléctrico: la planta Necaxa, en el estado de Puebla. En ese período comenzó el primer esfuerzo para ordenar la industria eléctrica con la creación de la Comisión Nacional para el Fomento y Control de la Industria de Generación y Fuerza, conocida posteriormente como Comisión Nacional de Fuerza Motriz.

En la segunda década del siglo, llegó a México el consorcio *The American and Foreign Power Company*, que instaló 3 sistemas interconectados en el norte del territorio nacional.

En el occidente del país se extendió otro consorcio de empresarios extranjeros que conformaron la Compañía Eléctrica de Chapala, con sede en Guadalajara.

Estas 2 compañías eléctricas junto con *The Mexican Light and Power Company*, adquirieron las concesiones e instalaciones de la mayor parte de las pequeñas empresas que funcionaban en los territorios de sus áreas de influencia, y extendieron sus redes de distribución a los mercados económicos más atractivos de las ciudades en que operaban.

Ante este panorama monopolístico de tres empresas, el 2 de diciembre de 1933 se autorizó la creación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), considerándose por vez primera a la electricidad como una actividad de utilidad pública. Sin embargo, fue hasta cuatro años después, el 14 de agosto de 1937, cuando decretó la creación la CFE. En ese momento la capacidad instalada en el país era de 629 MW, que en los primeros cinco años de la existencia de la CFE sólo aumentó a 681 MW, debido a que las empresas extranjeras suspendieron sus planes de expansión.

La CFE comenzó por aumentar la capacidad de generación para sustentar el desarrollo del país; al no contar con redes de distribución, casi toda la energía que producía la entregaba en bloque a las grandes empresas monopolísticas.

Los primeros proyectos de CFE se emprendieron en Teloloapan, Guerrero; Pátzcuaro, Michoacán; Suchiate y Xía en Oaxaca, y Ures y Altar en Sonora. En 1938, la empresa tenía apenas una capacidad de 64 kW, que durante los ocho años posteriores aumentó hasta alcanzar los 45 mil 594 kW. En 1960, del total de los 2, 308 MW de capacidad instalada en el país la mayor parte era aportada por la CFE y la parte restante por compañías extranjeras (Figura III.4).

Sin embargo, a pesar de los esfuerzos de generación y electrificación, para estas fechas apenas el 44% de la población contaba con electricidad. Desde la creación de la CFE, la población creció en un 91% (34.9 millones de habitantes), acompañada de un rápido desarrollo de la industria, la agricultura y otras actividades urbanas y rurales.

La nacionalización de la industria eléctrica se llevó a cabo el 27 de septiembre de 1960 respondiendo a la necesidad de integrar el Sistema Eléctrico Nacional, de extender la cobertura del suministro y de acelerar la industrialización del país. Para ello, el Estado mexicano adquirió los bienes e instalaciones de las compañías privadas.

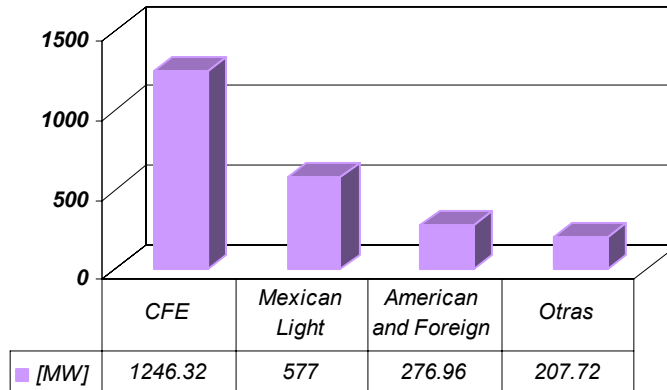
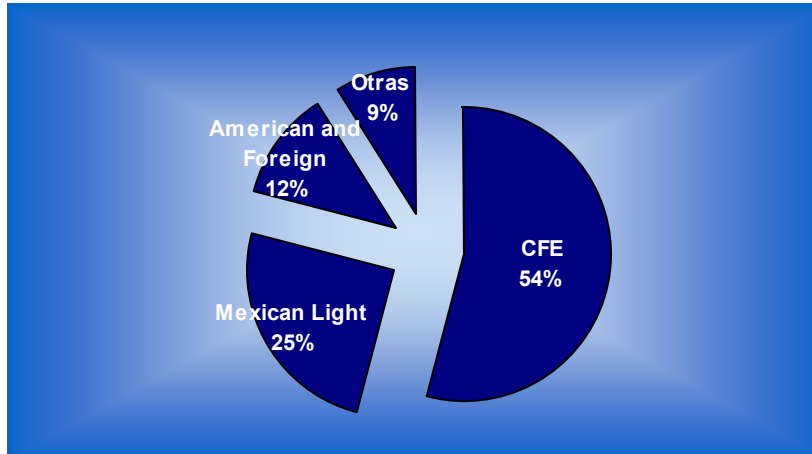


Figura III.4 Capacidad nacional de generación de energía eléctrica en 1960

Fuente: Los autores con datos de CFE (2003b)

En 1961 la CFE aumentó notablemente su participación en la generación de energía eléctrica logrando tener en su posesión más del 54 % de las centrales eléctricas en el país, además de facturar más del 25% de la energía vendida en el país, con lo que logró convertirse en el organismo regulador de la energía eléctrica en toda la nación.

En la década de los 60's la inversión pública se destinó en más del 50 % a obras de infraestructura. Con parte de estos recursos se construyeron importantes centros generadores, entre ellos los de Infiernillo y Malpaso. En diez años se instalaron plantas generadoras para alcanzar con ello un crecimiento del 140 % en la capacidad de generación, alcanzando en 1971 una capacidad instalada de 7, 874 MW.

Entre 1970 y 1980 se instalaron centrales generadoras que contribuyeron con 9, 486 MW, por lo que el crecimiento fue del 160% en esta década. En la década de los 80's el crecimiento tuvo un menor ritmo, debido a la disminución en la asignación de recursos. En 1991 la capacidad instalada ascendía a 26,797 MW.

Por otra parte, el desarrollo de la industria eléctrica en sus inicios propició la construcción y operación de varios sistemas aislados con características diferentes. Debido a la diversidad de normas técnicas, llegaron a coexistir cerca de 30 voltajes de distribución, 7 de alta tensión para líneas de transmisión y 2 frecuencias eléctricas de 50 y 60 hertz (Hz). Estas condiciones dificultaban el suministro de electricidad a todo el país, por lo que la Dirección General de Electricidad, dependiente de la Secretaría de Industria y Comercio, definió y unificó los criterios técnicos y económicos del Sistema Eléctrico Nacional. En primer lugar normalizó los voltajes de operación, con la finalidad de estandarizar los equipos, reducir sus costos y los tiempos de fabricación, almacenaje e inventario.

Posteriormente, en 1962 inició la integración de los sistemas de transmisión, comenzando con el Sistema de Operación Noroeste y el Sistema de Operación Noreste. En 1967 concluyó la integración de los Sistemas de Operación Norte, Oriental, Occidental y Central. Ese mismo año se logró la primera interconexión de los sistemas Oriente y Occidental en uno solo denominado ORIOC.

Paralelamente a la normalización de voltajes y a la interconexión del sistema eléctrico, en 1976 se logró unificar la frecuencia eléctrica de 60 Hz en todo el país. Esta acción de gran trascendencia se facilitó al convertir el equipamiento eléctrico de los productores de electricidad y de los consumidores que operaban con 50 a 60 Hz lo que no requirió de cambiar equipo eléctrico (Figura III.5).

A fines de la década de los 70's todos los sistemas estaban interconectados, exceptuando los sistemas eléctricos de las penínsulas de Baja California y de Yucatán. Este último se incorporó al Sistema Interconectado Nacional en 1990.

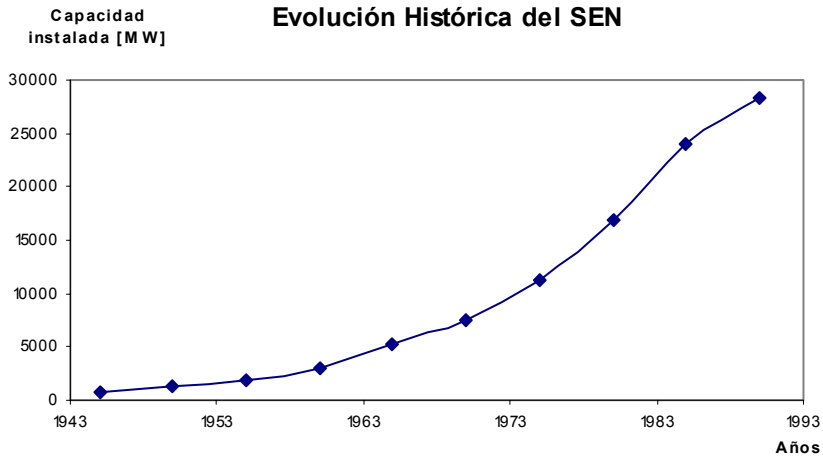


Figura III.5 Evolución histórica del Sistema Eléctrico Nacional 1953-1993

Fuente: Los autores con datos de CFE (2003b)

3.2.2 Evolución del Sector Eléctrico Nacional entre 1991 y 2002.

3.2.2.1 Capacidad de generación instalada: el inicio de la transición al uso del gas natural.

En el año de 1991 el Sector Eléctrico Nacional contaba con una capacidad de generación instalada de 26,797 MW, de los cuales su mayor parte eran generados por centrales termoeléctricas e hidroeléctricas. En ese mismo año y hasta la fecha la contribución de centrales del tipo eoloeléctrica y duales no era significativa.

En el período de 1991-1992 los cambios en la generación fueron poco representativos, ya que salvo pequeñas variaciones, los porcentajes de cada tipo de tecnología se mantuvieron. Las centrales de generación que utilizan fuentes renovables de energía han mantenido su prácticamente constante su capacidad de generación con excepción de las centrales hidroeléctricas. No obstante los cambios que se presentaron en los años siguientes, las centrales que utilizan fuentes de energía no renovables han tenido un crecimiento importante en su capacidad de generación debido a que México cuenta con importantes yacimientos de hidrocarburos.

En el período de 1993-1994 aparece la generación eoloeólica, a través de las centrales generadoras eólicas La Venta I y II, que se instalaron en la zona de La Ventosa en el estado de Oaxaca, sin embargo, su contribución es apenas de 1.75 MW. En este mismo período se pone en operación la central de tipo dual Pte. Plutarco Elías Calles en el municipio de La Unión en el estado de Guerrero con 4 unidades de 350 MW cada una y al final de dicho periodo se añadieron 2 unidades más con lo que la capacidad de generación se incrementó a 2,100 MW.

Los yacimientos geotérmicos son muy limitados y en algunos casos después de realizar un estudio acerca de sus posibilidades de explotación son descartados, es por ésta razón que la capacidad de generación se mantuvo con pequeñas variaciones en los años de 1991 a 2002. Las centrales más importantes que utilizan esta fuente de energía son: Cerro Prieto en el estado de Baja California Sur, y la central Azufres en el estado de Michoacán.

Las centrales hidroeléctricas son fundamentales para la generación de energía eléctrica dentro de nuestro país ya que constituyen la segunda fuente de contribución en la generación de energía, sin embargo, no hubo un crecimiento significativo en la capacidad de generación debido a la falta de recursos para inversión. Entre los años de 1997-1998, después de un crecimiento en la capacidad de generación, se sufrió una disminución debido a que el sistema Miguel Alemán salió de operación debido a que el agua se destinó para el consumo de las ciudades de México y Toluca.

Debido a la política de diversificación de las fuentes de energía se llevó a cabo la construcción de la central nucleoeólica Laguna Verde en el municipio de Alto Lucero en el estado de Veracruz. La unidad, que entró en servicio en 1989 contribuyó con 675 MW, y en el año de 1995 entró en operación la unidad número dos, con las mismas características de la primera, gracias a esto la capacidad de generación aumento a 1309 MW. A partir de 1996 con la puesta en marcha de las centrales carboeléctricas de Río Escondido y Carbón II, ambas en el estado de Coahuila, se adicionaron 2,600 MW de capacidad de generación.

En el transcurso de 1991-2002 las plantas térmicas convencionales incrementaron su capacidad de generación cerca de 1, 500 MW, es decir creció en una tasa de 1.1% anual; pero el mayor porcentaje de este incremento se reportó durante los años de 1991-1995 ya que a partir de 1996 la capacidad de estas centrales se mantuvo prácticamente constante, sin embargo, se mantuvieron como las principales centrales en aportación de energía eléctrica (Figura III.6). Lo anterior como consecuencia del mayor uso de las

centrales de ciclo combinado, las cuales tienen una mayor eficiencia y ocasionan un menor impacto ambiental. Estos beneficios se ven reflejados con el acelerado ritmo de instalación de estas plantas a partir de 1999, esto y en tan sólo 4 años, su aportación dentro del Sistema Eléctrico Nacional se triplicó. La importancia en este hecho radica que en el periodo de 2001 a 2002 aproximadamente el 60% del crecimiento de la capacidad instalada se obtuvo mediante el inicio de la operación de centrales de ciclo combinado, siendo un notable porcentaje en comparación con las centrales de vapor.

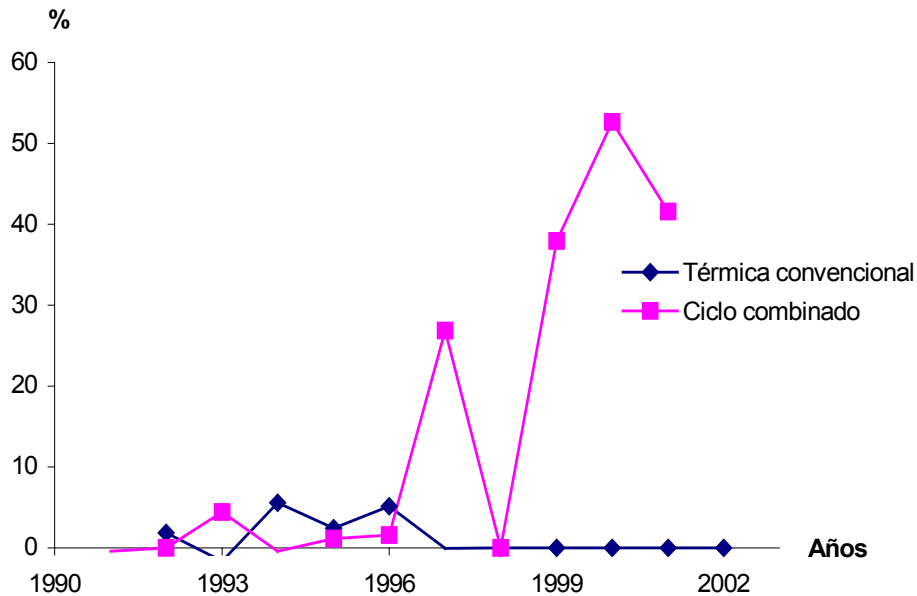


Figura III.6 Comparación del porcentaje de crecimiento anual de centrales térmicas y de ciclo combinado

Fuente: Los autores con datos de CFE (2003b)

Las centrales de ciclo combinado utilizan gas natural como combustible, lo que traerá como consecuencia un incremento importante en la demanda de este energético para PEMEX por parte de CFE. Como ya se ha mencionado anteriormente, se han construido este tipo de centrales debido a los menores costos y a que el gas natural es el combustible que se adapta mejor al cumplimiento de las normas ambientales correspondientes. El incremento en la instalación de plantas con esta tecnología ha tenido un gran auge en los últimos cinco años debido a que los planes de expansión del Sistema Eléctrico Nacional está basado

principalmente en la construcción de centrales de este tipo, perfilándose de esta forma para ser la nueva base de la generación a nivel nacional, desplazando así a las centrales térmicas convencionales (Figura III.7).

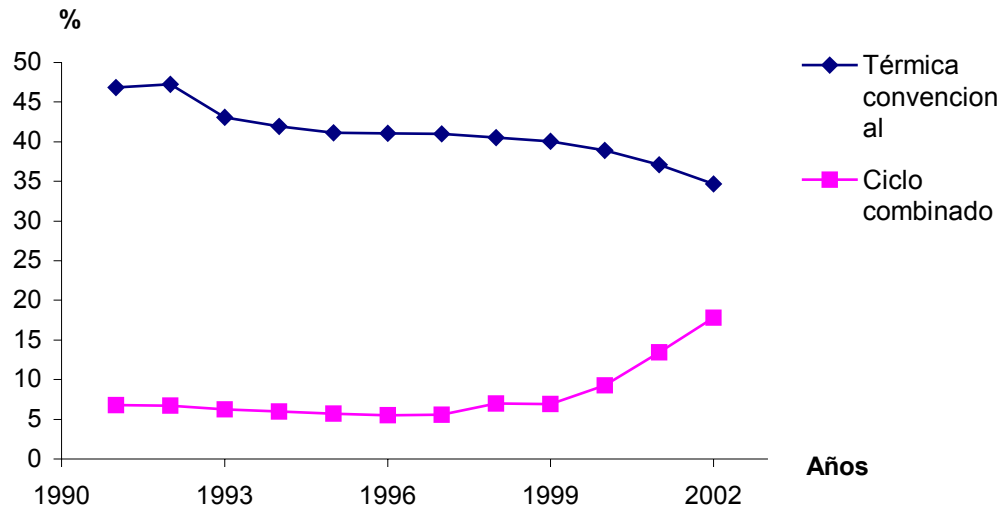
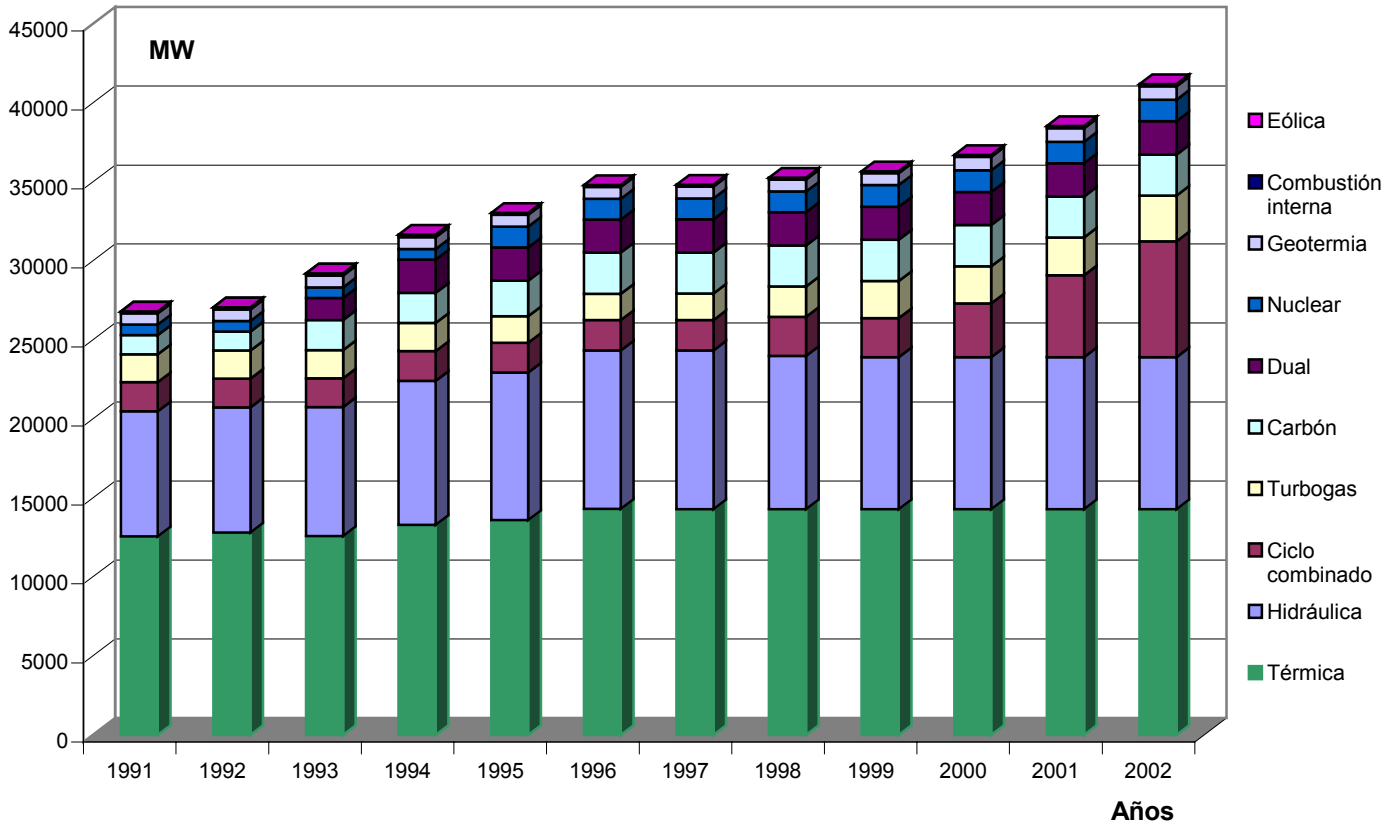


Figura III.7 Participación de las centrales térmica convencional y ciclo combinado en el SEN, 1991-2002

Fuente: Los autores con datos de CFE (2003b)

La evolución en la capacidad de generación por tipo de tecnología en el período 1991-2002 tuvo una clara tendencia de continuar con centrales térmicas e hidroeléctrica como base; sin embargo, las centrales de ciclo combinado son las que han tenido mayor tasa de crecimiento para este mismo período (Figura III.8).



Con respecto a las centrales carboeléctricas, estas no tuvieron una tasa de crecimiento importante y actualmente en México sólo se encuentran instaladas centrales con calderas subcríticas; no obstante, se están realizando estudios de viabilidad técnica y económica para la instalación de centrales con calderas supercríticas, con lo que se espera una mayor tasa de crecimiento en las centrales carboeléctricas.

Figura III.8 Capacidad instalada por tipo de tecnología en el SEN, 1991-2002

Fuente: Los autores con datos de SENER (2004a)

La tabla complementaria a la Figura III.8 se muestra en el Anexo III.1

3.2.2.2 Consumo nacional de electricidad.

El crecimiento del consumo nacional de energía eléctrica tuvo una tasa de crecimiento del 5% anual en el período de 1993-2002, según reportó la Prospectiva del Sector Eléctrico 2003-2012. Para este mismo período se reportaron los siguientes consumos de los diversos sectores usuarios de la energía eléctrica:

- El sector Industrial consumió en promedio 58% del total de las ventas reportando una tasa de crecimiento de 5.9% con lo que aumentó su consumo a 94,519 GWh.
- El sector Residencial reportó en promedio un consumo de 23.6% del total de ventas en el período 1993-2002. Este sector tuvo una tasa de crecimiento anual de 5% hasta el final del año 2002 cuando consumió 38,448 GWh.
- El sector Comercial consumió en promedio 8% del total de ventas en el periodo en cuestión. Tuvo una tasa de crecimiento anual de 4%; su consumo al final del año 2002 fue de 12,816 GWh.
- El sector Agrícola consumió en promedio el 5.5% del total de las ventas. Este sector tuvo una tasa de crecimiento anual de 3.2% hasta el final del año 2002 donde consumió 8,010 GWh.
- El sector Servicios consumió en promedio el 4% del total de las ventas teniendo una tasa de crecimiento de 2.6% del total de ventas y al final del año 2002 consumió 6,408 GWh.

El sector industrial es el principal consumidor de energía eléctrica y tuvo el mayor ritmo de crecimiento dentro de los cinco sectores usuarios a pesar de que el subsector de gran industria tuvo un decremento en los últimos diez años. Por su parte, el crecimiento del consumo residencial fue importante manteniéndose con una cuarta parte del total dentro de las ventas del sector mientras que los sectores comercial, agrícola y de servicios se mantuvieron prácticamente constantes representando alrededor del 15% de las ventas (Figura III.9).

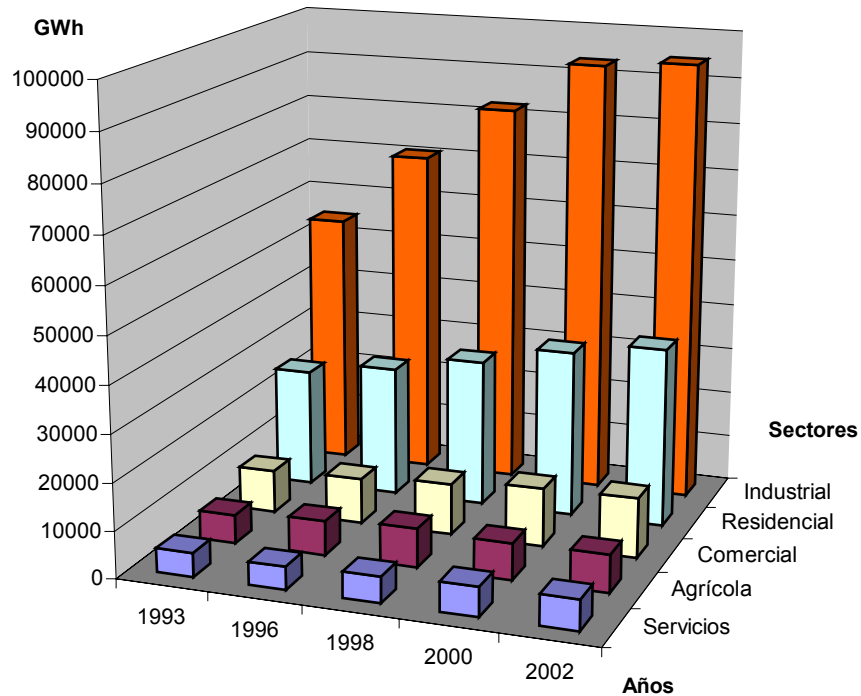


Figura III.9 Crecimiento en el consumo de energía eléctrica por sector 1993-2002

Fuente: Los autores con datos de SENER (2004a)

3.3 Prospectiva del Sector Eléctrico Nacional 2003 – 2012.

3.3.1 Disposiciones de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica

El Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) dentro de su capítulo VIII (Anexo III.3) establece en su artículo 66 que:

“La Comisión Federal de Electricidad deberá elaborar un reporte anual en el que deberá incluir información detallada sobre la situación actual del sector eléctrico mexicano. La información estará relacionada con los aspectos tecnológicos, económicos y medioambientales de todos los organismos involucrados en materia de energía eléctrica; como son: CFE, LyFC, SENER, CONAE, CRE y FIDE.”

El reporte anteriormente mencionado tendrá que ser proporcionado a la Secretaría de Energía para su publicación bajo el nombre de Prospectiva del Sector Eléctrico, en donde se analizará la tendencia de las modificaciones que sufrirá el sector en un período de 10 años. La Prospectiva estará compuesta por cinco secciones principales:

- **Evolución de la demanda de energía eléctrica.** En esta sección se detallan las proyecciones del consumo por regiones y a nivel nacional.
- **Capacidad de generación y transmisión existentes.** Aquí se mencionan el total de plantas instaladas en el país y sus principales parámetros, así como el número y longitud de las líneas de transmisión que conforman la red eléctrica nacional.
- **Expansión de la capacidad de generación y transmisión.** En este apartado se encuentran reportadas las proyecciones que se esperan para los 10 años de planeación comprendidos en la Prospectiva.
- **Comparación de opciones de expansión del Sistema Eléctrico Nacional.** Para que se lleve a cabo la expansión en el SEN, es necesario analizar todos los factores que influyen en esta decisión, por lo que se plantean tres posibles casos: un escenario alto, escenario de planeación y el escenario moderado.
- **Ahorro de Energía.** En este punto participa la Comisión Reguladora de Energía, con la finalidad de promover el ahorro y uso eficiente de energía eléctrica a través de programas que promueven el uso de tecnologías que cumplan con estos objetivos.

3.3.2 Pronóstico del consumo nacional de electricidad hasta el año 2012.

El crecimiento demográfico y al aumento en la industrialización del país, puede variar considerablemente el consumo por parte de los distintos sectores, considerándose como consecuencia tres escenarios viables (Figura III.10):

1. El escenario alto, que supone una baja en las tarifas de acuerdo con el crecimiento del sector industrial, además de prever un incremento del 5% anual en los precios del gas natural así como una reducción de 2% anual en los precios del combustóleo.

2. El escenario de planeación es el considerado con más posibilidades de ocurrir. Este escenario considera un aumento anual de 4.8% en los precios del gas natural así como una reducción de 2.2% anual en los precios del combustóleo.
3. El escenario moderado no reporta variaciones importantes en comparación con los pronósticos de la Prospectiva 2002-2011. Al igual que los dos escenarios anteriores reportan variaciones en los precios de los combustibles: para el gas natural habrá un incremento de 5.4% anual, mientras que se prevé una reducción de 1.7% anual en los precios del combustóleo.

En los tres escenarios se reportan:

- Las mismas tendencias en los precios tanto de combustóleo como de gas natural.
- Los precios sectoriales de electricidad varían de acuerdo a cada escenario, mientras que para el escenario alto habrá una disminución, para los escenarios de planeación y moderado habrá un incremento por la reducción de subsidios.
- Los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración participarán de manera significativa en los planes de expansión del sector.
- Las tendencias tecnológicas para obtener una mayor eficiencia en el uso de la energía eléctrica así como las medidas de ahorro de energía.

3.3.3 Evolución esperada de las ventas de energía eléctrica.

De acuerdo a las coincidencias de los escenarios previstos para un posible pronóstico del comportamiento del Sistema Eléctrico Nacional, se optó por realizar un análisis basado en el escenario de planeación. De acuerdo con este escenario la tasa media de crecimiento anual (tmca) de consumo de energía eléctrica nacional será del 5.4 %, en donde el subsector Empresa mediana crecerá con un mayor ritmo que los demás alcanzando una tmca de 6.9%; pero en conjunto el sector industrial crecerá con una tasa de 6% anualmente posicionándolo como el sector de mayor dinamismo.

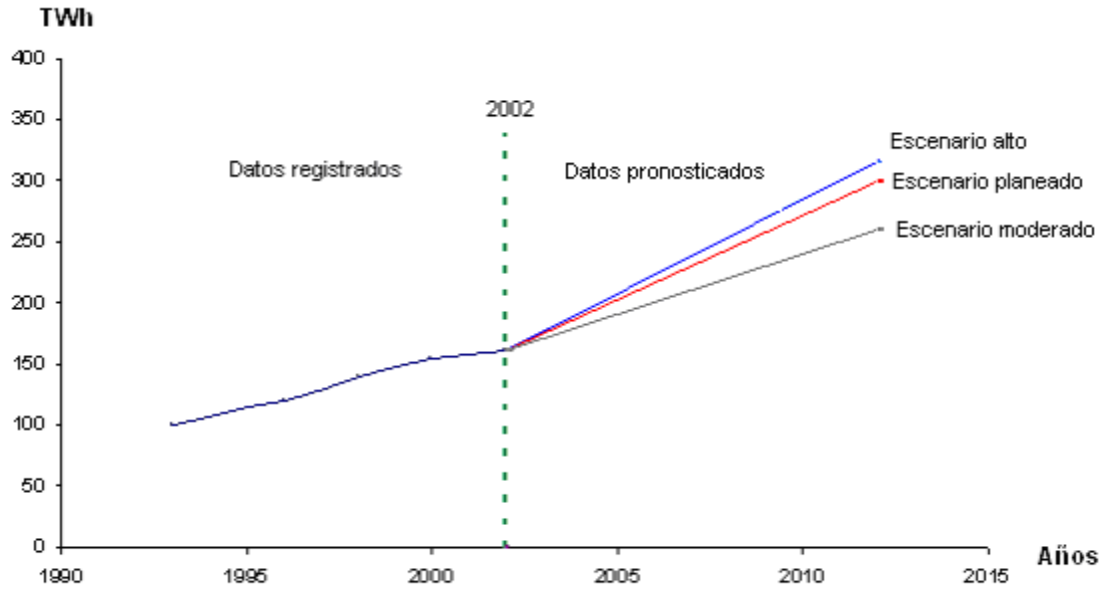


Figura III. 10 Pronósticos de consumo de energía eléctrica al año 2012

Fuente: Los autores con datos SENER (2004a)

En segundo lugar de crecimiento tenemos al sector comercial con una tasa de 4.8% anual. Una de las causas de tal acontecimiento es la estrecha relación de este sector con el anterior y con el residencial. Este último se espera que tenga un crecimiento acelerado debido principalmente al aumento en la población obligándolo de esta manera a crecer a un ritmo de 4.6% anual siendo esta cifra congruente con la reportada en la Prospectiva 2002-2011.

Por último, los sectores agrícola y de servicios fueron los de menor tasa de crecimiento reportando una tasa de 2% y 3.2 % respectivamente. A continuación se presenta en la Figura III.11 los pronósticos del crecimiento en las ventas totales por parte del servicio público (CFE y LyFC).

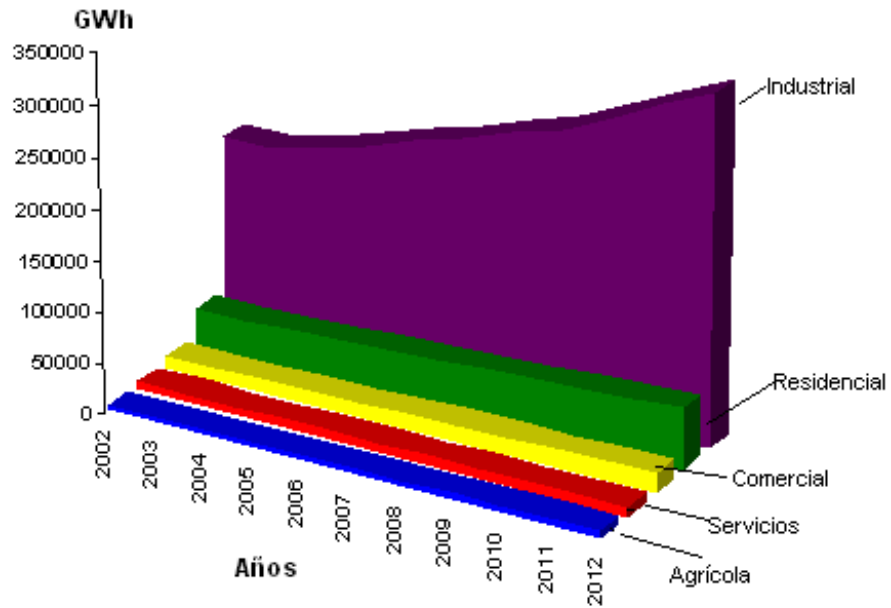


Figura III.11 Pronósticos de crecimiento en las ventas de energía eléctrica por sector, 2003-2012

Fuente: Los autores con datos de SENER (2004a)

Las ventas esperadas para el periodo 2003-2012 señalan que la región que consumiría más energía eléctrica sería la región Noreste debido principalmente a que, como ha ocurrido en la última década, el mayor número de industrias maquiladoras están localizadas en esta región (Figura III.12). Por su parte, las regiones Centro y Centro-Occidente serían las siguientes en consumo, esto por que en ellas se concentra el mayor número de habitantes del país. Aunque en la región Sur-Este se encuentra el principal sistema hidroeléctrico del país, la energía generada es para el consumo de otras regiones, la Centro principalmente.

