

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

01170  
3  
2es

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA

EL DESARROLLO DE LAS PLANTAS GENERADORAS DE CICLO  
COMBINADO Y SU EFECTO EN LOS CAMBIOS DE ORGANIZACIÓN DE  
LA INDUSTRIA ELÉCTRICA.

Israel Laguna Monroy

Director de tesis:

Ing. Jacinto Viqueira Landa.

Ciudad Universitaria, México D.F.

1999.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

2757 2/1



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.

## Dedicatoria:

*Creo que cualquier logro o meta que alcanzamos en nuestras vidas se debe no sólo a nuestro esfuerzo y dedicación, sino también al apoyo, cariño y aliento que nos brindan nuestros seres queridos. Quiero expresar mi más profundo y sincero agradecimiento a todas y cada una de las personas que comparten conmigo la alegría de este momento.*

**Dios:**

*Por ser mi guía y por TODO lo que he recibido de ti.*

**Mis Padres Dora Luz y José Luis:**

*Por darme lo mejor de sus vidas. Por su cariño, tiempo y apoyo incondicional.*

**Mis Hermanos José Luis, Ishtar, Iraís y Cristian:**

*Por ser una parte muy importante de mi vida.*

**Magdalena y Enrique:**

*Por todo el apoyo y cariño que siempre he recibido de ustedes.*

**Araceli:**

*Por ser mi novia, cómplice, amiga y confidente.*

**Mis amigos:**

*Por los bellos momentos que hemos pasado juntos.*

**Ing. Jacinto Viqueira:**

*Por la dirección de este trabajo de tesis.*

**Ing. Luis Rodríguez:**

*Por el tiempo de estancia en el Instituto de Ingeniería.*

**A la UNAM:**

*Por la formación académica que he recibido*

**Dr. Alfredo Osornio:**

*Por que me permitió conocerme y crecer como ser humano*

# TEMARIO

INTRODUCCIÓN	1
<b>CAPITULO 1.- LA REFORMA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA MUNDIAL</b>	
1.1.- La reforma de la industria eléctrica de Estados Unidos	9
1.2.- La reforma de la industria eléctrica del Reino Unido	10
1.3.- La reforma de la industria eléctrica de los países de la Unión Europea	11
1.3.1.- Rasgos de la nueva estructura de mercado	13
1.3.2.- Características de los sectores eléctricos de la Unión Europea	14
1.3.3.- Políticas nacionales de desregulación de algunos países de la Unión Europea	15
1.4.- La reforma de la industria eléctrica de los países en vías de desarrollo	16
1.4.1.- La reforma de la industria eléctrica de Chile	17
1.4.2.- La reforma de la industria eléctrica de Argentina	17
1.4.3.- La reforma de la industria eléctrica de México	17
1.4.3.1.- Iniciativa de reforma del Poder Ejecutivo a la industria eléctrica mexicana	18
<b>CAPÍTULO 2.- TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	
2.1.- Energías convencionales	22
2.1.1.- Centrales hidroeléctricas	24
2.1.2.- Centrales termoeléctricas que utilizan hidrocarburos	24
2.1.3.- Centrales carboeléctricas	25
2.1.4.- Energía nuclear	26
2.1.5.- Centrales diesel	27
2.1.6.- Centrales turbogas	27
2.1.7.- Centrales de ciclo combinado	28
2.2.- Energías renovables	28
2.2.1.- Centrales geotermoeléctricas	31
2.2.2.- Energía solar	33
2.2.2.1.- Celdas fotovoltaicas	34
2.2.2.2.- Sistemas solares de conversión térmica a eléctrica	34
2.2.3.- Energía eólica	36
2.2.4.- Energía maremotriz	37
2.2.5.- Biomasa	38
2.2.6.- Gradientes térmicos marinos	38
<b>CAPITULO 3.- TURBINAS DE COMBUSTIÓN</b>	
3.1.- Historia de la turbina de combustión	41
3.2.- Ciclos y eficiencia térmica de una turbina de combustión	43
3.3.- Elementos de una turbina de combustión	56
3.4.- Combustibles de una turbina de combustión	60
3.5.- Emisiones contaminantes de una turbina de combustión	64

3.5.1.- Producción de emisiones contaminantes de una turbina de combustión y de las máquinas de pistón	65
3.5.2.- Métodos de reducción de NOx en la turbina de combustión	67
3.5.2.1.- Combustión de mezclas con un exceso de aire	67
3.5.2.2.- Inyección de agua o vapor en la cámara de combustión	69
3.5.2.3.- Diseño de la cámara de combustión	70
3.6.- Esquemas de aplicación de las turbinas de combustión	71
3.6.1.- Ciclo Cheng	71
3.6.2.- Ciclo Kalina	73
3.6.3.- Turbinas con ciclo de aire húmedo (CHAT)	74
3.7.- Desarrollo de la tecnología de las turbinas de combustión	76

#### CAPITULO 4.- CENTRALES DE CICLO COMBINADO

4.1.- Eficiencia térmica de una central de ciclo combinado	80
4.2.- Elementos de una central de ciclo combinado	86
4.3.- Características de una central de ciclo combinado	97
4.3.1.- Menores costos y tiempos de instalación	97
4.3.2.- Carácter modular de las centrales de ciclo combinado	97
4.3.3.- Menor requerimiento de espacio	98
4.3.4.- Menor consumo de agua	98
4.3.5.- Capacidad de utilizar una gran diversidad de combustibles	99
4.3.6.- Menores niveles de emisiones contaminantes	99
4.4.- El papel de las centrales de ciclo combinado en la producción descentralizada de energía	100
4.5.- Esquemas de centrales de ciclo combinado	103

#### CAPITULO 5.- ENERGÉTICOS UTILIZADOS EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

5.1.- Panorama de la industria eléctrica mundial	109
5.2.- Energéticos empleados en la generación de electricidad	110
5.3.- Consumo de energía eléctrica en el año 2020	114
5.3.1.- Demanda de energía en la generación de electricidad en los países industrializados	118
5.3.2.- Demanda de energía en la generación de electricidad en los países del este de Europa y ex-URSS	120
5.3.3.- Demanda de energía en la generación de electricidad en los países en vías de desarrollo	121
5.4.- Financiamiento de la expansión de la industria eléctrica mundial	122
5.5.- Gas natural	126
5.5.1.- Reservas de gas natural	130
5.5.2.- Producción mundial de gas natural	132
5.5.3.- Consumo Mundial de gas natural	134

#### CAPITULO 6.- PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO Y DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

6.1.- Prospectiva del sector eléctrico en el periodo 1997-2006	137
6.2.- Capacidad de generación en 1996	141
6.3.- Requerimientos de capacidad de generación	144

6.3.1.- Capacidad comprometida	144
6.3.2.- Exportación e importación de energía eléctrica	146
6.3.3.- Capacidad retirada	146
6.3.4.- Capacidad adicional	146
6.4.- Demanda de gas natural en México	151
6.4.1.- Análisis de la demanda de gas natural por regiones	154
6.5.- Demanda esperada de gas natural en el periodo 1997-2006	156
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>159</b>
Anexo 1.- Características técnicas de algunas turbinas de combustión	162
Anexo 2.- Características técnicas de algunas centrales de ciclo combinado	164
Anexo 3.- Reformas a la industria del gas natural en México	169
Anexo 4.- Mercado de gas natural en México: reservas, extracción y producción de gas natural seco	174
Anexo 5.- Capacidad de transporte y distribución de gas natural	178
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>182</b>

# INTRODUCCIÓN

El desarrollo de la humanidad está estrechamente ligado al aprovechamiento de la energía. La producción, distribución y uso final de la energía ha sido, a través de la historia, un instrumento indispensable en la satisfacción de las necesidades y en la calidad de vida del hombre. De esta manera la energía es un bien intermedio valuado por los servicios o beneficios que pueden obtenerse con su uso. Dentro de este contexto la energía eléctrica es fundamental en la calidad de vida moderna. Es una forma de energía limpia y eficiente que se utiliza en los sistemas de iluminación, acondicionamiento de aire, refrigeración, accionamiento de motores eléctricos, fuente de energía de diversos dispositivos eléctricos y electrónicos, sistemas de transporte, de telecomunicaciones, de información, computacionales, etcétera.

En nuestros días la generación de energía eléctrica consume aproximadamente una tercera parte de la producción mundial de energía primaria; siendo la actividad de mayor requerimiento energético.<sup>1</sup> El promedio del consumo de electricidad per capita en los países industrializados es alrededor de diez veces mayor que en los países en vías de desarrollo; sin embargo, en los próximos años se prevé se incremente la demanda de energía eléctrica en mas de 5% anual en los países en vías de desarrollo<sup>2</sup> como consecuencia del crecimiento de la población, el incremento de equipos eléctricos, el establecimiento de industrias intensivas en electricidad y la sustitución de fuentes de combustión por energía eléctrica.

## MARCO GENERAL DE REFERENCIA

El sector eléctrico hasta la década de los años 80 se caracterizó como un monopolio público o privado integrado verticalmente, abarcando las fases de generación, transmisión y distribución. Actualmente se encuentra en un proceso de reforma el cual pretende desregular el sector a través de la introducción de las fuerzas del mercado por medio de la competencia en la etapa de generación. Con respecto a la transmisión y distribución de electricidad prevalece el esquema de monopolio regulado en la cual se otorga una concesión sobre la prestación del servicio de transporte y/o distribución a particulares en un territorio determinado.

Las características que ha adoptado dicho proceso de reforma en los sectores eléctricos de los países industrializados y en vías de desarrollo son diversas; sin embargo, existen algunos factores generales que se presentarán en la industria eléctrica mundial, entre los principales se encuentran: la modificación de la estructura tradicional de la industria eléctrica, el proceso de fijación de precios, el origen de las inversiones y financiamiento de nuevos proyectos, la regulación de los actores de la industria eléctrica y los cambios tecnológicos, principalmente el perfeccionamiento de las plantas generadoras de ciclo combinado. Se afirma que la concepción modular de éstas plantas disminuye la

---

<sup>1</sup>Información obtenida de Internet de la página de Shell Co., para mayor información consultar:  
[http://www.shell.com/b/bl\\_01d4.html](http://www.shell.com/b/bl_01d4.html)

<sup>2</sup> Información obtenida de Internet de la página de la "International Atomic Energy Agency" (IAEA), para mayor información consultar:  
<http://www.iaea.or.at/worldatom/inforesource/factsheets/spanish/spelectr.html#air>

importancia de las economías de escala y propicia una descentralización de la generación, siempre que se tenga disponibilidad de gas natural que se utiliza como combustible.

### Estructura de la industria eléctrica

La estructura tradicional de la industria eléctrica es consecuencia de las características técnicas de los sistemas eléctricos de corriente alterna. Dichas características propiciaron que los diferentes sistemas eléctricos se interconectarán y, frecuentemente, se integran en forma vertical abarcando la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.<sup>3</sup> La interconexión de los sistemas eléctricos permitió mejorar la continuidad del servicio, obtener economías de escala al utilizar unidades generadoras más grandes, compartir la reserva de generación y reducir las inversiones necesarias en nuevas centrales.

Las nuevas características del sector eléctrico como lo es la mayor competencia, la entrada de nuevos actores y las exigencias de mayor eficacia se traducirán en modificaciones estructurales tanto en forma vertical como horizontal. La industria eléctrica se conformará bajo diversas formas de desintegración. Es posible que el proceso de cambio lleve a la aparición de sociedades multi-sectoriales (trabajando en conjunto en sectores como la electricidad y el gas natural) y a múltiples firmas de mediana o relativamente pequeño tamaño.

### Sistemas de fijación de precios

La liberalización del sector eléctrico traerá como consecuencia que la determinación de los precios de la energía eléctrica se efectúe en función de los precios definidos por la libre competencia y no en los costos promedio<sup>4</sup>. Con ello se facilitará la identificación de posibles subsidios cruzados con una tendencia a su eliminación a corto o medio plazo. Este podría ser el caso de los subsidios a sectores como el carbón o nuclear no sólo en los países industrializados, sino también en aquellos países en vías de desarrollo en donde se utiliza al sistema de precios como mecanismo de control de la inflación.

Se espera que la introducción de la competencia a través de la iniciativa privada se reflejará en una disminución de los precios de la energía eléctrica. Estudios efectuados por la Comisión Europea en lo que se refiere a los efectos de las directivas que crean el mercado interior de la electricidad y del gas en los países miembros, indican que en el sector eléctrico la disminución de los precios para los grandes consumidores industriales

---

<sup>3</sup> Jacinto Viqueira Landa, La Desintegración de los Sistemas Eléctricos: Adam Smith contra Gustav Kirchhoff, *Revista de la Facultad de Ingeniería*, num 1, 1997, p.35.

<sup>4</sup> La base conceptual de los costos promedio es que el ingreso de las ventas totales de una empresa eléctrica deberá ser suficiente para cubrir los costos totales, los cuales abarcan los costos de operación, mantenimiento y administración. También considera los costos de capital incluyendo la inversión en nuevas instalaciones, depreciación de las instalaciones existentes y ganancias razonables del capital invertido.

La base conceptual de los costos marginales es el costo de producir un kilowatt adicional a la capacidad existente. La base de costos marginales permite añadir nueva infraestructura de generación.

puede ser del 11% y del 4% para los consumidores domésticos. El ahorro global podría alcanzar unos 15 mil millones de dólares anuales.<sup>5</sup>

### Relación productor consumidor

La introducción de la competencia por la liberalización obligará al sector eléctrico a una mayor orientación hacia el consumidor, a una mayor importancia de las actividades de venta y al desarrollo de una serie de iniciativas destinadas a garantizar consumidores tanto industriales como minoristas. El abastecimiento eléctrico habrá de orientarse más a una disminución de precios debida a la competencia sin sacrificar la calidad de servicio. Por lo anterior el sector eléctrico tenderá a ser un mercado regido por los consumidores eléctricos.<sup>6</sup>

### Financiamiento de la industria eléctrica

En lo que se refiere al desarrollo de nuevos proyectos en el sector eléctrico, el financiamiento estatal habrá de sustituirse en forma parcial o total por la inversión privada. Lo anterior necesariamente implicará que los inversionistas asumirán los riesgos inherentes, favoreciendo aquellos proyectos con efectos de retorno más rápido. Los productores independientes tratarán de recuperar lo más rápido posible sus inversiones y optarán por tecnologías de generación con menores costos de inversión y de operación. Esto es un factor determinante en la búsqueda e implementación de tecnologías más eficientes y con menores costos de inversión por kilowatt instalado. Dentro de este contexto la tecnología de generación eléctrica con plantas de ciclo combinado jugará un papel determinante en los nuevos cambios estructurales de la industria eléctrica y en los esquemas de financiamiento de nuevos proyectos en el sector.

### Regulación de la industria eléctrica

Las actividades de regulación deberán enfocarse a los aspectos ligados a situaciones de monopolio y en especial al sistema de transmisión. También deberán garantizar aquellos aspectos relacionados con la seguridad y la calidad del abastecimiento de electricidad. En los próximos años se prevé un incremento de acciones de regulación con respecto a la emisiones contaminantes derivadas de la generación de energía eléctrica que afecten al medio ambiente y aquellas referentes con la eficiencia energética.

### El sector eléctrico y el medio ambiente

La generación de energía eléctrica en el mundo entero depende en gran medida de los combustibles fósiles. Actualmente el 65% de la energía eléctrica mundial se produce a través de centrales termoeléctricas convencionales (instalaciones de generación de vapor por medio de combustión de hidrocarburos y de carbón), el 18% por centrales nucleares y el 17% por otras fuentes de energía. El principal energético en la generación de

---

<sup>5</sup> Información obtenida de la página de la Comisión Europea. Para mayor información consultar: <http://www.europa.eu.int/>

<sup>6</sup> C.S. Tedmon and A. Roeder, Technologies for the Future Global Electrical Power Market-Impact of Deregulated Markets, *The Electricity Journal*, vol. 8, num. 10, 1995, p.60.

electricidad es el carbón con el 38% del total mundial (el 52% de la producción mundial de carbón se utiliza en la generación de electricidad), el combustóleo con 11% y el gas natural con 16%.<sup>7</sup> En la actualidad se estima que las reservas comprobadas de petróleo, gas natural y carbón pueden satisfacer respectivamente la demanda de los próximos 40, 60 y 230 años aproximadamente.