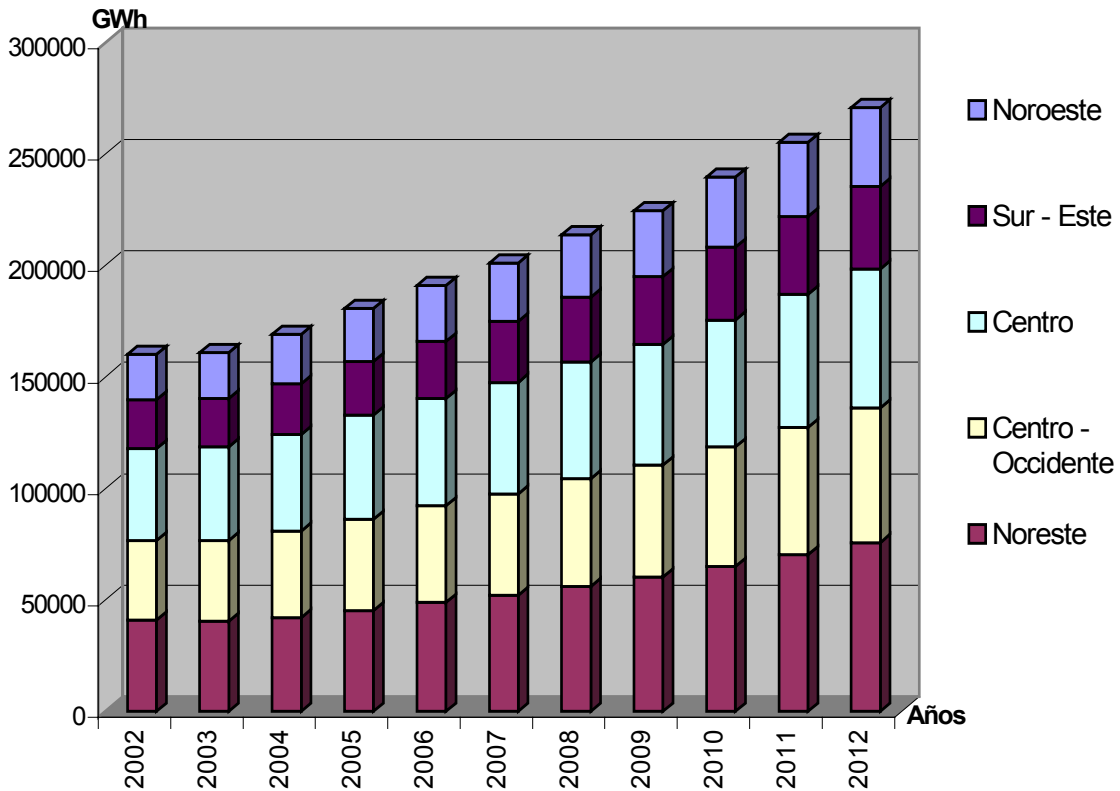


Figura III.12 Ventas de energía eléctrica esperadas por región

Fuente: Los autores con datos de SENER (2004a)

3.3.4 Evolución esperada en el sistema de generación.

3.3.4.1 Incremento en la capacidad de generación.

Se estima que la capacidad de generación el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se incremente en la siguiente década en 25,757 MW², es decir, crecería en 62.55 % la capacidad ya instalada. De este crecimiento el 47 % se aportaría por medio de centrales en proceso de construcción o comprometidas, y el 53 % restante a través de proyectos de capacidad adicional o no comprometida.

Las centrales en proceso de construcción o comprometidas utilizarían distintos tipos de tecnología, pero principalmente sería el ciclo combinado la que abarque mayor porcentaje en dicho proceso (Figura III.13).

² No se consideran los proyectos de autoabastecimiento cogeneración.

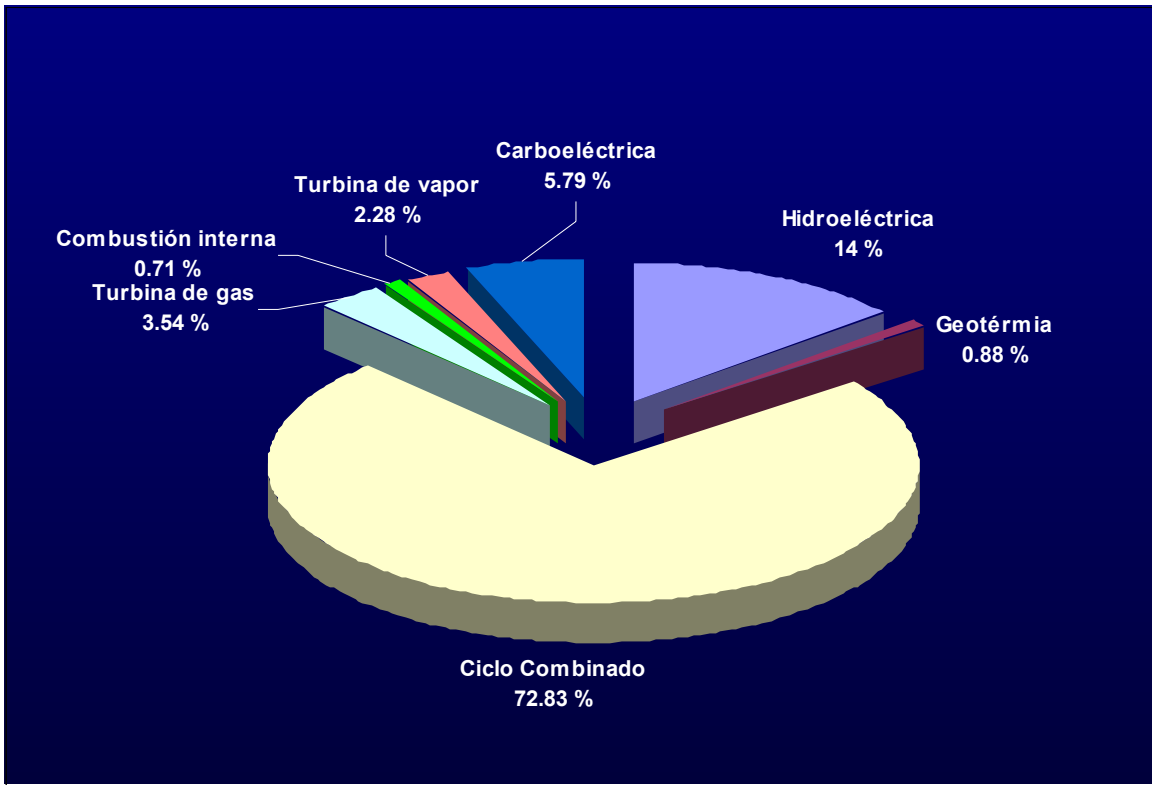


Figura: III.13 Aumento en la capacidad de generación por medio de centrales en proceso de construcción o comprometidas

Fuente: Los autores con datos de la SENER (2004a)

El incremento de capacidad de generación de energía eléctrica mediante centrales comprometidas sería de 12,087 MW, que representarían el 47 % del total. Dicha capacidad adicional se pondría a disposición del SEN en los próximos años, a través de fuentes de generación en proceso de construcción, licitación o ya contratadas, así como de compras firmes de capacidad, incluyendo importaciones.

Dentro de las plantas de ciclo combinado en proceso de construcción destacan por su capacidad de generación, las centrales de:

- Altamira III, IV y V, Río Bravo III y IV, en el Estado de Tamaulipas
- Tuxpan III, IV y V, en el Estado de Veracruz.
- Tamazunchale, en el Estado de San Luis Potosí

La localización geográfica en el territorio nacional de las centrales comprometidas es la que se muestra en la Figura III.14.

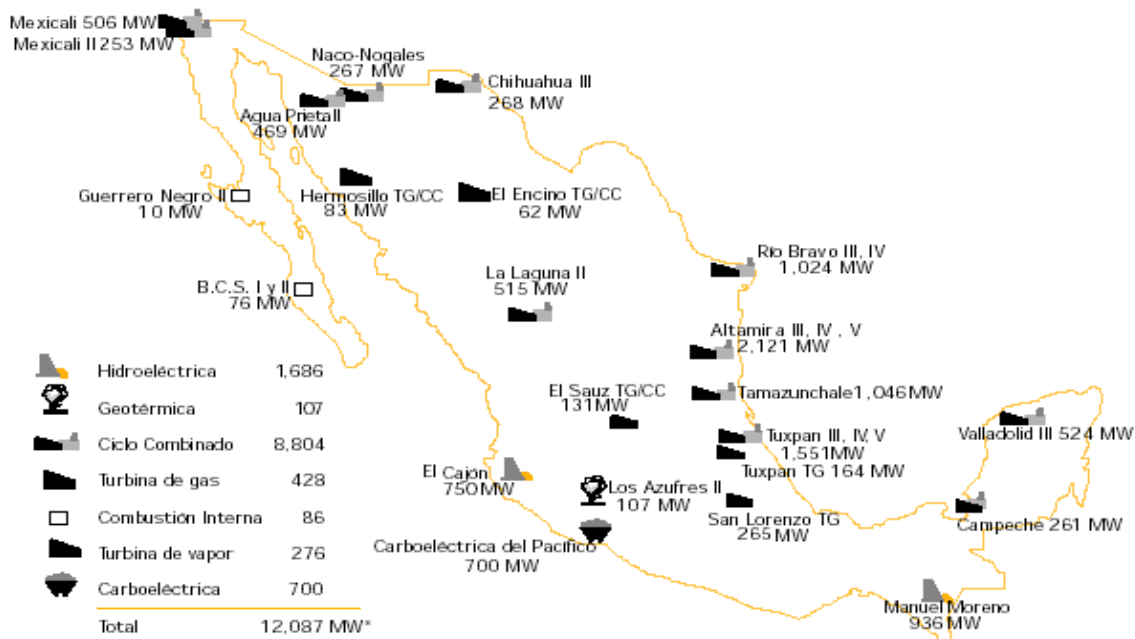


Figura III.14 Centrales en proceso de construcción o comprometidas (MW)

Fuente: SENER (2004a)

Tomando en consideración los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración, los cuales contribuirían con 6% de la capacidad de generación, al final del año 2012 se contarían con 69,367 MW ya instalados. La capacidad de generación no comprometida es aquella cuya construcción o licitación aún no se han iniciado. De acuerdo con la LSPEE y su Reglamento, estas adiciones de capacidad podrán ser cubiertas con proyectos de generación privados o de CFE (Figura III.15). Este tipo de generación contribuiría con 13,670 MW, la mayor parte de éstos serían aportados mediante tecnología libre, es decir, los particulares tienen la libertad de elegir el tipo de tecnología así como la ubicación de las centrales. El porcentaje

restante de generación sería aportado principalmente por plantas de ciclo combinado y plantas hidroeléctricas, que juntas aportarían 14.2%.

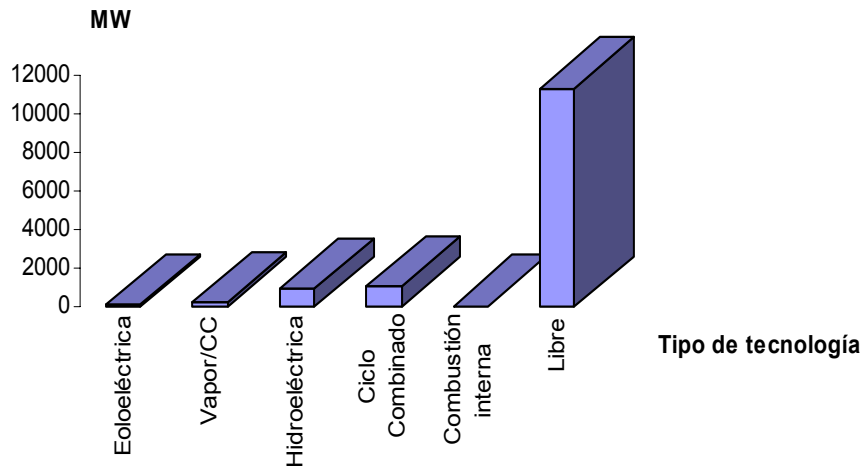


Figura III.15 Incremento mediante capacidad de generación no comprometida

Fuente: Los autores con datos SENER (2004a)

Aproximadamente el 50% de la capacidad no comprometida se instalaría en las regiones de Centro y Centro-Occidente. El 28% de la capacidad no comprometida se instalaría en las zonas Noroeste, Norte, Baja California y Baja California Sur, siendo que éstas en conjunto forman la región con el menor consumo de energía eléctrica (Figura III.16).

El crecimiento de la capacidad adicional por región se estima de la siguiente manera: la región Sur-Sureste se mantendría como la de mayor aportación al SEN con aproximadamente el 35.2 % de la capacidad instalada en el país (Figura III.17). Lo anterior debido a que ésta región cuenta con el sistema hidroeléctrico más grande del país además de que en ella habría el mayor crecimiento por la implementación de centrales que serán elegidas por los particulares. La región del Centro tendría una tasa media de crecimiento anual de 5.57 %, la cual es la más alta de las cinco regiones, debido a que estudios realizados en esta zona indican que es factible la instalación de centrales de ciclo combinado, así como la repotenciación de centrales como Ing. Jorge Luque y Necaxa. La región Noreste tendría la menor tasa de crecimiento con 4.1 % a pesar de que en ésta última se encuentra la mayor cantidad de centrales de ciclo

combinado y éstas crecerían 7.4 % promedio anualmente dentro de la región. La región Noroeste tendría una tasa de crecimiento de 4.42 %, la cual se basaría primordialmente en el ciclo combinado, tomando en cuenta que la mayoría de la capacidad libre se traduzca en este tipo de tecnología, como consecuencia de la oportunidad de abasto de gas natural por parte de EUA.

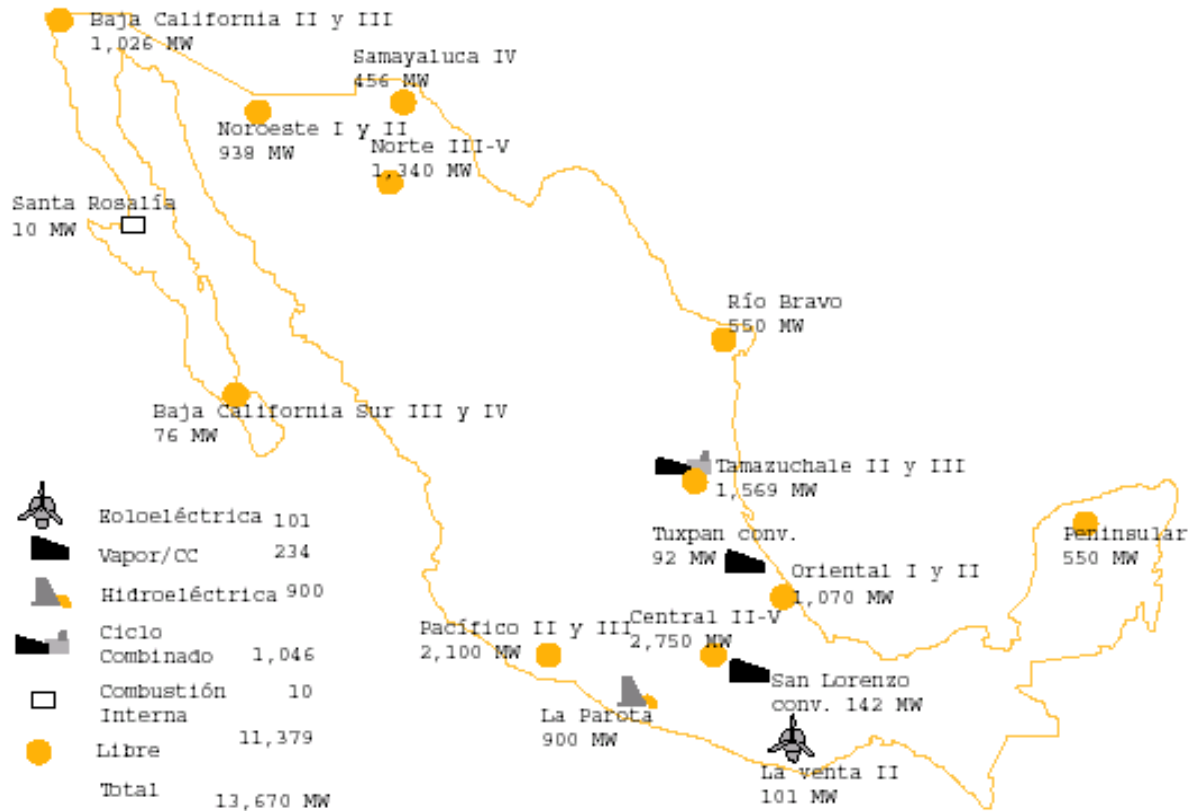


Figura III.16 Requerimientos de capacidad adicional no comprometida [MW]

Fuente: SENER (2004 a)

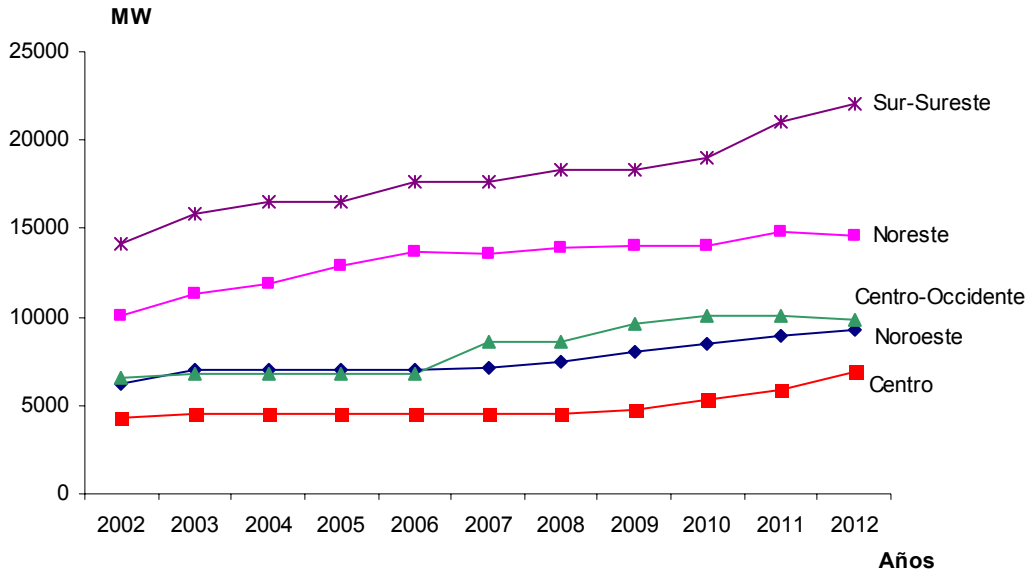


Figura III.17 Incremento en la capacidad de generación por región

Fuente: Los autores con datos de SENER (2004a)

3.3.4.2 Tecnologías de generación en la expansión del Sector Eléctrico Nacional

Para poder satisfacer los requerimientos de energía eléctrica se prevé una expansión en el SEN usando las tecnologías disponibles dando un orden jerárquico a éstas de acuerdo a los lineamientos establecidos por la política energética nacional (Figura III.18). Al finalizar el año 2002 la tecnología predominante era la de las centrales térmicas convencionales; pero se tiene planeado que el crecimiento esté basado en las centrales de ciclo combinado con más del 80%. Esto no se ha decidido en su totalidad, ya que el mayor porcentaje de la capacidad por instalar no se ha definido completamente, sin embargo el crecimiento no es exclusivo de un solo tipo de tecnología sino que se espera una diversificación en la generación.

Para el período de planeación 2003-2012 se incorporaría de manera importante en el incremento de generación el sector privado mediante su participación con la tecnología libre con 11,379 MW, que representaría el 83% de la capacidad de generación no comprometida. Por otra parte, se espera un importante incremento en la generación con la instalación de centrales de ciclo combinado, las cuales aportarían 8, 804 MW, que representarían el 73% de la capacidad de generación comprometida.

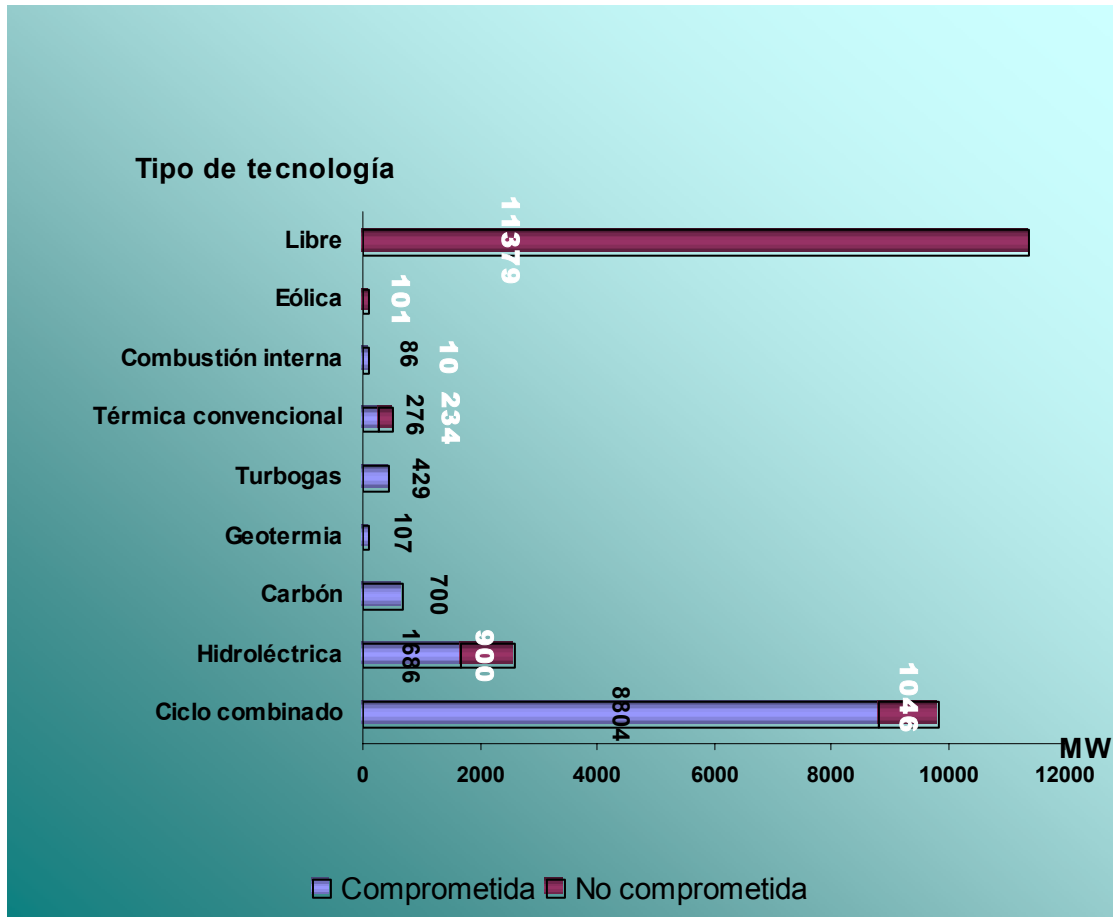


Figura III.18 Capacidad adicional de generación por tipo de tecnología

Fuente: Los autores con datos de SENER (2004a)

3.4 Comparación de las Prospectivas del Sector Eléctrico publicadas desde 1997 hasta 2003.

3.4.1 Expectativas de crecimiento económico

Las estimaciones que se realizan sobre los incrementos en el consumo de energía eléctrica, así como el necesario en la capacidad de generación, y otras medidas necesarias para la expansión del SEN reportadas en las Prospectivas, tienen como base estudios sobre la evolución económica del país. Esta es una de las principales razones por las cuales todas las Prospectivas del Sector Eléctrico analizadas en este capítulo presentan diferencias, ya que los escenarios planteados en ellas no son constantes, requieren de revisiones periódicas y la incorporación de nuevas metas y políticas. En la medida que se cuenta con mayor

información sobre el futuro se precisan más las acciones a realizar y la posible conformación de los escenarios.

El proceso de planeación de la capacidad necesaria para atender los requerimientos de energía eléctrica es dinámico e iterativo: incorpora la información real más reciente del consumo, adecuándose a las condiciones económicas, tecnológicas y demográficas recientes en una valoración permanente de los cambios en las expectativas sobre la evolución del mercado eléctrico. Para ello, la elaboración de los escenarios alternos del mercado eléctrico en cada Prospectiva considera la evolución reciente de la actividad productiva y económica del país, apegándose a las perspectivas económicas y demográficas futuras trazadas en el Plan Nacional de Desarrollo y del SEN, y en el Programa Nacional de Financiamiento del Desarrollo vigentes.

La elaboración de los escenarios de crecimiento de la demanda eléctrica resulta de la aplicación coordinada de modelos econométricos y de estimaciones sustentadas en el análisis de tendencias y del comportamiento de los sectores en las diferentes zonas, así como el estudio de cargas específicas de gran importancia, y en la actualización de solicitudes formales de servicios.

La Secretaría de Energía establece tres escenarios de crecimiento y evolución de la economía para cada una de las Prospectivas:

1. Escenario de planeación. Se considera el de mayor probabilidad de ocurrencia y constituye el eje para identificar las características del proceso de expansión de la capacidad del Sistema Eléctrico Nacional.
2. Escenario alto. Es el escenario más optimista ya que contempla tasas de crecimiento más dinámicas.
3. Escenario moderado. Considera las menores tasas de crecimiento.

Los escenarios dependen de diversos factores como:

- Precio de los combustibles. Es parte fundamental del costo de generación de energía eléctrica.
- Precios de electricidad. Establece la relación precio/costo de las tarifas de energía eléctrica.

- Supuestos de población y vivienda. Consideran las variaciones en el número de habitantes, familias y viviendas.
- Proyectos de autoabastecimiento y cogeneración. Sólo se consideran los proyectos con mayores posibilidades de instalación y de mayor impacto en la expansión del Sistema Eléctrico Nacional.
- Otros supuestos. Se consideran las tendencias tecnológicas hacia un uso más eficiente de la energía.

3.4.2 Comparación de las previsiones de las ventas de energía eléctrica

Todas las Prospectivas muestran crecimiento en las ventas de energía eléctrica, principalmente del sector industrial, el cual está conformado por la empresa mediana y gran industria. Esta última es la presenta mayores variaciones en todas las tendencias analizadas (Figura III.19).

Respecto a los otros grupos de usuarios, el sector de bombeo agrícola siempre mostró el menor dinamismo de crecimiento con un promedio de 1.4% en todas las Prospectivas analizadas. Por su parte, los sectores comercial y residencial muestran una tasa de crecimiento muy similar (aproximadamente del 4.6%), debido a que el crecimiento en la población implica que aumente su demanda de energía eléctrica.

Las Prospectivas que reportaron las mayores tasas de crecimiento fueron las correspondientes a los periodos 1998-2007 y 1999-2008 con 5.8 % y 5.9%, respectivamente. Destaca el caso de la Prospectiva publicada en 1998, ya que durante todo su período de planeación se postuló como la más optimista con respecto a las ventas esperadas, mientras que las que reportaron menores tasas de crecimiento fueron las publicadas en los años 2002 y 2003, ambas con una tasa de crecimiento de 5.4%.

Para los mismos años de planeación comprendidos entre 1998 y 2000 las diferentes Prospectivas publicadas hasta entonces mostraron una clara tendencia de crecimiento entre ellas, para el año 2001 salvo pequeñas variaciones se estimó la misma proyección de ventas; pero para el período 2002-2011 las Prospectivas reportaron ventas de energía cada vez menores con respecto a la publicación anterior.

La Prospectiva 1997 – 2006 reportó variaciones poco significativas con respecto a las ventas reales que se efectuaron en el período 1997 – 2000. Para los años 2001 y 2002 las estimaciones de las ventas por todas las Prospectivas publicadas hasta entonces fueron superiores a las ventas reales para estos mismos años.

3.4.3 Comparación de las previsiones en el incremento de la capacidad de generación instalada

Las Prospectivas del sector eléctrico que se elaboran anualmente contemplan el periodo de los siguientes diez años, es por tal motivo que cada una de ellas requiere de ajustes en las proyecciones según se va disponiendo de mayor información sobre el avance de los proyectos planeados y las metas alcanzadas. Por lo cual existen notables diferencias en cuanto el aumento en la capacidad instalada por año (Figura III.20).

Para el año 1998, tan sólo se tiene la comparación entre las dos primeras Prospectivas las cuales presentan notables discrepancias. La publicada en el año 1997 no consideraba los proyectos de las centrales turbogás Hermosillo y El Sauz, ambas con un capacidad de 263 MW; además de contemplar la puesta en marcha de la Central Samalayuca II con una capacidad de tan solo 347 MW, siendo 175 MW inferior a la capacidad reportada en la Prospectiva 1998-2007. Cabe mencionar que las proyecciones reportadas por la Prospectiva más reciente de estas dos, fue la más apegada a lo que realmente ocurrió en el año de planeación en cuestión, ya que salvo variaciones poco significativas todos los proyectos que planteó se concretaron con las capacidades reportadas.

En el año 1999, la Prospectiva 1997-2006, rebasó considerablemente a las dos siguientes, reportando diferencias de 500 MW y 650 MW con las Prospectivas 1998-2007 y 1999-2008, respectivamente. Estas discrepancias radican en que la Prospectiva 1997-2006, esperaba que el proyecto de Samalayuca II de ciclo combinado y las centrales de turbogás Hermosillo y El Sauz, entraran en operación hasta ese año; ya que contemplaba la instalación de dos plantas turbogás más que las Prospectivas posteriores. La Prospectiva más apegada a los datos registrados por CFE es la publicada en 1999, debido a que las dos Prospectivas anteriores reportaron la instalación de proyectos en distintos años a lo acontecido.