Uno de los inconvenientes del uso de los combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica son las emisiones contaminantes que afectan en forma directa o indirecta al medio ambiente. Ejemplo de esto son las emisiones de bióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), uno de los gases denominados de efecto invernadero. El  $\text{CO}_2$  es considerado por muchos científicos como el principal responsable del calentamiento de la Tierra. Según informes del Grupo Intergubernamental sobre cambio climático<sup>8</sup> se advierte que a menos que la comunidad mundial adopte de inmediato medidas para estabilizar y reducir las emisiones de  $\text{CO}_2$ , la temperatura global podría aumentar como mínimo  $1.5^\circ\text{C}$  a mediados del próximo siglo. Este incremento de temperatura es comparable al calentamiento que puso fin al último período glacial y que podría tener efectos irreversibles en los ecosistemas. Entre los efectos mas relevantes del calentamiento de la tierra se encuentra el cambio del régimen pluvial y la inundación de grandes áreas, algunas de ellas densamente pobladas, al subir el nivel de los mares.

Otros contaminantes emitidos por la combustión de combustibles fósiles son los óxidos de nitrógeno ( $\text{NOx}$ ), el bióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ), el monóxido de carbono ( $\text{CO}$ ), hidrocarburos no quemados ( $\text{HC}$ ) y las partículas en suspensión. La concentración de  $\text{NOx}$  depende de la composición del combustible y de la temperatura de combustión. La producción de  $\text{CO}$  y de hidrocarburos no quemados dependen de la eficiencia del proceso de combustión.

En presencia de radiación ultravioleta los  $\text{NOx}$  reaccionan con los hidrocarburos no quemados en el medio ambiente (producido en grandes cantidades por los automóviles), produciendo smog fotoquímico. La producción de  $\text{NOx}$  durante el proceso de combustión se debe a dos causas. La primera de ellas es la oxidación del nitrógeno contenido en el aire comburente ( $\text{NOx}$  térmico) y la segunda a la reacción del nitrógeno contenido en la composición del combustible ( $\text{NOx}$  del combustible).

Otro problema ambiental relacionado con la generación de energía eléctrica es la lluvia ácida. Los principales químicos relacionados con la formación de lluvia ácida son el  $\text{SO}_2$  y los  $\text{NOx}$ . Dichos compuestos reaccionan en las nubes formando una mezcla de ácido sulfúrico y ácido nítrico. La precipitación de lluvia y nieve transportan estos ácidos a la superficie terrestre. Aproximadamente el 50% de los ácidos que se forma en la atmósfera se precipitan a través de la lluvia. Sin embargo, también se deposita acidez en la superficie en forma de partículas secas que en contacto con la lluvia originan un medio corrosivo. De acuerdo a datos publicados por la "Environmental Protection Agency" (EPA) del 100% de los  $\text{SO}_2$  emitidos a la atmósfera en el año de 1992, el 69.4% se

---

<sup>7</sup> Hans Jorgen Koch, Opening Lecture of the Quadrennial International Conference on Power Stations, 13 October 1997. (Información obtenida de Internet, para mayor información consultar: <http://www.iea.org/new/speeches/koch/eleworld.htm>)

<sup>8</sup> citado en la página de Internet de la referencia 2

produjeron por las compañías eléctricas.<sup>9</sup> Lo anterior indica que una de las principales áreas de investigación en la generación de energía eléctrica es el desarrollo de tecnologías con menores emisiones de estos contaminantes.

En la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo de 1992, los representantes mundiales acordaron un conjunto de propuestas para disminuir las emisiones de gases invernadero, entre las principales se encuentra el compromiso de mantener en el año 2000 las emisiones atmosféricas en los niveles de 1990. Una de las medidas para reducir las emisiones contaminantes es el uso de gas natural, que desde el punto de vista económico es competitivo con respecto a los derivados del petróleo y al carbón. Sin embargo los escapes de gas natural durante su extracción, transporte y distribución representan en conjunto entre el 5 y el 10% del total de los gases de efecto invernadero.<sup>10</sup>

Las perspectivas del incremento del consumo de electricidad y los consecuentes problemas ambientales por la combustión de combustibles fósiles parecen favorecer a la energía nuclear. Sin embargo, los problemas de seguridad y de disposición de los desechos radiactivos de alto nivel y de aceptación pública, así como las características de la estructura actual del sector eléctrico en la etapa de generación, desfavorecen el uso de esta tecnología en el corto plazo.

### El desarrollo y la investigación en tecnologías en el sector eléctrico

El proceso de reforma de la industria eléctrica, el cual promueve la participación de la iniciativa privada, ha propiciado la búsqueda de tecnologías más eficientes y con características técnicas acordes con los nuevos esquemas del sector eléctrico. La competencia en la generación de electricidad traerá consigo que los nuevos proyectos en el sector se dirijan a tecnologías con menores costos de inversión y con una rápida recuperación del capital invertido, más eficientes, con menores emisiones contaminantes y menores costos de operación y mantenimiento.

Los avances tecnológicos, específicamente en las turbinas de combustión y su acoplamiento a las centrales de ciclo combinado y a los esquemas de cogeneración, permiten la generación de energía eléctrica descentralizada en pequeña, mediana y gran escala. Los sistemas de cogeneración y, en especial aquellos acoplados a ciclos combinados (ciclos combinados en cogeneración) tienen un elevado grado de utilización del combustible (cerca del 90%) y por consiguiente, menores costos de operación y emisiones contaminantes.

### OBJETIVO DEL TRABAJO DE TESIS

El objetivo central de este trabajo es mostrar los efectos de la desregulación de la industria eléctrica sobre la elección del tipo de tecnologías y de energéticos en la generación de electricidad en las próximas décadas. Dentro de este panorama se muestra que en el corto plazo la mejor opción es la tecnología de las turbinas de

---

<sup>9</sup> Dato obtenido de la página de la "Environmental Protection Agency". Para mayor información consultar: <http://www.epa.gov/acidrain/sources.html>

<sup>10</sup> Ibidem

combustión que utilizan como combustible el gas natural y su acoplamiento a las centrales de ciclo combinado.

## ESTRUCTURA DEL TRABAJO DE TESIS

La tesis está estructurada en seis capítulos. El primer capítulo muestra las principales características del proceso de reforma de la industria eléctrica. El segundo capítulo muestra algunas características de las tecnologías de generación de electricidad. El tercer capítulo presenta las características mas relevantes de la tecnología de las turbinas de combustión. En el cuarto capítulo se exponen las características mas relevantes de la tecnología de los ciclos combinados, haciendo énfasis en sus ventajas con respecto a las tecnologías convencionales en el corto plazo. En el quinto capítulo se muestra la evolución de los energéticos utilizados en la generación de energía eléctrica, especialmente el gas natural y, por último, en el sexto capítulo se muestra un panorama de la industria eléctrica y del gas natural en México y las proyecciones en el tipo de tecnologías de generación y de energéticos que se emplearán en los próximos años.

# CAPITULO 1

## LA REFORMA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA MUNDIAL

Durante los años noventa se han realizado cambios importantes en la estructura de la industria eléctrica de los países industrializados. El propósito de esta reforma es incrementar la eficiencia de la industria y reducir el precio de la energía eléctrica como resultado de la introducción de las fuerzas del mercado a través de la competencia. Estos cambios de organización también se realizan en los países en vías de desarrollo inducidos por los organismos internacionales de financiamiento (Fondo Monetario Internacional, Banco Mundial y Banco Interamericano de Desarrollo). La reorganización de la industria eléctrica de los países en vías de desarrollo tiene su origen en la dificultad para conseguir financiamiento debido a la crisis económica de los años ochenta y a las políticas neoliberales que promueven una reducción de la intervención del Estado en las actividades productivas.<sup>1</sup> El actual proceso de reforma representa un cambio radical de los sistemas eléctricos como monopolios naturales, donde la ausencia de competencia obligaba a la regulación por parte del Estado.

La reforma de la industria eléctrica tiene como objetivo crear una industria productora de energía más competitiva, promover la participación de la iniciativa privada y, en algunos casos, también liberar al Estado de empresas públicas hiperreguladas y generalmente muy endeudadas.<sup>2</sup> Los países representativos de este proceso de reforma son los Estados Unidos y el Reino Unido. Otros países en los cuales se han realizado o se encuentran en proceso de reestructuración de su sector eléctrico son: Noruega, Argentina, Chile, Australia, Japón y Nueva Zelanda.

El proceso de desregulación ha introducido cambios en la estructura de la industria permitiendo la participación de nuevos actores en el sector eléctrico, siendo notables los llamados Productores Independientes de Energía. El impacto de la introducción de Productores Independientes se refleja en una intensa competencia y una reducción de los precios de la energía eléctrica. En 1980 los Productores Independientes representaban el 2% de la capacidad adicional de los Estados Unidos y en 1994 el 69 %.<sup>3</sup> Las nuevas fuerzas de la industria han conducido a una mayor eficiencia de la capacidad instalada, con el resultado de una disminución del margen de capacidad de generación de energía eléctrica. La figura 1 muestra la reducción del margen de capacidad de generación de los Estados Unidos en el periodo de 1982 proyectado al 2004. El impacto de esta reducción puede observarse examinando el periodo 1985-1994. Durante este periodo el margen de capacidad se decrementó en un 7% (aproximadamente 55,000 GW).<sup>4</sup>

---

<sup>1</sup>Jacinto Viqueira Landa, Revolución en la Industria Eléctrica (segunda parte), *Vector de la ingeniería civil*, num. 10, enero 1998, p. 31.

<sup>2</sup>A.M. Klom, *Desregulación de la Electricidad en la Unión Europea*, documento publicado en la página de Internet de la Comisión Europea. Para mayor información consultar <http://www.europa.eu.int/en/comm/dg17/28klom2.htm>

<sup>3</sup> C.S. Tedmon and A. Roeder, Technologies for the Future Global Electrical Power Market -Impact of Deregulated Markets, *The Electricity Journal*, vol. 8, num. 10, December 1995, p.61

<sup>4</sup> *Ibidem*

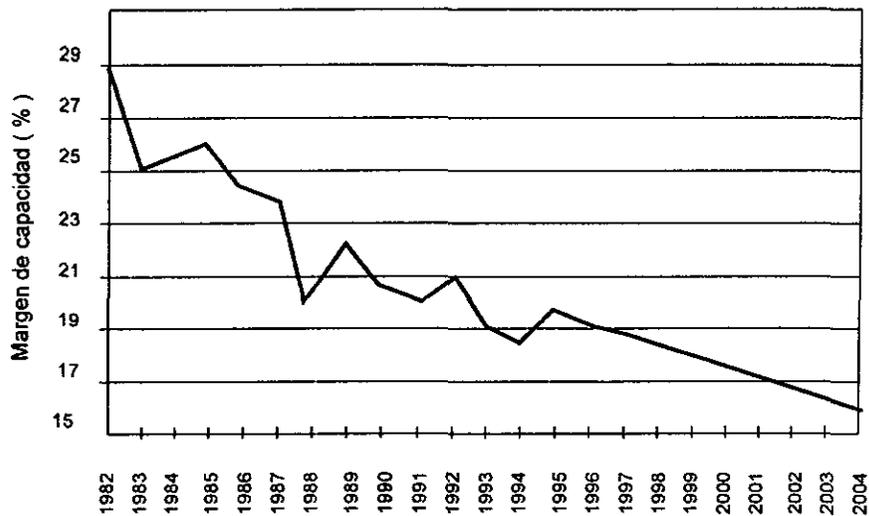


Figura 1 Margen de capacidad de generación de electricidad de los Estados Unidos en el periodo 1982-2004.<sup>5</sup>

De la figura 1 se puede observar que desde el año de 1995 existe una tendencia a disminuir gradualmente la capacidad excedente de generación de electricidad. Una de las justificaciones es la reducción de los costos y la distribución de las inversiones en función del crecimiento real de la demanda de electricidad. La desregulación de la industria eléctrica en los países industrializados ha tenido un profundo efecto en el tipo de tecnologías empleadas en la generación de energía eléctrica.

La introducción de la competencia en la generación de electricidad ha originado una mayor eficiencia de la infraestructura existente, la disminución del factor de operación de las centrales menos eficientes o su reemplazo por centrales de generación de menor costo, la sustitución de combustibles y el desarrollo de programas para reducir los costos de operación y mantenimiento.

### 1.1.- LA REFORMA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA DE ESTADOS UNIDOS

Los cambios en la estructura tradicional del sector eléctrico de Estados Unidos son consecuencia de la crisis energética de los años setenta y de la creciente preocupación por el deterioro del medio ambiente por la emisión de contaminantes. El incremento de los precios de los combustibles y las políticas de conservación de energía propiciaron que los pronósticos de aumento futuro del consumo de energía eléctrica (que hasta la década de los años setenta eran del 7% anual) y los programas de inversiones fueran excesivos.

Un factor determinante en la crisis eléctrica de los Estados Unidos fue la rígida reglamentación que hasta la década de los años setenta impidió repercutir todo el incremento de los costos en las tarifas eléctricas. En esta década los costos promedio superaron a los costos marginales, lo cual originó la crisis financiera de la industria.

<sup>5</sup> Ibidem

En 1978 el Congreso de Estados Unidos aprobó la ley PURPA (Public Utility Regulating Policies Act) con el propósito de fomentar una mayor eficiencia del sector eléctrico y facilitar la penetración de nuevas fuentes de energía en la generación de energía eléctrica. La Ley PURPA permitió cierto grado de competencia en la industria, siendo un paso importante en la desregulación del sector eléctrico de Estados Unidos. La ley PURPA fue prorrogada en 1987.

En 1992 el Congreso de Estados Unidos aprobó la Energy Policy Act (EPACT). Dicha ley permite la libre competencia en la generación de energía a todos los productores potenciales independientes utilizando cualquier tecnología y energético. Además incluye disposiciones sobre el acceso de terceros a las redes de transmisión, la producción de combustibles, la conservación y uso eficiente de la energía y la investigación y desarrollo en el campo de la energía. La EPACT promueve un proceso de desintegración de los sistemas eléctricos integrados verticalmente, separando las funciones de generación, transmisión y distribución y proporcionando a los grandes consumidores (incluyendo las empresas de distribución) la posibilidad de optar entre varias empresas generadoras por aquella que le ofrezca la energía eléctrica al menor precio. El propósito de esta ley es aumentar la eficiencia económica al establecer la competencia en un mercado de generación eléctrica.

Los sistemas de distribución siguen siendo monopolios regulados en cada territorio asignado y podrán ser alimentados de energía eléctrica por una empresa monopólica integrada verticalmente o por empresas generadoras independientes que tendrán acceso a la empresa distribuidora a través de la red de transmisión mediante el pago de peaje.

El proceso de reforma de la industria eléctrica en Estados Unidos tiene su mayor desarrollo en el estado de California. En 1995 la "Public Utilities Commission" de California emitió una decisión para reorganizar la industria eléctrica en ese Estado. Dicha reforma pretende crear un área de control independiente cuyo sistema de transmisión estará constituido por las instalaciones de las tres mayores empresas eléctricas del Estado: la "Pacific Gas and Electric Company", la "Southern California Edison" y la "San Diego Gas and Electric Company". Los grandes y pequeños consumidores podrán adquirir energía eléctrica del productor que más les convenga, pagando un cargo por el uso de la red de transmisión.

## 1.2.- LA REFORMA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA DEL REINO UNIDO

La industria eléctrica de Inglaterra y Gales fue privatizada en 1990 por motivos económicos y políticos por el gobierno de Margaret Thatcher. De acuerdo a la teoría económica neoliberal la participación de la iniciativa privada conduce a un funcionamiento eficiente de los sectores productivos, en comparación con la operación ineficiente por parte del Estado de dichos sectores.