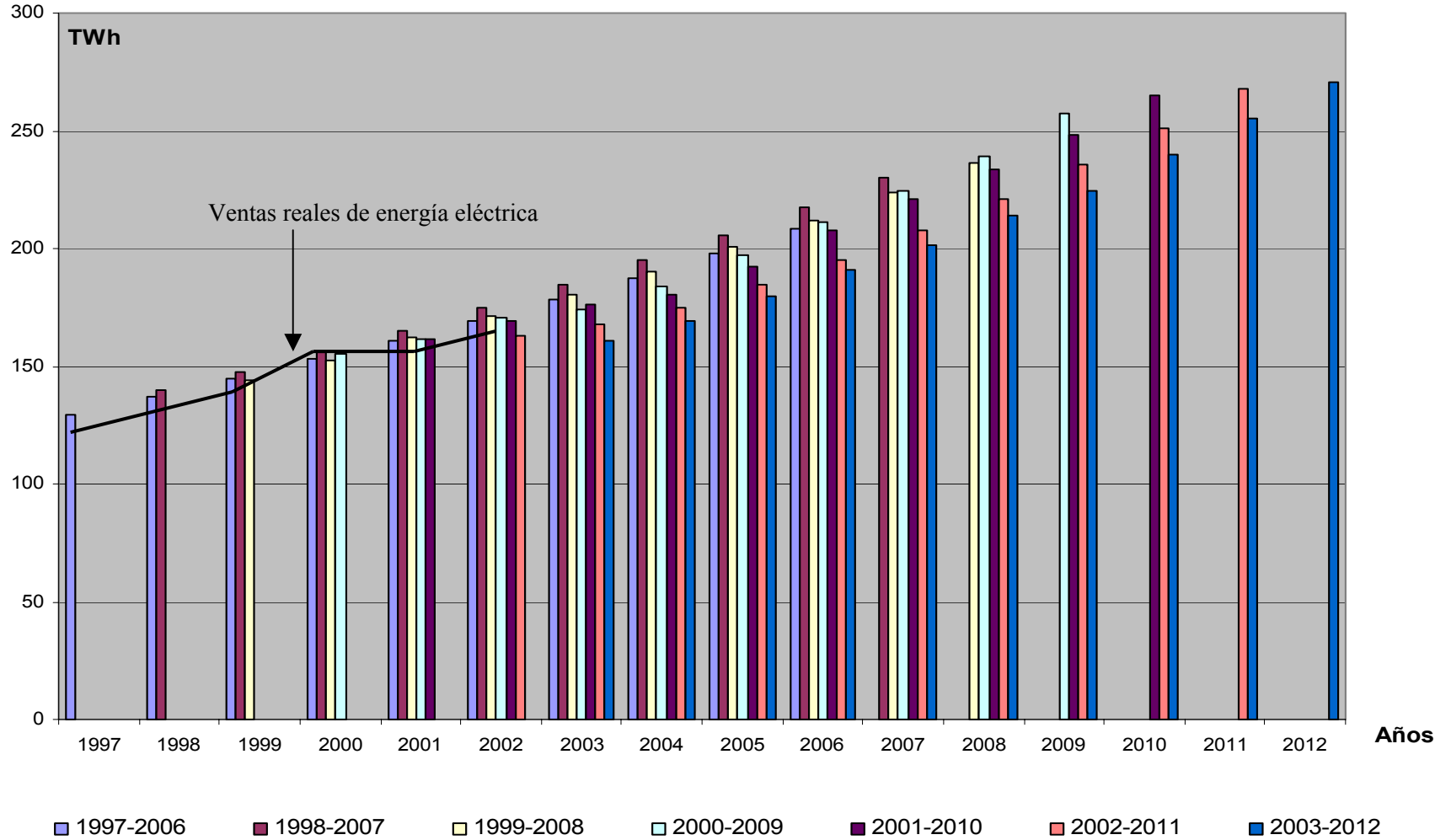


Figura III.19 Pronósticos en las ventas de energía eléctrica

Fuente: Los autores con datos de SENER (1998a, 1999a, 2000a, 2001a, 2002a, 2003a, 2004a)

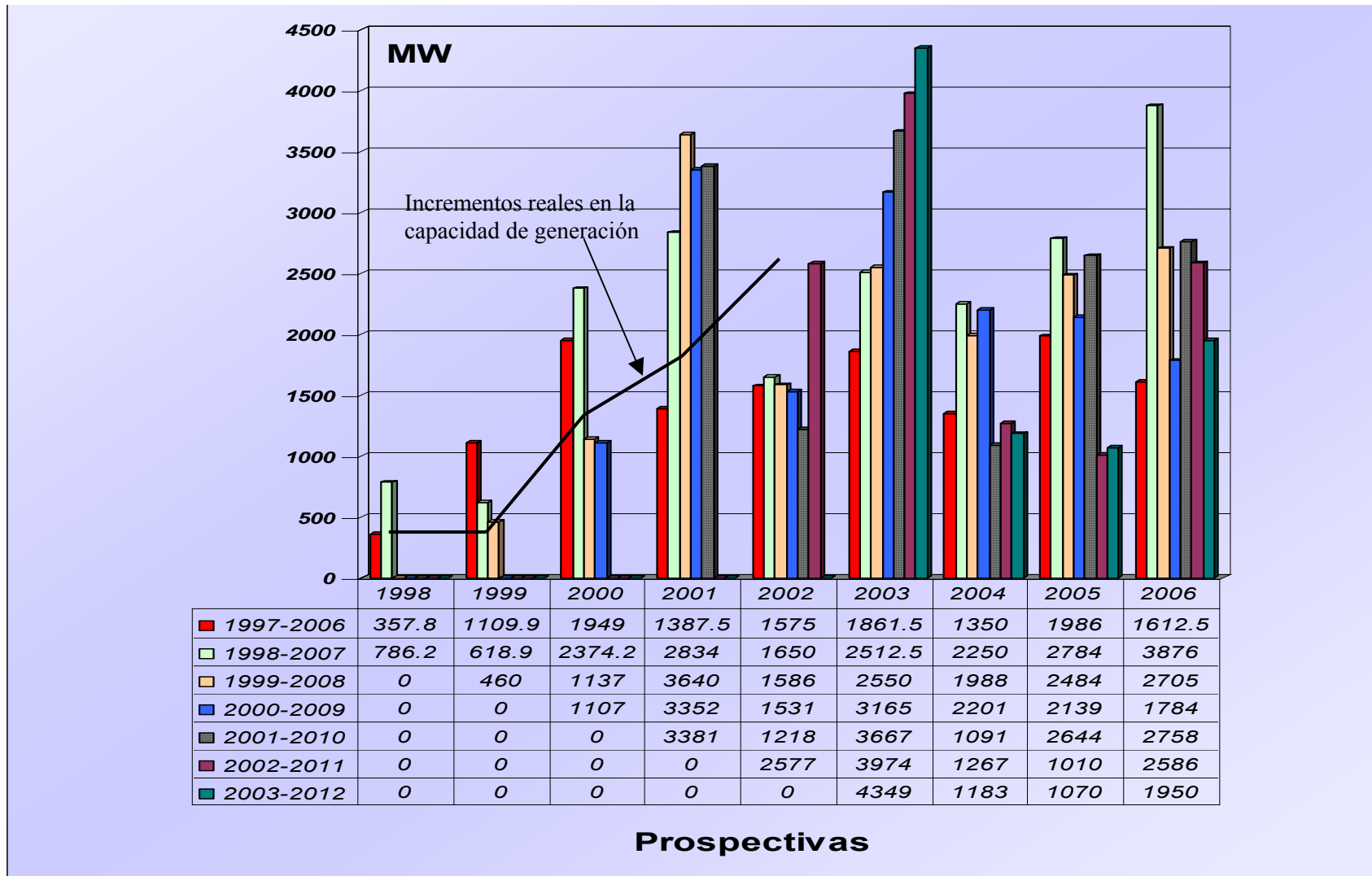


Figura III.20 Requerimientos adicionales de la capacidad de generación

Fuente: Los autores con datos de SENER (1998a, 1999a, 2000a, 2001a, 2002a, 2003a, 2004a)

Durante el año 2000, las cuatros proyecciones reportadas por parte de las Prospectivas correspondientes tuvieron variaciones importantes. La Prospectiva de 1998-2007 reportó un exceso de capacidad de 1,367 MW con respecto a la publicada en el año 2000. Este exceso se debe a que la primera de ellas esperaba la puesta en marcha de dos centrales de ciclo combinado en el norte del país, aportando aproximadamente 1,000 MW, además de proyectos de repotenciación en el Valle de México con una capacidad de 300 MW y una planta de combustión interna tipo diesel de 40 MW. Las Prospectivas 1999-2008 y 2000-2009 fueron las más cercanas a lo ocurrido, debido a que la central de ciclo combinado Chihuahua y las unidades 8 y 9 de la central Rosarito no entraron en operación.

Con respecto al año 2001, la Prospectiva 1997-2006 esperaba mucho menos aumento en la capacidad con respecto a las Prospectivas siguientes, ya que contemplaba proyectos para este año que las otras ya habían tomado en cuenta con anterioridad. Es importante destacar que para este año de planeación las Prospectivas coincidentes tuvieron datos muy distantes con respecto a los datos registrados, la menor diferencia se presenta con la de la Prospectiva de 1997-2006, la cual es 710 MW, al no considerar centrales como Tuxpan II y Presidente Juárez (ambas de ciclo combinado).

Para el año 2002, las cinco primeras Prospectivas no muestran diferencias de proyección significativas; pero esto no sucede con la Prospectiva 2002-2011 ya que ésta esperaba un incremento de 2,577 MW que es mayor comparado a los reportados en las publicaciones anteriores ya que considera la entrada de operación de las centrales de ciclo combinado de Río Bravo II y El Bajío, ambas con una capacidad de 511 MW. Para este año de planeación, fue la Prospectiva 2002-2011 la que reportó proyecciones más cercanas con respecto a los datos registrados para ese mismo año por la CFE, siendo que esta última tuvo un incremento en la capacidad de generación de 2,393 MW.

Con respecto al año 2003, las Prospectivas publicadas en los años 1997, 1998 y 1999 estimaban menor incremento en la capacidad de generación con respecto a las Prospectivas publicadas en los años 2001, 2002 y 2003. La Prospectiva 2000-2009 reportó un incremento de 3,165 MW, el cual fue el más cercano con respecto al registrado por la CFE con 3,288 MW, de los cuales, prácticamente el 100% fueron aportados por Productores Externos de Energía con centrales de ciclo combinado como Altamira III, IV y Tuxpan III, IV.

Para el periodo comprendido entre los años 2004 y 2006, la Prospectiva 1998-2007 reportó el mayor incremento en la generación con respecto a las otras, mientras que la Prospectiva 2003-2012 reportó el menor incremento. Por otra parte, todas las Prospectivas publicadas desde 1999 esperan un importante incremento en la generación debido al aumento en la capacidad de la central hidroeléctrica Chicoasén con cerca de 900 MW. La mayoría de los proyectos que se presentan en las Prospectivas se refieren a la construcción de centrales de ciclo combinado (Figura III.21). Lo anterior está definido hasta la Prospectiva 2001-2010 debido a que en la más reciente se reporta un importante programa de crecimiento basado en el uso de tecnologías que aún no están definidas, llamadas “tecnología libre”.

El término de tecnología libre se mencionó por primera vez en la Prospectiva 2001-2009, respondiendo a las nuevas condiciones a las que se enfrentaba el crecimiento del SEN. A partir de este estudio prospectivo se esperaba la mayor participación de Productores Independientes de Energía, donde éstos proponen qué tipo de tecnología utilizarán en sus centrales. Otro factor importante en la toma de decisión en el tipo de tecnología es la Generación Distribuida. Esto es aumentar la capacidad de generación en las cercanías de los principales centros de carga del país (parques industriales y zonas urbanas). Se analiza entonces el tipo de combustible que utilizará y su seguridad de suministro, además del impacto medioambiental que conlleva su uso, y las repercusiones que se tendrían por desabasto, es decir, que un número importante de centrales no sean dependientes del mismo combustible, para evitar serias contingencias.

El crecimiento de la capacidad instalada por tipo de tecnología reportado por cada Prospectiva se muestra en la Tabla III.1.

Tabla III.1. Incremento en la capacidad de generación por tipo de tecnología (cifras en MW)

Tipo de tecnología	1997-2006	1998-2007	1999-2008	2000-2009	2001-2010	2002-2011	2003-2012
Ciclo combinado	11399.6	14583.4	18917.9	23233	17369	11063	9850
Hidráulica	660	2465	2511	2516	3191	3011	2586
Dual	0	2700	0	0	0	3500	0
Geotermia	200	215	223.7	230	123	107	107
Turbogás	750	1529.4	459.9	130	217	217	429
Combustión interna	130.5	130.5	136.3	173	212	58	96
Eólica	54	0	0	0	0	50	101
Libre	0	0	0	0	3874	10858	11379
Repotenciación	0	0	0	0	272	0	0
Carbón	0	0	0	0	2100	0	700

Fuente: Los autores basados en SENER (2004a)

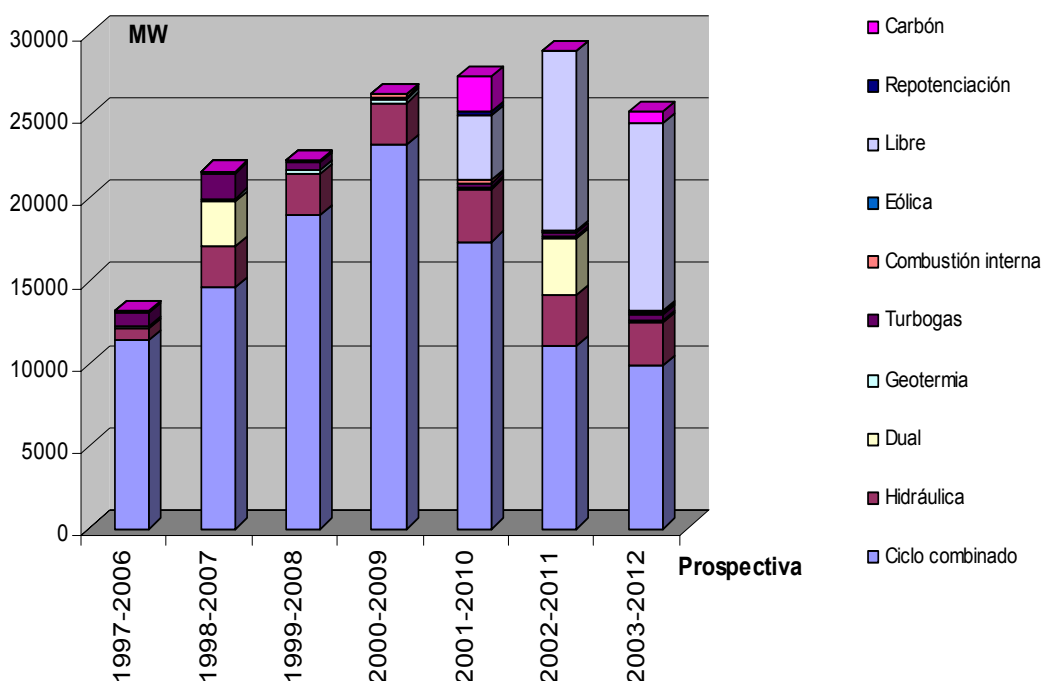


Figura III.21 Comparación en la capacidad instalada por tipo de tecnología

Fuente: Los autores basados en SENER (1998a, 1999a, 2000a, 2001a, 2002a, 2003a, 2004a)

Se postula además como segunda opción de crecimiento continuo a la generación hidráulica con las centrales del Cajón, en el estado de Nayarit, ampliación de Manuel Moreno, en el estado de Chiapas, y La Parota, en el estado de Guerrero. Las siguientes dos tecnologías con una expansión paulatina son: geotermia y turbogás. Sus crecimientos no son muy significativos; sin embargo la Prospectiva de 1999-2008 reportó el mayor crecimiento por parte de este tipo de tecnologías, esperando que en conjunto contribuyan con el 8% de la capacidad total instalada en el país.

Por motivos medioambientales, la expansión a través de centrales carboeléctricas se había visto restringida. Gracias a nuevas tecnologías para mejorar el rendimiento y garantizar una significativa disminución de emisiones de contaminantes a la atmósfera, la Prospectiva de 2001-2010 manifiesta un crecimiento de 2,100 MW en la capacidad de generación de esta tecnología, contrastando con el nulo crecimiento reportado por la mayoría de las Prospectivas.

Las centrales de tipo dual sólo aparecen en los proyectos de expansión de dos de las siete Prospectivas publicadas. De la misma forma se muestran proyectos de repotenciación de centrales en la región del centro principalmente que realizará LyFC.

Las centrales que operan con base en la combustión interna mostrarían una tendencia de crecimiento en los proyectos reportados hasta la Prospectiva 2001-2010; pero en las siguientes dos Prospectivas se redujo a la tercera parte la capacidad que se planeaba instalar.

Las centrales eólicas no reportaron planes de crecimiento en cuatro Prospectivas, no fue sino hasta la última de ellas donde se reportó el crecimiento más importante que es aproximadamente de 100 MW. Con respecto a las centrales nucleoelectricas, éstas no presentaron proyectos de crecimiento en ninguna de las Prospectivas.

Conclusiones

A partir de la Prospectiva publicada en el año 1997, y hasta la más reciente publicada en enero de 2004, se han mantenido las siguientes tendencias:

- La expansión del SEN tendrá como base la instalación de centrales de ciclo combinado.
- Habrá un aumento considerable en la demanda de gas natural
- Necesidad creciente de importación de gas natural para satisfacer la demanda.
- El uso de tecnologías que ocasionan un menor impacto ambiental.
- Disminución en la instalación de centrales térmicas convencionales.
- Fomentos e incentivos a programas de ahorro y uso eficiente de la energía.
- Desarrollo de actividades de investigación sobre el mayor aprovechamiento de fuentes renovables.
- Las proyecciones de crecimiento que se realizan son mayores que los datos observados.

Encontramos también diferencias entre las Prospectivas en cuanto a los temas de contenido así como diferentes planes de crecimiento mediante el uso de diferentes tipos de tecnología (Anexo III.4). Las principales diferencias son:

- En los documentos de Prospectiva publicados hasta el año 2004, las proyecciones esperadas de crecimiento para periodos comprendidos en los mismos años, varían considerablemente de acuerdo a cada publicación. En las proyecciones de la SENER la expansión de la capacidad instalada, a través del uso de distintos tipos de tecnología (centrales duales, eólicas y geotérmicas), se reportan considerables diferencias.
- Se proyecta el uso de distintos tipos de tecnología por Prospectiva, principalmente para las centrales duales, eólicas y geotérmicas.
- Sólo en una Prospectiva se presenta un apartado específico para analizar el crecimiento económico como determinante de la demanda de energía eléctrica.

En resumen podemos resaltar las siguientes observaciones resultan del análisis comparativo de las Prospectivas del Sector Eléctrico:

- Las Prospectivas del Sector Eléctrico muestran que el principal cambio que se espera dentro de éste es la sustitución paulatina de combustóleo por gas natural como la principal fuente de energía primaria por los motivos expuestos en éste capítulo.

- Un punto de coincidencia de las Prospectivas es que la expansión del Sector Eléctrico se sustentará en la construcción de centrales de ciclo combinado.
- Bajo la actual administración de gobierno se ha dado mayor importancia a la admisión de inversiones para obtener más recursos con el fin de poder garantizar la expansión del sector eléctrico en los siguientes años. Aumentando de esta forma la participación de los llamados PIE's.
- Dentro de los planes de expansión que reporta la CFE es necesario remarcar el aspecto de crecimiento mediante la tecnología libre, con lo cual se pretende dar mayor flexibilidad al sistema eléctrico nacional mediante la libre elección de los PIE's del tipo de tecnologías de generación y consumo de combustibles, así como también la libre elección del lugar donde se llevará acabo la instalación de la central no importando que esto implique la construcción de más líneas de transmisión para la conexión a la red nacional.
- A pesar de la medida descrita en el párrafo anterior, los PIE's presentarán preferencia por la construcción de centrales de ciclo combinado por las ventajas económicas principalmente que se reflejan en el costo del kW instalado y el periodo de construcción, ambos menores en comparación con los que se presentan en las plantas térmicas que utilizan combustóleo o carbón.
- Debido al aumento en la demanda de gas natural, el suministro de este hidrocarburo no será exclusivo de PEMEX, sino que se tendrá que cubrir por particulares a través de importaciones.
- A partir de la Prospectiva 2001-2010 se resalta la necesidad del uso eficiente y ahorro de energía para cumplir con los lineamientos de la política energética.

Capítulo 4

Demanda de gas natural para la generación de electricidad

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

4. Demanda de gas natural para la generación de electricidad.

Introducción

El mercado de gas natural continúa con un amplio potencial de crecimiento en los sectores eléctrico, petrolero e industrial. Las necesidades previstas del uso de este combustible en el SEN, marcan en gran parte la pauta que explica la evolución en la sustitución de combustóleo por gas natural. Las Prospectivas del Mercado de Gas Natural contienen un análisis de la evolución de la oferta y la demanda nacional, la capacidad existente y esperada de producción, transporte y distribución, así como las oportunidades de inversión para la utilización de este combustible principalmente dentro del Sector Eléctrico. En este capítulo trataremos especialmente lo referente al SEN del mercado de gas natural.

En la primera parte de este capítulo mostraremos el lugar que ocupa nuestro país en cuanto a reservas probadas, producción y consumo de gas natural. Con esta finalidad, abordaremos la situación mundial de este hidrocarburo, y después el caso de América Latina (por estar incluido México en esta zona), entendiendo mejor el contexto internacional de nuestro país.

En la segunda parte del capítulo analizaremos la Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2003-2012, desglosando los temas de mayor relevancia en nuestro estudio. La finalidad de conocer el contenido de la Prospectiva publicada en enero de 2004, es conocer las proyecciones efectuadas en el año 2003, con base en la situación vigente entonces.

La tercera parte de este capítulo es una comparación entre las Prospectivas publicadas desde finales de 1997 hasta enero de 2004. Esta comparación entre proyecciones se realizará anualmente y en periodos que comprendan los mismos años en cada Prospectiva. En el caso de que se cuente con datos registrados se comparará la estimación realizada con el valor real.

4.1 Panorama mundial del gas natural

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos constituida principalmente por metano (CH_4) que se encuentra en los yacimientos, en solución o en fase gaseosa con el crudo, o bien en yacimientos que no contienen petróleo. Puede incluir algunas impurezas o sustancias que no son hidrocarburos (ácido sulfhídrico, nitrógeno o dióxido de carbono).

La situación actual del consumo de este energético en el ámbito internacional tiene una proyección de crecimiento que se estima crecerá hasta el 29% en 2020 a nivel mundial (Figura IV.1). El gas natural, es la fuente de energía primaria de más rápido crecimiento en los años recientes y continuará con esta tendencia debido a que la mayoría de los sectores eléctricos en el mundo optarán por la construcción de centrales de ciclo combinado para su expansión.

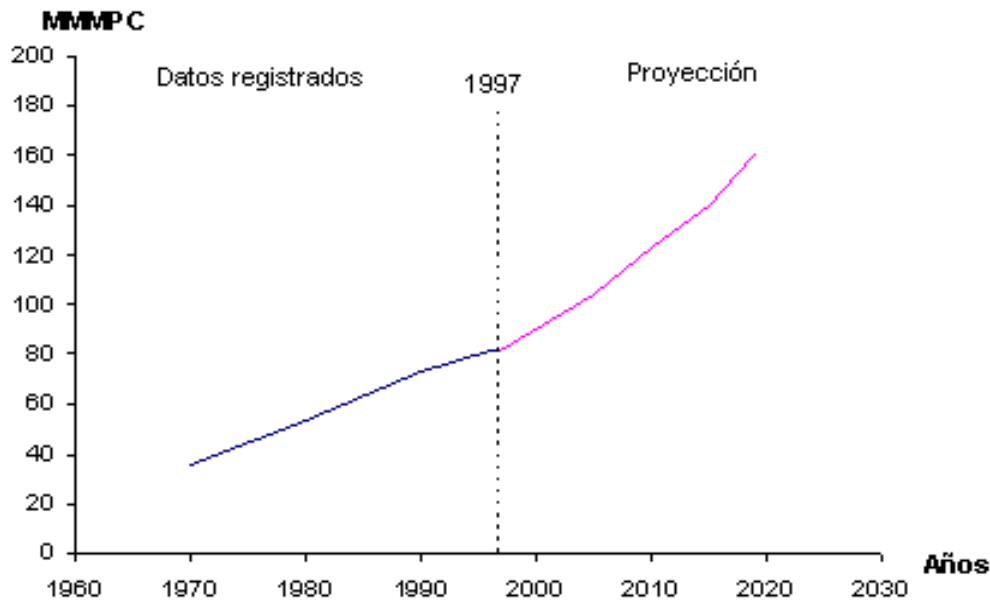


Figura IV.1 Proyección del consumo mundial de gas natural

Fuente: Los autores con datos de OLADE (2002)

A nivel mundial existe interés de las compañías petroleras para buscar nuevos yacimientos de gas natural, para satisfacer las demandas de las centrales térmicas que utilizan este hidrocarburo, destacando a las de ciclo combinado.

Las turbinas de gas operando en ciclo combinado en las plantas de generación, ofrecen actualmente la más alta eficiencia, periodos cortos de construcción, bajos costos de inversión y además el gas natural es ambientalmente atractivo pues emite menos dióxido de sulfuro, dióxido de carbono, y menos contaminantes que el petróleo y el carbón.

En los países industrializados, dadas estas ventajas económicas y ambientales la proyección de crecimiento en su consumo es la más alta entre los combustibles tradicionales. Para los países en desarrollo, se espera que el gas natural, se utilice para la generación eléctrica y otros usos tales como gas para consumo doméstico, combustible para la industria y para el transporte

4.1.1 Producción y reservas mundiales de gas natural

Las mayores reservas de gas natural en el mundo se encuentran en las regiones de Medio Oriente y en la Ex Unión Soviética que en conjunto representan el 72% de las reservas totales a nivel mundial. Gracias a proyectos de exploración y el desarrollo de nuevas tecnología se han podido localizar nuevos yacimientos de gas con lo cual el margen de reserva ha incrementado notablemente en los últimos años (Figura IV.2).

Debido a los altos requerimientos de tecnología, o a una baja demanda local algunas regiones con grandes reservas de gas no tienen una elevada producción, como es el caso de Medio Oriente, ya que cuenta con el 36% de las reservas mundiales, pero sólo cuenta con el 9.1% de producción.

En cambio, regiones donde se encuentran países altamente industrializados el porcentaje de producción es mucho mayor con respecto al de reservas. Tal es el caso de Norte América¹ donde se concentra el 4.3% de las reservas mundiales; pero a su vez concentra el 28.9% de la producción a nivel mundial siendo éste el más alto junto con el porcentaje de producción de la Ex Unión Soviética.

¹ De acuerdo con las estadísticas de la OLADE México no se incluye en la región de Norte América, sino en América Latina.

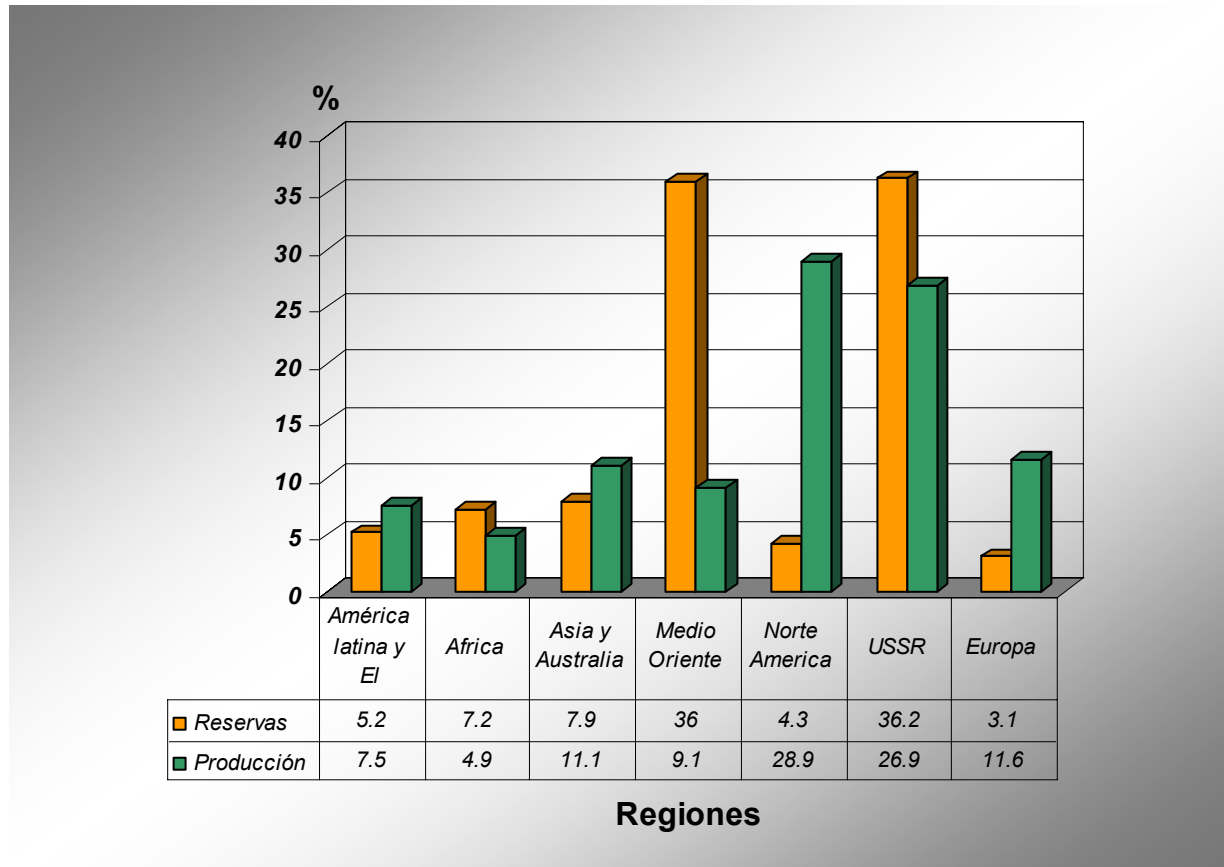


Figura IV.2 Reservas y producción mundiales de gas natural

Fuente: Los autores con datos de OLADE (2002)

4.1.2 Situación del gas natural en América latina

En la región de América Latina se encuentra el 5.2% de las reservas y el 7.5% de la producción a nivel mundial (Figura IV.3). Los países con el mayor porcentaje de reservas probadas de esta zona son Venezuela y México los cuales poseen el 51.8% y 13.6% respectivamente.

Los mercados de gas natural de los países que se encuentran en la zona de América Central son poco representativos con respecto a las reservas regionales, ya que países como Barbados, Ecuador y Guatemala, en conjunto poseen el 0.37% total de la región de América Latina.

Los países con los mercados más representativos de América del Sur sin considerar a Venezuela, son: Argentina, Bolivia y Brasil, que en conjunto representan el 21.68% del total en América Latina. Por su parte, Trinidad y Tobago es el país más representativo de la zona del Caribe con una aportación de 6.87% a las reservas regionales.

Los niveles en las reservas probadas en la región no contemplan un crecimiento significativo, debido a que los recursos que se requerirían para ello son muy elevados, tanto económica como tecnológicamente y puesto que los países que conforman América Latina se encuentran en vías de desarrollo, dichas expectativas de exploración son limitadas.

Las reservas que se tienen por país y la producción dependen de la fortaleza de la infraestructura para obtener dicho energético. Dentro de la región, México cuenta con mayores posibilidades de explotación, aún cuando no es el que cuenta con las mayores reservas probadas. La situación de Argentina es similar a la de México, ya que cuenta con menores reservas que este último; sin embargo, su porcentaje de producción del energético es el segundo a nivel regional.

Los niveles de producción de gas natural en Venezuela son los necesarios considerando consumo interno y exportación, aunque ésta última sea difícil por no contar con gasoductos. Lo anterior se debe principalmente por falta de impulso a los proyectos de infraestructura ocasionados por problemas políticos y al abandono de proyectos de explotación. Por otro lado, países como Chile y Cuba con bajas reservas de hidrocarburos, han optado por tener una expansión a través del gas natural, coincidiendo con la tendencia mundial, ocasionando que tengan una mayor producción que países como Ecuador, Guatemala y Barbados.

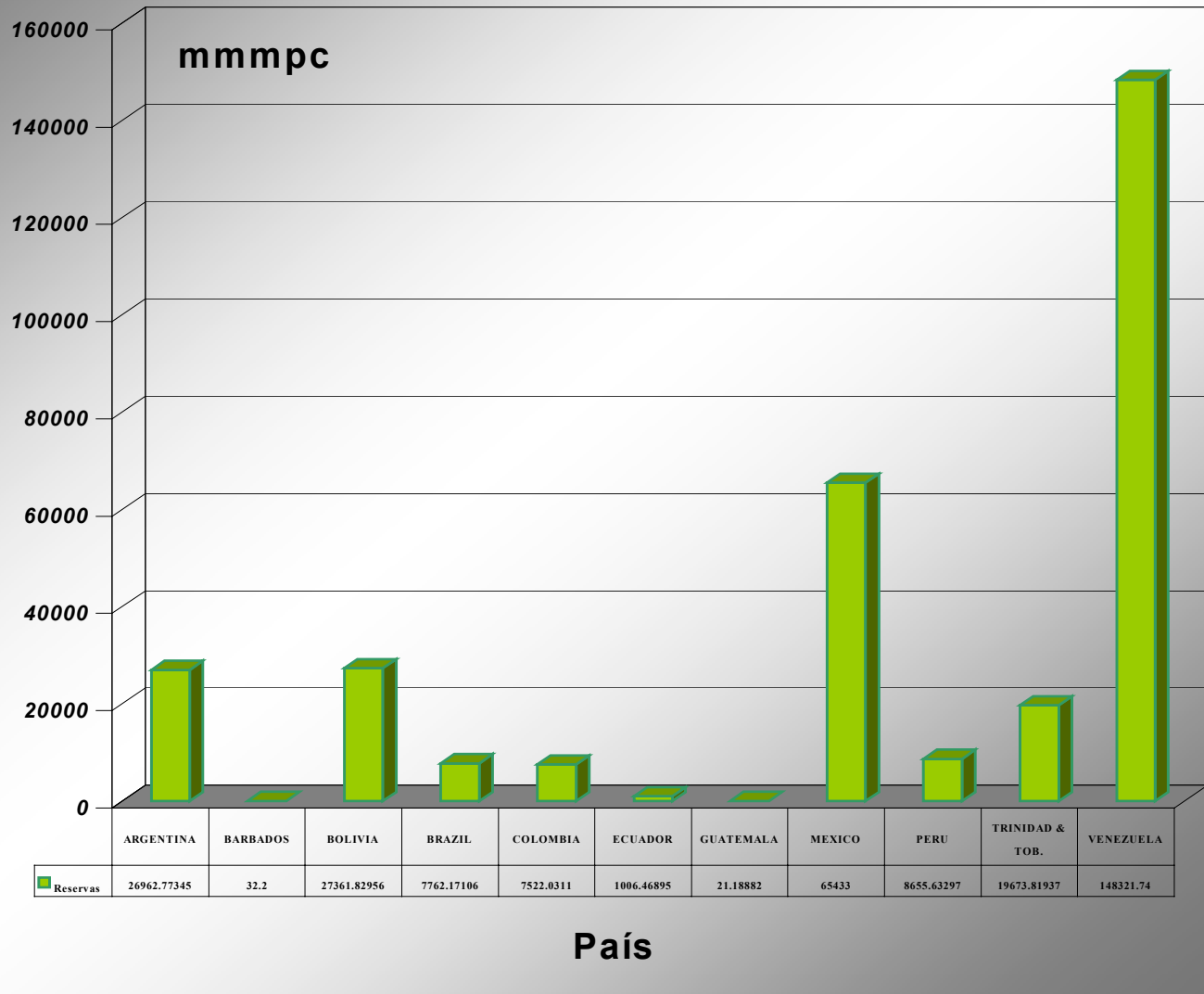


Figura IV.3 Reservas probadas de gas natural en América Latina

Fuente: Los autores con datos de OLADE (2002)

Es importante mencionar que países de esta región cuentan con proyectos de exportación de entre los cuales destacan los siguientes:

- Cerca del 80% de la producción de Trinidad y Tobago será destinada para consumo de Estados Unidos, mientras que el porcentaje restante lo consumirán España y Puerto Rico.

- El 76% de la producción total de gas natural en Perú se destinará a exportaciones para México y Estados Unidos, el porcentaje restante se utilizará para consumo interno.
- Bolivia tiene planes de construir dos terminales de licuefacción destinadas a exportar gas natural licuado a México y Estados Unidos.

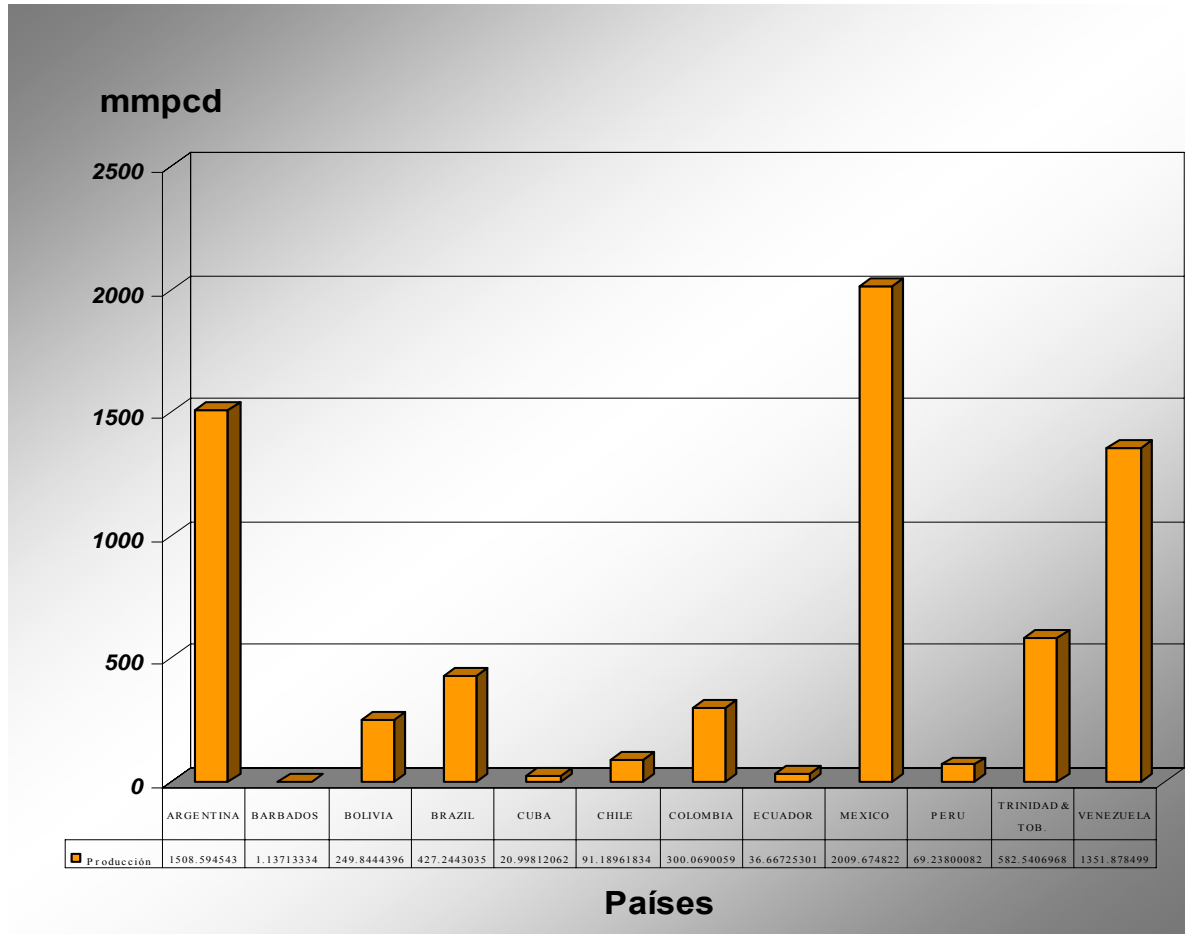


Figura IV.4 Producción de gas natural en América Latina

Fuente: Los autores con datos de la OLADE (2002)

4.2 Mercado del Gas Natural en México 1991-2002

4.2.1 Oferta de gas natural

En México más del 80% del gas natural se encuentra asociado al petróleo, es decir, se obtiene conjuntamente con la extracción de petróleo crudo. Lo anterior presenta inconvenientes debido a que la producción de éste tipo de gas requiere de mayores inversiones, así como también de mayor tiempo de desarrollo de los campos de producción, además de presentar algunas restricciones derivadas de los acuerdos comerciales que existen para la extracción de petróleo crudo. Debido a lo anterior la producción de éste tipo de gas ha presentado un incremento poco representativo en los últimos años.

El 20% restante de gas natural es no asociado, es decir, es extraído de yacimientos que no contienen petróleo crudo. La producción de gas no asociado presenta ventajas respecto a la anterior debido a que no requiere de una gran infraestructura además de que gran porcentaje es de tipo seco, es decir, no requiere del proceso de extracción de los hidrocarburos líquidos y de compuestos de azufre que lo constituyen; y debido a esto, se puede incorporar directamente al consumo. Como resultado de lo anterior la producción de gas natural no asociado se ha incrementado considerablemente en la última década principalmente en la Cuenca de Burgos.

La entrega de gas natural que realiza PEMEX Exploración Producción (PEP) a los centros procesadores de gas y directo a los gasoductos se mostró sin variaciones significativas en el periodo comprendido por los años de 1991-1995 en el cual se mantuvo prácticamente constante (Figura IV.5). A partir del año 1996 y hasta el año 2002 mostró un pequeño incremento. Las entregas de gas natural durante el periodo 1991-2002 mostraron una tasa de crecimiento del 3.4% anual. Por su parte, la extracción de gas natural seco ha tomado cada vez mayor importancia. Por el desarrollo de nuevos campos en el noreste del país.

Sin embargo, en el transcurso de los siguientes años se espera que la entrega de gas natural crezca debido a la instalación de nuevos centros de procesamiento, los cuales estarán ubicados principalmente en la zona Sureste del país. Dentro de los centros de procesamiento más importantes de México se encuentran los Complejos de Cactus, Nuevo PEMEX y Ciudad PEMEX, que en conjunto procesan la mayor parte del gas natural extraído por PEP.



Figura IV.5 Entrega de gas natural de PEP a PGPB, 1991-2002

Fuente: Los autores con datos de SENER (2004b)

4.2.2 Demanda de gas natural

4.2.2.1 Consumo nacional de gas natural por sector

En México el principal consumidor de gas natural es el sector petrolero debido a que ha incrementado el uso de este combustible para satisfacer las demandas de la maquinaria utilizada para la extracción de petróleo crudo y gas, además de la necesidad de sustitución de gas por el combustóleo que se utiliza en la mayoría de calderas, quemadores y hornos, principalmente en zonas críticas como consecuencia de lineamientos ambientales (Figura IV.6).

El Sector Eléctrico se posiciona como el segundo consumidor de gas natural a nivel nacional. En tercer lugar se encuentra el sector Industrial con un consumo del 26%, que es resultado principalmente de las especificaciones técnicas del equipo que se utiliza actualmente en la industria; ya que de acuerdo a las normas ambientales en vigor y los cambios previstos en estas, tiene como base la implementación de tecnologías que disminuyan las emisiones de contaminantes.

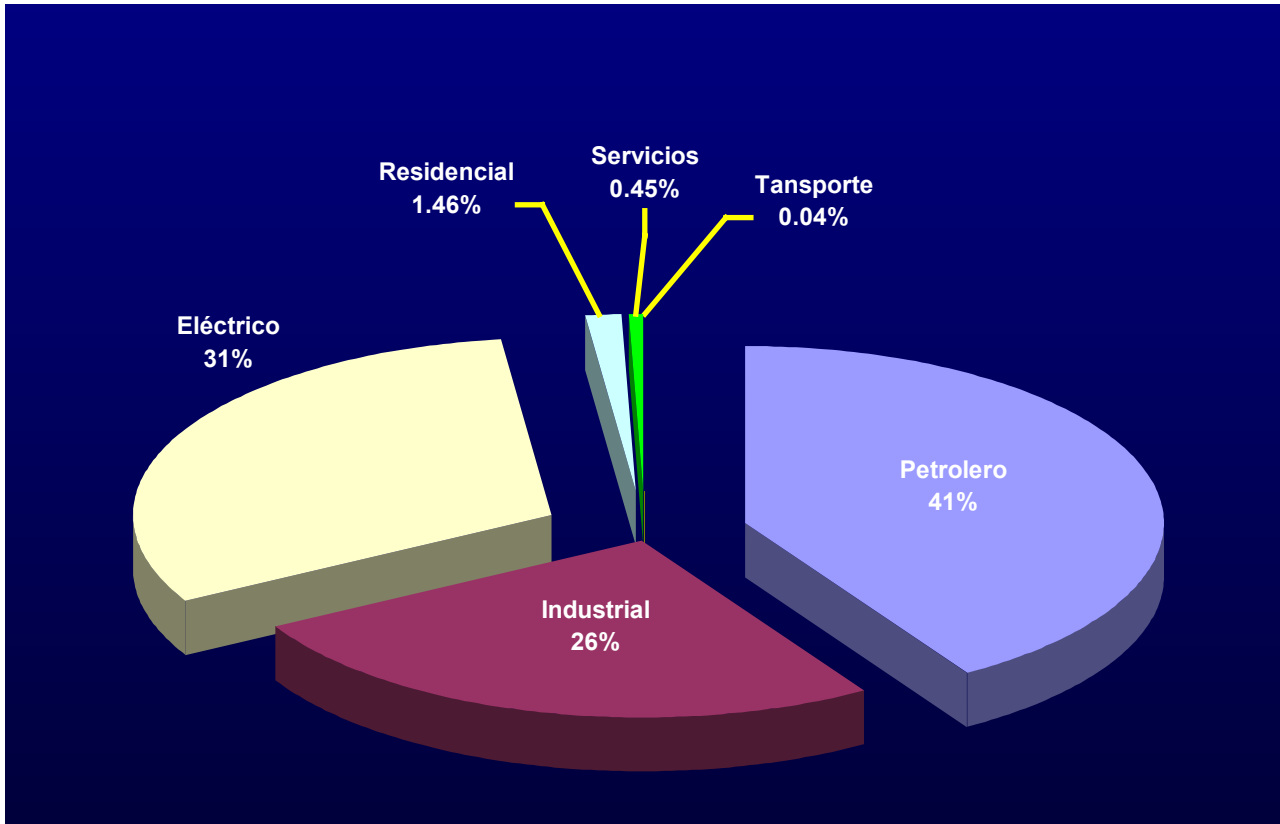


Figura IV.6 Consumo de gas natural por sector 1993-2002

Fuente: Los autores con datos de SENER (2004 b)

Por su parte los sectores Residencial y de Servicios, han tenido una expansión importante gracias a la construcción de redes de distribución en zonas urbanas para el suministro de gas natural al mayor número de usuarios posible como sustituto de los combustibles utilizados naturalmente, como es el GLP.

Por último el sector Transporte aún con su bajo consumo, prevé una expansión importante al instalar estaciones de servicio que suministren gas natural comprimido a vehículos de uso intensivo, con el propósito de reducir los índices de contaminación en las zonas urbanas, como es el caso de la Ciudad de México. Según lo anterior, una de las principales razones del cambio de combustibles derivados del petróleo por gas natural responde al cumplimiento que todos los sectores deben observar de las normas medioambientales.

4.2.2.2 Evolución en el consumo de gas natural por parte del Sector Eléctrico.

La demanda de gas natural para la generación de electricidad se ha incrementado en más de tres veces a partir del año 1991 y hasta el 2002, satisfaciendo en el incremento de la capacidad instalada de 14,381 MW (Figura IV.7). Esto se debe principalmente al programa de expansión del sector eléctrico que se basa en la instalación de centrales de ciclo combinado que utilizan gas natural.

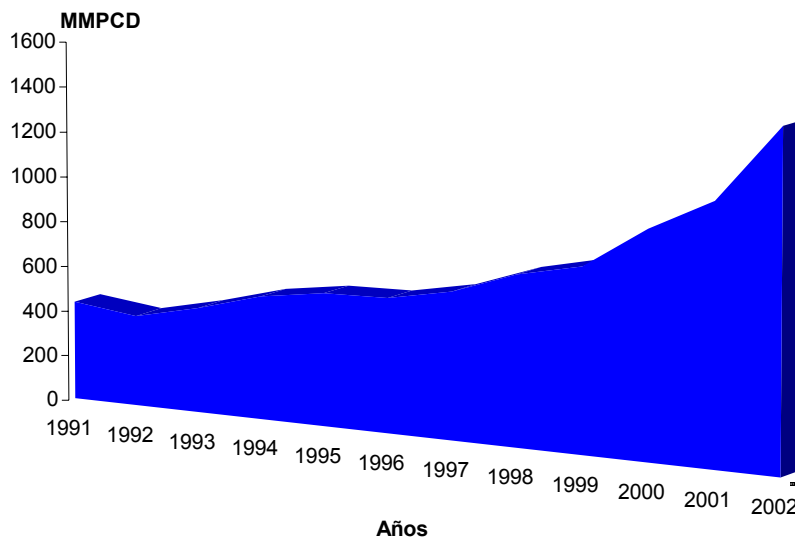


Figura IV.7 Demanda de gas natural por el Sector Eléctrico

Fuente: Los autores con datos de SENER (2004b)

Desde el año 1991 y hasta 1999 el crecimiento en la demanda no tuvo un dinamismo como en los años posteriores, ya que en este período se logró un crecimiento acumulado de 90%. Cambios importantes fueron los que se registraron entre los años 1999-2000, así como también entre 2001-2002 con incrementos en la demanda de 23% y 30% respectivamente, logrando tener un crecimiento acumulado de 83 % en sólo 3 años.

Dentro del sector eléctrico, las regiones que tienen un mayor consumo son la Sur-Sureste y la Noreste debido a que en estas regiones se concentra el 64% de la capacidad de generación mediante las centrales que utilizan gas natural como combustible, con lo cual reportan el 58% del consumo de gas de este sector a nivel nacional (Figura IV.8). Las regiones del Centro y Noroeste tienen el 25% de este tipo de centrales

y 28% del consumo. Lo anterior a pesar de que en estas regiones el incremento en el número de centrales eléctricas tanto de ciclo combinado como de turbogás no tuvo un dinamismo comparable con el de otras regiones. La región Centro-Occidente es la que tiene el menor consumo a nivel nacional con el 12.7% de la capacidad de generación con base en el gas natural; sin embargo, fue la región que tuvo mayor crecimiento en cuanto al consumo de este hidrocarburo aumentado casi ocho veces desde el año 1992 hasta el 2002.

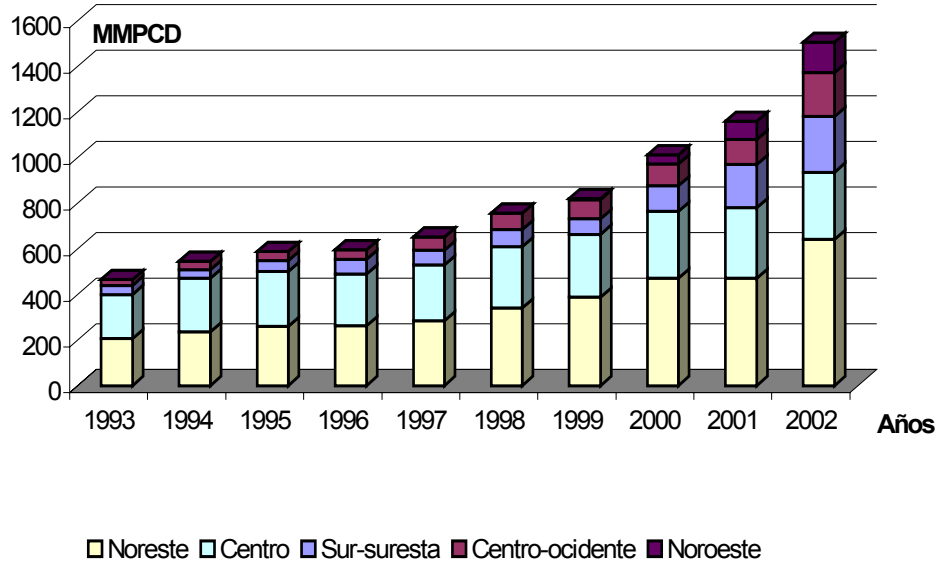


Figura IV.8 Consumo regional de gas natural por el Sector Eléctrico

Fuente: Los autores con datos de SENER (2004 b)

4.3 Prospectiva del mercado de gas natural 2003-2012

4.3.1 Disposiciones del Reglamento de Gas Natural

El Reglamento de Gas Natural se deriva de la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, que establece en su Artículo cuarto se permite el acceso al mercado del gas natural a los inversionistas de los sectores social y privado a partir de 1995.

El Reglamento de Gas Natural tiene por objeto regular las ventas de primera mano, las actividades y servicios en materia de gas natural que no formen parte de la industria petrolera, a efecto de asegurar el suministro eficiente del combustible. El Reglamento está comprendido por capítulos relativos a

disposiciones generales; ventas de primera mano, otorgamiento de permisos para las actividades reguladas, la transferencia, modificación, extinción y renovación de los mismos; prestación de los servicios; tarifas; precio de venta al usuario final; transporte y almacenamiento para usos propios; sanciones y disposiciones finales.

El Capítulo X del Reglamento titulado “*Disposiciones finales*”, en su Artículo 109, referente a la información y prospectiva establece que:

“La Secretaría de Energía publicará anualmente un documento de prospectiva sobre el comportamiento del mercado nacional de gas. Este documento deberá elaborarse con rigor metodológico y a partir de la información más actualizada y confiable.

La prospectiva deberá describir y analizar, para un periodo de diez años, las necesidades previsibles del país en materia de gas y comprenderá:

I. La evolución futura de la demanda nacional y regional;

II. La capacidad de producción existente y esperada, y

III. La capacidad de transporte y distribución existente, así como las necesidades de expansión, rehabilitación, modernización, sustitución o interconexión de capacidad”.

4.3.2 Expectativas de crecimiento económico

Las expectativas de crecimiento en la demanda de gas natural en México se apoyan en la política energética de promover el uso de gas natural por ser un combustible eficiente y con ventajas que contribuyen al cuidado del medioambiente. La combinación de estos factores y el crecimiento del Producto Interno Bruto nacional marcarán el comportamiento futuro del mercado de gas natural.

El pronóstico de la demanda de gas natural considera datos históricos de la demanda de cada sector cuyo comportamiento se proyecta desarrollando escenarios sobre el crecimiento de la actividad económica y la población y sobre los precios relativos de los energéticos, así como también se utiliza información sobre los cambios estructurales previstos como son la entrada en vigor de normas ambientales más estrictas y los planes de expansión en la generación de energía eléctrica.

El análisis de la oferta y demanda de gas natural se presenta en tres escenarios, cada uno con diferentes expectativas de crecimiento asociadas al Producto Interno Bruto nacional; esto quiere decir que cada escenario considera un rango diferente de la posible evolución de la demanda de gas natural.

4.3.3 Consumo nacional de gas natural

La Prospectiva del mercado nacional de gas natural reporta que la demanda de este energético mantendrá la tendencia de crecimiento, aumentando para el periodo de planeación 2003-2012 casi al doble con respecto a la demanda reportada en el año 2002. En ese mismo año, el sector con mayor consumo de gas natural fue el sector petrolero; pero se espera que este lugar sea ocupado por el sector eléctrico aproximadamente para el año 2008, convirtiéndose de esta forma en el principal sector demandante del energético. Lo anterior marcará una tendencia que se espera se mantenga para el período de planeación que finaliza en el año 2012 (Figura IV.9).

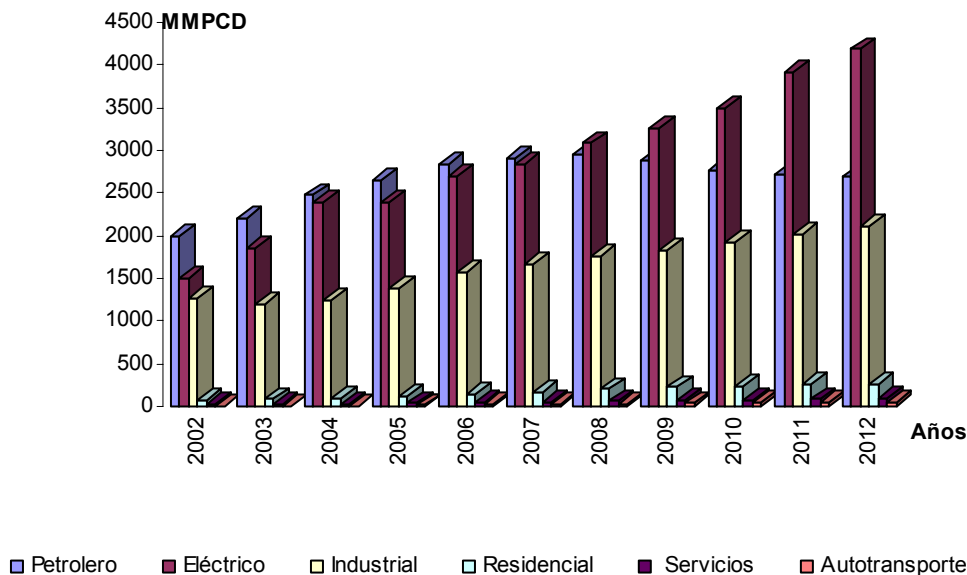


Figura IV.9 Evolución en la demanda de gas natural por sector, 2003-2012

Fuente: Los autores con datos de SENER (2004b)

La región con una tasa mayor de crecimiento será la región Noroeste cuya demanda crecerá poco más de cuatro veces en el período de planeación; sin embargo, el suministro se basará principalmente en las importaciones de Estados Unidos y la instalación de una central regasificadora de gas natural licuado en

Altamira. En segundo lugar, las regiones de mayor crecimiento serán Centro-Occidente cuya demanda se incrementará más del doble y la región Centro presentará una tendencia similar de crecimiento.

La distribución en el consumo de acuerdo a la región estadística estará condicionada a la mayor implementación de tecnologías que usen este hidrocarburo (Figura IV.10). Cabe destacar que el desarrollo tecnológico que contempla el mayor consumo es el de las centrales de ciclo combinado para la generación de electricidad. La región con el mayor consumo para el periodo de planeación es la región Sur-Sureste; aumentando más del 75% su consumo, con respecto al último dato registrado (2002), este consumo se basa en la satisfacción de los requerimientos por parte del sector petrolero.

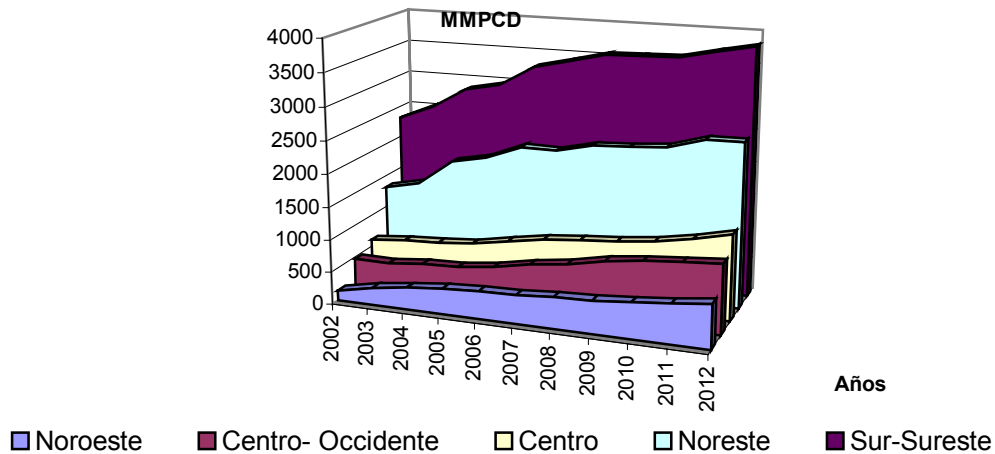


Figura IV.10 Evolución en el consumo de gas natural por región, 2002-2012

Fuente: Los autores con datos de SENER (2004b).

La segunda región que tiene una importante proyección de crecimiento es la Nordeste, puesto que también posee importantes campos petroleros tanto en el norte de Veracruz como en Tamaulipas; además de que en dicha región se espera la construcción de un gran número de centrales de ciclo combinado, como son: Tuxpan II y III, Altamira III y IV, entre otras.

El consumo de la región Centro se incrementará a más del doble respondiendo de esta forma a la necesidad de sustitución de combustibles que ocasionen un menor impacto al medio ambiente. Industrias como llanteras o de plásticos han tenido que abandonar la región por sus altas emisiones de contaminantes

a la atmósfera y otro tipo de industrias han optado por el cambio de combustibles para alimentar a sus calderas y quemadores principalmente.

4.3.4 Consumo de gas natural para la generación de electricidad 2003-2012

4.3.4.1 Evolución en el consumo de combustibles por parte del Sector Eléctrico Nacional

El consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica está estrechamente relacionado con el cumplimiento de normas ambientales marcando una tendencia hacia la utilización de combustibles que provoquen el menor número de emisiones de partículas contaminantes al ambiente. Al final del año 2002, el combustible más utilizado para la generación de electricidad fue el combustóleo, seguido por el gas natural y el carbón. Al final del año 2012 el combustible más utilizado será el gas natural desplazando al combustóleo (Figura IV.11).

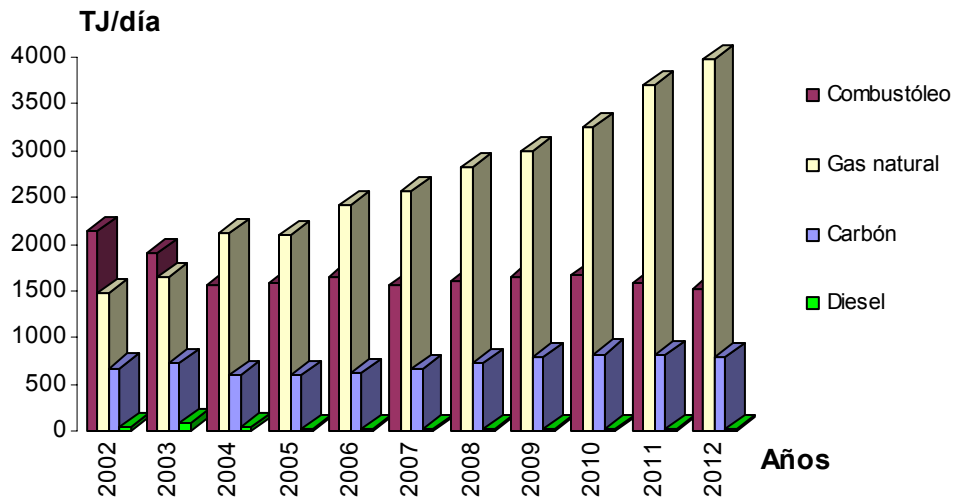


Figura IV.11 Evolución en el uso de combustibles por el Sector Eléctrico, 2002-2012

Fuente: Los autores con datos de SENER (2004b)

El gas natural adquiere una gran importancia debido a que las centrales que lo utilizan operan dentro de las normativas medioambientales, cuentan con alta eficiencia en su operación, el período de construcción de las centrales es reducido comparado con otro tipo de centrales como las hidroeléctricas o térmicas convencionales, además de contar con una capacidad de generación considerable. Como consecuencia de lo anterior, la demanda de gas natural por parte del Sector Eléctrico crecerá influyendo así en la ubicación de las plantas, por ejemplo en las cercanías del gasoducto que va de Ciudad PEMEX a la frontera noreste del país; sin embargo, PEMEX no será capaz de abastecer todas las centrales, ocasionando un alza en las importaciones.

Las proyecciones que están incluidas en la más reciente de las Prospectivas contemplan que la demanda de gas natural para generar energía eléctrica prácticamente se triplicará al final del año 2012. Este crecimiento considera el consumo que se tendrá por parte de las empresas públicas CFE y LyFC, así como también por los productores independientes de energía. La CFE fue la principal consumidora de gas natural en el año 2002 (Figura IV.12). No obstante, las proyecciones indican que sufrirá una disminución la cual tendrá como resultado que a finales del año 2012 sólo consuma el 19% del gas natural destinado para la generación de energía eléctrica. Por su parte, los productores independientes de energía tendrán un enorme dinamismo de crecimiento en el consumo de este energético al presentar una tasa de crecimiento promedio anual de 21.7%, logrando de esta manera ser los principales consumidores de gas natural en el sector eléctrico a finales del año 2012.



Figura IV.12 Consumo de gas natural para la generación de electricidad 2002 vs. 2012

Fuente: Los autores con datos de SENER (2004b).

Las proyecciones respecto al consumo regional de gas natural muestran importantes incrementos (Figura IV.13). La región Noreste duplicará su consumo manteniéndose de esta forma como la región con mayor consumo a nivel nacional junto con la región Sur-Sureste que en conjunto consumirán el 60% de gas natural destinado a la generación de electricidad.

La región Centro duplicará su consumo mientras que el incremento más importante se registrará en la región Centro-Occidente ya que crecerá más de tres veces con respecto al registrado en el año 2002. Por su parte, la región Noroeste incrementará su consumo logrando así consumir el 11% del gas natural a nivel nacional, no obstante continuará siendo el consumo regional más bajo.

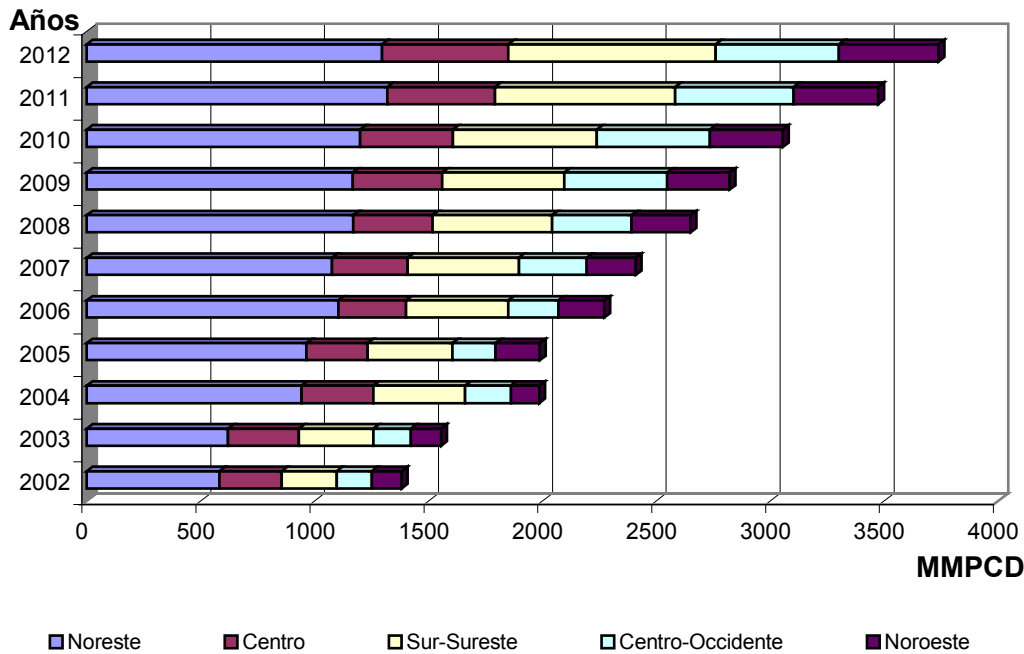


Figura IV.13 Evolución esperada del consumo de gas natural por parte del Sector Eléctrico, 2002-2012

Fuente: Los autores con datos de SENER (2004b).

4.4 Análisis comparativo de las Prospectivas del Mercado de Gas Natural desde 1997 hasta 2002.

Las proyecciones en la demanda de gas natural muestran marcadas diferencias con respecto a cada Prospectiva (Figura IV.14).

Durante los cuatro primeros años de su período de planeación la Prospectiva publicada por la SENER en el año 1997, mostró una tendencia de crecimiento, ya que consideraba que el avance de los proyectos y su conclusión se realizarían de acuerdo con los planes trazados. No se consideraron todas las implicaciones de sustentar el crecimiento del SEN en la instalación y operación de centrales que utilizan gas natural como energético primario. Al incrementarse considerablemente la demanda de gas natural, el mercado internacional marcó una clara tendencia de incremento en los precios de este combustible. Para la determinación de esta tendencia intervienen factores como las reservas probadas del combustible, posibilidades reales de explotación y la relación costo-beneficio para su uso en centrales eléctricas.

Las Prospectivas coincidentes para el período 1998 - 2001, trazaron un crecimiento moderado con respecto a la primera publicación. Esta disminución corresponde al hecho de contemplar los factores ya mencionados. De las cuatro Prospectivas coincidentes, la que proyectó un menor crecimiento del mercado fue la Prospectiva 1999-2008.

Contrastante con el bajo crecimiento esperado de la publicación del año 1998, la Prospectiva 2000-2009 proyecta un mayor dinamismo de crecimiento con respecto al período comprendido entre los años 2002-2006. No obstante, las siguientes Prospectivas, para un mismo período de planeación, muestran cambios notables que se reflejan en la menor demanda contenida en sus proyecciones respondiendo de esta manera a la inestabilidad en el futuro del gas natural. Esto se deriva de no tener certeza en el suministro de este combustible, como ya lo había señalado el ex – Director General de PEMEX Adrián Lajous, y a los precios unitarios de este combustible observados en el mercado internacional. Las situaciones anteriores, así como también la información disponible en el momento, fueron consideradas por la SENER para elaborar los escenarios de planeación para las Prospectivas a partir del año 2002.

Uno de los factores que se debe considerar ampliamente para explicar la diferencia entre las proyecciones planteadas por las Prospectivas es la evolución de las reservas totales de gas natural debido a que éstas han sufrido importantes variaciones a lo largo de los planes reportados en las publicaciones de la SENER. Las primeras dos Prospectivas reportaron que México contaba con reservas de aproximadamente 65 mil

millones de pies cúbicos (mmmpc) de gas natural seco. Posteriormente esta cifra disminuyó súbitamente según se reportó en las siguientes Prospectivas, reduciéndose las reservas totales de gas natural seco a 30 mmmpc. Esta última cifra se mantuvo para el período 2000-2002; pero según datos que aparecen en la más reciente Prospectiva que corresponde a los años 2003-2012 México cuenta con reservas de gas natural seco de aproximadamente 15 mmmpc.

Es importante mencionar que cada Prospectiva realiza sus estudios de crecimiento con base en el escenario y las condiciones actuales con respecto al año de publicación, es por esto, que existen diferencia entre los planes trazados, principalmente en los aspectos de crecimiento de la demanda.

- Existe una gran diferencia entre las proyecciones de la demanda de gas natural seco ya que la Prospectiva 1997-2006 estimó la demanda de gas más alta para el período de comparación de 1997-2000. Lo anterior es consecuencia de la demanda por parte del sector eléctrico debido a la construcción de centrales generadoras con tecnología de ciclo combinado, además de razones ambientales con el objetivo de cumplir con la norma NOM-085-ECOL-1994 y NOM-086-ECOL-1994 que obligan al Sector Eléctrico Nacional a reducir las emisiones de contaminantes al ambiente, principalmente NOx y SOx. Sin embargo, centrales que se tenían contempladas en los planes de la primera Prospectiva para operar con ciclo combinado como Lerma y Nachi-Cocom no han sufrido cambios en su infraestructura para utilizar gas natural. En el caso de la central Nachi-Cocom la única modificación ha sido el incremento de su capacidad a través de nuevas unidades añadidas de turbogás.
- La Prospectiva de menor índice de crecimiento para el período en que concuerdan las siete publicaciones es la correspondiente a los años 1999-2008. Su ritmo de crecimiento fue el más bajo para el período 1999-2001 debido principalmente a no contar con la certeza por parte de generadores de electricidad para concertar proyectos de construcción de nuevas centrales de generación o incrementos en la capacidad de las ya existentes.
- Importantes diferencias se encuentran en las proyecciones de la demanda de gas natural para cada región del país. La demanda planeada para la región Sur-Sureste por la Prospectiva 1997-2006 mostró un crecimiento importante; sin embargo, las siguientes publicaciones no contemplan demanda alguna para el mismo período de planeación en esta región. Además de la región Sur-Sureste, para la región Centro la misma Prospectiva reportó casi el doble de la demanda prevista por las siguientes publicaciones. Además para el año 2000 las estimaciones realizadas por las

Prospectivas de los periodos de 1998-2007 y 1999-2008, representan 75% de la demanda total que había proyectado la primera Prospectiva.