A partir del proceso de privatización se crearon dos empresas privadas de generación de electricidad: la "National Power" y la "Power Gen" y una empresa estatal que controla las centrales nucleoelectricas: la "Nuclear Electric". También se permitió la participación de productores independientes. En 1996 se privatizó la empresa "British Energy", integrada con las plantas nucleoelectricas rentables de Inglaterra y Escocia, quedando las menos eficientes en propiedad del Estado.

El sistema de distribución quedó integrado por doce compañías regionales de electricidad conocidas como las "Regional Electricity Companies", conocidas antes de la privatización como las "Area Boards". Las compañías regionales tienen la posibilidad de producir hasta 15% de la electricidad distribuida por ellas.<sup>6</sup> Las compañías de generación venden la energía a las compañías regionales o directamente a grandes consumidores industriales y/o comerciales.

La red de transmisión de alta tensión que conecta las centrales de generación con los sistemas de distribución locales es operada por la "National Grid Company". Este organismo tiene la responsabilidad de operar un mercado de transacciones o "pool" y de lograr un equilibrio óptimo entre la oferta y la demanda. Cada día las empresas generadoras proporcionan a la National Grid Company una lista de las unidades generadoras que estarán disponibles para cada media hora del día siguiente, proporcionando los precios del kilowatt-hora de cada una de ellas. Los precios ofrecidos se clasifican en orden ascendente y se programan las plantas generadoras para satisfacer la demanda esperada. El precio más alto en una media hora determina el precio marginal del sistema de ese periodo de tiempo. El precio total de generación está determinado por el costo marginal más un cargo por capacidad.

El precio al consumidor considera el costo total de generación (precio marginal más el cargo por capacidad), cargos por transmisión, los costos de las compañías regionales por distribución y el cargo sobre el uso de combustibles fósiles para subsidiar la energía nuclear y a las fuentes renovables.<sup>7</sup>

La industria eléctrica del Reino Unido está regulada por la "Oficina de Regulación de Electricidad" (OFFER). Este organismo regula los precios de la National Grid Company y de las doce compañías de distribución. También establece los precios máximos de generación, lo cual se ha hecho necesario por la competencia insuficiente, debido a la existencia del duopolio constituido por la National Power y la Power Gen.

### 1.3.- LA REFORMA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA DE LOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA

El actual proceso de reforma de la industria eléctrica europea es consecuencia de la integración de las economías del continente. Se pretende que con la integración de la región se decremente el costo de la energía eléctrica, fortaleciendo la competitividad de las empresas europeas con respecto a las norteamericanas y asiáticas. Por ejemplo, la electricidad comprada en Alemania es aproximadamente 33% más cara que en los Estados Unidos y 50% más cara que en Australia.<sup>8</sup>

Otro motivo para liberar la energía en Europa es de índole jurídico. El Tratado de la Comunidad Europea (CE) define al mercado interior de la región como una zona sin fronteras en la que se debe garantizar la libre circulación de mercancías, personas, servicios y capital. La electricidad como tal está considerada como una mercancía y su

---

<sup>6</sup> Ibidem

<sup>7</sup> Ibidem

<sup>8</sup> Idem 2

venta un servicio. Estas disposiciones del Tratado se aplican a todas las áreas de actividad económica.

El objetivo que persigue la Unión Europea es establecer un mercado interno de energía que abarcará al sector eléctrico y el del gas natural. Este proceso fue iniciado en gran medida a iniciativa de Jacques Delors, quien fuera Presidente de la Comisión Europea en 1986. En 1988 la dicha Comisión presentó su "Libro Blanco" sobre el *Mercado Interior de la Energía*.

En 1990 y 1991 el Consejo de Ministros de Europa adoptó dos Directivas sobre el comercio y sobre los precios de la electricidad y el gas natural. En 1994 se estableció una Directiva que liberalizó el mercado para la prospección y producción de petróleo y gas natural.

En 1992 la Comisión presentó dos propuestas para Directivas sobre la transmisión y distribución de electricidad y gas natural. Estas propuestas introdujeron el concepto de acceso de terceros obligatorio o regulado a las redes de energía, permitiendo a los consumidores y productores el libre comercio entre sí a través de contratos. Estas propuestas no pretenden imponer un sistema uniforme en todos los países miembros, sino que busca acuerdos sobre una serie de principios básicos que formarían parte de todos los sistemas de electricidad y gas natural de la Unión Europea. De esta manera el mercado interior de la energía garantizará el acceso no discriminatorio al mercado eléctrico y de gas natural a todos los países miembros.

A partir de las propuestas sobre una directiva relativa a las normas comunes para el mercado interior de la electricidad en 1992, se presentó un debate tanto a escala de la Unión Europea como en los Estados miembros en torno a la liberalización de los mercados de la energía y, en particular, del sector eléctrico. Algunos Estados miembros como el Reino Unido ya habían iniciado su propio proceso de reforma en los años 80 aplicando una política general de liberalización y privatización de los sectores regulados (telecomunicaciones, servicios financieros, agua) y del mercado de la energía, en particular la electricidad y el gas natural.

En 1993 la Comisión modificó sus propuestas con respecto al acceso de terceros a los sistemas de transmisión y distribución. La Comisión permite que los productores y consumidores contraten directamente los servicios de electricidad y gas natural, negociando el acceso a la red con su operador regional.

La propuesta modificada sobre el mercado interior de la electricidad fue sometida a debate en el Consejo de Ministros en 1994. En dichos acuerdos Francia, que rechazaba cualquier idea sobre el acceso de terceros a la red eléctrica, propuso un esquema alternativo llamado modelo de "comprador único"; lo cual significa que un solo organismo sería responsable del servicio de compra y venta de electricidad en una red eléctrica determinada, dejando poco margen para contratar suministro extranjero independiente.

El enfoque del comprador único representa algo muy distinto a la liberalización de la energía dado que el mercado del consumidor está abierto únicamente de manera limitada. A petición del Consejo, los Estados miembros estudiaron este planteamiento concluyendo que era incompatible con el Tratado de la Unión Europea.

En 1995 la presidencia española del Consejo de Ministros presentó un documento para la Directiva sobre la electricidad, que incluía la opción de un modelo modificado del enfoque del comprador único y la ya existente del acceso de terceros negociado.

En 1996 la Presidencia italiana del Consejo de Ministros propuso un esquema de liberalización basado en una apertura de mercado del 20% al 40% del consumo eléctrico total y, en el cual los Estados miembros tendrían libertad para decidir que clientes podrían participar. En una reunión del Consejo de Energía el 20 de junio de 1996 se llegó a un acuerdo sobre la Directiva relativa a la electricidad y el Consejo adoptó formalmente una posición común el 25 de julio del mismo año.

### 1.3.1.- RASGOS DE LA NUEVA ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO DE LOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA

La estructura del mercado eléctrico de los países de la Unión Europea se fundamenta en la creación de normas comunes, las cuales deberán de incorporar y adoptar todos los Estados en sus sistemas nacionales. El proceso de reforma no pretende crear un sistema uniforme en toda Europa sino evitar una excesiva reglamentación en los sistemas eléctricos nacionales y propiciar cierta apertura a la competencia.

La Directiva sobre el mercado interior de la electricidad tendrá consecuencias en las tres áreas de la industria: producción, transmisión y distribución. Se abrirá el mercado de la producción a la competencia por dos procedimientos alternativos: los Estados miembros pueden elegir adoptar el "procedimiento de autorización" o el "procedimiento de licitación". Una autoridad totalmente independiente se encargará de organizar y decidir respecto de las licitaciones, mientras algunas categorías de productores (autoprodutores, productores independientes de energía) podrán siempre obtener autorización de conformidad con uno de los procedimientos. Estas dos opciones permitirán a las empresas dotarse de más capacidad de producción y establecer operaciones en un mercado nuevo en cualquier parte de la Unión Europea. Otra característica es la posibilidad de importar y/o exportar electricidad a sistemas vecinos. Esta característica refleja la situación dominante en Europa en la que algunos Estados exportan energía eléctrica.

Con respecto a los consumidores, el mercado tendrá una apertura gradual basada en un porcentaje mínimo común para toda la Unión Europea. Dicha apertura abarcará inicialmente una cuarta parte del mercado y se incrementará hasta una tercera parte del mercado nacional. Este grado de apertura es un nivel mínimo que tendrán que respetar todos los Estados miembros. Las categorías de los clientes que podrán participar en dicho proceso las decidirán los Estados miembros bajo la supervisión de una Comisión, sin embargo, existen dos categorías que serán incluidas por todos los miembros: los "grandes consumidores finales" (de más de 100 GWh) y los "distribuidores" responsables del volumen de electricidad que se consume a través de su red de distribución.

En lo referente a la red de transmisión los Estados miembros podrán elegir entre dos opciones. La primera es el modelo de "acceso de terceros" que tiene a su vez dos variantes: el "acceso de terceros negociado" basado en precios de referencia o el "acceso

de terceros regulado" basado en una tarifa fija y regulada. La segunda opción es el modelo de "comprador único", que a su vez tiene dos variantes: el modelo de "comprador único con una obligación de retroventa" sobre el comprador único y una tarifa pública y el modelo en el que el "comprador único concede acceso a terceros" sobre una base negociada o regulada. En ambos casos todos los productores y todos los clientes que reúnen los requisitos para participar podrán tener acceso a la red eléctrica por medio de contratos directos entre sí para la venta y suministro de electricidad. En ambos casos un operador del sistema de transmisión o un único organismo comprador garantizará la seguridad de la red, el cumplimiento de las obligaciones de servicio y la protección ambiental.

El operador de sistema o el comprador único pueden ser organismos independientes sin intereses en otros sectores de la industria eléctrica o puede formar parte de una compañía integrada. El operador de sistema deberá ser independiente desde el punto de vista administrativo de las otras actividades de su empresa, mientras que el comprador único tendrá que estar separado administrativamente de los sectores de producción y distribución.

El mercado eléctrico se someterá a las obligaciones de servicio público que puedan imponer los Estados miembros a las empresas eléctricas. Los Estados definirán estas obligaciones de manera individual. Dichas obligaciones deberán ser objetivas, transparentes, no discriminatorias, divulgadas públicamente y deberán garantizar la calidad del servicio y la protección ambiental.

### 1.3.2.- CARACTERÍSTICAS DE LOS SECTORES ELÉCTRICOS DE LA UNIÓN EUROPEA

Los sistemas eléctricos de gran capacidad de los países de la Unión Europea superan los 100,000 GWh como el de Francia, Alemania, Italia, Reino Unido, España y Suecia. Entre los sistemas de tamaño mediano se encuentran los sistemas de Austria, Bélgica, Dinamarca, Finlandia, Grecia, los Países Bajos y Portugal. Y entre los pequeños están Irlanda y Luxemburgo.

En el comercio de energía, Luxemburgo destaca al importar el 95% de su electricidad de Alemania y Bélgica. Otros Estados miembros alcanzaron niveles importantes de importación en 1994 en relación con su consumo: los Países Bajos (12%), Finlandia (9%) e Italia (14%). El mayor exportador de electricidad es Francia.

Con respecto a la integración vertical del sector eléctrico de los países miembros se puede concluir que con las excepciones de Luxemburgo (que no tiene producción de energía eléctrica), España, Portugal, Suecia y el Reino Unido, todos los demás sistemas poseen un elemento de integración entre producción y transmisión. Algunos Estados miembros tales como Francia, Bélgica, Italia e Irlanda mantienen la integración vertical en la distribución.

Por lo que respecta a la transmisión de electricidad, en Suecia y el Reino Unido se encuentra separada de las otras etapas, es decir, de la generación y distribución. La característica común de estos sistemas es la existencia de un acceso regulado a terceros a la red de transmisión.

### 1.3.3.- POLÍTICAS NACIONALES DE DESREGULACIÓN DE ALGUNOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA

En el Reino Unido, y concretamente en el sistema de Inglaterra y Gales, el sector eléctrico ha sido objeto de una reorganización y reestructuración que empezó en 1989. Esta reorganización trajo consigo la privatización parcial de la industria y una introducción de un nuevo sistema regulador que creó un mercado de la electricidad al por mayor. Aunque existe competencia entre los tres principales productores y una serie de pequeños productores independientes, existe también un suministro constante de electricidad importado de sistemas vecinos como Escocia o Francia. Los clientes pueden participar directamente en el mercado eligiendo su propio proveedor. Ese derecho estaba inicialmente limitado a clientes con un consumo de 1 MW, sin embargo en la actualidad se ha reducido a 100 kW.

En Suecia el proceso de reforma empezó en enero de 1996 con un nuevo sistema de mercado de electricidad. El sistema eléctrico Sueco, al igual que el de Reino Unido, promueve la competencia en la producción y distribución de electricidad y la existencia una red eléctrica independiente, permitiendo el libre acceso de los clientes a la red. El nuevo sistema introduce las fuerzas del mercado a través de la competencia. En enero de 1996 se estableció un mercado eléctrico común entre Noruega y Suecia, el cual puede expandirse a Finlandia y algunas partes de Dinamarca.

El proceso de reforma en Finlandia es similar al sueco. En junio de 1995 se promulgo una nueva ley en materia de electricidad, entrando en vigor en septiembre del mismo año para un grupo inicial de clientes. Dicha ley introducirá gradualmente la competencia en el suministro para incluir a todos los clientes potenciales. Al igual que el sistema sueco existe competencia en la producción y distribución de energía eléctrica.

En España el Parlamento ha adoptado una legislación que propicia una mayor competencia. Esta normativa pretende crear un sistema eléctrico encargado del suministro público y un sistema independiente en el que los contratos pueden negociarse libremente. Este nuevo sistema parece contener elementos que favorecen la competencia, sin embargo, no se ve muy claro cómo ambos sistemas podrán funcionar conjuntamente y cómo se adecuarán a la liberalización de la industria eléctrica. Una situación similar existe en Portugal en donde se plantea un sistema doble compuesto de generadores y distribuidores públicos e independientes. En dicho esquema el acceso a la red será controlado por un operador independiente. Actualmente el Gobierno considera la posibilidad de privatizar parcialmente la principal compañía eléctrica estatal.

En Alemania, Austria, Dinamarca, los Países Bajos e Italia se pretende introducir la competencia en la producción y, en algunos casos, en la distribución de electricidad. A estos países parece atraerles el enfoque del "acceso de terceros negociado" o un modelo de "comprador único". Francia, Irlanda y Grecia analizan la situación actual para ver cómo pueden reestructurar su industria de manera que haya mayor competitividad. En el caso de Francia se pretende introducir la competencia en la producción, mientras que la distribución será exclusiva del estado, limitando la participación directa de los clientes a algunos grandes consumidores industriales. Irlanda está considerando una reorganización sobre la base de un comprador de energía como organismo central.