- En el período de planeación comprendido entre los años 2001-2006 la Prospectiva 2000-2009 planeó el mayor índice de crecimiento de la demanda de gas natural por parte de SEN alcanzando el máximo de la demanda para el año 2006, y para este mismo año la Prospectiva 2002-2011 fue la que reportó el menor incremento en la demanda de este energético.
- Dentro del período que incluye las proyecciones de las Prospectivas 2000-2009 y 2001-2010, se muestran diferencias importantes con respecto al crecimiento de la demanda de gas natural por parte de LyFC, debido a que en la primera se trazó una tendencia con una tasa media de crecimiento anual de 13.5%, mientras que la segunda planeó un decremento en la demanda con una tasa de 15.8% anual.
- A partir de las elevadas expectativas de crecimiento reportadas en la Prospectiva 2000-2009, los escenarios de planeación posteriores que se han presentado en las siguientes Prospectivas han tenido una menor tasa de crecimiento del mercado de gas natural. Sin embargo, la Prospectiva más reciente parece remontar los planes de altas tasas de crecimiento en la demanda de gas natural a nivel nacional por parte del SEN.

Dentro de las proyecciones que se hicieron en las siete Prospectivas, existen concordancias:

- El incremento en la demanda de gas natural esta sustentado principalmente en el crecimiento del sector eléctrico, el cual contempla la sustitución de combustóleo por gas natural como el combustible de mayor demanda en las centrales térmicas.
- El mayor porcentaje esperado en la demanda por parte del SEN corresponde al efectuado por los Productores Independientes; ya que presentan mayor tasa de crecimiento que CFE y LyFC, lo que nos indica que la llamada “tecnología libre” (mencionada en las Prospectivas del Sector Eléctrico), presenta una tendencia hacia la instalación de centrales de ciclo combinado.
- Los balances nacionales que se han presentado sobre la oferta y demanda de gas natural han mantenido la misma tendencia: la demanda siempre ha presentado un ritmo de crecimiento más acelerado que la oferta que PEMEX puede suministrar en los periodos de planeación establecidos, como consecuencia se incrementarán las importaciones de este combustible para satisfacer la demanda nacional.

- El desarrollo de la infraestructura dentro del mercado nacional de gas natural será realizado por PEMEX en colaboración con empresas de países como Bélgica, España, Canadá Estados Unidos y Francia mediante permisos que ya les fueron otorgados por la Comisión Reguladora de Energía, (CRE).

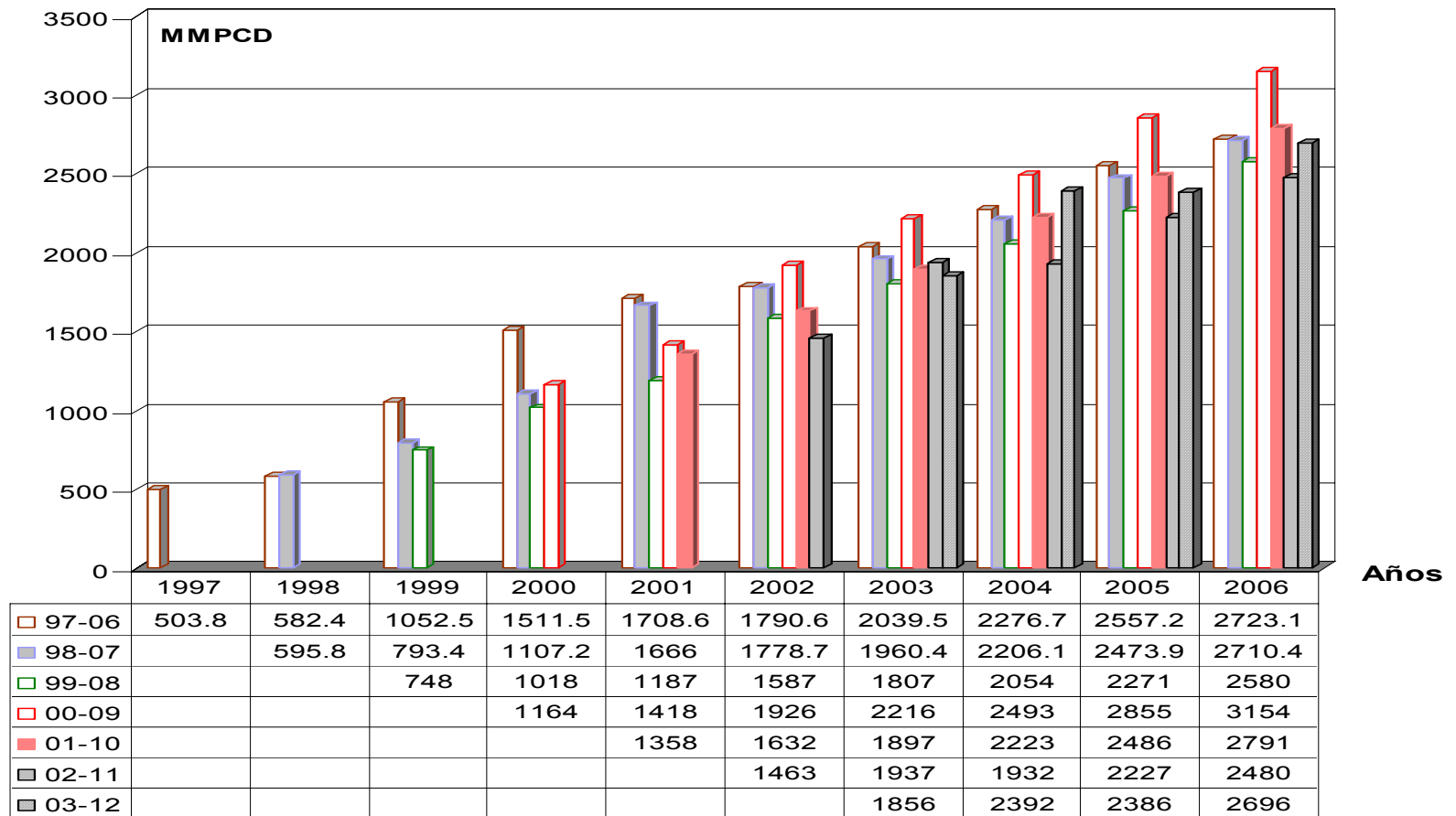


Figura IV.14 Comparaciones de las proyecciones de la demanda de gas natural por Prospectiva

Fuente: Los autores con datos de SENER (1998b, 1999b, 2000b, 2001b, 2002b, 2003b, 2004b).

Conclusiones

En las Prospectivas del Mercado de Gas Natural se destaca que la tendencia hacia el uso de energéticos cuya combustión genere menos contaminación ha provocado un incremento en el uso de gas natural, lo cual se ha visto reflejado en las Prospectivas del Sector Eléctrico, respecto a la utilización de combustibles fósiles dentro de los próximos años.

El comportamiento histórico de la oferta y la demanda dentro del mercado de gas natural indica que la demanda de este energético ha tenido un dinamismo superior en los últimos años y en las Prospectivas del Sector Eléctrico se puede observar que el incremento en la demanda de gas natural, por este sector, se debe a la sustitución paulatina del combustóleo por gas natural como principal fuente de energía primaria. Por su parte, la oferta se ha incrementado debido al aumento en la capacidad de extracción así como el desarrollo de proyectos de exploración; sin embargo el balance nacional de oferta y demanda indica que en nuestro país existe un déficit que debe ser cubierto con importaciones.

La producción de gas natural ha venido declinando desde Marzo de 1999 debido a que no se asignaron recursos al Programa Estratégico de Gas (PEG) sino hasta mediados del año 2002. La producción ha estado restringida por el bajo ritmo de perforación, y más recientemente, por complicaciones originadas en el transporte y proceso que son también resultado de la falta de inversión en proyectos de producción y exploración. La producción de gas asociado a corto y mediano plazos podría seguir declinando, razón por la cual se tiene que incentivar a las actividades de producción de gas no asociado en las regiones de Burgos y Veracruz. Existen también proyectos de desarrollo de petróleo que permitirían incrementar la producción de gas asociado. Sin embargo, se tiene previsto que las importaciones de gas natural sigan incrementándose en los siguientes años debido a que el ritmo de crecimiento en la demanda de este combustible será mayor al ritmo de crecimiento de la oferta. Si lo anterior no cambia, México se verá obligado a fortalecer la infraestructura de importación por gasoducto así como construir terminales de regasificación de gas natural licuado que permitan aumentar la oferta e incrementar la flexibilidad y confiabilidad del sistema nacional de gas.

Realizando una comparación entre los datos que se tienen registrados de la demanda de gas natural por parte del sector eléctrico desde 1997 hasta 2002, tal y como se muestra en la Figura IV.15, con las Prospectivas que son coincidentes para este mismo periodo, podemos concluir lo siguiente:

- Las proyecciones que se tenían contempladas para los dos primeros años, fueron rebasadas con un porcentaje importante por la demanda real, ya que hubo un aumento en la capacidad de generación por parte del SEN basado en la instalación de unidades turbogás en la región Noroeste y centro Occidente; y en la región Noreste se instalaron centrales de ciclo combinado, contribuyendo el aumento en estas tres regiones con 775 MW.
- A partir del año 1999, la primera Prospectiva publicada contempla un elevado ritmo de crecimiento para los años de planeación; sin embargo en este año, los datos observados de la demanda real fueron considerablemente inferiores con respecto a las proyecciones de las Prospectivas correspondientes. El incremento en la capacidad de generación en 1999 se llevó a cabo a través de plantas turbogás en las regiones Noroeste y Noreste del país, contribuyendo con 435 MW.
- En el periodo 1997-2001, las proyecciones reportadas por la Prospectiva 1999-2008, fueron las más cercanas a los datos observados, siendo la más conservadora de las Prospectivas publicadas hasta el momento. Esta situación respondió a los ajustes efectuados a las proyecciones de sus Prospectivas antecesoras, además de que no se concretaron la mayor parte de los proyectos previstos por el SEN con respecto a la demanda de gas natural por parte de los proyectos de repotenciación y sustitución de combustible (combustóleo – gas natural) en la zona centro del país.
- En el año 2002 la Prospectiva 2002-2011 muestra un cambio considerable con respecto a sus antecesoras, ya que a diferencia de éstas, sus expectativas en el crecimiento de la demanda de gas natural son muy conservadoras.
- En los 3 últimos años de comparación la Prospectiva 2000-2009, tuvo las proyecciones más optimistas, respondiendo a la tendencia de un alto dinamismo impuesto por las Prospectivas anteriores, en las cuales se establecía que las reservas nacionales probadas superaban los 63 mmmpe; sin embargo esta cifra ha sufrido modificaciones sustanciales en dos ocasiones, con una reducción aproximada del 50%, en ambos casos. Como consecuencia de lo anterior las proyecciones realizadas hasta el año 1999 son más ambiciosas con respecto a sus subsecuentes.

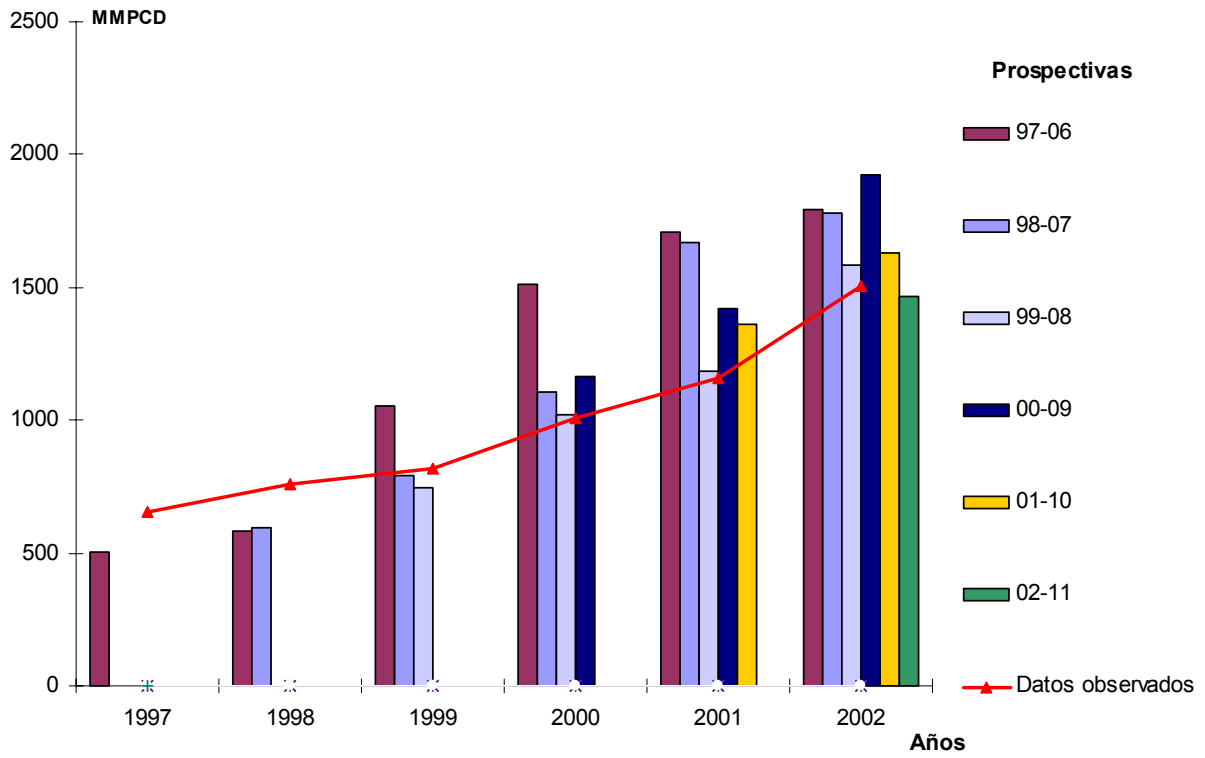


Figura IV.15 Comparación entre Prospectivas y datos registrados de la demanda de gas natural por parte del Sector Eléctrico

Fuente: Los autores con datos de SENER (19)

Capítulo 5

Acciones para limitar el uso de gas natural en la generación de energía eléctrica en México

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

5. Acciones para limitar el uso de gas natural en la generación de energía eléctrica en México

Introducción

El sector eléctrico de México enfrenta el reto de alcanzar un crecimiento cumpliendo satisfactoriamente los lineamientos de una política energética que tiene como base el desarrollo sustentable. Los objetivos de dicha política energética son el garantizar el abasto ante una demanda creciente a precios competitivos, revertir la declinación gradual en las reservas de hidrocarburos y realizar oportunamente las inversiones necesarias para incrementar su producción, diversificar las fuentes externas de suministro, mejorar el aprovechamiento y promover el uso más eficiente de nuestros recursos naturales y ampliar la infraestructura de transporte, distribución y almacenamiento de hidrocarburos (SENER 2002).

En los próximos años PEMEX enfrentará el reto de suministrar al sector eléctrico de combustibles cada vez de mayor calidad debido a las implicaciones en materia medioambiental. El mayor desafío se encuentra en el caso de gas natural debido a que el sector eléctrico incrementará su capacidad de generación con la instalación de centrales de ciclo combinado que utilizan este combustible.

En este capítulo se mostrarán alternativas para enfrentar el crecimiento del sector eléctrico en México. En la primera parte se discuten alternativas para limitar el uso del gas natural mediante su sustitución por combustóleo o diesel explicando las implicaciones tecnológicas, económicas y medioambientales que conllevan estos cambios.

En la segunda parte, se analiza la inclusión de nuevas tecnologías de generación en los planes de expansión bajo la modalidad de tecnología libre destacando entre ellas la gasificación de residuos de vacío o de carbón presentando soluciones a los problemas del tratamiento de residuos con altos contenidos de azufre y la posibilidad de obtener un gas sustituto del gas natural para utilizarse en centrales de ciclo combinado. Se muestran también, la opción de la construcción de centrales nucleoelectricas como otra alternativa para limitar el uso de gas natural. Por último, se muestran algunos aspectos de la utilización de energías renovables en nuestro país, teniendo como principal objetivo la disminución en el consumo de gas natural, la administración de reservas de hidrocarburos y la reducción de emisiones de contaminantes a la atmósfera.

5.1 Consideraciones para el uso del gas natural en la generación de energía eléctrica

5.1.1 Tipos de centrales que utilizan gas natural en México

Los tipos de centrales que utilizan gas natural en México son las centrales termoeléctricas convencionales, centrales turbogás y principalmente, centrales de ciclo combinado. A continuación se describen cada una de ellas.

5.1.1.1 Centrales termoeléctricas convencionales

Este tipo de centrales puede utilizar como fuente energética primaria, combustóleo o gas natural. En la actualidad CFE utiliza básicamente combustóleo aunque el uso de gas natural se ha incrementado en los últimos años. El funcionamiento de estas centrales se basa en el ciclo de vapor o ciclo Rankine, el cambio de combustible se puede llevar a cabo sin mayores cambios más que en los sistemas de combustión.

5.1.1.2 Centrales turbogás

Las unidades turbogás emplean como combustible, gas natural o diesel en forma alternativa y en los modelos avanzados de algunos proveedores también pueden quemar combustóleo o petróleo crudo.

5.1.1.3 Centrales de ciclo combinado

Las centrales de ciclo combinado operan según el funcionamiento de dos ciclos termodinámicos acoplados. La turbina de gas, componente principal del ciclo Brayton, está diseñada para operar primordialmente con gas natural; sin embargo, como ya se comentó en el capítulo 2 de este trabajo es posible operar la planta con otros combustibles como diesel con las implicaciones técnicas, económicas y medioambientales por este cambio de combustible.

5.1.2 ¿Por qué limitar el uso de gas natural en México?

El uso de gas natural en nuestro país ha demostrado una creciente tendencia. Sin embargo, los reportes que ha presentado PEMEX a través de la Secretaría de Energía en sus Prospectivas (SENER 2003b) demuestran que el ritmo de crecimiento de la demanda interna de este energético ha sido mayor que el ritmo de crecimiento de la oferta nacional de gas natural lo que

implica que los niveles de importación hayan crecido año con año. Las reservas de gas natural han declinado en los últimos años mientras que la producción en nuestro país se han enfocado principalmente a la explotación de dos grandes proyectos: Cantarell y Burgos. El resultado ha sido que la producción total de gas natural de los campos en operación declina a más del 20% anual en promedio y en el caso particular de la cuenca de Burgos la producción ha declinado entre 30% y 50%.

Para los próximos años no se espera que la producción de petróleo crezca apreciablemente. En consecuencia, una parte significativa de la producción de nuevos desarrollos de gas natural tiene que provenir de los yacimientos de gas no asociado. La explotación de reservas de gas natural no asociado presenta algunas ventajas ya que la explotación de reservas de gas asociado en general requiere de mayor inversión y mayor tiempo de desarrollo, además de que la producción de gas asociado puede estar restringida por acuerdos comerciales relacionados con la producción de petróleo. Sin embargo, la producción de gas natural asociado implica para PEMEX el desarrollo de nuevos proyectos y cierta rapidez para desarrollarlos y traducir éstos en incrementos de la producción nacional.

En vista de la insuficiencia de la oferta nacional para cubrir la demanda de gas natural, la CFE ha decidido importar este combustible directamente del exterior a través de centrales regasificadoras de gas natural licuado en Altamira.

Además de llevar a cabo proyectos y elaborar planes para incrementar la oferta nacional de gas natural es conveniente tomar como medida alternativa limitar el uso de gas natural en México. En este trabajo abordamos dos opciones. La primera aplica en el corto plazo y se refiere a la sustitución temporal de gas natural por diesel o combustóleo. Y la segunda referida al largo plazo es una propuesta sobre la inclusión de centrales que no utilizan gas natural en el plan de expansión del SEN.

5.1.3 Cambio de combustible en las centrales generadoras

El cambio de combustible en las centrales de generación puede obedecer a distintos factores, entre ellos su mala calidad ocasionando que las emisiones de contaminantes se incrementen. Otro factor es la escasez del combustible en el área. En esta parte del estudio nos referiremos al cambio de gas natural en las centrales de generación.

Las opciones para sustituir gas natural son principalmente diesel y combustóleo. El primero tiene un alto poder calorífico pero la diferencia de precios entre éste y el gas natural es

considerable además de que genera más emisiones de contaminantes a la atmósfera. Por su parte, el combustóleo es más barato que el gas natural, pero tiene la desventaja de contaminar más. Como ya se estudió en el segundo capítulo de este trabajo, ambos combustibles contienen elementos que provocan degradación y corrosión en la turbina de gas ocasionando una disminución en la capacidad efectiva de la central así como en su eficiencia.

La sustitución de gas natural por diesel o combustóleo tiene implicaciones en el aspecto técnico sobre la potencia y la eficiencia no sólo de los equipos sino de la central completa. En el aspecto económico la diferencia de precios entre combustibles ocasiona costos de operación diferentes y por lo tanto diferencias entre el precio de la energía (c/kWh). Finalmente en el aspecto medioambiental el gas natural es elegido sobre otros combustibles fósiles por ser el que provoca menores emisiones de contaminantes como NO_x, SO_x y CO₂ a la atmósfera y si se realiza la sustitución de este energético se incrementarán los niveles de emisiones de estos contaminantes.

5.1.3.1 Implicaciones tecnológicas

a. Centrales térmicas convencionales

Las centrales térmicas convencionales, en el caso de México, utilizan primordialmente combustóleo para su operación. Las implicaciones técnicas del cambio en una central térmica convencional que utiliza gas natural para que utilice diesel o combustóleo son principalmente el cambio de equipo para llevar a cabo la combustión. Se tendrían que sustituir los quemadores de las centrales, puesto que fueron diseñados para operar con gas y tienen diferencias con los quemadores de combustóleo y diesel. Por otra parte, para operar con combustóleo es necesaria una etapa de tratamiento del combustible, lo que implica añadir equipo para preparar el combustible para ser quemado en la caldera. Este tratamiento consiste en agregar sustancias químicas para inhibir el contenido de vanadio y otros minerales que puedan ocasionar corrosión dentro de la caldera.

b. Centrales turbogás

Estas unidades emplean como combustible, gas natural o diesel en forma alternativa y en los modelos avanzados de algunos fabricantes como ALSTOM o General Electric 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 V.1, muestra el efecto sobre la potencia y la

eficiencia de una central turbogás debido al cambio de gas por otro combustible tomando como base el desempeño con gas natural como base de comparación

Tabla V.1 Efecto en una unidad turbogás por el cambio de combustible

Combustible	Potencia (%)	Eficiencia (%)
Gas natural	Base	Base
Diesel	-2.7	+1.9
Combustóleo	-4.1	+3.5

Fuente: CFE (2003a)

De igual forma que en las centrales térmicas convencionales es necesaria una etapa de tratamiento del combustible (diesel o combustóleo) para evitar corrosión, en este caso en la turbina de gas y así prevenir que el vanadio contenido en el combustible quede incrustado en los álabes de la turbina.

c. Centrales de ciclo combinado

Una central de ciclo combinado opera con una turbina de gas, que a diferencia con las unidades turbogás que trabajan a la turbina en ciclo abierto, la central de ciclo combinado la acopla a un ciclo de vapor mediante un recuperador de calor. Básicamente las implicaciones tecnológicas por la sustitución de gas natural por otro combustible son las mismas que en una unidad turbogás; pero ésta última al integrarse al ciclo combinado sufre una reducción de potencia y eficiencia, así como también por la sustitución de combustible como se muestra en la Tabla V.2 tomando como base de comparación al gas natural.

Tabla V.2 Efecto en una central CC debido a la sustitución de combustible¹

Combustible	Potencia (%)	Eficiencia (%)
Gas natural	Base	Base
Diesel	-2.0	+2.8
Combustóleo	-3.1	+4.8

Fuente: CFE (2003a)

¹ Estas cifras pueden variar dependiendo de la configuración del ciclo combinado (número de turbinas de gas y condiciones del ciclo de vapor).

d. Equipo de control de emisiones

Para los tres tipos de centrales podría ser necesario implementar equipo para el control de emisiones, ya que tanto el diesel como el combustóleo son combustibles más contaminantes que el gas natural, pero lo anterior se determina con base en las normas medioambientales ya que si la central que opere con el nuevo combustible está dentro de los rangos permitidos la implementación de equipo de control no será necesaria, no así si los niveles de emisiones rebasan a los establecidos por las normas.

La sustitución de gas natural por cualquiera de estos combustibles implica un cambio en el proceso de combustión que se traduce en modificaciones físicas u operacionales en la caldera de una central termoeléctrica convencional o la cámara de combustión de la turbina de gas en las centrales de ciclo combinado o turbogás para controlar la emisión de óxidos de nitrógeno. El control después de la combustión es aplicado para la reducción de emisiones de partículas sólidas, de óxidos de azufre y de nitrógeno.

d.1 Equipo para el control de emisiones de SO₂

Las tecnologías se dividen en tres categorías, dependiendo de su localización en el proceso de combustión. La tecnología de precombustión abarca procesos físicos, como el simple lavado que elimina los compuestos más solubles como los sulfatos y los procesos químicos, donde se eliminan principalmente los compuestos orgánicos de azufre. En un proceso convencional se puede llegar a eliminar hasta un 30% del azufre total.

La segunda tecnología se refiere a la remoción de azufre durante el proceso de combustión que principalmente son calderas de lecho fluidizado.

Dentro de la tercera categoría, en los llamados procesos de desulfuración en la postcombustión, la mayoría de las tecnologías están basadas en la absorción del SO₂ a través de reacciones ácido-base sobre diferentes materiales secos o húmedos. La eficacia de estos procesos no supera el 50% en la eliminación de los óxidos de azufre y existe el problema adicional del aumento de cenizas volantes en salida.

Para el control de emisiones de bióxido de azufre la tecnología más desarrollada es la desulfuración de los gases producto de la combustión. El proceso utilizado se denomina *Chiyoda Thoroughbred* que consiste en un proceso húmedo que pone en contacto el gas

producto de la combustión con una solución de carbonato de calcio y con oxígeno en un reactor de burbujeo, para oxidar los óxidos de azufre y obtener sulfatos de calcio (yeso).

d.2 Equipo para el control de emisiones de NO_x

Las tecnologías para el control de los óxidos de nitrógeno pueden clasificarse en dos categorías:

- Tecnologías para el control de la combustión: éstas incluyen la recirculación de gases, los quemadores de bajo NO_x y la combustión en dos etapas.
- Tecnologías para el tratamiento de los gases de combustión: comprenden la reducción selectiva catalítica (SCR, por sus siglas en inglés) y la no catalítica.

Para el funcionamiento del reductor selectivo catalítico se inyecta amoníaco en el interior de la caldera para formar una mezcla con los gases de combustión que luego pasan a través de un lecho catalizador (RSC, por sus siglas en inglés) colocado en la zona de baja temperatura del generador de vapor.

La reducción catalítica no selectiva se basa en la inyección de amoníaco o urea, dentro del flujo de gases de combustión, para reducir los óxidos de nitrógeno a nitrógeno molecular y agua. El proceso es eficiente a bajas temperaturas por lo que se realiza la inyección en el recalentador o el sobrecalentador de la caldera.

d.3 Equipos para el control de emisiones de partículas sólidas

Los sistemas de captación de partículas se encargan de realizar la limpieza de los gases por eliminación de partículas contenidas en el gas producto de la combustión. Existen diferentes tipos:

- a) Colectores de inercia y fuerza centrífuga o gravedad.- es el tipo más sencillo y se basa en principios físicos simples como la inercia o gravedad de las partículas. Los tipos son los siguientes:
 - Cámaras de sedimentación
 - Cámaras de gravedad o inercia
 - Ciclones

Capítulo 5. Acciones para limitar el uso de gas natural en la generación de energía eléctrica en México

b) Filtros de tejido.- su fundamento es que al pasar la corriente de aire cargada de polvo a través de la unidad filtrante, quedan retenidas las partículas mayores, la partícula de polvo hace a su vez de filtro de mayor eficiencia. Se clasifican en:

- De limpieza mecánica
- De aire a contracorriente
- De impulsos de aire comprimido

c) Precipitadores electrostáticos.- en estos equipos las partículas son recolectadas mediante un campo eléctrico. Los diferentes tipos de electrofiltros pueden ser:

Según el sistema:

- Precipitadores secos
- Precipitadores húmedos

Según el número de etapas:

- De una etapa: las partículas se carga y se mantienen en el mismo campo eléctrico
- De dos etapas: las partículas se cargan en una sola etapa de ionización y se retienen en una segunda cámara de precipitación.

d) Lavadores y absorbedores húmedos.- transfieren materia suspendida en un gas a un líquido absorbedor en la fase de mezcla gas-líquido, por medio de la colisión entre las partículas de polvo y las gotas de líquido en suspensión en el gas.

Los tipos son los siguientes:

- De torre o de cámara
- Ciclónicos
- Con rellenos
- Mecánicos
- De inercia

Las tecnologías más usuales son los colectores de bolsas y los precipitadores electrostáticos. Técnicamente no es posible la aplicación de colectores de bolsas en las plantas que utilizan

combustóleo porque la baja temperatura de los gases de combustión provoca la formación de ácido sulfúrico y el consecuente daño de los filtros.

Los precipitadores electrostáticos son dispositivos formados por placas y electrodos donde se forma un campo eléctrico. El gas efluente se hace pasar por ese campo para que las partículas suspendidas adquieran carga negativa y sean separadas hacia las placas colectoras conectadas a tierra. Las partículas son depositadas en el fondo del precipitador por medio de un sacudido mecánico de las placas.

Si el gas está uniformemente distribuido en todo el volumen del precipitador se logrará maximizar el tiempo de tratamiento del mismo, y se lograrán menores niveles de emisión. Esto es fundamental durante la etapa de diseño del precipitador. También es importante diseñar el sistema de descarga de polvos de manera tal que no reingresen partículas al flujo gaseoso.

5.1.3.2 Implicaciones Económicas

a. Implicaciones económicas por el uso de equipos de control de emisiones

a.1 Centrales térmicas convencionales

Las implicaciones económicas para este tipo de centrales dependen del tipo de combustible que utilice. Es decir, si utiliza diesel habrá un incremento considerable en el precio del combustible; pero si utiliza combustóleo habrá una reducción del precio. Este último combustible se utilizará primordialmente si la sustitución de combustible tiene lugar, ya que el diesel se utiliza principalmente para arranque de los equipos u operación de turbinas más que calderas.

a.2 Centrales turbogás

La central turbogás no debe operar con combustóleo debido a las serias implicaciones técnicas que tiene el uso de este combustible en los álabes de la turbina, dejando sin más opción que la operación con diesel, esto se traduce en un incremento bastante considerable en el costo nivelado de generación por la gran diferencia de precios entre el gas natural y el diesel.

a.3 Centrales de ciclo combinado

La instalación de cualquiera de las tecnologías disponibles para el control de las emisiones de contaminantes se reflejará en un incremento en el costo nivelado del kWh generado. Este incremento en el costo de generación será función de los siguientes parámetros:

- Si el equipo se instala en una central nueva o en una ya existente. Para el estudio que se realiza se considera la instalación de este equipo en centrales ya existentes.
- El incremento en la energía requerida para usos propios de la central, esto significa un mayor consumo de combustible, lo que implica elevar el costo en este concepto.
- El costo de inversión de los equipos.
- Los costos de operación y mantenimiento del equipo de control de emisiones

La instalación de este equipo supone la utilización de un combustible más sucio, como el caso del combustóleo, y por lo tanto más barato. En cambio, al utilizar diesel en lugar de gas natural se emiten mayores cantidades de contaminantes y sin embargo el precio del diesel es más elevado.

b. Implicaciones económicas por el costo del combustible

Los costos de los diferentes combustibles están dados en términos de las unidades de volumen o de peso que los caracterizan. La Tabla V.3 presenta los precios del combustóleo, diesel y gas natural aplicados a centrales eléctricas en México para el mes de abril de 2004.

Tabla V.3 Precio de combustibles (Abril 2004)

Combustible	Precio (USD/ MMBTU)
Combustóleo	4.71
Gas natural	5.31
Diesel	12.53

Fuente: Los autores con datos de la CRE (2004)

Como podemos observar, el costo del combustible es considerable en el caso de que la planta sustituya gas natural por diesel, pero por otro lado si utiliza combustóleo implicaría la instalación de equipo para la remoción de óxidos de azufre con lo que el costo de generación también se incrementa.

Para ejemplificar la diferencia entre el precio de combustibles, se analiza enseguida el caso de una central de ciclo combinado con una capacidad de 220 MW. Suponiendo que su consumo en un mes haya sido de 5,527,892 m³ de gas natural y 20,256.829 m³ de diesel tenemos diferencias importantes en el precio de operación de esta central.

En volumen, la cantidad de gas natural fue mayor a la de diesel; pero analizando el poder calorífico que representan estas cantidades las repercusiones económicas con los precios actuales hubieran sido las siguientes:

Consumo de diesel

1 barril de diesel = 1,469,600 kcal.

$$20,256.829 \text{ m}^3 \left(\frac{6.289 \text{ barriles}}{1 \text{ m}^3} \right) = 127,395.1975 \text{ barriles}$$

$$127,395.1975 \text{ barriles} \left(\frac{1,469,600 \text{ kcal}}{1 \text{ barril}} \right) \left(\frac{3.968 \text{ BTU}}{1 \text{ kcal}} \right) = 742,888.89 \text{ MMBTU}$$

$$742,888.89 \text{ MMBTU} \left(\frac{12.53 \text{ USD}}{\text{MMBTU}} \right) = 9.308 \text{ Millones de dólares}$$

Consumo de gas natural

1 m³ de gas natural = 8,460 kcal

$$5,527,892.0 \text{ m}^3 \left(\frac{8,460 \text{ kcal}}{1 \text{ m}^3} \right) \left(\frac{3.968 \text{ BTU}}{1 \text{ kcal}} \right) = 185,567.354 \text{ MMBTU}$$

$$185,567.354 \text{ MMBTU} \left(\frac{5.31 \text{ USD}}{\text{MMBTU}} \right) = 0.985 \text{ Millones de dólares}$$

En total la central hubiera gastado 10.293 millones de dólares. Por otro lado, si el poder calorífico correspondiente al diesel hubiera sido aportado por gas natural bajo ese concepto se hubiera gastado únicamente:

$$742,888.89 \text{ MMBTU} \left(\frac{5.31 \text{ USD}}{\text{MMBTU}} \right) = 3.944 \text{ Millones de dólares}$$

De este modo la central hubiera gastado en el consumo exclusivamente de gas natural 4.929 millones de dólares. Los cálculos anteriores muestran que se gastaron 5.36 millones de dólares más como consecuencia del desabasto de gas natural para la operación de la central. Ahora bien, si consideramos que la central operara únicamente con diesel esta diferencia se incrementará considerablemente sólo por el consumo de combustible, y por la posible instalación de equipos de control de emisiones de SO₂ y partículas; ya que una central de ciclo combinado que opera originalmente con gas natural no cuenta con este equipo y como consecuencia el costo de generación de energía se incrementaría de manera importante.