#### 1.4.- LA REFORMA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA DE LOS PAÍSES EN VÍAS DE DESARROLLO

Uno de los promotores de la liberación de la industria eléctrica y de la reducción de la intervención del estado en el sector energético de los países en vías de desarrollo son los organismos internacionales de financiamiento. El grupo de bancos plantea que la promoción del sector privado constituye un elemento importante para elevar el nivel de vida de las personas y reducir la pobreza. En la actualidad dos de cada tres operaciones del Banco Mundial apoyan al sector privado. Los préstamos otorgados por este organismo están enfocados a la privatización de las empresas públicas, la prestación de servicios públicos por parte de empresas privadas, servicios de comercialización, activación de mercados crediticios, reforma financiera, desregulación y liberalización de las empresas estatales.<sup>9</sup>

Para el Banco Mundial la reestructuración del sector público incrementa no sólo la eficiencia de las funciones del Estado, sino también, permite la introducción de la iniciativa privada en el sector productivo de un país. El propósito de la privatización de las actividades productivas es aumentar la eficiencia del sector, la reducción de los costos y un mayor aprovechamiento de los recursos por parte del Estado y de las empresas privadas. De acuerdo al Banco Mundial los sectores en los que hay posibilidades de una mayor participación del sector privado son: finanzas, energía eléctrica, telecomunicaciones, tecnología de los sistemas de información, petróleo, gas natural, industria y minería.<sup>10</sup>

Desde principios de la década de los años ochenta el Banco Mundial ha promovido la desintegración y privatización de la industria eléctrica de los países en vías de desarrollo con la justificación de introducir las fuerzas del mercado para hacer un sector eléctrico más eficiente, reducir los costos de operación y facilitar el financiamiento de nuevos proyectos en el sector. De acuerdo al documento "Power supply in developing countries. Will reform work?" editado en el año de 1993 por el Banco Mundial<sup>11</sup>, la inversión necesaria en los países en vías de desarrollo para ampliar y mejorar sus sectores eléctricos asciende a cien mil millones de dólares anuales, únicamente para alcanzar tasas de crecimiento moderadas. También se hace mención que el Banco Mundial y otros organismos de préstamo no pueden sino proporcionar sólo el diez por ciento de la inversión necesaria, por lo que el resto de los recursos deberá de provenir de la participación privada, tanto nacional como extranjera.

En los países en vías de desarrollo se ha producido un cambio en la forma de enfocar las empresas de servicio público, las cuales se excluían de la competencia del mercado. Las tarifas eléctricas en los países en vías de desarrollo se han utilizado como un medio para redistribuir el ingreso a través del subsidio de la electricidad a los grupos

---

<sup>9</sup>Información obtenida de la página de Internet TRASPARENCIA SOCIEDAD CIVIL (Información sobre Proyectos Financiados por la Banca Multilateral en México). Para mayor información consultar: <http://www.laneta.apc.org/trasparencia/trasp8.htm>

<sup>10</sup>Ibidem.

<sup>11</sup>Citado en: Jacinto Viqueira Landa, La Desintegración de los sistemas Eléctricos: Adam Smith contra Gustav Kirchhoff, *Revista de la Facultad de Ingeniería UNAM*, 1/1997, p.44.

con menores ingresos económicos o para aumentar la competitividad de las empresas nacionales con bajos costos de la energía eléctrica. Las tarifas eléctricas también se han utilizado como instrumento de regulación económica, aplazando su aumento para controlar la inflación.<sup>12</sup> En la nueva corriente de pensamiento se considera cada vez más a estas empresas como agentes del mercado al igual que las demás actividades productivas.

#### 1.4.1.- LA REFORMA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA DE CHILE

El proceso de desintegración y privatización de la industria eléctrica en América Latina se inició en Chile a principios de los años ochenta como consecuencia de las políticas neoliberales de la dictadura militar. En 1982 las dos empresas públicas se dividieron en seis empresas de generación de energía y de transmisión y trece de distribución. El organismo encargado de reglamentar la industria eléctrica chilena es la "Comisión Nacional de Energía". Las empresas generadoras de electricidad pueden vender directamente a consumidores industriales o a las empresas de distribución a las tarifas fijadas por la Comisión Nacional de Energía.

#### 1.4.2.- LA REFORMA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA DE ARGENTINA

El proceso de reforma de la industria eléctrica de Argentina se inició en 1992. Antes del proceso de reforma el 84% de la generación eléctrica y el 100% de la red de transmisión de alta tensión estaba controlado por cuatro empresas nacionales. La distribución estaba integrada por más de 600 empresas nacionales, provinciales y cooperativas de distribución.

El nuevo esquema eléctrico considera la desintegración de la industria eléctrica argentina en forma vertical y horizontal. La nueva reglamentación limita la participación de la iniciativa privada a un solo sector, esto es, quien participe en la generación no puede transportar ni distribuir energía eléctrica. Para asegurar el funcionamiento del sistema eléctrico se creó la "Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico" (CAMESA). El control y la reglamentación general de la industria depende del "Ente Nacional regulador de la Electricidad" (ENRE), cuyas funciones principales son la concesión de contratos, la prevención de prácticas monopólicas, la protección del medio ambiente y la seguridad pública en las actividades del sector.

La construcción de nuevos proyectos de generación requiere de una concesión solo si se trata de proyectos hidroeléctricos, en caso de centrales termoeléctricas se requiere únicamente de una autorización para conectarse a la red de transmisión. La transmisión y distribución (que constituyen monopolios naturales) están reglamentados y requieren de una concesión.

#### 1.4.3.- LA REFORMA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA DE MÉXICO

En México el financiamiento de la expansión del sector eléctrico se realizó hasta el año de 1988 con recursos del gobierno federal, créditos bilaterales, préstamos de la banca internacional (Banco Mundial y Banco Interamericano de Desarrollo) y créditos de los

---

<sup>12</sup> Idem 1

proveedores. A partir de 1989 las restricciones presupuestales debidas a las políticas para el control de la inflación y las nuevas condiciones planteadas por los organismos financieros internacionales, que implican la participación del capital privado, han obligado a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) a recurrir al financiamiento privado para cubrir la demanda de nuevos proyectos de generación.

La modalidad de la participación privada en el financiamiento de los proyectos de generación es la denominada de “construcción, arrendamiento y transferencia”, por la cual los ganadores del concurso para la realización de una planta generadora tienen a su cargo la responsabilidad total del proyecto, incluyendo el financiamiento, ingeniería, abastecimiento y construcción. La operación de la planta la realiza la CFE, que firma un contrato de arrendamiento durante un tiempo generalmente de 15 años, después de los cuales la propiedad de las instalaciones son transferidas a la CFE.

En México la principal autoridad encargada de la regulación del sector energético es la “Comisión Reguladora de Energía” (CRE). La CRE fue creada en octubre de 1993 y comenzó sus operaciones en enero de 1994. El objetivo inicial de este organismo fue regular el sector eléctrico a partir de los cambios en la “Ley de servicio público” de 1992, que permitió la inversión privada en la producción de energía eléctrica para autoconsumo, cogeneración y la producción independiente. El Tratado de Libre Comercio de América del Norte entre México, Estados Unidos y Canadá que entró en vigor el 1o. de enero de 1994 y, la consecuente modificación de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica para hacerla compatible con los acuerdos del TLC, introducen nuevas modalidades para la participación del capital privado en la industria eléctrica mexicana. Las principales son las siguientes:

- Generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración y pequeña producción (hasta un megavatio de capacidad en áreas aisladas)
- Generación de energía eléctrica por productores independientes para venta a la Comisión Federal de Electricidad
- Generación de energía eléctrica para su exportación, incluyendo la conducción, transformación y entrega
- Importación de energía para el abastecimiento de usos propios
- Suministro de energía eléctrica por una sociedad cuyo objeto sea la generación de energía eléctrica para satisfacer el conjunto de necesidades de autoabastecimiento de sus socios

En cuanto a las instalaciones de productores independientes, el esquema adoptado es conocido internacionalmente como “Built Operate Own” (BOO), donde la empresa privada ganadora del concurso para la realización del proyecto, propiedad de la empresa tiene a su cargo el financiamiento, ingeniería, abastecimientos, construcción y la operación de la planta generadora. Hasta 1998 este tipo de arreglo se realizó en la planta generadora de Mérida III. Se espera que en el año 2000 entrará en operación el proyecto Mérida III y en el 2001 los proyectos Hermosillo y Río Bravo, también por productores independientes

#### 1.4.3.1.- Iniciativa de reforma del Poder Ejecutivo a la industria eléctrica mexicana

De acuerdo al gobierno mexicano la iniciativa de reforma de la industria eléctrica tiene su justificación en el incremento de la demanda de electricidad la cual es mayor al

crecimiento de la economía, principalmente por el desarrollo de las actividades económicas del país y al incremento de la población. Las perspectivas de crecimiento de la demanda eléctrica requieren que en seis años se incrementen 13 mil megawatts y se invierta en la ampliación de las líneas de transmisión y distribución eléctrica. Para satisfacer la demanda futura es necesario realizar inversiones de aproximadamente 250 mil millones de pesos.

La iniciativa de reforma pretende introducir la competencia en las etapas de generación y comercialización de electricidad. La transmisión y la distribución serán objeto de regulación económica que simulará condiciones de competencia. La distribución de energía eléctrica tendrá el carácter de servicio público.

La propuesta de reforma prevé el surgimiento de dos tipos de consumidores: los usuarios del servicio de distribución y los usuarios grandes o calificados. Los primeros incluirán las empresas medianas, pequeñas y los clientes residenciales. Los usuarios calificados (inicialmente consumidores de más de 5 mil megawatts hora anuales) podrán elegir el generador de energía eléctrica.

La propuesta de reforma pretende el surgimiento de un mercado eléctrico en el cual se realicen transacciones de compraventa de electricidad entre los generadores y distribuidores, comercializadores y usuarios calificados. Los generadores competirán ofreciendo su energía a través de "posturas" (ofertas de cantidad disponible de energía y su precio de venta). Bajo este esquema el mercado sería operado en tiempo real por una entidad autónoma que ordenaría de menor a mayor a los generadores de acuerdo al precio de generación hasta satisfacer la demanda de energía requerida en cada momento.

### Elementos de la nueva estructura propuesta

Los principales elementos de la estructura propuesta en la iniciativa de reforma son:

1. La transformación de los actuales organismos públicos del sector eléctrico en distintas empresas especializadas de generación y distribución. Así como la creación de una empresa encargada del sistema nacional de transmisión denominada Red Eléctrica Nacional (REN).
2. La creación de un organismo público descentralizado (Centro de Operación del Sistema Eléctrico Nacional, COSEN) encargado de la operación de la red nacional de transmisión y del mercado eléctrico mayorista (despacho eléctrico) y la creación de otro organismo que tenga por objeto la generación de energía nucleoelectrónica.
3. El establecimiento de un mercado eléctrico mayorista de corto plazo a través del cual los generadores vendan su energía en condiciones de competencia y el precio sea determinado libremente.
4. El establecimiento de un mercado eléctrico mayorista de corto plazo a través del cual los generadores vendan su energía en condiciones de competencia y el precio sea determinado libremente.
5. El libre acceso a la red nacional de transmisión y la posibilidad de que los usuarios calificados participen, directamente o a través de comercializadores, en el mercado eléctrico mayorista.

6. El desarrollo de contratos bilaterales de largo plazo, cuyos términos serán pactados libremente por los compradores y vendedores de energía eléctrica.
7. El establecimiento de disposiciones que permitan a los sistemas eléctricos del país que no estén interconectados a la red nacional de transmisión operar bajo condiciones especiales.
8. La aplicación de una política de subsidios transparente y eficaz, con objetivos explícitos de beneficio social.
9. La planeación, a cargo de la Secretaría de Energía, de las inversiones de la red nacional de transmisión y, en su caso, el establecimiento de incentivos para el desarrollo eficiente y competitivo del sector eléctrico.
10. El desarrollo de un marco jurídico claro, transparente y predecible que brinde seguridad jurídica a la inversión privada y permita a la Comisión Reguladora de Energía, como autoridad independiente, regular los monopolios naturales de transmisión y de distribución en cuanto a precio, inversiones y calidad del servicio, así como las demás actividades que formen parte de la industria eléctrica.

### Etapas de transición a la nueva estructura

La transformación de la nueva industria eléctrica requerirá de cambios significativos en el marco jurídico vigente. Será necesario reformar los Artículos 27 y 28 de la Constitución General de la República y la legislación secundaria, así como expedir una nueva Ley de la Industria Eléctrica y nuevas disposiciones reglamentarias y de regulación. El nuevo marco jurídico establecerá las responsabilidades de los participantes en el sector eléctrico y definirá las atribuciones de la Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía. El gobierno mexicana pretende que dicha reforma se realice en tres etapas:

En la primera etapa, CFE y LFC se transformarán en diversas empresas de participación estatal especializadas: varias empresas de generación y distribución y una empresa de transmisión. En esta etapa, también se establecerá el marco de regulación básico, el diseño del mercado eléctrico, se creará el organismo público encargado de la operación de la red nacional de transmisión y del mercado (despacho eléctrico) y el organismo descentralizado responsable de la generación nucleoelectrica.

La segunda etapa estará marcada por el inicio de operaciones del mercado eléctrico mayorista, por lo que la generación y la comercialización se abrirán a la inversión privada, nacional y extranjera. Las empresas de generación públicas y privadas, competirán unas con otras en el mercado eléctrico. Los generadores podrán establecer contratos bilaterales con las nuevas empresas de distribución y con los usuarios calificados, con o sin la intervención de comercializadores. Asimismo, se otorgarán concesiones a empresas de transmisión interesadas en desarrollar redes no interconectadas al sistema nacional de transmisión.

La propuesta tiene contemplado que las primeras dos etapas quedarán concluidas al finalizar la presente administración (diciembre del año 2000). Por último, las empresas públicas de generación y distribución y la empresa de transmisión serán desincorporadas progresivamente.

# CAPITULO 2

# TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El aprovechamiento de la energía contenida en los hidrocarburos (petróleo y gas natural) y en otros combustibles no renovables como el carbón en la producción de electricidad ha sido posible gracias al desarrollo y perfeccionamiento de las tecnologías de conversión y transformación de energía. El grado de utilización de la energía del combustible está determinado por el grado de perfeccionamiento de las tecnologías de transformación. El desarrollo de nuevos materiales y el progreso de las ciencias de la ingeniería ha permitido el incremento de la eficiencia de los dispositivos de conversión.

Existen diversos factores que influyen en la selección de las tecnologías empleadas en la generación de electricidad, entre ellos se encuentran los siguientes:

- La disponibilidad de combustibles tanto domésticos como importados
- El precio de los combustibles
- El balance de costos de capital y de combustible
- El costo de generación de electricidad con tecnologías alternativas
- Los patrones de demanda eléctrica (energía de base, intermedia y de punta)
- Las normas de regulación y de carácter legal
- Las restricciones referentes a las emisiones contaminantes

Uno de los factores que ha permitido el actual proceso de reforma del sector eléctrico ha sido el perfeccionamiento de la tecnología de generación con las turbinas de combustión que utilizan como combustible el gas natural y su aplicación a las plantas generadoras de ciclo combinado. Las características de esta tecnología han favorecido la desintegración de los sistemas eléctricos interconectados facilitando la introducción de la competencia a nivel de la generación de la industria eléctrica.

## 2.1.- ENERGÍAS CONVENCIONALES

La generación de energía eléctrica por fuentes convencionales se refiere a aquellas tecnologías sobre las cuales se tiene un amplio conocimiento y desarrollo tecnológico. Los energéticos que utilizan estas tecnologías son: los derivados del petróleo (combustóleo, diesel, gasolina), gas natural, carbón, uranio y la energía potencial del agua. Las centrales termoeléctricas convencionales de turbina de vapor consumen combustóleo, gas natural o carbón. Además se tienen las nucleoelectricas, hidroeléctricas, centrales diesel, centrales turbogas y las centrales de ciclo combinado. Actualmente el 65% de la energía eléctrica mundial se genera a través de centrales termoeléctricas convencionales, 18% por centrales nucleares y 17% por otras fuentes de energía, principalmente la hidráulica. Las figuras 2 y 3 muestran los costos de instalación, combustible, mantenimiento y operación de las centrales termoeléctricas convencionales, nucleares, hidroeléctricas y las turbinas de combustión.