5.2.3.3 Implicaciones medioambientales

Como ya se ha mencionado anteriormente, tanto el diesel como el combustóleo son combustibles más sucios que el gas natural como consecuencia de su composición química, ya que mientras el gas natural en su mayor parte está compuesto por metano (CH₄) sólo tiene emisiones de NO_x y CO₂. Por su parte el diesel y el combustóleo además de emitir los dos contaminantes anteriores también emiten SO₂ y partículas suspendidas en los gases que escapan a la atmósfera, esto también es debido a su composición y a su contenido de azufre principalmente, ya que en el caso del combustóleo puede llegar a ser hasta de 4%, mientras que para el diesel es apenas de 1% aproximadamente.

Las plantas de ciclo combinado que operan con gas natural tienen mayor eficiencia en comparación con aquellas que operan con otro combustible como diesel. Debido a esto la central menos eficiente necesitará de más combustible para generar la misma cantidad de energía que si operara con gas natural. Esto además de ser una repercusión técnica tiene efectos económicos ya que se debe pagar más por el combustible extra; y medioambientales ya que al quemar más combustible se producen más emisiones de contaminantes.

Para las centrales que operaban con gas natural, la NOM-085-ECOL-1994 establece que no hay valores límite en la densidad de humo, en las partículas suspendidas totales, así como tampoco en la emisión de bióxido de azufre (Anexo V.1). Pero la sustitución de gas natural por otro

Capítulo 5. Acciones para limitar el uso de gas natural en la generación de energía eléctrica en México

combustible hace que la operación de la central observe y cumpla lo establecido en materia de las emisiones anteriores. En la Tabla V.4 se muestran los distintos tipos de emisiones por tipo de tecnología.

Tabla V.4 Principales emisiones atmosféricas por tipo de central, en g/kWh

Central existente	Combustible	SO ₂	NO _x	PST	CO ₂	
C350	Carbón	10.66	4.68	0.6988	907.73	
C300		6.92	4.15	0.5335	935.8	
DP35		8.5	2.78	0.1178	722.18	
V350	Combustóleo	18.97	1.39	1.1537	747.84	
V300		19.81	1.48	1.2035	797.74	
V250		22.87	1.47	1.3773	788.98	
V160		20.19	1.46	1.2234	786.01	
V150		23.51	1.51	1.4159	811.05	
V082		23.18	1.68	1.4044	902.31	
V075		23.18	1.68	1.175	902.31	
D350		19.47	1.37	1.6823	738.96	
V036		27.66	2.03	---	1,090.47	
CC240		Gas natural	---	2.1	---	487.06
CC220			---	2.3	---	533.56
CC200	---		2.3	---	541.79	
CC174	---		1.64	---	380.31	
T122	---		2.48	---	574.22	
TG42	Diesel	0.31	21.41	0.6692	1,070.28	
TG30		0.36	24.78	0.7745	1,238.68	
TG14		0.45	31.18	0.9743	1,558.36	

Fuente: CFE (2003b).

5.2 Inclusión de centrales que no utilizan gas natural dentro del plan de expansión del sector eléctrico

5.2.1 Descripción de la iniciativa

Para continuar satisfaciendo el incremento nacional en la demanda eléctrica es necesario buscar alternativas que permitan limitar el uso de gas natural aprovechando nuevos recursos. El sistema de generación de energía eléctrica en nuestro país tiene como base principalmente a las centrales que utilizan combustibles fósiles como fuente primaria de energía y para los próximos años se espera que estas centrales aumenten su porcentaje de participación y alcanzar un 70% aproximadamente.

Capítulo 5. Acciones para limitar el uso de gas natural en la generación de energía eléctrica en México

En los planes de expansión del sector eléctrico reportados en la última Prospectiva analizada y publicada por la SENER para el periodo 2003-2012 se tiene pensado incrementar la capacidad de generación en 11,379 MW mediante una nueva modalidad de generación en la cual los particulares tienen la libertad de proponer una ubicación específica diferente a la programada, aún cuando esto signifique transmisión adicional para llegar al punto de interconexión preferente. Asimismo, éstos son libres de proponer el tipo de tecnología a utilizar en el desarrollo de sus proyectos de generación. Esta modalidad se denomina tecnología libre.

Con la inclusión de centrales que no utilicen gas natural se pretende dar mayor flexibilidad al sistema de generación mediante la diversificación de tecnologías y de combustibles. La expansión del sector eléctrico debe tomar como base el desarrollo sustentable que implica un compromiso con el medioambiente a través del impulso de tecnologías renovables como la hidráulica, geotérmica, eólica, solar y el aprovechamiento de la biomasa para disminuir las emisiones de contaminantes. Las tecnologías que se proponen para tener una participación importante dentro del sistema de generación bajo la modalidad de tecnología libre son principalmente la gasificación de residuos de vacío y carbón, así como las energías renovables.

La gasificación de residuos de vacío y su aprovechamiento mediante centrales de ciclo combinado con gasificación integrada (CCGI) tiene la ventaja de operar con combustibles relativamente sucios con los beneficios medioambientales y altos valores de eficiencia propios de los ciclos combinados. La operación de las centrales CCGI ya es una tecnología probada en el mundo y económicamente competitiva. Por otro lado, el impulso a las fuentes renovables de energía promueve un menor impacto medioambiental por medio de la disminución de contaminantes atmosféricos. Se espera que la participación de las fuentes renovables de energía al final de esta década ocupe un porcentaje de 12% en la capacidad total de generación instalada.

5.2.2 Gasificación de residuos de vacío

Debido a la creciente necesidad de las refinerías de procesar crudos cada vez más pesados, el coque de petróleo y los petróleos pesados han tenido una producción creciente a nivel mundial, destacando los países de Estados Unidos, México y Venezuela.

En el caso de México se analizan las oportunidades de gasificación de residuos de vacío y del coque de petróleo ya que éstos contienen contaminantes como azufre, nitrógeno y metales pesados, lo que hace su combustión directa impráctica en muchos casos. Existen ya en el mundo gran cantidad de centrales de este tipo que operan utilizando carbón en la mayoría de los casos;

pero en el caso de México la oportunidad de gasificación se encuentra en los residuos de vacío para llevar a cabo proyectos de cogeneración en PEMEX.

5.2.2.1 Implicaciones tecnológicas

a. Descripción del funcionamiento

El funcionamiento de las plantas CCGI se basa principalmente en la gasificación, que consiste en obtener un combustible en estado gaseoso a partir de otros que se encuentran en estado sólido o líquido mediante una oxidación parcial. Este proceso requiere de la combustión de materiales orgánicos con agua y oxígeno, este último es obtenido mediante la introducción de aire a una unidad de separación de aire (USA). Una vez obtenido el combustible en estado gaseoso es posible remover sustancias no deseadas como azufre, mercurio y cenizas de carbón principalmente. Los gasificadores convierten combustibles sólidos como carbón o líquidos como residuos de vacío o petróleos pesados con alto contenido de azufre en un gas como producto de las reacciones químicas que se producen a elevada temperatura y presión con la característica de una atmósfera reductora, es decir, con una cantidad de oxígeno inferior a la necesaria para que se lleve a cabo la combustión de manera completa.

El gas obtenido de este proceso es llamado gas de síntesis (syngas, por sus siglas en inglés) que está compuesto en su mayor parte por monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂), además de presentar pequeñas cantidades de dióxido de carbono (CO₂) y metano (CH₄) así como otros componentes en menores cantidades que dependen de la naturaleza del combustible y del proceso de gasificación.

Existen diversos sistemas de gasificación disponibles actualmente en el mercado. Estos sistemas difieren en el tipo de gasificador por que estos determinan el tipo de combustible que es posible usar, así como las condiciones de presión y temperatura a las cuales se llevan a cabo las reacciones de gasificación. En función del régimen de flujo, se puede hablar de tres tipos de gasificadores:

- Gasificadores de lecho móvil
- Gasificadores de lecho fluidizado
- Gasificadores de lecho arrastrado

El gasificador de lecho arrastrado es el más indicado para aplicaciones en centrales CCGI (Figura V.1). En este tipo de gasificador el combustible y los agentes gasificantes fluyen en la

misma dirección, con velocidades muy superiores a las que se dan en el resto de los otros tipos de gasificadores. La alimentación de los residuos de vacío o de coque, puede ser seca (con nitrógeno) o húmeda (en mezcla con agua), y se realiza a través de quemadores de oxidación parcial. La temperatura de operación es elevada (1,200-1,600°C), y las cenizas se extraen fundidas por la parte inferior del gasificador.

Para poder integrar el proceso de gasificación a las centrales de ciclo combinado es necesario realizar dicho proceso a presión, para reducir las dimensiones de los sistemas de gasificación y tratamiento del syngas, así como también para evitar el excesivo consumo auxiliar eléctrico que supondría comprimir el syngas hasta la presión requerida por la turbina de gas, que es de aproximadamente entre 15 y 20 bar.

Por otro lado, es más recomendable para plantas de gran capacidad el uso de oxígeno puro o al menos de aire enriquecido con oxígeno en lugar de aire, ya que se tienen las ventajas de que el poder calorífico del syngas es superior y se reducen los costos de las unidades de enfriamiento y limpieza del syngas porque si se utiliza aire para las reacciones químicas el flujo del syngas aumenta considerablemente por el alto porcentaje de nitrógeno que este contiene aumentando las emisiones de NO_x en la planta de ciclo combinado.

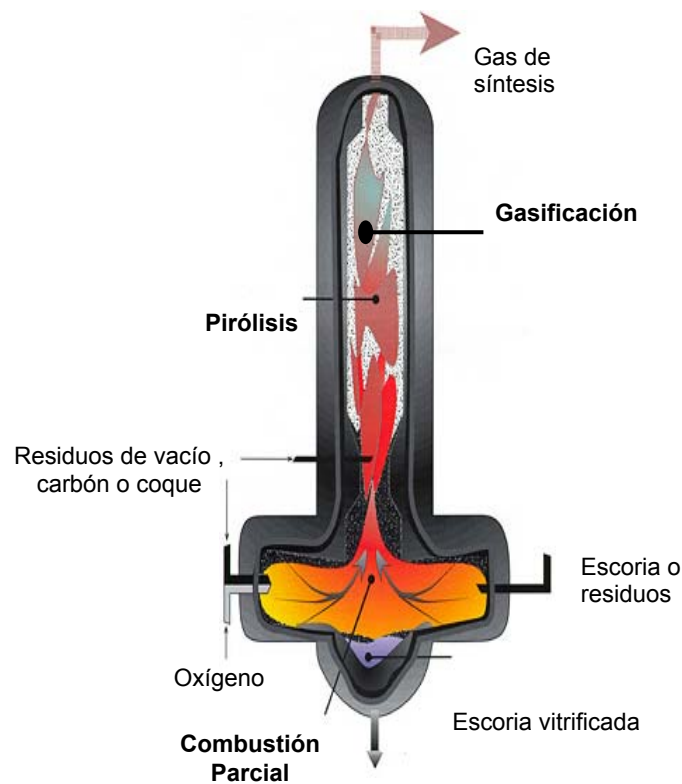


Figura V.1 Gasificador de lecho arrastrado

Fuente: DOE (2000)

La etapa de generación eléctrica está comprendida básicamente por una central de ciclo combinado, con modificaciones menores para el uso de syngas como combustible. El componente que sufre estas modificaciones es la turbina de combustión, ya que ésta es una turbina diseñada para operar con gas natural. Los sistemas que sufren algún tipo de modificación son:

- Los quemadores.- se requieren quemadores especiales, debido a que el syngas provoca una flama de mayor intensidad y velocidad de propagación.
- El sistema de alimentación de combustible.- debido a que el gas natural posee cinco veces más poder calorífico que el gas de síntesis, se requiere que el flujo de este último sea cinco veces mayor para producir la misma potencia que si se utilizara gas natural.

Debido a que las modificaciones que se tienen que realizar en la turbogás son poco significativas, es viable el uso de gas natural en la central de ciclo combinado, en caso de que la etapa de gasificación tenga que salir de operación, ya sea por cuestiones de mantenimiento o problemas técnicos.

En suma, la operación técnica de las centrales CCGI comienza por el desarrollo de la infraestructura para gasificar los residuos de vacío y los sistemas de limpieza de gas, mientras que la central eléctrica es esencialmente la misma de los ciclos combinados con gas natural con menores modificaciones (Figura V.2).

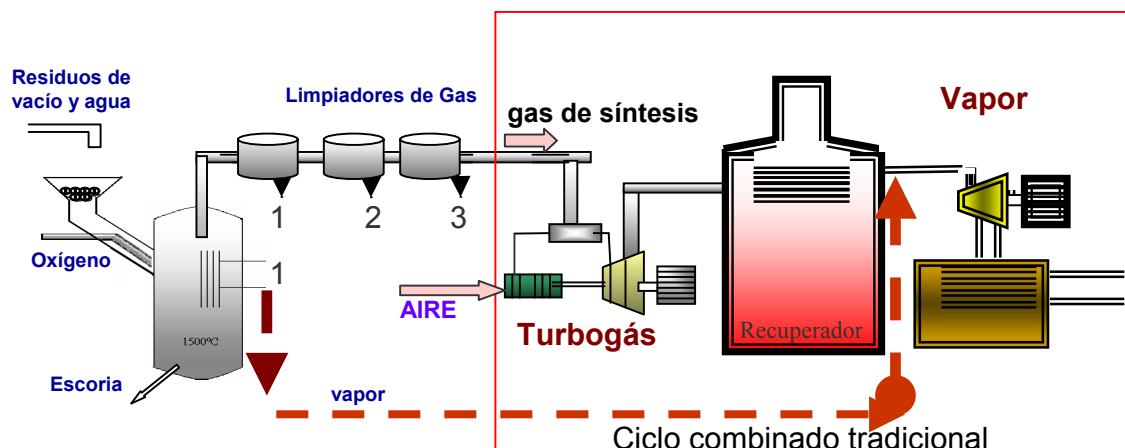


Figura V.2 Central de Ciclo combinado con Gasificación Integrada

Fuente: Los autores.

5.2.2.2 Implicaciones económicas

Los costos de las centrales CCGI están determinados por criterios del precio final de la electricidad, los cuales involucran instancias de eficiencia de operación así como también políticas de protección al medio ambiente. Podemos considerar que el costo global de las centrales CCGI está determinado por tres categorías: costos fijos, costos variables y costos/beneficios sociales y ambientales.

a. Costos fijos

Los costos fijos contemplan la inversión inicial necesaria, así como los costos de operación y mantenimiento. Los costos de inversión inicial de las centrales CCGI aún son elevados ya que es todavía una tecnología no madura; sin embargo, esto propicia que los costos se reduzcan conforme se comercialice este tipo de centrales debido a la optimización del diseño y la mayor experiencia tecnológica adquirida.

Respecto a las tecnologías competidoras como centrales de carbón pulverizado y de ciclo combinado con gas natural el potencial para reducir los costos de inversión es limitado para el futuro puesto que ya son tecnologías maduras. Por otra parte, debido a las políticas ambientales cada vez más rigurosas en las centrales de carbón pulverizado el costo aumentará como consecuencia de la incorporación de sistemas adicionales para el control de emisiones. Con respecto a las centrales de ciclo combinado que utilizan gas natural, el precio elevado del combustible en ocasiones puede ocasionar que la planta no opere en forma rentable, teniendo una repercusión en una menor generación anual (MWh / año). Los costos de las plantas CCGI varían según autores y los distribuidores de la tecnología según se muestra en la Tabla V.5.

TABLA V. 5. Costos de una central CCGI.

Costo	\$/kW
Original Wabash (Indiana)	1,681
Actualización de la planta de Tampa	1,647
Comunicación directa planta de Wabash	1,200
Esperado según DOE	1,096

Fuente: Los autores basados en DOE (2000a, 2000b).

Los costos del equipo de una central CCGI están concentrados en su mayor parte por el gasificador, que es comparable con el costo de la central completa de ciclo combinado (Tabla V.6). La parte restante del costo total está conformada por la unidad de separación de aire y otros procesos como el de limpieza de gases y tratamiento de aguas residuales.

Los costos de operación y mantenimiento son similares a los de las plantas de carbón pulverizado y superiores a los de las plantas de ciclo combinado de gas natural.

TABLA V.6 Costo del equipo de la central CCGI

Central CCGI	Costo \$/kW
Separador de aire	150
Gasificador	487
Central	449
Limpieza de gases	148
Tratamiento de aguas	105
Electric. SE	121
Obra civil	186
Total	1,647

Fuente: DOE (2000 a)

b. Costos variables

Los costos variables están comprendidos principalmente por el costo del combustible (Tabla V.7). Las centrales CCGI tienen costos de combustible menores a las centrales de carbón pulverizado y muy particularmente, refiriéndonos al ciclo combinado, costo mucho menor que el gas natural. Esto se debe principalmente a:

- Elevada eficiencia energética con respecto a las centrales de carbón pulverizado
- Debido al proceso de gasificación, las centrales CCGI tienen la posibilidad de utilizar residuos de vacío o coque de petróleo de menor precio que las centrales de carbón pulverizado.
- El combustible es mucho más barato que el gas natural, ya que este último está sometido a precios internacionales que tienen comportamientos muy volátiles.
- Es posible la utilización de combustibles alternativos como carbón o biomasa.

Los costos esperados para el futuro son de: 1,000 \$/kW de instalación y 1.0 c/KWh por combustible, gracias a la maduración de la tecnología, y por otra parte a la reducción obtenida de la venta de subproductos como azufre, hidrógeno, vapor, etc., que tienen un valor comercial.

TABLA V.7 Costo de combustibles

Combustibles	c/kWh
Combustóleo (vapor)	4.5
Gas natural (CC)	4.3
Carbón pulverizado	1.5
CCGI (coque de petróleo o residuos de vacío)	1.0

Fuente: Los autores basados en DOE (2000a)

c. Costos / beneficios sociales y ambientales

Los costos/beneficios sociales y ambientales corresponden al impacto de la instalación y operación de la central sobre los ecosistemas, cultivos agrícolas, empleo, cambio climático, salud de la población, etc., que son efectos difícilmente valorables.

d. Oportunidades para México

Considerando el caso de la Refinería de Cadereyta, a la capacidad de diseño se producirían 2,870 ton/día de coque. A partir de la gasificación del coque en esta refinería se podrían obtener:

- Energía eléctrica como resultado de la instalación de una central CCGI con una capacidad de generación bruta de 352 MW.
- Sería posible obtener hasta 200 mmpcd de H₂ y 120 mmpcd de CO₂.
- Por 1 ton / día de coque se puede producir 1 ton / día de amoníaco, de tal forma que el coque de Cadereyta podría producir 2,870 ton / día de amoníaco.
- Con el syngas de la gasificación del coque de Cadereyta se podrían obtener combustibles líquidos sintéticos.

Los recursos de residuos de vacío y biomasa son abundantes. Por un lado, los residuos de vacío se obtienen en gran cantidad como resultado de los procesos de refinación del petróleo y, debido a su alto contenido de azufre, la gasificación representa una alternativa para su

aplicación en las centrales CCGI. Por su parte, la biomasa es considerada como una de las fuentes renovables con mayor potencial de desarrollo, y las emisiones de CO₂ derivadas de su uso energético se consideran despreciables.

5.2.2.3 Implicaciones medioambientales

A diferencia de las centrales térmicas convencionales, en las plantas CCGI se trata un flujo de gas reducido y a presión lo cual facilita la remoción de sustancias no deseadas como SO₂ que después se le puede extraer el azufre, y mercurio principalmente. Además se puede hablar de que tiene un impacto global contaminante limitado; ya que la emisión de contaminantes atmosféricos (SO₂, NO_x, y partículas) es regulada, y además tiene un bajo consumo relativo de agua (Tabla V.8).

TABLA V.8 Emisiones de contaminante de diferentes tecnologías.

Tecnología		Emisiones g/ kWh			
		SO ₂	NO _x	Partículas	CO ₂
CCGI	ELCOGAS / SIEMENS V94.3	0.07	0.40	0.02	727
	SHELL / SIEMENS V94.2	0.10	0.05	0.02	712
	TEXACO / GE 7F	0.13	0.35	0.02	745
	E-GAS / GE 7FA	0.14	0.37	0.02	783
PC Carbón pulverizado	Subcrítica $\eta_{neta} = 36\%$	2.50	2.30	0.30	852
	Supercrítica $\eta_{neta} = 39.6\%$	2.15	1.10	0.27	774
AFBC $\eta_{neta} = 36\%$ Carboeléctricas con lecho fluidizado		1.40	0.80	0.10	852
CCGN $\eta_{neta} = 56\%$		0.54	0.02	350	355

Fuente: ELCOGAS (2001).

a. Contaminantes atmosféricos SO₂, NO_x y partículas

Las emisiones de SO₂ y NO_x son comparables o inferiores a las obtenidas en un ciclo combinado con gas natural. El azufre presente en el gas de síntesis como H₂S es recuperado en más del 99%, transformándose en ácido sulfúrico (H₂SO₄) o azufre sólido puro para su venta. La remoción de azufre en las centrales CCGI es más fácil en comparación con las centrales carboeléctricas debido a que se realiza directamente en el gas de síntesis, esto es, antes de su combustión en la turbina de gas, lo que implica que el syngas no ha reaccionado con aire por lo que el flujo es pequeño. Por su parte, en las centrales carboeléctricas se realiza después de la combustión en las chimeneas cuando el carbón ha reaccionado con aire para su combustión ocasionando que el flujo del cual tiene que ser removido el azufre sea más grande.

Debido a la atmósfera reductora en que se desarrolla el proceso de gasificación (suministro regulado de oxígeno), el gas de síntesis no contiene NO_x sino amoníaco (NH₃) en baja proporción, que se elimina en el proceso de lavado que realizan los limpiadores de gas (*scrubbers*). En la turbina de gas además de quemadores de bajo NO_x, se utilizan sistemas adicionales como la saturación del gas con nitrógeno proveniente de una USA para limitar la temperatura de llama en la cámara de combustión debido a que el nitrógeno mezclado está a una menor temperatura, lo anterior se hace con la finalidad de prevenir la formación de NO_x térmicos.

En cuanto a la separación de partículas sólidas, estas se extraen del syngas mediante filtros (que pueden ser cerámicos) y/o lavadores con agua antes de la combustión del gas, por lo que sus emisiones son casi nulas.

b. Emisiones de CO₂

Las centrales CCGI emiten menos CO₂ que las centrales térmicas convencionales, debido a su mayor eficiencia; pero la producción de CO₂ como consecuencia de la combustión del gas natural es aproximadamente la mitad de la que se produce al quemar syngas. Esto se debe a que hay mayor concentración de carbono respecto al hidrógeno de la mezcla de gases que componen el gas de síntesis (CO), respecto a la del gas natural (CH₄), a igualdad de poder calorífico. Actualmente se estudia la posibilidad de integrar el secuestro de CO₂ a las centrales de CCGI, esto resultaría mucho más económico que su extracción de los gases de combustión como se realiza en las centrales de carbón pulverizado o ciclos combinados con gas natural.

El consumo de agua de las centrales CCGI es reducido a pesar de que tanto el ciclo de vapor requiere de refrigeración así como el sistema de lavado del syngas en comparación con las centrales de carbón pulverizado (ELCOGAS, 2001).

Otros contaminantes producidos son mercurio, compuestos de cloro y metales pesados. Para el primero ha surgido una preocupación a nivel mundial debido a que este contaminante es de alto grado de toxicidad; sin embargo, la producción de mercurio en una central CCGI es mucho menor al producido en centrales de carbón pulverizado. Los compuestos de cloro son removidos en los sistemas de lavado del syngas, por su parte los metales pesados quedan concentrados casi en su totalidad en la escoria, que es un sólido vitrificado producido en el gasificador.

c. Obtención de subproductos

Las centrales térmicas convencionales producen residuos sólidos (escoria, ceniza, y otras) que no poseen valor comercial excepto por la ceniza que puede ser vendida a un valor poco significativo. Por el contrario, suponen un perjuicio económico y ambiental. En el caso de las centrales CCGI se obtienen subproductos que tienen valor comercial:

- **Hidrógeno:** Inyectando agua en el gasificador se incrementa el H₂ en el syngas para producir NH₃ para fertilizantes, H₂ industrial o para celdas de combustible (principalmente del tipo de óxidos sólidos que trabajan a alta presión y temperatura, generando electricidad e incorporando la descarga caliente al ciclo combinado).

En el caso de México la gasificación representa una clara alternativa para abastecer de hidrógeno a las refinerías de PEMEX para procesar mayor proporción de crudo Maya, ya que la demanda de combustibles limpios ha aumentado provocando que el hidrógeno suministrado para PEMEX Refinación sea insuficiente.

- **Azufre:** Recuperado prácticamente todo el azufre del combustible (en una planta de 1,200 MW tipo Río Escondido, se recuperarían unas 2000 toneladas al mes). El azufre se recupera puro en estado elemental o como ácido sulfúrico, ambos con valor comercial.
- **Vapor:** En las centrales CCGI se produce vapor por el enfriamiento del syngas y por el Generador de Vapor por Recuperación de Calor; este vapor se utiliza para generar electricidad en turbinas de vapor en un ciclo de eficiencia cercana al 50%. Como las

refinerías demandan altas cantidades de calor, parte del vapor generado se puede enviar y de esta manera elevar la eficiencia del ciclo térmico.

- **Nitrógeno:** Es obtenido de la planta de separación de aire, el nitrógeno es útil para fabricar NH_3 como fertilizante.
- **Residuos sólidos:** por las condiciones reductoras en que se lleva a cabo la gasificación, los residuos sólidos (principalmente escoria) se obtienen de manera vitrificada, que se pueden valorar como productos comerciales por sus aplicaciones, como fabricación de materiales cerámicos, producción de fibras de vidrio, relleno para carreteras o fabricación de materiales de construcción.

5.2.3 Centrales nucleoelectricas

Una de las opciones para limitar el consumo de hidrocarburos, especialmente de gas natural, son las centrales nucleoelectricas como ya ha sido demostrado con el funcionamiento de la central de Laguna Verde, que desde el inicio de su operación comercial en julio de 1990, ha venido generando energía eléctrica con un factor de planta promedio de 85%.

Las centrales nucleoelectricas tienen a su favor dos grandes ventajas: no ocasionan contaminación al medioambiente y generan electricidad a un costo que es competitivo con el de las centrales termoeléctricas convencionales que utilizan combustóleo o carbón. La gran desventaja de las centrales nucleoelectricas es el elevado costo de la inversión inicial que requieren, factor que por sí solo, ha sido el principal obstáculo que ha frenado su planeación.

El costo de inversión inicial para la instalación de este tipo de centrales es de 1,867 USD/kW instalado con un costo de generación de 4.4 cUSD/kWh.

Con la nueva tecnología de los reactores de la tercera generación puede llegar a ser competitiva con el ciclo combinado consumiendo que consume gas natural como resultado de la reducción de los costos de inversión y de los periodos de construcción (incluyendo los permisos correspondientes).

En el corto plazo sí existe la oportunidad para la instalación de una central nuclear en la zona norte del país, en el estado de Sonora en la región de Agua Prieta donde se tiene contemplado que para el año 2010 existan tres centrales con una capacidad conjunta de 1,400 MW bajo la

modalidad de tecnología libre. Teniendo en cuenta ésta capacidad de generación es posible considerar cubrirla con una sola central nucleoelectrica.

5.2.4 Energías renovables

A pesar de contar con importantes reservas de hidrocarburos es importante impulsar el uso de fuentes renovables de energía. La estrategia de diversificación hacia fuentes renovables de energía, posee las siguientes ventajas sobre las tecnologías de generación con hidrocarburos:

- Promueven la conservación de recursos no renovables.
- Permiten el acceso de áreas remotas a los servicios de electricidad.
- Su costo no depende de los precios de gas y petróleo.
- Generan menores impactos ambientales.
- Pueden ser incentivo de desarrollos regionales.

Sin embargo, poseen las siguientes desventajas:

- Están sujetas a una determinada localización.
- Su disponibilidad es intermitente.
- Algunas como la eólica o las grandes hidroeléctricas requieren de grandes extensiones de terreno.
- El kWh suele ser más caro que la energía generada por métodos convencionales.

5.2.4.1 Potencial de energías renovables en México

Actualmente sólo una pequeña porción del total de los requerimientos energéticos de México se satisfacen a través de fuentes renovables de energía. Sin embargo, las energías renovables ofrecen un gran potencial para su crecimiento en México. La CFE, de acuerdo a sus estudios, ha estimado la existencia de un potencial hidroeléctrico equivalente a una potencia instalable de alrededor de 43,000 MW, distribuido en el territorio nacional en por lo menos 550 sitios susceptibles de ser desarrollados. Adicionalmente, se ha calculado un potencial geotérmico susceptible de ser desarrollado de alrededor de 12,000 MW. El Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) a su vez, ha estimado potenciales de fuentes renovables de energía eólica superiores a 5,000 MW en los estados de Oaxaca, Baja California y Yucatán y cifras superiores a 1,000 MW provenientes del uso de biomasa de la industria cañera y 150 MW adicionales

provenientes de biogás de rellenos sanitarios. En cuanto a potenciales de energía solar, nuestro país recibe energía solar en su territorio, traducible a un promedio de 5 kW por metro cuadrado. En el contexto internacional es importante mencionar que México ocupó el tercer lugar a nivel mundial en generación de electricidad con centrales geotérmicas. Asimismo, las velocidades de viento promedio mayores a los 15 m/s en la región de la Ventosa y factores de planta probados superiores al 50 %, hacen de esta región un sitio privilegiado a nivel mundial para la generación a gran escala de energía mediante centrales eólicas.

En el plan de proyecciones 2001-2006 el sector energía se ha comprometido a promover la instalación de 1,000 MW producto de energías renovables adicionalmente a la expansión originalmente proyectada por el SEN. Cálculos realizados por la CFE muestran que la instalación de esta capacidad adicional de energías renovables en México traería además de beneficios económicos importantes por ahorro de combustibles fósiles, beneficios medioambientales que se traducirían en aproximadamente 2.29 millones de toneladas de CO₂ evitadas anualmente por el sector energía.

5.2.4.2 Implicaciones tecnológicas, económicas y medioambientales

a. Energía solar

El sol es una fuente de energía limpia, inagotable y gratuita. La transformación de energía solar en energía térmica o eléctrica puede realizarse en el propio lugar de consumo, sin tener que transportarla grandes distancias o depender de otras infraestructuras.

Los sistemas fotovoltaicos pueden aplicarse en sitios remotos interconectados a la red para alivio de ramales saturados, especialmente en regiones donde el pico de demanda coincida con el pico de radiación solar. El potencial de energía solar en México es uno de los más altos del mundo, aproximadamente las tres cuartas partes del territorio nacional son zonas con una insolación media de 5 kWh/m² al día.

Actualmente, CFE cuenta con una planta híbrida en San Juanico, Baja California Sur, conformada por 17 kW fotovoltaicos, 100 kW eólicos y motogenerador diesel de 80 kW. Adicionalmente, se encuentra en proyecto la instalación de una planta híbrida de ciclo combinado con termosolar al noreste de México, con una capacidad de 39 MW. El IIE ha instalado en el noroeste del país, pequeños sistemas fotovoltaicos (1.5 a 2 kW) con la finalidad de estudiar su efecto sobre la red de transmisión en la demanda del usuario.

Capítulo 5. Acciones para limitar el uso de gas natural en la generación de energía eléctrica en México

Los costos asociados a sistemas fotovoltaicos se encuentran en el rango de 3,500 a 5,000 USD/ kW instalado (dependiendo de la tecnología empleada y de su conexión a la red) y de 25 a 150 cUSD/ kWh generado.

b. Minihidráulica

Aún cuando no ha sido calculado en su totalidad el potencial de este recurso, la CONAE identifica más de 100 sitios para su aprovechamiento. Por ejemplo, en la región que comprende los estados de Veracruz y Puebla se estima una generación de hasta 3,570 GWh/año, equivalente a una capacidad media de 400 MW.

Se estima que en los canales de riego agrícola existe un potencial aprovechable superior a 300 MW. Los permisos autorizados por la CRE de generación minihidráulica al cierre del año 2003 indican que se contarán con seis centrales en operación con una capacidad autorizadas de 32 MW instalados.

Los costos de instalación varían dentro de un rango muy amplio, no considerando proyectos extremos, éstos dependen de las características físicas del sitio donde habrá de realizarse la obra, de las dimensiones de la cortina, de la capacidad instalada, entre otras consideraciones. El rango de valores para la inversión es de 800 a 1,800 USD/ kW instalado, con costos de generación de 3 a 20 cUSD/ kWh.

c. Bioenergía

Esta tecnología emplea la materia orgánica susceptible de utilizarse como energía (desechos sólidos municipales, residuos agropecuarios y de los bosques). El aprovechamiento de este recurso puede realizarse vía combustión directa o por conversión de biomasa en diferentes combustibles (dependiendo de la técnica empleada: biodigestión anaerobia, pirólisis, gasificación o fermentación).

El IIE estima que la producción de residuos sólidos municipales en el país es de 90 mil toneladas diarias, con lo que se podría obtener una capacidad para generar electricidad de aproximadamente 150 MW. Esta alternativa es rentable en ciudades grandes y medianas.

En el año 2003 se puso en marcha el primer proyecto de generación de energía eléctrica a partir del biogás generado por la fermentación anaerobia de residuos sólidos orgánicos municipales en Salinas Victoria, Nuevo León. El proyecto cuenta con una capacidad instalada de 7.0 MW.