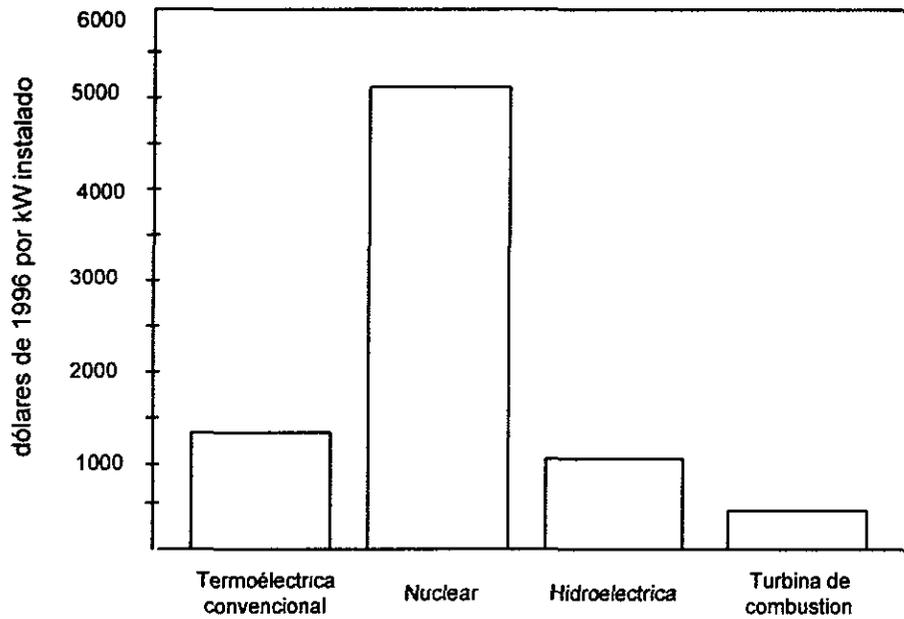


Figura 2. Costo por kilowatt instalado de diversas tecnologías de generación que iniciaron su operación comercial en el periodo 1990 - 1994 (dólares de 1996).<sup>1</sup>

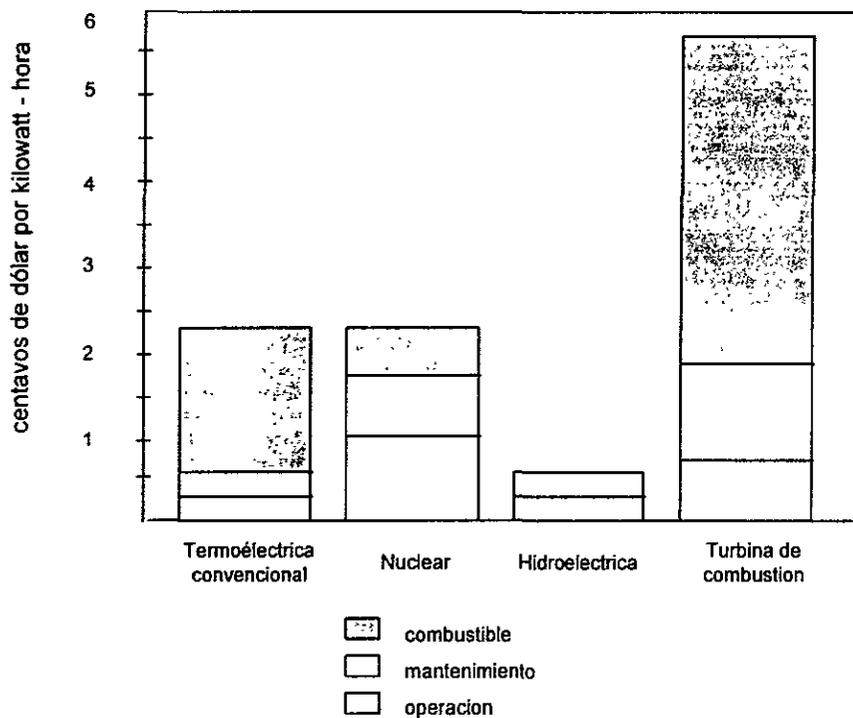


Figura 3. Costos promedio de funcionamiento de diversas tecnologías de generación en el periodo 1990-1994<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Información obtenida de la página Hydropower Facts Illustrated, para mayor información consultar: <http://www.fwee.org/hyimage.html#plantcost>

<sup>2</sup> Ibidem.

### 2.1.1.- CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Las centrales hidroeléctricas transforman la energía potencial de las masas de agua en energía mecánica por medio de una turbina hidráulica. Para utilizar este tipo de energía a gran escala es necesario generalmente construir embalses en donde se almacena el agua para su posterior aprovechamiento. Los sistemas hidroeléctricos se agrupan en sistemas por derivación (sin almacenamiento de agua) y sistemas por retención.

En los sistemas por derivación el agua se desvía del río y se conduce por medio de un canal o túnel para crear una diferencia de nivel hasta las turbinas hidráulicas situadas en el extremo inferior del sistema. Después de mover las turbinas el agua se reincorpora al cauce del río. En los sistemas por retención el agua se almacena en una presa creando un desnivel o carga hidráulica desde la superficie del agua hasta la base de la cortina. El agua se conduce a través tuberías hasta las turbinas localizadas al pie de la presa, descargándose nuevamente al río. A lo largo de un río se pueden instalar varias centrales en cascada con el fin de aprovechar el salto total disponible. El aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos es posible sólo en aquellos sitios que reúnen las características técnicas, económicas y ambientales necesarias.

#### Efectos ambientales

Una de las principales alteraciones al medio ambiente originado por la construcción de embalses es la eutroficación del río. El almacenamiento del agua incrementa el contenido de nitrógeno y fósforo del agua, la proliferación de algas, la disminución del contenido de oxígeno y variaciones de temperatura que alteran el ciclo natural del río.

Otras alteraciones que se pueden presentar como resultado de un proyecto hidroeléctrico son: bloqueo de peces de alta movilidad, desaparición de bosques o tierras cultivables, formación de malezas, inundación de tierras, redistribución de humus, erosión del suelo, riesgo de inundaciones, incremento de la salinidad del agua, incremento de pérdidas por evaporación y la aparición de enfermedades hídricas como consecuencia de la proliferación de organismos que transmiten enfermedades (larvas, moscas, mosquitos, etcétera.)

Entre las principales ventajas de este tipo de centrales se encuentran los bajos costos de operación y mantenimiento y la desaparición de los costos de combustible, un mejor manejo del agua en zonas de cultivo, la posibilidad de desarrollo pesqueros y de suministro de agua potable.

### 2.1.2.- CENTRALES TERMOELÉCTRICAS QUE UTILIZAN HIDROCARBUROS

Este tipo de centrales utiliza como fuente de energía primaria combustóleo o gas natural. El fluido de trabajo es agua tratada químicamente para evitar corrosión e incrustaciones en las tuberías. La energía de los combustibles se libera a través de su combustión en el generador de vapor, el cual satura y sobrecalienta el vapor que se utiliza para mover una turbina acoplada a un generador eléctrico. El vapor a la salida de la turbina es condensado y bombeado nuevamente al generador de vapor formando un ciclo cerrado

Los equipos principales de este tipo de central son: el generador de vapor, la turbina de vapor, el condensador, las bombas de agua de alimentación y condensado, la torre de enfriamiento si se trata de un circuito cerrado y la planta de tratamiento de agua.

### Efectos ambientales

Los principales efectos ambientales de una central termoeléctrica están asociados al proceso de combustión. Las emisiones contaminantes dependen de la composición y la calidad del combustible siendo las más importantes: los óxidos de azufre (SO<sub>2</sub>), óxidos de nitrógeno (NOx), monóxido de carbono (CO), bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), hidrocarburos no quemados y las partículas en suspensión.

Uno de los inconvenientes de las centrales termoeléctricas es la generación de CO<sub>2</sub>, conocido como un gas de efecto invernadero, ya que retiene el calor dentro de la atmósfera provocando el incremento de la temperatura de la tierra. Otros problemas relacionados con este tipo de centrales son la lluvia ácida, debida a la producción de SO<sub>2</sub> y a NOx, y el smog fotoquímico, el cual se forma al reaccionar los NOx con los hidrocarburos no quemados presentes en el medio ambiente.

### 2.1.3.- CENTRALES CARBOELÉCTRICAS

Las centrales carboeléctricas son instalaciones similares a las termoeléctricas convencionales siendo la principal diferencia la utilización de carbón como combustible. Los equipos de manejo, tratamiento y disposición de los residuos de la combustión de una carboeléctrica dependen de la composición del carbón utilizado. Uno de los equipos indispensable de este tipo de instalaciones es el precipitador de cenizas, generalmente es del tipo electrostático. Cuando el carbón contiene un elevado contenido de azufre es necesario el uso de equipos desulfurizadores al nivel de la combustión o de los gases resultantes.

### Efectos ambientales

Los principales componentes contaminantes del carbón son el azufre (S) y los metales oxidados. El problema ambiental relacionado con las centrales carboeléctricas es la lluvia ácida. Los compuestos químicos relacionados con la formación de lluvia ácida son el óxidos de azufre (SO<sub>2</sub>) y los óxidos de nitrógeno (NOx), los cuales reaccionan en las nubes formando una mezcla de ácido sulfúrico y ácido nítrico. Estos ácidos se precipitan por medio de la lluvia a la superficie terrestre.

Aproximadamente el 50% del ácido sulfúrico y nítrico que se forma en la atmósfera se precipita a través de la lluvia. Sin embargo, también se deposita acidez en la superficie en forma de partículas secas que al contacto con la lluvia originan un medio corrosivo. De acuerdo a datos publicados por la "Environmental Protection Agency" (EPA) del 100% de los SO<sub>2</sub> emitidos a la atmósfera en el año de 1992 en Estados Unidos, el 69.4% se produjeron por las compañías eléctricas.<sup>3</sup>

---

<sup>3</sup> Dato obtenido de la página de la "Environmental Protection Agency". Para mayor información consultar: <http://www.epa.gov/acidrain/sources.html>

Otro inconveniente de las centrales carboeléctricas es la gran producción de cenizas. Una central de carbón de 1000 MW produce unas 300,000 toneladas anuales de cenizas que contienen, entre otras cosas, materiales radiactivos (radón y Torio) y metales pesados que se descargan en vertederos y en la atmósfera.<sup>4</sup> Algunas de las aplicaciones de las cenizas son: el relleno de carreteras, la elaboración de ladrillos, mejorador de suelo y medio filtrante.

Existen, además, otros efectos asociados con la extracción y transporte de carbón. En el minado a cielo abierto se presentan alteraciones de la topología e hidrografía local, disminución de los recursos vegetales y la generación de una gran cantidad de desechos. En el minado subterráneo: se presentan suelos inestables con asentamientos, peligro de contaminación de acuíferos, explosiones y posibilidad de cáncer en pulmón y estómago en los trabajadores de la mina. Durante el transporte se emiten polvos y la posible contaminación del agua.

#### 2.1.4.- ENERGÍA NUCLEAR

Este tipo de instalaciones utilizan la energía liberada de la fisión de un isótopo radiactivo para evaporar y sobrecalentar el vapor, que se emplea para mover una turbina de vapor acoplada a un generador eléctrico. El proceso de fisión del material radiactivo se realiza dentro de un reactor nuclear.

Los reactores nucleares tienen tres elementos en común. El primero es el combustible que en los reactores convencionales es uranio enriquecido, es decir, en el que se ha incrementado la proporción de uranio 235, que en la naturaleza es del 0.7% hasta un 3% o 3.5%; el segundo es el moderador, el cual es un material que reduce la energía de los neutrones de alta velocidad emitidos durante la fisión del uranio y por último el refrigerante, generalmente agua.

Existen diversas configuraciones de centrales nucleares dependiendo de los tres elementos anteriores: reactor de agua ligera a presión (PWR), reactor de agua ligera hirviente (BWR), reactor de agua pesada a presión (PHWR) o tipo CANDU, reactores moderados por grafitos (GMR) y reactores rápidos de cría (FBR).

#### Efectos ambientales

Las centrales nucleares no producen emisiones de bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), bióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) ni óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>). De acuerdo al estudio titulado "La electricidad, la energía nucleoelectrica y el medio ambiente" de la International Atomic Energy Agency (IAEA), si la energía eléctrica de origen nuclear generada anualmente en el mundo se produjera por centrales de carboeléctricas, adicionalmente se originarían 1,600 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>. En otras palabras, si en la actualidad el mundo no utilizara energía nucleoelectrica las emisiones mundiales de bióxido de carbono aumentarían en un 8% cada año.<sup>5</sup>

---

<sup>4</sup> Información obtenida de la página en Internet del documento: La electricidad, la energía nucleoelectrica y el medio ambiente mundial, de la página de la "International Atomic Energy Agency." Para mayor información consultar: <http://www.iaea.or.at/worldatom/inforesource/factsheets/spanish/spelectr.html#air>

<sup>5</sup> *Ibidem*.

El problema de la energía nuclear es el manejo del combustible radiactivo, los equipos y sistemas de seguridad requeridos y sobre todo, el manejo y disposición final de los desechos de alta actividad. Anualmente una central nuclear de 1,000 MW produce 800 toneladas de desechos de actividad baja y media y 30 toneladas de desechos de actividad alta.<sup>6</sup> En muchos países industrializados un amplio sector de la opinión pública se opone al uso de la energía nucleoelectrica debido al el temor a accidentes, a los efectos nocivos de los desechos radiactivos y a que la utilización de la energía nucleoelectrica contribuya a la proliferación de armas nucleares.

La búsqueda y extracción del material radiactivo también tiene ciertos impactos al medio ambiente: perforaciones y rebajes del suelo, modificaciones topográficas, deforestación, alteración del patrón de escurrimiento y contaminación radiactiva por radón. Durante la elaboración del combustible nuclear se generan efluentes líquidos ricos en fluoruros. Los residuos sólidos de bajo nivel radiactivo son solidificados con cemento, almacenados y dispuestos en cementerios. Los métodos de tratamiento de los líquidos radiactivos son: evaporación, desmineralización, filtración, dilución y neutralización química. Los desechos radiactivos de alto nivel son solidificados, vitrificados y dispuestos en almacenamientos temporales.

#### 2.1.5.- CENTRALES DIESEL

Los motores diesel son máquinas de combustión interna acopladas a un generador eléctrico. Este tipo de instalaciones se utilizan en la producción de energía eléctrica de emergencia o en localidades no conectadas a la red de distribución eléctrica.

##### Efectos ambientales

Los efectos ambientales relacionados con los motores de combustión interna son las emisiones contaminantes producto de la combustión. Entre las principales se encuentran: los óxidos de nitrógeno (NOx), óxidos de azufre (SO<sub>2</sub>), bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), monóxido de carbono (CO) y los hidrocarburos no quemados.

#### 2.1.6.- CENTRALES TURBOGAS

El elemento esencial de este tipo de instalaciones es una turbina de combustión acoplada a un generador eléctrico. Este tipo de centrales pueden utilizar una gran diversidad de combustibles, siendo los mas comunes el gas natural y el diesel. Las centrales turbogas se caracterizan por su carácter modular, tiempos de instalación cortos y menores costos de inversión por kilowatt instalado. Este tipo de centrales se utiliza para satisfacer la generación de energía eléctrica de punta y en caso de emergencia.

---

<sup>6</sup> Ibidem.

## Efectos ambientales

El principal contaminante de una central turbogas son los óxidos de nitrógeno (NOx), producidos por la oxidación del nitrógeno contenido en el aire comburente a elevadas temperaturas y al nitrógeno del combustible. Existen diversos métodos para reducir el nivel de NOx's emitidos por una central turbogas: la inyección de agua o vapor para reducir la temperatura de combustión, el diseño especial de los quemadores y de la cámara de combustión, el uso de combustibles con bajo poder calorífico y el exceso de aire durante la combustión.

### 2.1.7.- CENTRALES DE CICLO COMBINADO

Las centrales de ciclo combinado están constituidas por dos ciclos de producción de energía. Existen diversos esquemas de ciclos combinados, sin embargo en la actualidad, se utilizan los ciclos de turbina de combustión y de turbina de vapor a causa del desarrollo y conocimiento que se tiene de este tipo de tecnologías.

En este tipo de instalaciones se aprovecha la energía de rechazo de la turbina de combustión en la producción de vapor en un recuperador de calor para accionar una turbina de vapor. La turbina de combustión y de vapor accionan cada una un generador eléctrico, sin embargo, existen instalaciones de baja capacidad en las cuales ambas turbinas están acopladas a un mismo eje.

Dos terceras partes de la energía eléctrica de una central de ciclo combinado se produce en la turbina de combustión, la tercera parte restante se produce en la turbina de vapor. Las características técnicas y ambientales de este tipo de tecnología han favorecido su expansión en la generación de energía eléctrica.

Este tipo de instalaciones se caracterizan por su elevada eficiencia térmica, rápida puesta en operación, por su instalación modular, menores costos por kilowatt instalado, menor consumo de agua que las termoeléctricas convencionales y por sus menores emisiones contaminantes.

## 2.2.- ENERGÍAS RENOVABLES

Las fuentes de energía renovable son aquellas que ocurren en forma natural y de manera repetida en el medio ambiente. Dentro de esta categoría se incluye la energía solar, eólica, geotérmica, la energía de los océanos (maremotriz y gradientes de temperatura), la energía potencial de las caídas de agua (hidroelectricidad), la biomasa (combustibles biológicos) y los desechos municipales, industriales, comerciales y de la agricultura. El grado de aprovechamiento de estas fuentes de energía en la producción de electricidad depende de diversos factores; entre los mas importantes se encuentran las características locales para su explotación, las tecnologías existentes para su aprovechamiento y los costos de las fuentes convencionales (carbón, petróleo, gas natural y nuclear) con las que tienen que competir.

A partir del incremento de los precios de los combustibles fósiles en la década de los años setenta y a la creciente preocupación ambiental se dio un fuerte impulso a este tipo de tecnologías. Sin embargo, se prevé que en el mediano plazo la generación de

energía eléctrica seguirá dependiendo fuertemente de los combustibles fósiles, principalmente del gas natural y carbón. Las fuentes de energía renovable satisfacen principalmente requerimientos locales en aquellos sitios en donde no existe interconexión de transporte y distribución de energía eléctrica. Las figuras 4, 5, 6 y 7 muestran algunas características de las tecnologías convencionales y de las tecnologías renovables

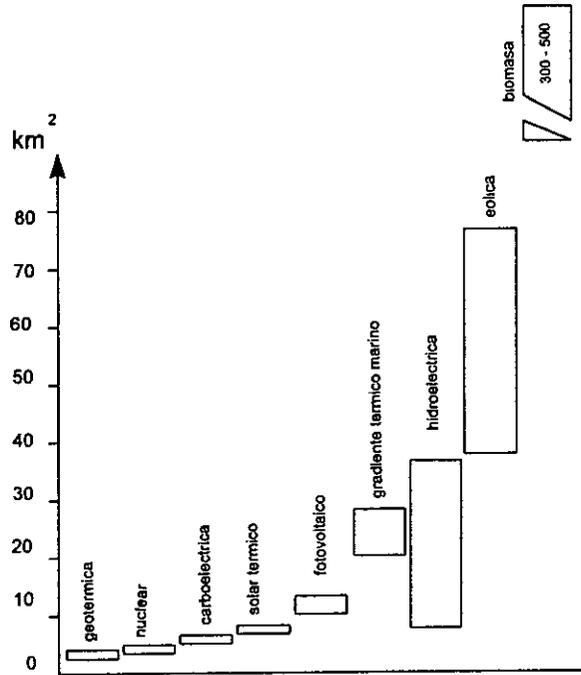


Figura 4. Área requerida para una central de 100 MW con una producción anual de 875 GWh <sup>7</sup>

<sup>7</sup> Nuclear Power and the Environmental. Información obtenida de la página en Internet de la compañía eléctrica Asea Brown Boveri (ABB). Para mayor información consultar: <http://www.abb.se/atom/nuclenv.htm>

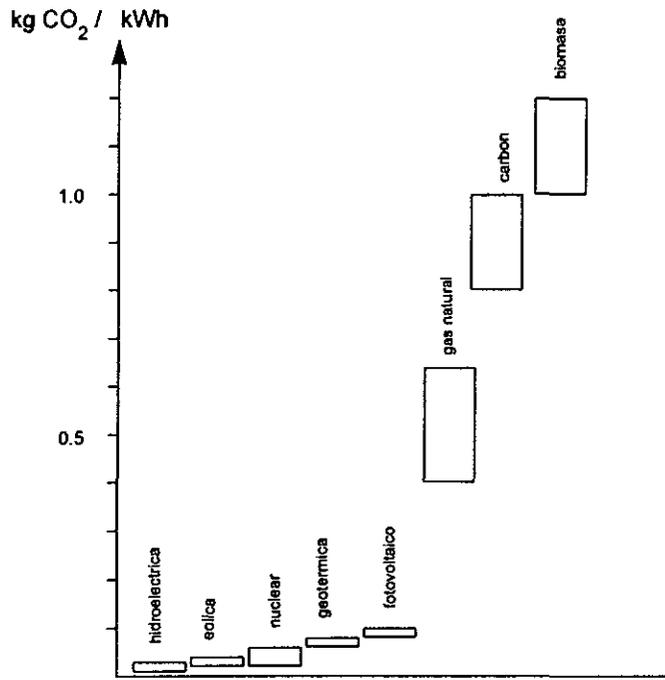


Figura 5. Emisiones de CO<sub>2</sub> de diversas tecnologías de producción eléctrica.<sup>8</sup>

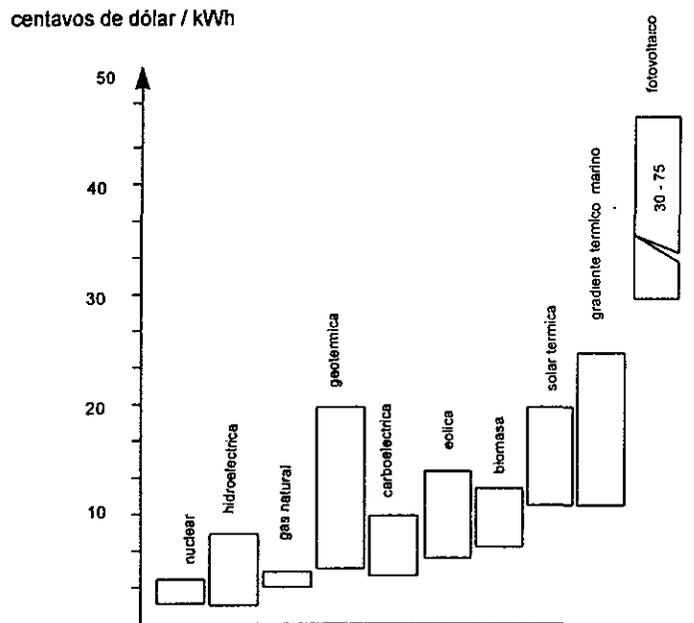


Figura 6. Costo de generación de diversas tecnologías.<sup>9</sup>

<sup>8</sup> Ibidem.

<sup>9</sup> Ibidem.

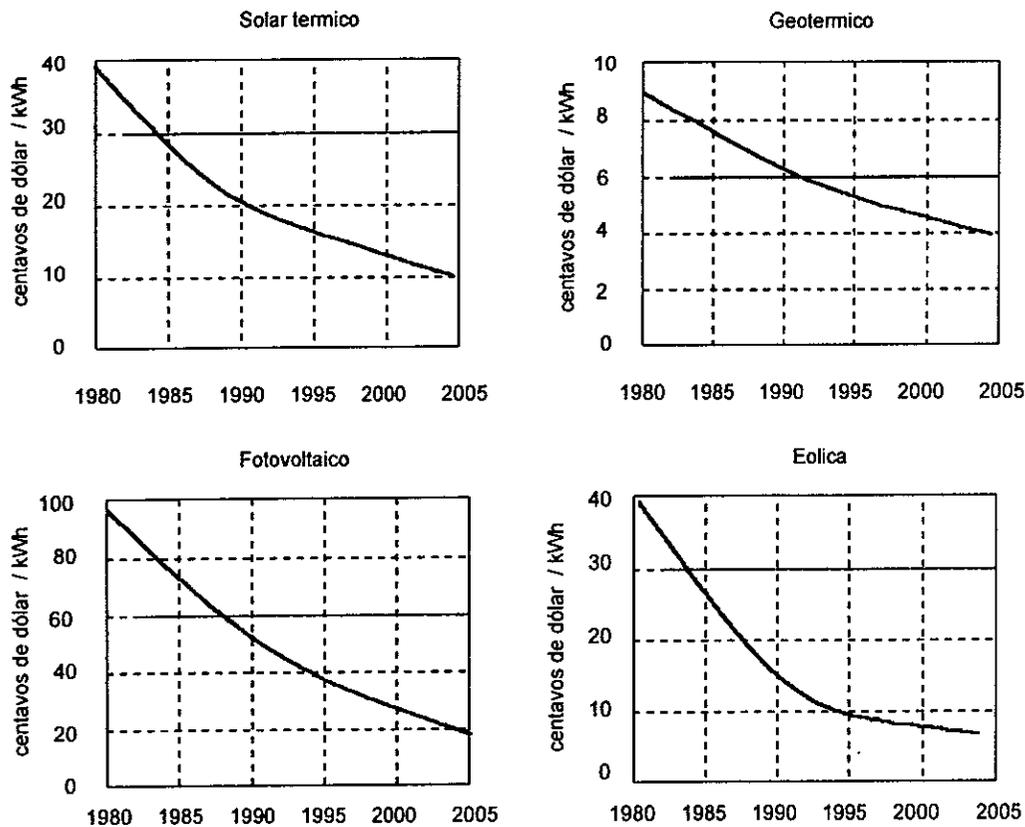


Figura 7. Costos históricos y proyectados de cuatro energías renovables.<sup>10</sup>

## 2.2.1.- CENTRALES GEOTERMOELÉCTRICAS

La energía geotérmica proviene del calor natural existente en el interior de la tierra. Este calor fluye por conducción directa a través de las fallas geológicas por fluidos que ascienden por las fracturas hasta zonas porosas y permeables más o menos profundas, produciendo una anomalía térmica de temperatura mayor que la normal.

La geotermia se utiliza principalmente en procesos industriales (secado, evaporación, destilación, refrigeración, cocción, extracción, lavado, procesos de calentamiento, calefacción industrial, etcétera ) o para el accionamiento de turbinas de vapor en la producción de energía eléctrica si la temperatura del yacimiento es suficientemente alta. El óptimo aprovechamiento de este tipo de energía depende de las características del fluido geotérmico. Para determinar el mejor método de conversión de dicha energía se debe de considerar en particular la temperatura, presión, composición y la relación de vapor-líquido del fluido geotérmico.

<sup>10</sup> Información obtenida del documento Electric Supply Technologies de la Oak Ridge National Laboratory. Para mayor información consultar: [http://www.ornl.gov/ORNL/Energy\\_Eff/other/CON444/Ch7.PDF](http://www.ornl.gov/ORNL/Energy_Eff/other/CON444/Ch7.PDF)

El grado de aprovechamiento de la energía y el tipo de ciclo a utilizar en una central geotermoelectrica se determina través de estudios del contenido de gases y minerales y de las características físicas y químicas de los fluidos geotérmicos. Los ciclos para las plantas geotérmicas se dividen en dos grupos de acuerdo al tipo de recurso con que se cuenta:

- Sistemas de vapor dominante.
- Sistemas de líquido dominante.

### Sistemas de vapor dominante

Existen tres sistemas básicos de acuerdo al tipo de recurso con que se cuenta:

#### a) Centrales de condensación:

Este tipo de centrales, conocidas también como plantas de vapor seco o sobrecalentado, se alimenta directamente a la turbina con el flujo de vapor proveniente de los pozos. El flujo de vapor se condensa y se reincorpora al subsuelo. Este sistema es el más apropiado para la instalación de centrales de gran capacidad, sin embargo la presión y temperatura del fluido geotérmico deben ser elevadas.

#### b) Centrales a contrapresión:

Se les denomina así a cualquier otro tipo de centrales con descarga atmosférica. Estas plantas son especialmente adecuadas para instalaciones de baja capacidad. Este tipo de central se emplea para fluidos geotérmicos con altos contenidos de gases incondensables y minerales.

#### c) Centrales de ciclo binario:

Este tipo de instalaciones utiliza un fluido secundario que absorbe la energía térmica del vapor y que es utilizado como fluido de trabajo en la turbina. Al igual que las plantas a contrapresión su uso representa una alternativa para fluidos geotérmicos con un alto contenido de minerales y de gases incondensables.

### Sistemas de líquido dominante

Estos sistemas son los más comunes debido a la elevada humedad prevaeciente en el fluido geotérmico de los campos explotados.

#### a) Centrales de flasheo:

Se llama flasheo a la evaporación parcial e instantánea que se provoca en el fluido geotérmico como consecuencia de una disminución súbita de la presión (expansión isoentálpica de la fase líquida). El arreglo a utilizar en estas instalaciones depende básicamente de la productividad de los pozos, de la potencia estimada, de las condiciones del fluido geotérmico y de las pérdidas de presión en cada flasheo.

#### b) Centrales a contrapresión:

Comúnmente conocidas como plantas portátiles o plantas a boca de pozo. Este tipo de plantas se utilizan en instalaciones de baja capacidad de generación, siendo apropiadas para fluidos geotérmicos con alto contenido de gases. Básicamente el equipo que necesitan, además de la turbina de vapor, es un separador y un deshumidificador.

#### c) Centrales de ciclo binario:

Estas plantas se denominan de ciclo binario debido a que utilizan un fluido de trabajo secundario que absorbe la energía del fluido geotérmico. Este tipo de plantas geotérmicas se emplea para fluidos geotérmicos con un alto contenido de gases incondensables o salmueras con un excesivo contenido de minerales.

#### d) Centrales de flujo total:

Las centrales de flujo total son los sistemas más simples de conversión de energía de fluidos geotérmicos con líquido dominante. En este sistema se permite la expansión directa de la totalidad del flujo de dos fases (agua-vapor) proveniente de los pozos, por lo que se requiere de maquinaria eficiente capaz de resistir la erosión y corrosión por la alta humedad del fluido geotérmico.

### Efectos ambientales

Los principales efectos al medio ambiente se deben a las descargas de los fluidos geotérmicos de la central. Dichas descargas contienen silicatos, amoníaco, arsénico, boro y mercurio. El tratamiento y disposición de estos compuestos es de gran importancia, ya que de no controlarse pueden originar eutroficación de los cuerpos receptores y, si son mezcladas con las aguas de riego, pueden inducir baja fertilidad y productividad del suelo.

Otros efectos perjudiciales de este tipo de centrales son: contaminación auditiva (85 a 120 dB), contaminación del aire por ácido sulfídrico ( $H_2S$ ), bióxido de carbono ( $CO_2$ ), ácido nítrico ( $NH_3$ ), metano ( $CH_4$ ) y ácido sulfúrico ( $H_2SO_4$ ), hundimientos del suelo, actividad sísmica y cambios climáticos de la región.

### 2.2.2.- ENERGÍA SOLAR

La energía solar se produce por reacciones nucleares de fusión en la superficie del sol. Las ondas electromagnéticas emitidas llegan a la tierra en forma de luz solar y de radiaciones ultravioleta e infrarrojas. Las principales aplicaciones de la energía solar se basan en procesos térmicos, en los cuales la energía solar se convierte en energía térmica a través de superficies de transferencia y, posteriormente a otras formas de energía. Existen tecnologías que permiten la conversión directa de la energía solar en electricidad. El grado de aprovechamiento de la energía solar depende de la intensidad de la radiación, que depende de la localización geográfica, tiempo, horario, estación del año y de la presencia de nubes y, del espectro de la energía radiante.

La energía solar es el único tipo de energía inagotable y esencialmente indispensable para la vida. Cada día la energía solar que cae sobre la superficie terrestre

puede suplir de energía por 27 años una población equivalente de 5.7 billones de habitantes.

Las principales tecnologías de energía solar son: las celdas fotovoltaicas, la tecnologías de transformación térmica a electricidad, los sistemas de enfriamiento y calentamiento a través de la energía solar.