Los costos de inversión en proyectos para generar electricidad a partir de la biomasa, están en el rango de 630 a 1,170 USD/ kW instalado, la energía producida tiene un costo que oscila entre 4 y 6 cUSD/ kWh generado.

d. Geotermia

La viabilidad de este recurso energético dependerá del desarrollo de tecnología que permita el aprovechamiento de todos los tipos de recursos geotérmicos (roca seca caliente, geopresurizados, marinos y magmáticos). La CFE, que es el único desarrollador en México de estos proyectos, ha establecido la existencia de diversas manifestaciones termales en el país.

Se estima que el potencial geotérmico de México en sistemas hidrotermales de alta entalpía (temperaturas mayores a 180°C) permitiría instalar cuando menos 2,400 MW. El impacto ambiental de los desarrollos geotérmicos se puede eliminar casi completamente, y se espera que los costos de esta tecnología disminuyan entre 3 y 5 cUSD/ kWh.

e. Energía eólica

La energía cinética del viento es considerada una tecnología madura para la generación eléctrica, comercialmente se encuentran disponibles aerogeneradores desde 0.5 hasta 1.5 MW de potencia nominal, también existen prototipos con una potencia de 3.0 MW.

En México este recurso tiene un gran potencial, se calcula que puede ser superior a los 5,000 MW económicamente aprovechables en zonas identificadas, como lo son el Istmo de Tehuantepec; las penínsulas de Baja California y Yucatán; la región central de Zacatecas y hasta la frontera con Estados Unidos; así como también la región central del altiplano y las costas del país.

Los avances más significativos han sido realizados por CFE con la instalación de la central de 0.6 MW en la población de Guerrero Negro en Baja California Sur y la construcción de la central La Venta en el estado de Oaxaca con 1.6 MW. Adicionalmente, en pequeños aerogeneradores y aerobombas de agua se calculan más de 2 MW eólicos instalados en el país.

Información de la CRE señala que se encuentran autorizados tres proyectos municipales y uno industrial, en el periodo 2003-2012, los cuales contemplan una capacidad de aproximadamente

500 MW adicionales. La CFE, por su parte, se ha encargado del desarrollo eólico en la región de La Ventosa, donde se planea llevar a cabo un proyecto de 101 MW (La Venta II).

Los costos típicos de inversión en instalaciones para el aprovechamiento de la energía eólica están entre 900 y 1,400 USD/ kW instalado, y los costos nivelados de generación se encuentran en un rango de 3.5 a 4.0 cUSD/ kWh generado.

f. Energía hidroeléctrica

Las centrales hidroeléctricas en México tienen un potencial aprovechable que se estima alrededor de 40,000 MW adicionales a los existentes actualmente no sólo en grandes caudales, como el proyecto de La Parota en el Estado de Guerrero, sino también existen posibles proyectos con ríos que tienen un caudal más reducido (CFE 2003b). Los proyectos hidroeléctricos presentan beneficios adicionales a la generación de energía eléctrica, ya que a través de los vasos de almacenamiento de agua se puede abastecer servicios agrícolas y consumo de ciudades.

Actualmente el más grande proyecto hidroeléctrico que se está desarrollando es El Cajón que forma parte del sistema hidrológico Santiago, que comprende 27 proyectos con un potencial de 4,300 MW del los cuales sólo se han desarrollado el 32% mediante la construcción de seis centrales. Este proyecto contará con dos unidades de 375 MW cada una.

Los costos de inversión para este tipo de centrales se encuentran en el rango de 1,200 y 3,000 USD/kW instalado y un costo de generación en el rango de 3 a 6 cUSD/kWh.

Conclusiones

Es necesario considerar medidas para limitar el uso de gas natural como consecuencia del dinamismo del déficit entre la demanda y la oferta de este hidrocarburo. Estas medidas las dividimos en tres básicamente. Una es la construcción de centrales regasificadoras de gas natural licuado. Otra medida es el uso de otros combustibles en sustitución del gas natural en las centrales térmicas convencionales, turbogás o ciclo combinado. La otra medida es la sustitución completa de la tecnología de generación de energía eléctrica, esto es basar el incremento en la capacidad instalada de forma diversificada para ser lo menos dependiente de un combustible o tecnología.

La sustitución de combustibles como diesel o combustóleo en centrales diseñadas para operar con gas natural, tiene implicaciones tecnológicas, económicas y medioambientales que no permiten que la central opere de manera eficiente, al no ser el combustible de diseño. En algunos casos es indispensable la incorporación de nuevos sistemas a la central por lo que además de presentar problemas en eficiencia se encarece la planta.

Por otra parte, es necesario considerar la inclusión de nuevas tecnologías de generación en los planes de expansión del sector eléctrico bajo la modalidad de tecnología libre. Dentro de las tecnologías alternativas a las que utilizan gas natural para la generación de energía eléctrica, destaca la gasificación de residuos de vacío o de carbón; ya que, no sólo traería beneficios para CFE al sustituir gas natural por gas de síntesis sino que también es posible adaptar esta tecnología a procesos de cogeneración en refinerías o complejos petroquímicos de PEMEX. Además otra de las ventajas del proceso de gasificación es la factibilidad en el cambio de combustible, puesto que habría que realizar relativamente pocas modificaciones a la central para que operara con biomasa u otro combustible de la gran variedad disponible.

Con respecto a las energías renovables éstas deben tener mayor desarrollo para reducir emisiones de contaminantes y administrar de manera más racional nuestras reservas de hidrocarburos (de gas natural principalmente).

Conclusiones Generales

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

Conclusiones generales

Las centrales que utilizan combustibles fósiles (hidrocarburos y carbón), son y seguirán siendo la principal fuente de energía eléctrica, como consecuencia de su menor costo y mayores eficiencias en su transformación. No obstante, el impacto ambiental que presentan por la emisión de gases efecto invernadero como consecuencia de su combustión, pueden limitar su utilización en el futuro. Por las ventajas que presentan las centrales que emplean gas natural para la generación de electricidad, como térmicas convencionales, turbogás y de ciclo combinado, éstas han tomado un reciente auge en el mundo, de las cuales destacan las centrales de ciclo combinado.

Al estudiar los impactos en las centrales de ciclo combinado por el uso de diferentes combustibles fósiles (combustóleo o diesel) en sustitución del gas natural observamos que presentan características diferentes: poder calorífico y densidad principalmente. Debido a esto, en el cambio a combustibles alternos en las centrales de ciclo combinado destacamos la degradación en el ciclo de gas y sus consecuencias en el ciclo de vapor, así como en la operación de toda la central.

Las Prospectivas del Sector Eléctrico plantean que el desarrollo del sector estará determinado por la construcción de plantas de ciclo combinado que utilizan gas natural como fuente de energía primaria. Con base en el análisis de las expectativas de incremento de la capacidad de generación lo anterior se puede confirmar ya que las plantas de ciclo combinado representan más del 50% del total de las proyecciones gracias a sus ventajas sobre otro tipo de tecnologías como mayor eficiencia en su operación, menor periodo de construcción, así como el cumplimiento satisfactorio de normas ambientales. La instalación de este tipo de plantas tendrá como consecuencia un importante incremento en la demanda de gas natural.

Con base en el análisis de la demanda de gas natural reportada en las Prospectivas del Mercado de Gas Natural observamos que éste continúa con un amplio potencial de crecimiento en los sectores eléctrico, petrolero e industrial. Las necesidades previstas del uso de este combustible en el Sector Eléctrico, marcan en gran parte la pauta que explica la evolución en la sustitución de combustóleo por gas natural.

El comportamiento histórico de la oferta y la demanda dentro del mercado de gas natural indica que la demanda de este energético ha tenido un fuerte dinamismo en los últimos años. En las Prospectivas del Sector Eléctrico se puede observar que el incremento en la demanda de gas natural, por este sector, se debe principalmente a la sustitución paulatina del combustóleo por

gas natural como principal fuente de energía primaria. Por otro lado, la oferta se ha incrementado debido al aumento en la capacidad de extracción así como el desarrollo de proyectos de exploración; sin embargo, el balance nacional de oferta y demanda indica que en nuestro país existe un déficit que debe ser cubierto con importaciones.

La producción de gas natural ha venido declinando desde Marzo de 1999 debido a que no se asignaron recursos al Programa Estratégico de Gas (PEG) sino hasta mediados del año 2002. La producción ha estado restringida por el bajo ritmo de perforación, y más recientemente, por complicaciones originadas en el transporte y proceso que son también resultado de la falta de inversión en proyectos de producción y exploración.

La producción de gas asociado a corto y mediano plazos seguiría declinando, razón por la cual se tiene que incentivar a las actividades de producción de gas no asociado en las regiones de Burgos y Veracruz. Existen también proyectos de desarrollo de petróleo que permitirán incrementar la producción de gas asociado. Sin embargo, se tiene previsto que las importaciones de gas natural sigan incrementándose en los siguientes años debido a que el crecimiento en la demanda de este combustible será mayor al de la oferta. Si lo anterior no cambia, México se verá obligado a fortalecer la infraestructura de importación por gasoductos así como construir terminales de regasificación de gas natural licuado que permitan aumentar la oferta e incrementar la flexibilidad y confiabilidad del sistema nacional de gas.

Las implicaciones para PEMEX son claras. Los retos de PEMEX Exploración y Producción (PEP) son, entre otros, incorporar nuevas reservas, incrementar la producción de gas natural asociado y no asociado principalmente. Respecto a PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) será elevar la capacidad de proceso y transporte de gas natural.

Las medidas para enfrentar el crecimiento del sector eléctrico implican que se tiene que aumentar la oferta nacional de gas natural mediante el desarrollo de proyectos de exploración y producción por parte de PEMEX; sin embargo, las medidas para evitar que se incremente el ya existente desabasto para las centrales de ciclo combinado no serán suficientes por lo que se tendrán que reforzar la infraestructura de importación de gas natural.

Por otra parte, es necesario considerar medidas para limitar el uso de gas natural mediante la sustitución de combustibles como diesel o combustóleo, pero las implicaciones tecnológicas y económicas no permiten que la central opere de manera eficiente. Por último es importante la inclusión de nuevas tecnologías de generación en los planes de expansión del sector eléctrico bajo la modalidad de tecnología libre. Entre éstas encontramos la gasificación de residuos de

vacío o de carbón que no sólo traería beneficios para CFE al sustituir gas natural por gas de síntesis sino que también sería posible adaptar esta tecnología a procesos de cogeneración de refinerías y complejos petroquímicos (PEMEX). En lo que respecta a las energías renovables éstas deben tener mayor desarrollo para reducir emisiones de contaminantes y administrar de manera más racional las reservas de hidrocarburos (de gas natural principalmente).

Esta página se dejó en blanco intencional

Anexos

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

Anexo I.1 Ciclos termodinámicos de las turbinas de gas y turbinas de vapor

A I.1 Ciclo termodinámico de la turbina de gas

El modelo termodinámico de las turbinas de gas se fundamenta en el ciclo de Brayton (Figura A I.1). A pesar de que se generaliza como ciclo termodinámico, en realidad el fluido de trabajo no cumple un ciclo completo en las turbinas de gas ya que este finaliza con una composición o en un estado diferente al que tenía cuando inició los procesos. Algunos autores como *Sonntag, Borgnakke y Van Wylen*, clasifican los procesos de una turbina a gas como de ciclo abierto. Las turbinas de gas de ciclo abierto simple utilizan una cámara de combustión interna para suministrar calor al fluido de trabajo y las turbinas de gas de ciclo cerrado simple utilizan un proceso de transferencia para agregar o remover calor del fluido de trabajo.

El ciclo básico de Brayton en condiciones ideales está compuesto por cuatro procesos:

1-2. Compresión isentrópica en un compresor.

2-3. Adición de calor al fluido de trabajo a presión constante en un intercambiador de calor o una cámara de combustión.

3-4. Expansión isentrópica en una turbina.

4-5. Remoción de calor del fluido de trabajo a presión constante en un intercambiador de calor o en la atmósfera.

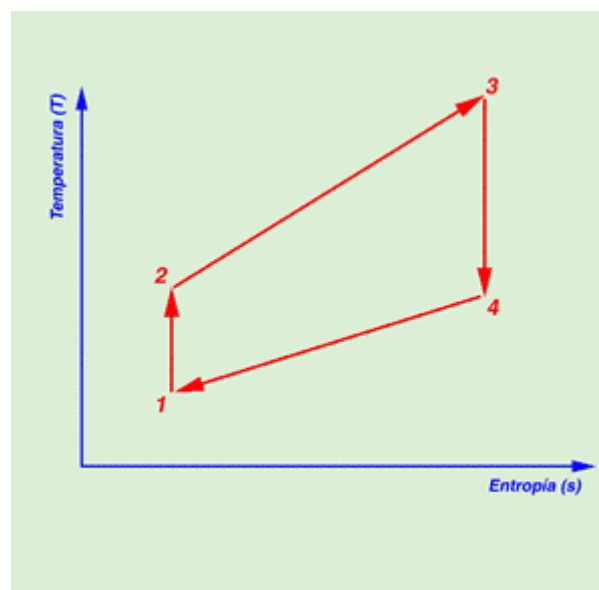


Figura A I.1 Diagrama T-s, ciclo termodinámico básico de las turbinas de gas

Fuente: <http://www.uamerica.edu.co>

La eficiencia térmica del ciclo Brayton ideal depende de la relación de compresión. Si se aumenta la relación de compresión en el ciclo será necesario suministrar más calor al sistema debido a que las líneas de presión constante divergen hacia arriba y hacia la derecha en el diagrama s-T y la temperatura máxima del ciclo será mayor. Como el calor suministrado es mayor es mayor, la eficiencia térmica aumentará con el radio de compresión. En la Figura A I.2 se muestra una representación esquemática del ciclo Brayton.

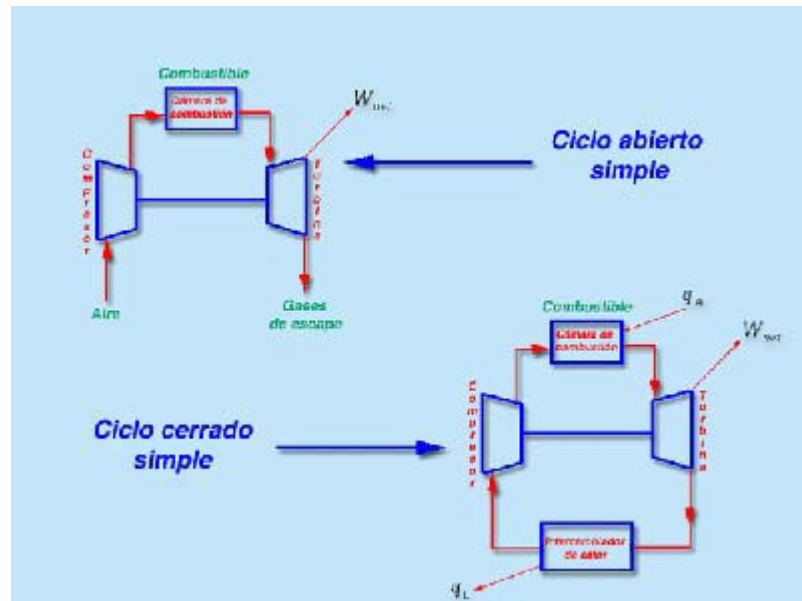


Figura A I.2 Esquema del ciclo básico de las turbinas de gas

Fuente: <http://www.uamerica.edu.co>

A I.2 Ciclo termodinámico de la turbina de vapor

El principio de funcionamiento de las turbinas de vapor tiene su fundamento en el ciclo termodinámico conocido como Ciclo Rankine (Figura A I.3). Al final del ciclo el fluido de trabajo retorna a su estado y composición inicial. Cuatro procesos se distinguen en un Ciclo Rankine ideal:

- 1-2. Proceso de bombeo adiabático y reversible.
- 2-3. Transferencia de calor al fluido de trabajo en una caldera a presión constante.
- 3-4. Expansión adiabática y reversible del fluido en la turbina.
- 4-5. Transferencia de calor desde el fluido de trabajo a presión constante en el condensador.

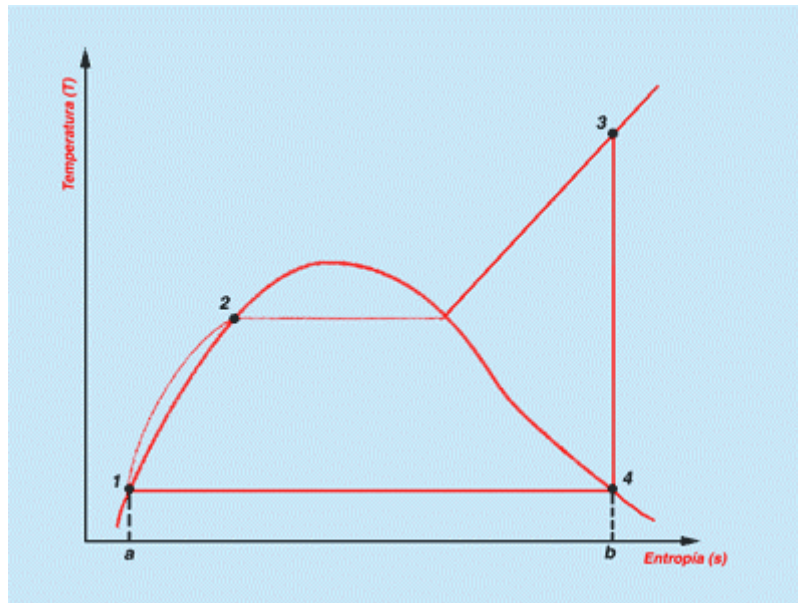


Figura A I.3 Diagrama T-s, ciclo termodinámico básico de las turbinas de vapor

Fuente: <http://www.uamerica.edu.co>

Si los cambios en la energía cinética y potencial (presión y temperatura) del fluido de trabajo no son considerados, el calor transferido y el trabajo pueden representarse por áreas en el diagrama.

El área comprendida por los puntos a-1-2-3-b-a representa el calor transferido al fluido de trabajo, mientras que el área comprendida por los puntos a-1-4-b-a representa el calor transferido desde el sistema. El trabajo neto realizado está representado por el área comprendida por los puntos 1-2-3-4-1 y es la diferencia entre el calor transferido al fluido de trabajo y el calor transferido desde el fluido de trabajo.

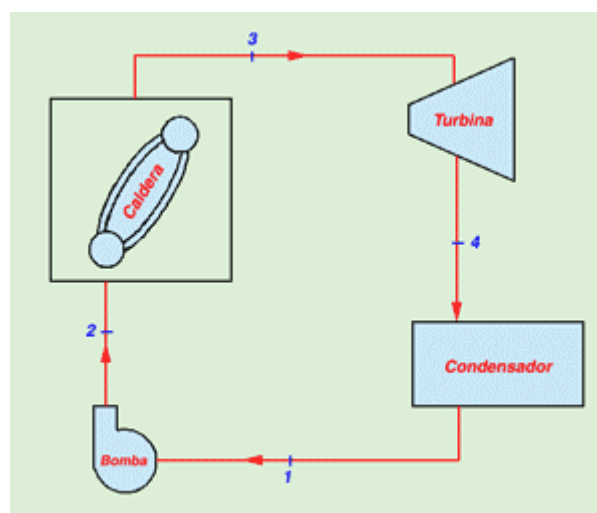


Figura A I.4 Esquema del ciclo básico de las turbinas de vapor

Fuente: <http://www.uamerica.edu.co>

Anexo II.1 Despacho de la demanda de energía con centrales térmicas

Dado que la demanda se comporta como una variable aleatoria es necesario variar continuamente la energía que producen las unidades generadoras, controlando la característica de voltaje y frecuencia, además de conservar los límites de operación de cada uno de los elementos del sistema (generadores, transformadores, líneas, etc.), vigilando que se cumplan los objetivos básicos de la operación.

Para la producción de energía eléctrica se aprovechan las fuentes primarias de energía que se dispone (hidrocarburos, agua, carbón, nuclear, geotérmica y vientos), coordinando su operación para la producción del kWh al más bajo costo. De tal manera que para cubrir con la demanda de energía es necesario distribuir la generación entre las diferentes centrales del país (Figura II.2) quedando como base aquellas que tengan menores costos de operación y cubriendo los picos de demanda aquellas centrales que tengan los más altos costos de operación y rápida disposición de tomar carga.

Las centrales térmicas convencionales junto con las de ciclo combinado se colocan en la base por tener costos relativamente bajos de operación, por su parte las centrales turbogás tienen los más altos costos de operación y deben utilizarse primordialmente para cubrir picos en la demanda de energía.

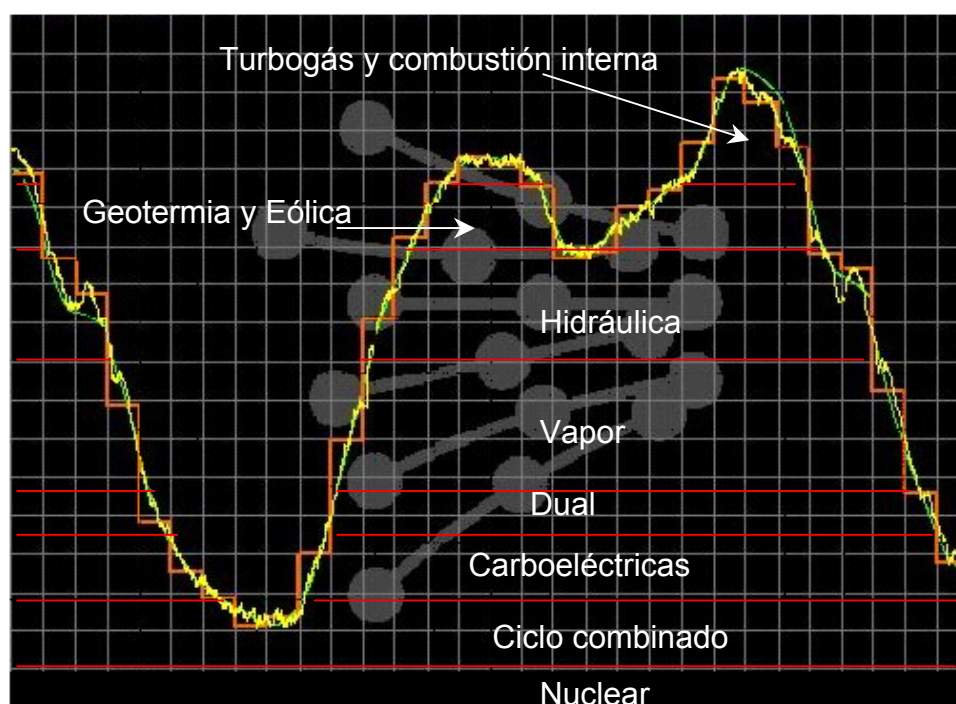


Figura AII.1 Curva horaria de demanda de energía eléctrica

Fuente: CFE (2003b)

ANEXO III.1 Capacidad de generación instalada por tipo de tecnología. (MW)

Año	Hidráulica	Geotermia	Eólica	Nuclear	Carbón	Térmica convencional	Ciclo combinado	Turbogás	Combustión interna	Dual	Total
1991	7931	720	****	675	1200	12553	1,826	1777	115	****	26797
1992	7931	730	****	675	1200	12787	1818	1777	149	****	27067
1993	8171	740	****	675	1900	12574	1818	1777	149	1400	29204
1994	9121	753	2	675	1900	13274	1898	1777	149	2100	31649
1995	9329	753	2	1309	2250	13595	1890	1682	129	2100	33039
1996	10034	744	2	1309	2600	14295	1912	1675	121	2100	34791
1997	10034	750	2	1309	2600	14282	1942	1675	121	2100	34815
1998	9700	750	2	1309	2600	14282	2463	1929	120	2100	35255
1999	9618	750	2	1368	2600	14283	2463	2364	118	2100	35666
2000	9619	855	2	1365	2600	14283	3398	2360	116	2100	36698
2001	9619	838	2	1365	2600	14283	5188	2381	143	2100	38519
2002	9608	843	2	1365	2600	14283	7343	2890	144	2100	41178

Fuente: Los autores con datos de SENER (2004a)

ANEXO III.2 Comportamiento de la demanda máxima.

La demanda máxima en el periodo de 1993-2002 ha crecido con una tasa de 5.22 % anualmente. Para el final del año 2002 la demanda máxima fue de 33,169 MWh/h¹.

La demanda de energía eléctrica se comporta como una variable aleatoria ya que depende de factores como la carga así como de las pérdidas en los procesos de transmisión y distribución principalmente. La demanda del Sistema Eléctrico Nacional la podemos representar gráficamente mediante la curvas de carga que se pueden clasificar en las siguientes dos categorías:

1. Por ordenamiento del tiempo: cronológicas y no cronológicas.
2. Por el tiempo considerado: horarias, diarias, semanales, anuales.

Estas curvas permiten realizar el estudio de la dinámica de la carga, ya que podemos obtener factores que apoya el cálculo de los circuitos que requiere esta como son los factores de carga, de diversidad, de contribución, etc.

El factor de carga nos proporciona la medida de eficiencia de la carga desde el punto de vista del suministro, esto es, nos indica que tan usada es la energía eléctrica.

Este indicador es inversamente proporcional al costo de suministro (\$/kWh). El factor se define de la siguiente manera:

$$f.c. = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}}$$

El factor de diversidad nos indica que existen diferencias en la localización y magnitud de los picos de acuerdo a cada tipo de consumidor. El factor se define de la siguiente manera:

¹ SENER (2004a)

$$f.div. = \frac{\sum \text{demanda individual}}{\text{demanda máxima}}$$

El factor de contribución es un indicador de la cantidad de energía que es consumida durante los picos en la curva de carga. Este factor se define de la siguiente manera:

$$f.cont. = \left(\sum \text{cargas que componen la demanda} \right) - \text{demanda máxima}$$

Con los datos observados en el 2002 obtenemos la siguiente curva de carga:

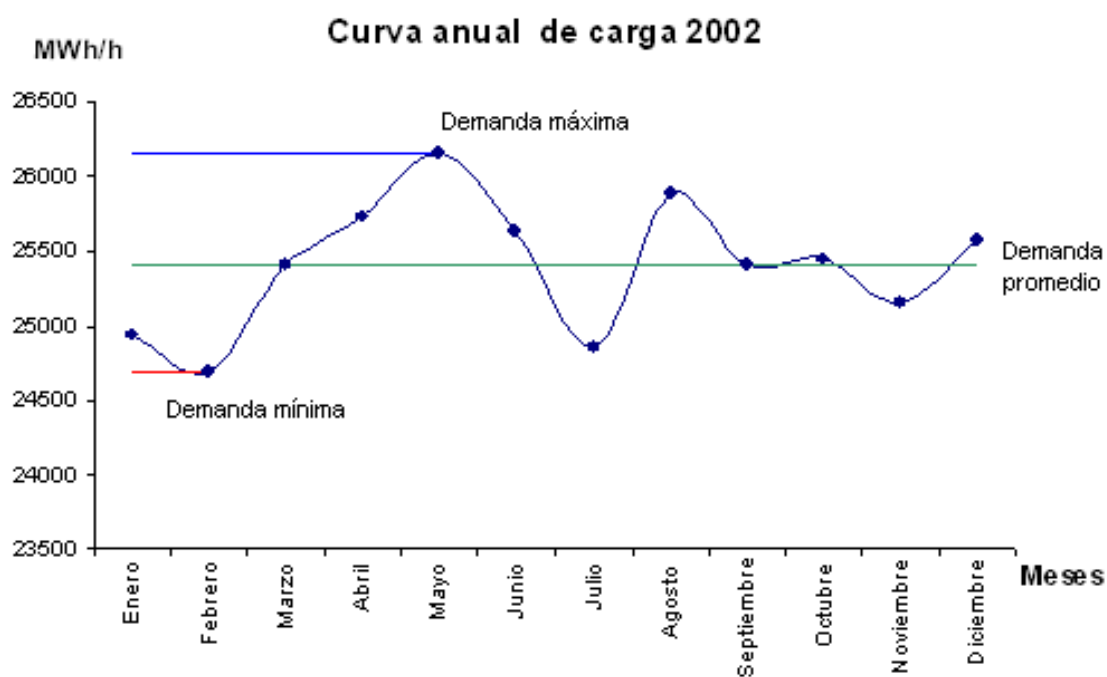


Figura A III.1 Curva anual de carga, 2002

Fuente: SENER (2004a)

Calculando el factor de carga tenemos:

$$f.c. = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}} = \frac{25407.08 \text{ MWh/h}}{26152 \text{ MWh/h}} = 0.97$$

El valor del factor de carga es muy cercano a la unidad, lo que indica que el aprovechamiento de la energía eléctrica por parte de los equipos fue eficiente.

Con respecto al factor de diversidad:

$$f.div. = \frac{\sum \text{demanda individual}}{\text{demanda máxima}} = \frac{304885 \text{ MWh/h}}{26152 \text{ MWh/h}} = 11.66$$

Por su parte el factor de contribución es :

$$f.cont. = \left(\sum \text{cargas que componen la demanda} \right) - \text{demanda máxima} = 304885 \text{ MWh/h} - 26152 \text{ MWh/h}$$

$$f.cont. = 278733 \text{ MWh/h}$$

Anexo III.3 Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

A III.3.1 De la Planeación y Prospectiva del Sector Eléctrico

ARTÍCULO 66.- *La Comisión deberá elaborar y remitir a la Secretaría para su aprobación, conforme a la Ley y a este Reglamento, cuando dicha dependencia lo determine, pero al menos una vez al año:*

I. Un Documento de Prospectiva sobre las tendencias del sector eléctrico del país; y

II. Los programas para la realización de obras que el suministrador pretenda ejecutar para la prestación del servicio público.

El documento y los programas mencionados deberán elaborarse con rigor metodológico y a partir de la información más actualizada y confiable de que disponga la Comisión, incluyendo la proveniente de los particulares y que le sea remitida por la Secretaría en la memoria a que se refiere el artículo 69.

ARTÍCULO 67.- *El Documento de Prospectiva deberá describir y analizar, para un período que comprenderá hasta los diez años siguientes, las necesidades previsibles del país en materia de energía eléctrica, así como las posibles acciones a emprender por parte del suministrador y de los particulares para enfrentar dichas necesidades.*

Este documento servirá como información oficial para todos los interesados, acerca de las tendencias del sector eléctrico del país y será el marco de referencia general para los programas de obras mencionados en el artículo anterior, sin perjuicio de que éstos podrán ser definidos, modificados o ajustados por la Comisión de acuerdo a las circunstancias que se presenten y con apego a lo dispuesto en la Ley y en este Reglamento.

ARTÍCULO 68.- *El análisis y la descripción de las tendencias del sector eléctrico, en el Documento de Prospectiva, para el período de que se trate, deberá comprender:*

I. Una parte correspondiente a la evolución futura de la demanda de energía eléctrica, en donde se incluyan las proyecciones del consumo básico, intermedio y pico, por regiones geográficas y a nivel total

para el país, considerando la factibilidad de modular los requerimientos de energía eléctrica del país a través de las políticas tarifarias y administrativas conducentes;

II. Una parte relativa a la capacidad de generación y transmisión existentes;

III. Una parte concerniente a la expansión, adición, rehabilitación, modernización, sustitución o interconexión de la capacidad de generación y transmisión que se consideren necesarias para que el país tenga satisfecha, de manera oportuna y cabal, la demanda de energía eléctrica prevista. Hasta donde sea posible, y con base en las determinaciones realizadas en años anteriores por la Secretaría conforme a lo dispuesto en el artículo 125, fracciones III y IV, se señalarán, sin carácter vinculatorio para la Comisión o para la Secretaría, las previsiones respecto a las adiciones o sustituciones de capacidad de generación que serán realizadas directamente por la Comisión y aquellas otras que probablemente efectuarán los particulares, conforme a lo dispuesto en la Ley y en este Reglamento, para la satisfacción de sus propias necesidades o para ponerlas a disposición de la Comisión para que ésta las destine al servicio público;

IV. Una parte en la que se comparen y comenten las opciones para emprender las diferentes acciones consideradas en la fracción anterior, y

V. Una parte relativa a las acciones y programas que en materia de ahorro de energía y de su racional utilización, sean recomendadas por la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía.

La información contenida en este documento deberá ser amplia y suficiente e incluirá, en el caso de las fracciones II y III, el detalle que sea relevante en cuanto a región de ubicación, fechas, magnitud y utilización de la capacidad de generación y transmisión existente y futura.

ARTÍCULO 69.- *La Secretaría revisará el Documento de Prospectiva y podrá requerir a la Comisión las aclaraciones que considere necesarias.*

Recibidas éstas, la Secretaría publicará un extracto de los aspectos más relevantes de dicho documento, a fin de recibir en un período de cinco

meses los comentarios de todos los posibles interesados en participar en las adiciones o sustituciones de capacidad de generación a que se refiere la fracción III del artículo anterior. Los comentarios podrán incluir acciones alternativas de ahorro de energía.

La Secretaría elaborará una memoria de la información más relevante recibida de los particulares y la remitirá a la Comisión para que, con base en la mejor información disponible, esta entidad haga las previsiones que resulten pertinentes en el Documento de Prospectiva a elaborarse en el siguiente año, según lo dispuesto en el artículo 66.

ARTÍCULO 70.- Los programas para la realización de obras que la Comisión elabore y remita a la Secretaría de acuerdo con el artículo 66, contendrán:

I. Para cada obra por emprender que lo amerite:

a) Sus características más importantes, su presupuesto y el programa de inversiones respectivo;

b) Un estudio económico de los costos de generación y transmisión de la energía eléctrica, considerando razonadamente las inversiones, su financiamiento y los gastos de operación previsibles a lo largo de la vida útil del proyecto respectivo.

Esta información servirá de base a la Secretaría para autorizar las obras que serán ejecutadas por el suministrador, de acuerdo con lo previsto en el artículo 125, fracciones II y III, y

c) Un estudio sobre programas alternativos de ahorro de energía del que se desprenda la conveniencia o necesidad de ejecutar la obra en cuestión;

II. Los programas relativos a las obras ya existentes incluirán los aspectos de la operación, mantenimiento, ampliación y mejora, así como los presupuestos correspondientes.

Anexo IV.1 Pronósticos de producción nacional de gas natural

El gas natural se ha convertido en un combustible cada vez más demandado por generar energía de manera más limpia, por su creciente aceptación en el sector residencial, por su importancia en el desarrollo industrial y principalmente por su relevancia en la expansión de capacidad de generación de energía eléctrica.

Sin embargo durante las pasadas dos décadas se ha registrado una declinación gradual de las reservas de hidrocarburos. Las reservas probadas de petróleo y gas natural han venido disminuyendo año con año por diversos factores (Figura A IV.1).