#### 2.2.2.1.- Celdas fotovoltaicas

Las celdas fotovoltaicas son una de las tecnologías de rápido desarrollo. Las celdas están constituidas por materiales semiconductores que transforman la energía radiante en electricidad. La mayoría de las celdas fotovoltaicas están constituidas por la unión de dos capas muy delgadas de silicio cristalino contaminadas con ciertas impurezas. Cuando estas impurezas son de fósforo se produce un exceso de electrones en el cristal dando lugar a un semiconductor de tipo negativo "tipo n". Si lo que se añade es boro, habrá un déficit de electrones constituyendo un semiconductor de tipo positivo "tipo p". Cuando la luz solar incide en la celda se crea una diferencia de potencial del orden de 0.5 volts. Al conectar los dos semiconductores a través de un circuito se produce una corriente continua, que es directamente proporcional a la cantidad de luz incidente y el área de la celda. Con una radiación de  $1000 \text{ W/m}^2$  se produce una corriente continua de alrededor de 100 miliamperes por  $\text{cm}^2$  de superficie de la celda solar. La eficiencia típica de conversión de energía de una celda fotovoltaica es de 10 a 15%, sin embargo, existen arreglos que pueden alcanzar 30% de eficiencia.

El material típico de las celdas fotovoltaicas es silicio monocristalino, sin embargo, también se fabrican de silicio policristalino, silicio amorfo (aleación de sílice e hidrógeno) y de otros materiales a base de compuestos de cobre, cadmio y galio.

Las celdas fotovoltaicas se utilizan principalmente como fuente de energía en satélites, señalamientos viales, calculadoras y en lugares aislados no conectados a la red eléctrica.

#### Efectos ambientales

Los sistemas de fotovoltaicos generan desechos sólidos, originados por el agotamiento de las celdas. Muchos de estos desechos no requieren de tratamiento especial y pueden ser enterrados o reciclados. Sin embargo, la disposición de residuos de celdas con cadmio o arsénico, deben de ser tratados antes de su deposición final.

#### 2.2.2.2.- Sistemas solares de conversión térmica a eléctrica

Los sistemas de conversión de energía térmica a eléctrica utilizan colectores solares para concentrar la energía radiante del sol en una superficie, en donde circula agua que absorbe la energía en forma de calor. El cambio de fase del líquido es función del tipo de colector, del tiempo de transferencia y de la superficie de contacto. Existen tres tipos principales de colectores solares:

#### a) Tipo cilíndrico o parabólico

Este tipo de colector es una superficie reflejante semicilíndrica de sección parabólica. La energía radiante se concentra en un tubo colocado a lo largo de la línea focal, por el que circula un fluido que extrae el calor producido por la radiación solar concentrada. El semicilindro gira sobre un eje orientado en la dirección norte-sur, siguiendo el movimiento del sol. Con este sistema pueden obtenerse temperaturas de hasta 400°C

#### b) Tipo paraboloide.

Este colector es un espejo cuya superficie es un paraboloide de revolución que concentra los rayos solares en un receptor colocado en su punto focal. El paraboloide sigue la posición del sol girando sobre dos ejes. Con este tipo de colector es posible alcanzar temperaturas de 1,500°C

#### c) Tipo de torre central

Este tipo de colector consiste en un conjunto de espejos que se orientan siguiendo la posición del sol, reflejando la luz solar y concentrándola en un receptor montado en una torre central.

Las tecnologías solares son una fuente de energía renovable, limpia y de fácil instalación. Su carácter modular permite instalar los módulos en función de las necesidades de energía. En las últimas décadas se han realizado avances significativos específicamente en la tecnologías referentes a la generación de energía eléctrica, aunque aún no es competitiva con las tecnologías convencionales que utilizan combustibles fósiles. El factor de capacidad de una central solar es menor al 15% y su eficiencia de conversión es de 12 a 16%.

#### Efectos ambientales

Para la instalación de los captadores solares se requieren espacios amplios limitando su uso para otras actividades como la extracción de minerales, cultivo y recreación. En la actualidad se construyen centrales solares de 80 MW las cuales requieren en promedio 50 hectáreas de terreno<sup>11</sup>. Otros efectos de una central solar son: cambio de micro-climas locales, incremento de la humedad local debido al vapor de agua emitido por las torres de enfriamiento y molestias a la vista por el reflejo de los colectores solares.

En una central solar se puede presentar contaminación del suelo por fuga de aceites empleados en los sistemas de intercambio de calor y, contaminación térmica por la descarga de calor en las torres de enfriamiento. Las medidas que deben de tomarse son el control de fugas y el uso de sistemas de refrigeración con una menor diferencia de temperatura de sus descargas.

---

<sup>11</sup>Renewable Energy and Electricity, Nuclear Issues Briefing Paper 38, December 1997. Información obtenida de Internet. Para mayor información consultar: <http://www.uic.com.au/nip38htm>

### 2.2.3.- ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es una de las primeras formas de energía utilizadas por el hombre. Este tipo de energía se aprovechó en la propulsión de embarcaciones y en la obtención de energía mecánica en los molinos de viento para bombeo y molienda de granos. El uso de la energía eólica en la generación de energía eléctrica se generalizó a fines del siglo XIX y principios del XX. El primer aerogenerador de energía eléctrica fue diseñado por P.L. LaCour en Dinamarca, el cual entró en operación en 1890; sin embargo, el primer gran generador eólico fue construido hasta 1931 en la Ex Unión Soviética cerca de Yalta en el Mar Negro.<sup>12</sup>

La energía eólica se debe al gradiente de presión que se genera entre la superficie de la tierra y la atmósfera, creado por el calentamiento solar. Un factor que interviene en el patrón de los vientos es la rotación de la tierra. Para determinar la cantidad de energía eólica aprovechable de un lugar es necesario establecer los valores de densidad, potencia media ( $W/m^2$ ) y energía ( $kWh/m^2$ ) de un flujo de aire para una superficie de un metro cuadrado a 10 m sobre el nivel del suelo. La potencia eólica es proporcional a la velocidad del viento elevada al cubo, a la densidad de la masa del aire y al área de la superficie de contacto ( $P=\rho Av^3$ ).

Un factor determinante en la rentabilidad de una instalación eólica es la duración de los vientos sostenidos. Los vientos huracanados de corta duración permiten desarrollar altas potencias; sin embargo, no aportan tanta energía como un flujo de aire permanente de aire a baja velocidad. La energía cinética del viento se convierte de forma directa en energía mecánica a través de una turbina eólica o aeroturbina. Las aeroturbinas se clasifican en aeroturbinas de eje horizontal y de eje vertical.

#### Aeroturbina de eje horizontal

Las aeroturbinas de eje horizontal pueden estar constituidas por una o más aspas "viento arriba" o "viento abajo" de la torre que las soporta. Las aeroturbinas de dos o tres aspas utilizan mecanismos automáticos de control que permiten girar todo el dispositivo, dejando su eje de rotación perpendicular a la dirección del viento. También utilizan mecanismos para controlar el ángulo de ataque de las aspas, logrando de esta manera, que el rotor de la aeroturbina gire a una velocidad constante.

#### Aeroturbina de eje vertical

Entre las aeroturbinas de eje vertical pueden distinguirse tres tipos: "Savonius", "Darrieus" y "ciclogiro". Un rotor Savonius consta de dos mitades de un cilindro partido verticalmente de arriba hacia abajo formando una espiral en forma de "S". La aeroturbina de eje vertical tipo Darrieus es la más utilizada. Normalmente este tipo de aeroturbina está constituida por dos o tres aspas soportadas en la parte superior e inferior de la flecha en una geometría conocida como "Troposkien". La aeroturbina de tipo ciclogiro es similar a la Darrieus. Las aspas de un ciclogiro son rectas y su orientación se modifica constantemente durante la rotación, a fin de maximizar el par inducido por el viento.

---

<sup>12</sup> Antonio Alonso Concheiro, Luis Rodríguez Viqueira, *Alternativas Energéticas*, Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología- Fondo de Cultura Económica (CONACYT-FCE), 1985, p. 231.

Las aeroturbinas de eje vertical tienen ciertas ventajas sobre las de eje horizontal. La primera de ellas es que el rotor vertical no requiere de un sistema de orientación; cuando se utiliza este tipo de aeroturbinas en la generación de energía eléctrica sólo requieren de un anillo colector que transmite la energía a la base de la torre. La segunda característica es que no necesita de un mecanismo de control para regular la inclinación de las aspas. Una desventaja inherente a lo anterior es que el eje del rotor permanece constante y no siempre tiene la mejor orientación con respecto al flujo de viento.

La energía eléctrica obtenida de un aerogenerador puede almacenarse en baterías o conectarse directamente a una red de transmisión. Cuando se utiliza una aeroturbina de velocidad constante la frecuencia será constante, sin embargo, el voltaje será variable. Al utilizar una aeroturbina de velocidad variable la salida será de voltaje y frecuencias variables. Ambas salidas pueden ser convertidas en señales de frecuencia y voltaje constantes a través de una combinación inversor-rectificador de estado sólido.

La generación de corriente alterna a frecuencia y velocidad constante se obtiene a través de un generador síncrono que gira a velocidad constante, siendo aceptables variaciones del 1 al 2% en periodos de fracciones de segundo. Para satisfacer este requerimiento se utilizan acoplamientos mecánicos entre la flecha de la aeroturbina y del generador eléctrico.

### Efectos ambientales

Los principales problemas ambientales asociados a un grupo de aerogeneradores son: interferencia de las señales de alta frecuencia (televisión y radio), limitación del uso del suelo (agricultura, pastoreo, recreación, etcétera), alteración del régimen de vientos, deterioro de la estética local, producción de ruido y la colisión de aves.

### 2.2.4.- ENERGÍA MAREMOTRIZ

La energía maremotriz se genera por la atracción que ejerce la luna y el sol sobre el mar, resultando en un movimiento que eleva y abate de manera alternativa el nivel del mar. La diferencia de altura del nivel del agua entre la "pleamar" y la "bajamar" genera un potencial de energía que se puede aprovechar para accionar una turbina hidráulica en lugares donde la configuración de las costas produce diferencias de alturas excepcionalmente grandes (del orden de 10 m).

Existen dos formas de aprovechar la energía de las mareas. La primera de ellas es la producción de energía tanto en la pleamar como en la bajamar, y la segunda es almacenar el agua en una bahía, depresión costera, estuario, etcétera durante la pleamar para producir energía solo durante la bajamar.

Las principales centrales maremotrices en el mundo son las instalaciones de La Rance en el estuario de Saint Malo en Francia (240 MW), la central de la bahía de Kislaya en la ex-URSS (0.4 MW), Yanpec en Canadá (50 MW), Annapolis en Canadá (17.8 MW) y Jianxia en China (3.2 MW).

Actualmente se estima que existe un potencial de 69,000 MW eléctricos anuales en 40 sitios en el mundo. En México existen dos sitios en los que podría aprovecharse la energía de

las mareas. El primero es la desembocadura del río Colorado frente a la isla Montague y la faja comprendida entre la Isla del Tiburón y Bahía Kino en Sonora.

### Efectos ambientales

Los principales efectos de las centrales maremotrices se deben a la modificación del patrón de flujo del agua ocasionado por las construcciones para su almacenamiento. Lo anterior altera el proceso natural de sedimentación y deposición de material orgánico e inorgánico, variaciones en la salinidad del agua y de los nutrientes (nitratos, fosfatos), del crecimiento y distribución del zooplancton y fitoplacton, de la distribución de la flora y fauna acuática y en general de la cadena alimenticia por la pérdida de especies.

#### 2.2.5.- BIOMASA

La biomasa se refiere a los árboles, arbustos, pastos, cultivos y plantas acuáticas; así como a los residuos y desechos orgánicos, forestales, agrícolas, animales, urbanos e industriales que pueden utilizarse en la producción de energía por medio de su combustión. En la actualidad existen instalaciones que utilizan la biomasa como combustible, principalmente madera y desechos municipales, a través de incineradores.

La tecnología de gasificación permite convertir la biomasa en un combustible gaseoso o líquido que puede quemarse en una turbina de combustión o producir un gas que puede utilizarse en celdas de combustible para producir electricidad eficientemente y con cero emisiones contaminantes.

### Efectos ambientales

Los efectos del uso de la biomasa en la producción de energía pueden ser: alteración del uso, de los nutrientes y de la fertilidad del suelo, erosión, deforestación, desertificación y la producción de contaminantes, humos y cenizas producto de la combustión. Sin embargo la combustión de la biomasa produce menores emisiones contaminantes que los combustibles fósiles, principalmente de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>.

#### 2.2.6.- GRADIENTES TÉRMICOS MARINOS

El océano cubre un poco más del 70% de la superficie terrestre, siendo el mayor colector solar y sistema de almacenamiento de energía. En un día normal, una superficie de 60 millones de kilómetros cuadrados absorbe una radiación solar equivalente a 250 billones de barriles de petróleo<sup>13</sup>.

El aprovechamiento de la energía oceánica es posible utilizando el gradiente de temperatura de dos profundidades. Estos sistemas convierten la energía contenida en las masas oceánicas en electricidad en regiones tropicales con gradientes térmicos marinos de 20°C o mayores. Existen dos esquemas de generación de energía eléctrica a través de este sistema: sistema en ciclo cerrado y sistema en ciclo abierto.

---

<sup>13</sup> History of OTEC and How it Works. Información obtenida de la página de Internet: <http://bigisland.com/nelha/otec.html>.

### Sistema en ciclo cerrado

En un sistema cerrado se utiliza un fluido con bajo punto de ebullición. Actualmente se experimenta con amoníaco como fluido de trabajo, el cual al evaporarse acciona una turbina acoplada a un generador eléctrico. En este tipo de esquema se utilizan dos intercambiadores de calor los cuales condensan y vaporizan el amoníaco.

### Sistema en ciclo abierto

En un sistema abierto se utiliza agua de mar como fluido de trabajo. El proceso de vaporización se efectúa a presión de vacío. El vapor de agua mueve una turbina acoplada a un generador eléctrico. El vapor es condensado en un intercambiador de calor por contacto directo, mezclándose con el flujo de baja temperatura.

### Efectos ambientales

Los principales efectos de este tipo de instalaciones son: alteración de la migración y desove de peces, cambios en el mezclado marino natural, posible contaminación química debido a la descarga de biocidas, fugas de otros compuestos químicos, liberación de CO<sub>2</sub> en sistemas de ciclo abierto y riesgo de accidentes con embarcaciones.

# CAPITULO 3

# TURBINAS DE COMBUSTIÓN

La expansión de las centrales de ciclo combinado ha tenido un fuerte impulso debido al progreso tecnológico de las turbinas de combustión. Las características técnicas de esta máquina térmica, su elevada confiabilidad, rápida puesta en operación y su capacidad de utilizar una gran variedad de combustibles líquidos y gaseosos, la han convertido en el elemento esencial de las centrales de ciclo combinado.

El desarrollo de nuevos materiales resistentes a elevadas temperaturas, el perfeccionamiento de los métodos de combustión y de los compresores han hecho posible el incremento de la eficiencia y de la potencia de las turbinas de combustión y a su vez, el incremento de la eficiencia global de las centrales de ciclo combinado.

Existen dos grupos de turbinas de combustión: las turbinas de combustión aeroderivadas (turborreactores adaptados a la generación de energía eléctrica) y las turbinas de combustión industriales (diseñadas específicamente para generar electricidad).

En este capítulo se muestran las principales características de las turbinas de combustión: principios termodinámicos, elementos principales y auxiliares, diferentes combustibles que pueden ser quemados en la cámara de combustión, desarrollo de nuevos materiales y las tendencias en el desarrollo de esta tecnología.

## 3.1.- HISTORIA DE LA TURBINA DE COMBUSTIÓN

La primera patente de una turbina de combustión fue otorgada a John Barber en el año de 1791. Sin embargo, la primera turbina que funcionó fue diseñada y construida por Stolze, quien en 1872, obtuvo la concesión para construir su prototipo.