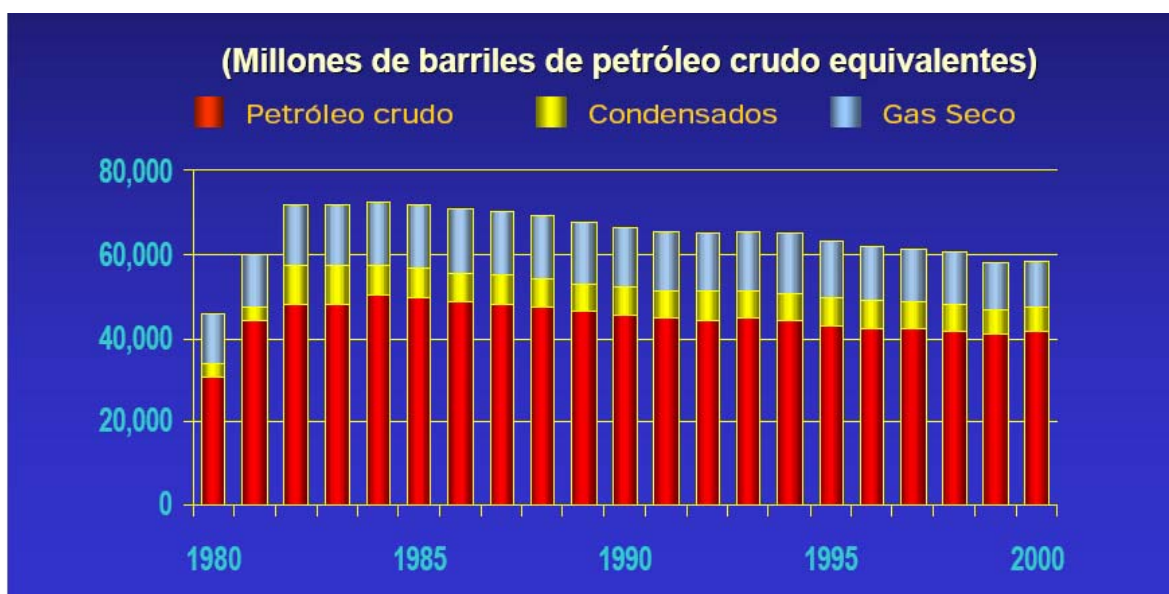


Figura A IV.1 Declinación gradual de las reservas de hidrocarburos

Fuente: SENER (2002c)

PEMEX incrementará su producción de gas natural, principalmente gas no asociado. Para el año 2006 espera tener una producción de 7 mmmcpd². La contribución del gas no asociado se incrementará en una década, del 26 al 50% del total de la producción nacional (Figura A IV.2). Los proyectos que sustentarán este incremento son: Burgos, Contratos de Servicios Múltiples (CSM) y el Programa Estratégico de Gas.

² PEMEX y su plan de inversiones 2003-2012

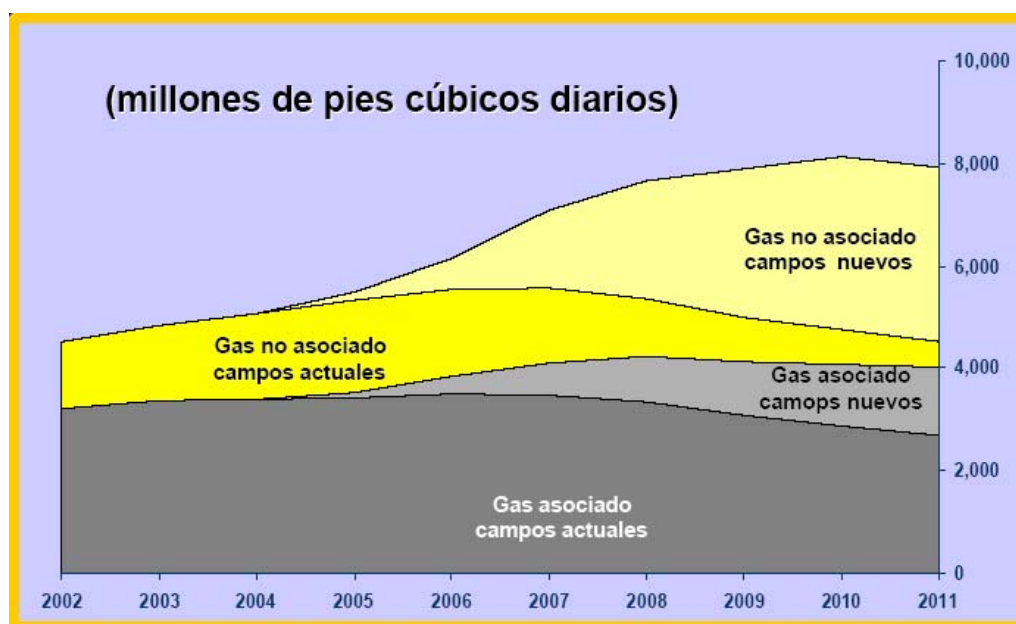


Figura A IV.2 Pronósticos de producción de gas natural

Fuente: SENER (2002c)

A IV.2 Expectativas de la oferta nacional de gas natural

A IV.2.1 Producción

La producción de gas natural de México ha venido disminuyendo a partir del año 2000 teniendo como consecuencia que no se alcancen los niveles que la demanda interna requiere. Este comportamiento es resultado de distintas tendencias regionales de producción. La baja sostenida en la producción de gas asociado en los estados de Tabasco y Chiapas ha sido compensada parcialmente con el incremento en la producción vinculado con el desarrollo del campo de Cantarell y los aumentos de gas no asociado registrados en la Cuenca de Burgos y el estado de Veracruz. Este incremento se verá reforzado por el descubrimiento y desarrollo de Lankahuasa, frente a Nautla.

La declinación previsible en algunas regiones; la rápida declinación natural de los campos de la Cuenca de Burgos y la caída observada en la productividad de sus pozos; y el alto costo y la baja aportación de los pozos que se están perforando en Chicontepec, obligan a intensificar la perforación exploratoria y de

desarrollo en Burgos y un aumento en la producción en Veracruz. Es prioritaria la construcción de la infraestructura necesaria para llevar el gas del campo de Lankahuasa a la red nacional de gasoductos.

Las actividades que necesita realizar PEMEX en materia de exploración para incrementar los niveles de reservas de gas natural son de gran importancia, ya que en su programa de inversiones para el periodo 2003-2012 planea tener una producción de 7 mmpcd para el año 2006 y las reservas probadas actualmente no podrían sostener una producción de esa magnitud por mucho tiempo. Actualmente México cuenta con una relación reservas/producción de 29 años; pero para el año 2006 si se alcanza la producción de 7 mmpcd y no se ha tenido la restitución de reservas planeada esta relación disminuirá dramáticamente hasta 5 años.

A IV.2.2 Demanda

Durante esta década, la demanda de gas natural crecerá de manera importante, principalmente por parte del sector eléctrico (Figura A IV.3). La instalación de centrales de ciclo combinado, como ya se mencionó antes ha sido elegida sobre otras tecnologías; pero basar la expansión eléctrica casi exclusivamente en las centrales de ciclo combinado plantea un problema estratégico importante ya que estas plantas no presentan la flexibilidad de operar preferentemente con gas natural, no así las centrales térmicas convencionales o carboeléctricas que cuentan con quemadores duales para poder operar con combustóleo o con carbón. Debido a lo anterior se incrementará la vulnerabilidad del sistema eléctrico por la incertidumbre que se tendrá en el suministro de gas natural si los proyectos de exploración y producción encabezados por PEMEX no tienen resultados a mediano y largo plazo.

IV.2.2 Importaciones mediante ductos y gas natural licuado

México estará obligado a incrementar y reforzar la infraestructura de ductos y estaciones de compresión para importar gas de los Estados Unidos. Además tendrá que diversificar las fuentes de suministro en materia de importaciones a través de la instalación de terminales de regasificación de gas natural licuado.

Actualmente, se cuentan con diez puntos de interconexión con los Estados Unidos con una capacidad de importación de 1, 224 mmpcd (Figura A IV.4). Para el año 2006 se fortalecerán 4 puntos de interconexión y se construirán 3 nuevos para alcanzar una capacidad de importación vía ductos de 2, 670 mmpcd.

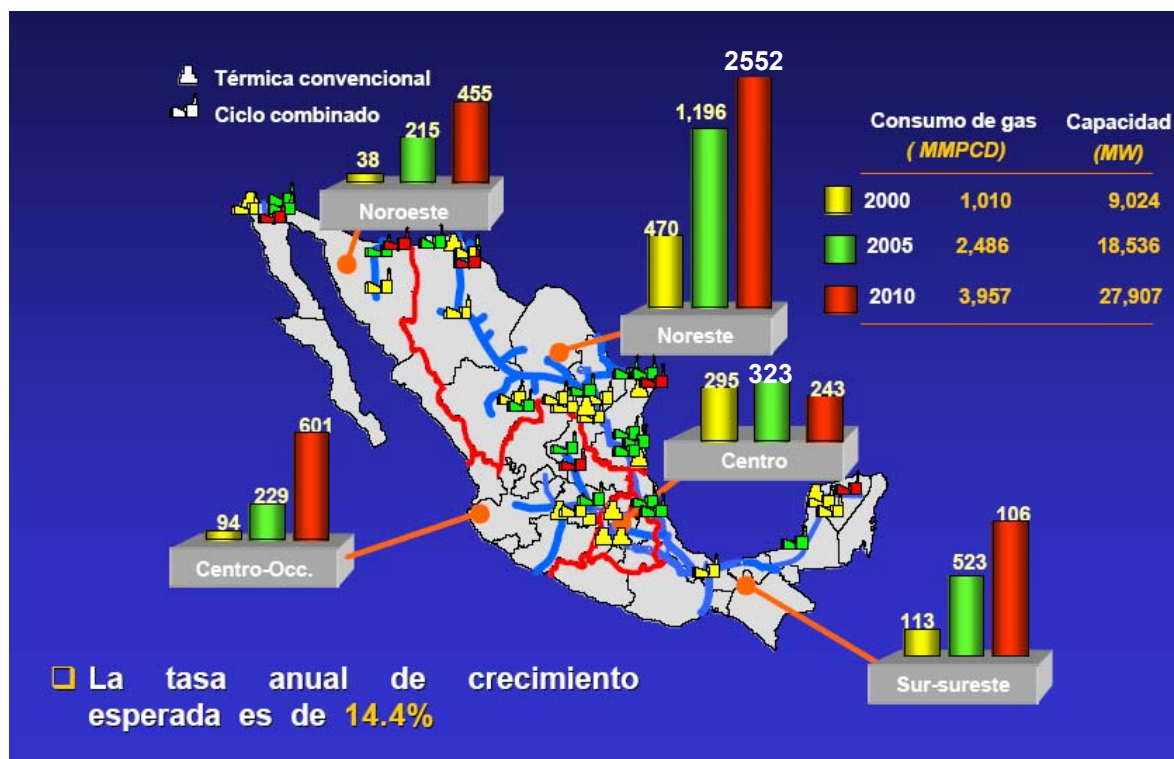


Figura A IV.3 Crecimiento en la demanda de gas natural para la generación de electricidad

Fuente: SENER (2002c)

Para asegurar el abastecimiento de este combustible y diversificar las fuentes de suministro del mismo, una alternativa que resulta interesante es el Gas Natural Licuado (GNL). Éste, aunque tiene como propósito contribuir a cubrir los faltantes de suministro nacional, también tendrá una componente que funcionará como almacenamiento. El valor de esta componente dependerá del tamaño de la terminal de que se trate. Otra ventaja de este tipo de instalaciones es que permite traer gas de fuentes de suministro remotas mediante barcos “metaneros”, diversificando las fuentes de abastecimiento y en alguna medida mantener precios estables en el mercado del gas natural.

Actualmente se encuentra en proceso una licitación pública internacional, publicada por la Comisión Federal de Electricidad el 24 de diciembre de 2002, cuyo objeto es adquirir gas natural proveniente de una terminal de GNL que se instale en la zona de Altamira en el estado de Tamaulipas, en la costa del Golfo de México. Se estima que dicha terminal tendrá una capacidad inicial de alrededor de 500 millones de pies cúbicos diarios de gas natural y que podría llegar hasta los 1,000 MMPCD. Por otro lado, algunas

empresas privadas están estudiando la viabilidad de instalar terminales de GNL adicionales en la costa Pacífico (Figura A IV.5).



Figura A IV.4 Infraestructura de ductos para la importación de gas natural

Fuente SENER (2002c)

Actualmente son cuatro los sitios de mayor interés en la costa Pacífico: Ensenada en Baja California, en donde actualmente el suministro de gas natural depende totalmente de la importación de EUA; Topolobampo en el estado de Sinaloa, en donde las condiciones del puerto son adecuadas y existen consumidores potenciales que servirían de ancla para este tipo de instalaciones; Manzanillo en Colima, por la cercanía de la Ciudad de Guadalajara y la interconexión al centro del país, así como las instalaciones actuales de CFE en ese puerto; y Lázaro Cárdenas en Michoacán, en donde se cuenta con un entronque al Sistema Nacional de Gasoductos (SNG).

Las centrales de Altamira y Lázaro Cárdenas alimentarían al sistema nacional de gasoductos. El primero surtiría el centro de Veracruz y la región de Monterrey, y el segundo enviaría gas al Bajío con lo que

proveerá de gas a la región del Valle de México. En el Noroeste del país se desarrollarán instalaciones de gas licuado en Baja California Norte para suministrar a esta región aislada de la red nacional y, posiblemente, al Sur de California. Esta nueva infraestructura dará mayor flexibilidad al suministro de gas y contribuirá a crear una capacidad de almacenamiento hasta ahora inexistente en el país.



Figura A IV.5 Centrales de regasificación de gas natural licuado

Fuente SENER (2002c)

A IV.3 Medidas para incrementar la oferta nacional de gas natural

En materia de gas natural, nuestro país cuenta con una relación de reservas probadas a producción de 29 años. Esto significa que México tiene importantes reservas de gas natural, pero también que se está produciendo y explorando de manera insuficiente.

Las importaciones de este energético han ido aumentando año con año, como resultado de una producción decreciente y un aumento vigoroso en la demanda. A lo largo de la próxima década, se prevé un crecimiento del consumo nacional mayor al que se registró en los últimos años.

Además de la demanda que se derive del crecimiento del sector industrial del país, incluido el sector petrolero, el sector eléctrico requerirá cada vez más gas, debido al desarrollo de plantas de generación de ciclo combinado. Para el año 2007, este sector será el principal consumidor de gas natural en México.

Según estimaciones de la Secretaría de Energía y de Petróleos Mexicanos, el crecimiento promedio anual de la demanda interna en el periodo 2001-2010 podría llegar al 8.9 por ciento, en el escenario de mayor crecimiento económico, mientras que la producción nacional solamente crecería un 6.6 por ciento sin la aportación de los Contratos de Servicios Múltiples (CSM).

Si esta tendencia continua se estima que, al finalizar este período, la demanda será superior a la oferta nacional por cerca de 2 mil millones de pies cúbicos al día y el volumen de importaciones podría llegar a representar alrededor del 23 por ciento del consumo interno.

Resulta claro que la industria nacional del gas no ha tenido el desarrollo suficiente para cubrir la demanda interna y es por ello que PEMEX ha iniciado una serie de proyectos orientados a aumentar la producción de este combustible. Para sostener los mayores niveles de producción que se tienen previstos en el largo plazo, se requiere activar de manera importante proyectos de exploración. A este respecto, la meta que se ha fijado es aumentar la tasa de restitución de reservas totales de hidrocarburos.

La meta que se ha propuesto PEMEX ha sido aumentar la producción de gas natural (asociado y no asociado) de cuatro mil a siete mil millones de pies cúbicos diarios en el mismo periodo. Para lograr lo anterior se necesita de mayores inversiones, así como de capacidades financieras y tecnológicas externas a la Empresa.

Las acciones en el sector de gas natural tienen que desarrollarse de tal manera que sean capaces de responder al comportamiento irregular que en los últimos años se ha presentado en cuestiones de producción, consumo y precios internacionales de este hidrocarburo.

El Programa Estratégico de Gas, que se formalizó a fines del año 1999 y desde entonces, Pemex Exploración y Producción incrementa la generación de nuevas localizaciones. Al 31 de Mayo del año 2002 se contaron con casi 12 veces más localizaciones de las que se tenían antes de llevar a cabo el programa, y de ellas prácticamente dos terceras partes son gas.

En los últimos años las reservas de gas natural han disminuido de manera importante, lo que ha provocado que la tasa de restitución de reservas implique cada vez más proyectos de exploración y producción. Recientemente se han diversificado las regiones de donde habrá de obtenerse la producción futura de gas.

En los últimos años la producción se había concentrado en la cuenca de Burgos, pero ya están añadidas otras regiones como las zonas de Veracruz, Macuspana y la plataforma continental del Golfo de México. Además, al inicio del año 2002 se confirmaron importantes reservas en los campos de gas de Lankahuasa, Playuela y Hap, cuyo potencial total representa un poco más de la cuarta parte de las reservas probadas de este recurso en todo el país.

Para lograr el óptimo aprovechamiento de las reservas es necesario traducir rápidamente los nuevos descubrimientos en aumentos de la producción. PEMEX en su estrategia de gas, se ha propuesto aumentar en 75 por ciento, en el año 2006, la producción que se tuvo en el año 2001.

A pesar de las acciones realizadas por PEMEX para incrementar la oferta interna de gas natural con el proyecto de Burgos y el Programa Estratégico de Gas, la oferta prevista resulta insuficiente ante el crecimiento esperado de la demanda. De este modo PEMEX propuso los Contratos de Servicios Múltiples (CSM), que son un nuevo esquema de contratación para acelerar la producción de gas y reducir el déficit previsto.

Las principales razones para los CSM son:

- Importaciones costosas de gas natural para el país
- Déficit creciente de gas natural en Canadá-EUA-México
- Capacidades limitadas de ejecución y financiamiento
- Acceso limitado a nueva tecnología
- Gran potencial de producción de gas natural en México

Frente a este escenario, PEMEX diseñó un nuevo esquema contractual para atraer capacidades adicionales de:

- Ejecución
- Tecnología
- Financiamiento

La estrategia de PEMEX para incrementar las reservas probadas de gas natural y así poder incrementar producción y las reservas remanentes de este combustible, tanto en el mediano, como en el largo plazo, se basa en cuatro elementos principales:

- Reactivación de la exploración en las áreas de mayor potencial,
- Enfoque preferencial a las reservas de gas no asociado,
- Aprovechamiento de la producción a niveles comparables con la práctica internacional y
- La implementación de contratos de servicios múltiples con la iniciativa privada.

En este sentido el Programa Estratégico de Gas (PEG) contempla el desarrollo de diferentes áreas en las aguas territoriales del Golfo de México y la plataforma continental de los estados de Tabasco, Campeche, Veracruz y Tamaulipas e incluye principalmente la Cuenca de Macuspana, la Cuenca de Veracruz y la cuenca compuesta por Tampico, Misantla y Sur de Burgos. Sin embargo, las acciones que se tienen previstas por PEMEX en materia de exploración y producción no alcanzarán para que el ritmo de producción nacional iguale al de la demanda interna. Es por ello, que será necesario intensificar y desarrollar nueva infraestructura para instalar nuevos puntos de interconexión para la importación de gas natural mediante el aumento en la capacidad de interconexión con los Estados Unidos para tener acceso a los gasoductos del estado de Texas así como la posible instalación de plantas de regasificación de gas natural licuado.

Anexo A V.1 Normatividad ambiental vigente en México

A V.1.1 Norma oficial mexicana

La norma oficial mexicana NOM-085-ECOL-1994, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 2 de Diciembre de 1994, regula las emisiones de los óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno y partículas suspendidas totales, por zonas y por capacidad del equipo de combustión. En esta norma, los límites máximos permisibles de emisiones a la atmósfera, desde fuentes fijas, se clasificaron en dos períodos:

- El primer periodo (1994-1997) es de transición. PEMEX mejorará su infraestructura para mejorar la calidad de los combustibles, y tanto la CFE como la planta industrial deberán preparar sus infraestructuras para reducir los niveles de emisión.
- En el segundo periodo (1998 en adelante) la norma fija niveles de emisión más estrictos y establece niveles regionales de emisión de temporada.

Además, esta norma divide al país en tres zonas:

- Zona metropolitana de la ciudad de México (ZMCM).
- Zonas críticas: zonas metropolitanas de las ciudades de Monterrey y Guadalajara; Tijuana y Ciudad Juárez; los centros de población Coatzacoalcos-Minatitlán, Irapuato-Celaya-Salamanca, Tula-Vito-Apasco y el corredor industrial Tampico-Madero-Altamira, (ZC).
- Resto del país (RP).

Es pertinente comentar que para el cumplimiento de los límites de óxidos de nitrógeno, para el segundo período (a partir de 1998) la norma marca como zonas críticas, únicamente a las zonas metropolitanas de las ciudades de Monterrey, Guadalajara, Tijuana y Ciudad Juárez.

Respecto a las centrales que sólo utilicen combustibles gaseosos, no hay valores límite en la densidad de humo, las partículas y el bióxido de azufre; sólo existen valores en cuanto a los óxidos de nitrógeno (capacidades mayores a 5,250 MJ/h) y al exceso de aire de combustión en todas las capacidades. En los

periodos 1994-1997 y a partir de 1998, se presentan valores límite para capacidades de 30.56 MW o mayores. Los valores vigentes a partir de 1998 son más estrictos (Tabla A V.1).

Tabla A V.1 Valores vigentes para las centrales que utilizan combustibles gaseosos

Periodo	Capacidad del equipo de combustión		Óxidos de Nitrógeno ppmv			Exceso de aire de combustión
	MJ/h	MW	ZMCM	ZC	RP	% volumen
1994-1997	Mayor de 110,000	Mayor de 30.56	160	280	400	30
A partir de 1998	Mayor de 110,001	Mayor de 30.57	110	110	375	25

Fuente: CFE (2003a)

La Tabla A V.2 muestra los valores específicos para las centrales con capacidad superior a 110,000 MJ/h (30.56 MW), que queman combustibles sólidos.

Tabla A V.2 Valores vigentes para las centrales con capacidad superior a 110,000 MJ/h que utilizan combustibles sólidos

Periodo	Partículas mg/m ³			Bióxido de azufre ppmv			Óxidos de Nitrógeno ppmv			Exceso de aire de combustión
	ZMCM	ZC	RP	ZMCM	ZC	RP	ZMCM	ZC	RP	% volumen
1994-1997	70	325	435	1,100	2,100	2,600	160	280	400	30
A partir de 1998	60	250	350	550	1,100	2,200	110	110	375	25

Fuente: CFE (2003a)

La Tabla A V.3 muestra los valores específicos para las centrales con capacidad superior a 110,000 MJ/h (30.56MW), que queman combustibles líquidos.

Tabla A V.3 Valores vigentes para las centrales con capacidad superior a 110,000 MJ/h que utilizan combustibles líquidos

Periodo	Partículas mg/m ³			Bióxido de azufre ppmv			Óxidos de Nitrógeno ppmv			Exceso de aire de combustión
	ZMCM	ZC	RP	ZMCM	ZC	RP	ZMCM	ZC	RP	% volumen
1994-1997	70	325	500	1,100	2,100	2,600	160	280	400	30
A partir de 1998	60	250	350	550	1,100	2,200	110	110	375	25

Fuente: CFE (2003a)

Cuando se utilice una mezcla de combustibles, se aplicarán los valores que se muestran en la Tabla A V.4

Tabla A V.4 Valores vigentes para las centrales con capacidad superior a 110,000 MJ/h que utilizan mezcla de combustibles

Combinación de combustibles	Límite de referencia
Gas/líquido	Líquido
Líquido/sólido	
Gas/líquido/sólido	
Gas/sólido	Sólido

Fuente: CFE (2003a)

Hasta la fecha, los límites regionales de emisión ponderada, a los que se refiere la norma, no han sido instrumentados por la autoridad ambiental, y es posible que se elabore una norma específica adicional sobre estos límites regionales con valores no inferiores a los contemplados en la segunda fase.

A V.1.1.1 Porcentaje máximo de Azufre en el combustible para cumplir con la Norma

En la norma NOM-085-ECOL-1994, se proporcionan una tabla y una ecuación para realizar el cálculo del porcentaje en peso de azufre en el combustible para cumplir con los límites máximos permisibles. Para las centrales mayores de 30.56 MW resultan los porcentajes presentados en la Tabla A V.5.

Tabla A V.4 Porcentaje en peso del azufre contenido en combustibles

Combustible	Hasta el 31 de Dic. 1997			A partir de 1° Enero 1998		
	Zonas definidas			Zonas definidas		
	ZMCM	ZC	RP	ZMCM	ZC	RP
Combustóleo	2.0%	3.8%	4.8%	1.0%	2.0%	4.0%
Carbón	0.9%	1.7%	2.1%	0.5%	0.9%	1.8%

Fuente: CFE (2003a)

Abreviaturas y siglas

Bpc	Billones de pies cúbicos (10^{12} pies cúbicos)
Bpcd	Billones de pies cúbicos diarios (10^{12} pies cúbicos)
BTU	Unidades Térmicas Británicas
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CONAE	Comisión Nacional para el Ahorro de Energía
COPAR	Costos y Parámetros de Referencia
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DOE	Department of Energy (EUA)
Gcal	Giga caloría (10^9 calorías)
GLP	Gas licuado de petróleo
GN	Gas natural
GNC	Gas natural comprimido
GNL	Gas natural licuado
GWh	Gigwatts hora (10^9 Watt-hora)
HRSG	Heat Recovery Steam Generator
Hz	Hertz
IIE	Instituto de Investigaciones Eléctricas

IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
Km	kilómetros
LyFC	Luz y Fuerza del Centro
LSPEE	Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica
mbd	Miles de barriles diarios
mbpce	Miles de barriles de petróleo crudo equivalente
mm	Millón
mm ³ d	Miles de metros cúbicos diarios
mmm ³	Millones de metros cúbicos
mmm ³ d	Millones de metros cúbicos diarios
mmpcd	Millones de pies cúbicos diarios
mpcd	Miles de pies cúbicos diarios
mta	Miles de toneladas anuales
MW	Megawatts (10 ⁶ Watts)
MPa	Megapascales (10 ⁶ Pascales)
NOM	Norma Oficial Mexicana
OLADE	Organización Latino Americana de Energía
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PEMEX	Petróleos Mexicanos

PEP	Pemex Exploración y Producción
PGPB	Pemex Gas y Petroquímica Básica
PIB	Producto Interno Bruto
PIE	Productor Independiente de Energía
PPQ	Pemex Petroquímica
PR	Pemex Refinación
SEN	Sector Eléctrico Nacional
SENER	Secretaria de Energía
SNG	Sistema Nacional de Gasoductos
tmca	Tasa media de crecimiento anual
tpce	Toneladas de petróleo crudo equivalente
TWh	Terawatt hora (10^{12} Watts-hora)
ZMVM	Zona Metropolitana del Valle de México

Referencias

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

Referencias bibliográficas

- *Avallone, E. & Baumeister, T. (1997). "Marks' standard handbook for mechanical engineers". Mc Graw-Hill, USA (1997).*
- *Beltrán Mora H., Urias Romero F. (2004). "Aspectos técnicos y medioambientales de las centrales de ciclo combinado con gasificación integrada (CCGI)". Memorias de la VII Conferencia Anual de la AMEE. México (2004).*
- *Beltrán Mora H., Urias Romero F. (2004). "Estudio Analítico de las Prospectivas publicadas por la Secretaría de Energía". Memorias de la VII Conferencia Anual de la AMEE. México (2004).*
- *Beltrán Mora H., Urias Romero F. (2004). "Aspectos técnicos de ciclo combinado con gasificación integrada (CCGI)". Memorias de la IV Reunión Estudiantil de la AMEE. México (2004).*
- *Beltrán Mora H., Urias Romero F. (2004). "Aspectos económicos y medioambientales de las centrales de ciclo combinado con gasificación integrada (CCGI)". Memorias de la IV Reunión Estudiantil de la AMEE. México (2004).*
- *CFE (2003a) Subdirección de Programación. . Gerencia de Evaluación y Programación de Inversiones. Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico. México (2003)*
- *CFE (2004). Subdirección de Programación. . Gerencia de Evaluación y Programación de Inversiones. Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico. México (2004)*
- *Comunicación personal con David Griffith (Abril 2004), Commercialization Manager. Technology Solutions. ConnocoPhillips.*
- *Comunicación personal con Gerardo Hiriart Le Bert (2004), Jefe de la Unidad de Apoyo Técnico de la Dirección de Operación de la Comisión Federal de Electricidad.*
- *DiPippo R. (1979). "Geothermal Energy as a Source of Electricity". U. S. Dept. of Energy. USA (1979).*
- *DOE (2000 a). "Clean Coal Technology Program". Topical Report No. 19. "The Tampa Electric Integrated Gasification Combined-Cycle Project". EUA. Julio 2000.*
- *DOE (2000 b). "Clean Coal Technology Program". Topical Report No. 20. "The Wabash River Coal Gasification Repowering Project". EUA. Septiembre 2000.*
- *DOE (2002). "Tampa Electric Polk Power Station Integrated Gasification Combined Cycle". Final Technical Report. EUA. Agosto 2002.*
- *DOE (2003). "Clean Coal Technology Compendium". Piñon Pine IGCC Power Project. EUA. Julio 2003.*

- *ELCOGAS (2001). "Tecnología de gasificación integrada en ciclo combinado: GICC". Aplicación real en España: ELCOGAS. Puertollano. Manuel Treviño Coca. Club Español de la Energía. España. 2001.*
- *Elizalde Baltierra A.(1994) "La contribución de la cogeneración a la preservación del medio ambiente". Universidad Nacional Autónoma de México. Tesis de Licenciatura de Ingeniería Mecánica-Eléctrica. México (1994).*
- *Hiriart Le Bert G., Beltrán Mora H.," Costo Nivelado de la Generación en una Central de Ciclo combinado con Gasificador Integrado (CCGI)". Memorias de la VII Conferencia Anual de la AMEE. México (2004).*
- *Hoffmann P.(2001). "Tomorrow's energy: prospects for a cleaner planet". Massachusetts Institute of Technology Press. USA (2001)*
- *Hoogers, G.(2003). "Fuel cell technology". CRC Press. Reino Unido (2003)*
- *Instituto de Ingeniería (2003). "Ingeniería de la Energía Solar II". Serie de Investigación y Desarrollo. UNAM. México(2003).*
- *Instituto Mexicano del Petróleo (2003) La tecnología en la estrategia de exploración y explotación de gas natural en México. Dr. Alfredo Arriola Torres.*
- *Morse, Frederick (1961). "Centrales Eléctricas: Teoría y Práctica de las Plantas Generadoras Eléctricas Estacionarias". México 1961.*
- *Pilidis P., Zwebeck A. (2003). "Effects of degradation on Combined Cycle Power Plants Performance". Power Engineering Department of Cranfield University. Julio 2004.*
- *Santo Potess (1971). "Centrales Eléctricas". Barcelona (1971)*
- *SENER (1998a). Prospectiva del Sector Eléctrico 1997-2006. Secretaría de Energía, Dirección General de Formulación de Política Energética, México 1998.*
- *SENER (1998b). Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1997-2006. Secretaría de Energía, Dirección General de Formulación de Política Energética, México 1998.*
- *SENER (1999a). Prospectiva del Sector Eléctrico 1998-2007 Secretaría de Energía, Dirección General de Formulación de Política Energética, México 1999.*
- *SENER (1999b). Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1998-2007. Secretaría de Energía, Dirección General de Formulación de Política Energética, México 1999.*
- *SENER (2000a). Prospectiva del Sector Eléctrico 1999-2008. Secretaría de Energía, Dirección General de Formulación de Política Energética, México 2000.*
- *SENER (2000b). Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1999-2008. Secretaría de Energía, Dirección General de Formulación de Política Energética, México 2000.*
- *SENER (2001). Programa Sectorial de Energía. Fundación ICA. Dr. Francisco Barnés de Castro.*

- SENER (2001a). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2000-2009*. Secretaría de Energía, Dirección General de Formulación de Política Energética, México 2001.
- SENER (2001b). *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2000-2009*. Secretaría de Energía, Dirección General de Formulación de Política Energética, México 2001.
- SENER (2002a). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2001-2010*. Secretaría de Energía, Dirección General de Formulación de Política Energética, México 2002.
- SENER (2002b). *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2001-2010*. Secretaría de Energía, Dirección General de Formulación de Política Energética, México 2002.
- SENER (2002c). Secretaría de Energía. “Contratos de Servicios Múltiples”. Conferencia Oficial Internacional. *El Sector del Gas en México*.
- SENER (2003). *Oportunidades de inversión en el mercado de gas natural*. UPI (Unidad de Promoción de Inversiones).
- SENER (2003a). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2002-2011*. Secretaría de Energía, Dirección General de Formulación de Política Energética, México 2003.
- SENER (2003b). *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2002-2011*. Secretaría de Energía, Dirección General de Formulación de Política Energética, México 2003.
- SENER (2004a). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2003-2012*. Secretaría de Energía, Dirección General de Formulación de Política Energética, México 2004.
- SENER (2004b). *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2003-2012*. Secretaría de Energía, Dirección General de Formulación de Política Energética, México 2004.
- Senz, Javier (1981). “Centrales Eléctricas”. Universidad Politécnica de Madrid. Madrid 1981.
- Spencer Management Associates (2000). *Mexico Feasibility Study for an Integrated Solar Combined Cycle System (ISCCS)*. USA (2000).

Referencias de Internet

- CFE (2003). Página web <http://www.cfe.gob.mx>
- CRE (2004). Comisión Reguladora de Energía. Página web <http://www.cre.gob.mx>
- [http:// www.confebask.es](http://www.confebask.es)
- <http://www.cranfield.uk/energy/gasturbine>
- <http://www.doe.com>
- [http:// www.endesa.es](http://www.endesa.es)
- <http://www.estrucplan.com.ar>
- IEA (2004). Página web [http:// www.iea.org](http://www.iea.org)
- [http:// www.power.die.uchile.cl](http://www.power.die.uchile.cl)

- <http://www.sipe.com>
- <http://www.soluziona.es>
- <http://www.thales.cica.es>
- <http://www.unionfenosa.es>
- *OLADE (2002). Organización Lationoamericana de Energía. Página web <http://www.olade.com>*
- *SENER (2002). Página web <http://www.sener.gob.mx>*