En 1895 se otorgó la primera patente de una turbina de combustión en Estados Unidos a Charles G. Curtis. En París más o menos al mismo tiempo se hizo un intento serio de construir una turbina de combustión a gran escala; este proyecto fue desarrollado por los hermanos Armangand. Sus primeras pruebas se realizaron con una turbina Laval de 25 HP utilizando aire de la tubería de aire comprimido de la ciudad de París. El siguiente trabajo de importancia lo realizó Holzwarth. A él corresponde el crédito de haber construido la primera turbina de combustión económicamente rentable.

En de los años 30's se realizaron avances significativos en el desarrollo de la turbina de combustión. En 1939 la Brown Boveri construyó la primera central de generación de electricidad que funcionaba con una turbina de combustión, destinada para la producción de energía de reserva. Esta unidad se basaba en un ciclo abierto y contaba con una capacidad nominal de 4 MW. El funcionamiento de esta central se exhibió en la "Swiss National Exhibition" en Zurich.

El desarrollo de la tecnología de la turbina de combustión estuvo ligado durante mucho tiempo al estudio y perfeccionamiento de los motores de propulsión aérea.

Un factor importante y decisivo en el desarrollo de la tecnología de la turbina de combustión en la década de los años 30 fue el apoyo de los gobiernos de Inglaterra y Alemania para explorar el uso de las turbinas de combustión en la propulsión de aviones.

En Inglaterra se formaron dos grupos independientes que construyeron y probaron sus prototipos. El primero de estos grupos estuvo bajo la dirección de Whittle, quien trabajó en el diseño de turborreactores con compresores centrífugos. El segundo grupo, bajo la dirección de Griffith y Constant, se dedicó a la construcción y prueba de turborreactores con compresores de flujo axial. En 1939 el Ministerio del Aire de Inglaterra firmó un contrato con la Power Jets para fabricar un turborreactor diseñado por Whittle, conocido como el "W1".

En Alemania el desarrollo de la turbina de combustión se dirigió por dos grupos. El primero estuvo a cargo de Hans von Ohain, quien obtuvo varias patentes de turborreactores con compresores centrífugos. En 1936 Ohain fue contratado por Ernst Heinkel, presidente de la "Ernst Heinkel A.G". El primer motor de vuelo de la compañía Heinkel se probó en 1938. El segundo grupo de investigación de ésta tecnología lo desarrolló la Junkers Airplane Company, la cual se concentró en el desarrollo de turborreactores con compresores de flujo axial.

El éxito de los programas de desarrollo de turborreactores en Inglaterra y Alemania propició el interés de Estados Unidos en el estudio y perfeccionamiento de esta tecnología; específicamente en el mejoramiento de la eficiencia del compresor y del proceso de combustión. La eficiencia típica de los compresores y de las turbinas que se utilizaron en los turborreactores eran del 60 al 65% y del 65 al 70% respectivamente.<sup>1</sup>

A principios de la década de los años 40's, se formaron varios grupos para fabricar turbinas de combustión en Estados Unidos. La Westinghouse Electric Corporation, mediante un contrato del ejército norteamericano, trabajó en un turborreactor con compresor de flujo axial conocido como el "19".

En 1941 la Power Jets envió a la General Electric Company el diseño de sus motores "W1X" y "W2B". Después de hacer varios cambios mecánicos, la General Electric probó su primer turborreactor conocido como "motor I". En 1944 la General Electric probó su modelo "I-40" en un avión caza de combate; el éxito obtenido por estas pruebas propició su producción en serie, la cual la realizó la División Allison de la General Motors.

El desarrollo de la tecnología de las máquinas de propulsión y la demanda de energía eléctrica en Estados Unidos, la cual creció más rápidamente de lo esperado a una tasa media del 7% desde fines de la segunda guerra mundial hasta principios de los años setenta, favoreció el interés del uso de la turbina de combustión en la producción de energía eléctrica. Entre 1965 y 1975 la capacidad instalada de generación del sector eléctrico de Estados Unidos basada en turbinas de combustión se incrementó de 1,300 MW a 43,500 MW.<sup>2</sup>

---

<sup>1</sup> William W. Bathie, *Fundamentos de Turbina de Gas*, Editorial Limusa, 1987.

<sup>2</sup> Citado de: Robert H. Williams and Eric D. Larson. *Expanding Roles for Gas Turbines in Power Generation*.

En la década los años 70's se introdujeron diversos factores que influyeron en el giro que daría la evolución de las turbinas de combustión en los Estados Unidos. Entre estos factores está la gran competencia entre los fabricantes de turborreactores, los nuevos reglamentos del gobierno en relación con las emisiones contaminantes y los cambios drásticos en los precios y en la disponibilidad de los combustibles.

El incremento de los precios del petróleo y del gas natural durante los choques petroleros de 1973 y 1979 se reflejaron en el incremento de las tarifas eléctricas. Lo anterior, aunado a la creciente preocupación por el deterioro del medio ambiente dio como resultado una reducción en el crecimiento de la demanda de electricidad. La capacidad instalada de generación eléctrica en base a turbinas de combustión del sector eléctrico de Estados Unidos en el año de 1985 fue igual a la registrada en el año de 1975.

La disminución del interés comercial en la generación de electricidad a través de turbinas de combustión no representó un estancamiento en el progreso de esta tecnología. Una razón fue la presión de las líneas aéreas por el incremento de la eficiencia de los turborreactores debido al alza del precio de los combustibles y la aplicación de reglamentos más estrictos sobre los niveles aceptables de emisiones contaminantes a la atmósfera. El 17 de julio de 1973 la "Environmental Protection Agency" (EPA) de los Estados Unidos promulgó la "Ley sobre la limpieza del aire" (U.S. Clean Aire Act) , la cual determinó los niveles aceptables de monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) y de humos para todos los turborreactores. Dicha ley entró en vigor el 1 de enero de 1979.

El desarrollo de la tecnología de la turbina de combustión en Estados Unidos ha sido fuertemente impulsado por la "National Aeronautics and Space Administration" (NASA), la cual ha desarrollado diversos programas sobre la tecnología de los procesos de combustión orientados a la reducción en las emisiones contaminantes. Algunos de estos programas son el "Experimental Clean Combustor Program" y el "Pollution Reduction Technology Program". En 1973 y como consecuencia del desabasto de petróleo por los países productores de la OPEP, la NASA creó un plan general denominado "Aircraft Energy Efficiency" (ACEE) el cual tenía como finalidad el desarrollo de un transporte aéreo más eficiente desde el punto de vista del consumo de combustible.

### 3.2.- CICLOS Y EFICIENCIA TERMICA DE UNA TURBINA DE COMBUSTIÓN

Las turbinas de combustión son máquinas térmicas que convierten la energía de un flujo de gases calientes producto de la combustión en energía mecánica o de flecha a través de su paso por los álabes del rotor de una turbina.

Las turbina de combustión operan bajo el ciclo de potencia de Brayton, nombrado así en honor al trabajo realizado por el ingeniero estadounidense George Brayton en la década de los años 1870's en el análisis del ciclo de aire estándar idealizado. Existen básicamente dos esquemas de operación de una turbina de combustión, los cuáles se conocen como ciclo abierto y ciclo cerrado.

Un ciclo abierto está formado por tres procesos idealmente reversibles: compresión adiabática, combustión a presión constante y expansión adiabática (figura 8). El aire comprimido a altas presiones a la salida del compresor (2) se introduce en el interior de la cámara de combustión, en donde se inyecta un combustible gaseoso o un líquido atomizado (3). Los gases calientes producto de la combustión pasan a través de una serie de toberas a los álabes de la rueda de una turbina en donde se expanden, descargándose posteriormente al medio ambiente (4).

El ciclo cerrado está formado por cuatro procesos idealmente reversibles: compresión adiabática, adición de calor a presión constante, expansión adiabática y rechazo de calor a presión constante. A diferencia con el ciclo abierto, el fluido de trabajo que se utiliza para mover la turbina no se expulsa al medio ambiente sino que es recuperado, formando un circuito cerrado a través de su paso por los diversos componentes de la turbina de combustión. El sistema de ciclo cerrado tiene mayor costo inicial, sin embargo reduce tanto la corrosión de los álabes de la turbina como los costos de mantenimiento.

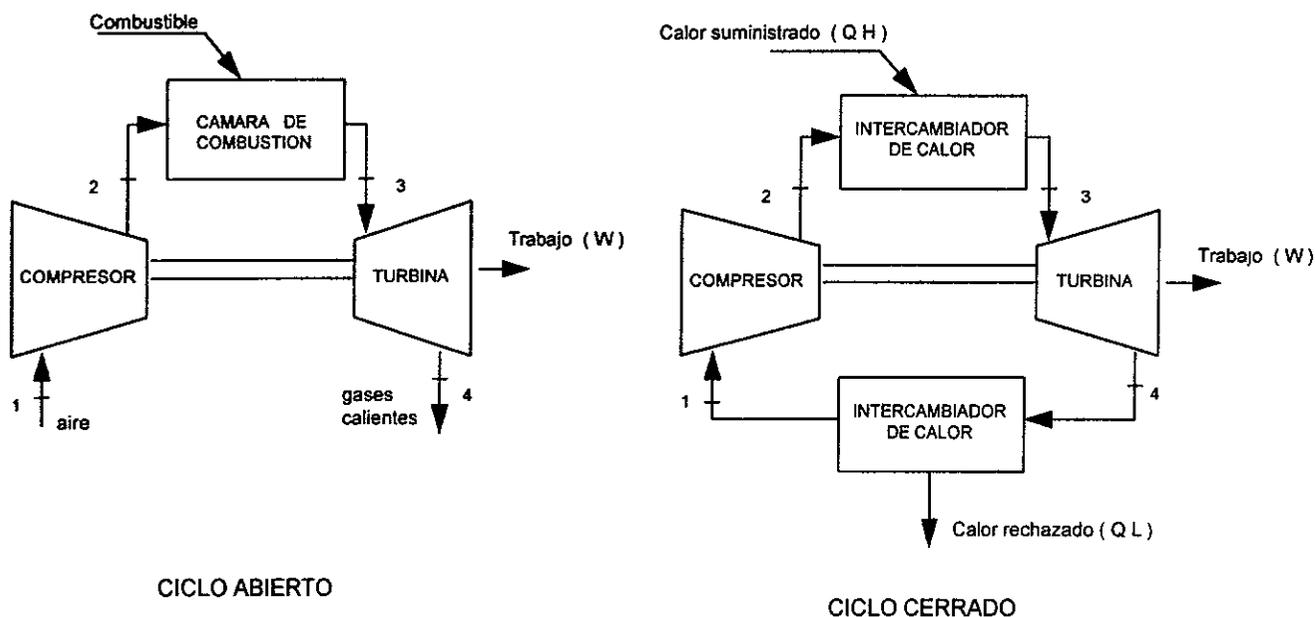


Figura 8. Ciclo abierto y cerrado de una turbina de combustión

### Ciclo de Carnot de aire estándar

A través del ciclo de Carnot se obtiene el máximo rendimiento de una máquina térmica que opera entre dos temperaturas fijas. Es un ciclo formado por dos procesos isotérmicos reversibles y dos procesos adiabáticos reversibles. La eficiencia del ciclo de Carnot está definida por:

$$\eta = 1 - \left( \frac{T_L}{T_H} \right)$$

donde:  $T_H$  = temperatura de la fuente de energía  
 $T_L$  = temperatura del sumidero de energía

Los diagramas presión - volumen (P-V) y temperatura - entropía (T-S) del ciclo de Carnot se muestran en la figura 9.

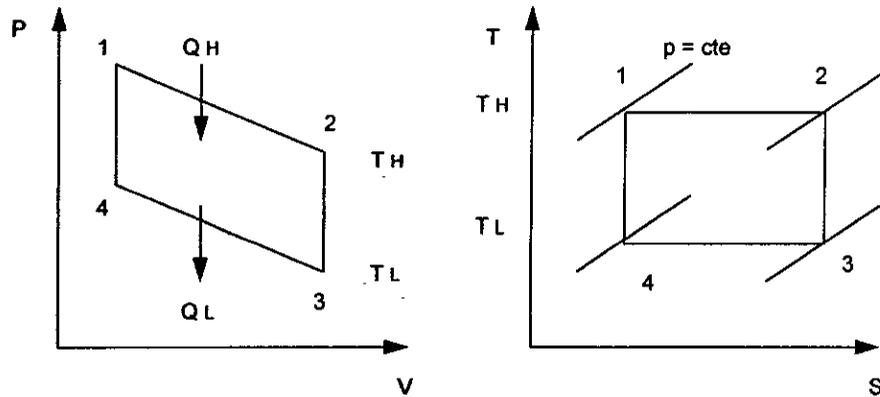


Figura 9. Diagramas P-V y T-S para el ciclo de una máquina térmica de Carnot

Para acercarse a la eficiencia de Carnot una máquina térmica debería estar libre de efectos disipativos tales como la fricción y la temperatura del fluido debería de ser constante durante los procesos de adición y rechazo de calor. En la práctica estas restricciones son imposibles de cumplir debido a que los procesos reales son irreversibles, por lo que la eficiencia de Carnot es el máximo rendimiento energético que podría alcanzar una turbina de combustión.

Ciclo de Brayton de aire estándar

El ciclo de Brayton es un ciclo de aire formado por cuatro procesos reversibles: compresión adiabática, adición de calor a presión constante, expansión adiabática y expulsión de calor a presión constante. Los diagramas P-V y T-S para el ciclo Brayton ideal se muestran en la figura 10.

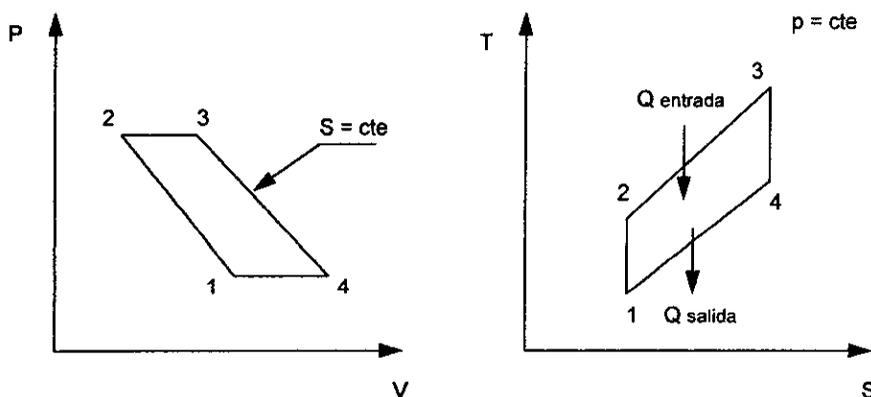


Figura 10. Diagramas P-V y T-S del ciclo de Brayton de aire

La eficiencia térmica ( $\eta$ ) del ciclo de Brayton de aire en función de los flujos de calor se define como:

$$\eta = 1 - \frac{Q_{salida}}{Q_{entrada}}$$

Definiendo la cantidad de calor en función del calor específico a presión constante

$$Q = C_p (T_{final} - T_{inicial})$$

Los flujos de calor de entrada y salida de la turbina de combustión pueden expresarse como:

$$Q_{entrada} = C_p (T_3 - T_2)$$

$$Q_{salida} = C_p (T_4 - T_1)$$

donde:

$T_1$  = Temperatura del aire a la entrada del compresor

$T_2$  = Temperatura del aire a la salida del compresor

$T_3$  = Temperatura de los gases producto de la combustión a la entrada de la turbina

$T_4$  = Temperatura de los gases producto de la combustión a la salida de la turbina

$C_p$  = Calor específico a presión constante

La eficiencia térmica en función de las temperaturas se expresa como:

$$\eta = 1 - \frac{C_p (T_4 - T_1)}{C_p (T_3 - T_2)}$$

Eliminando el  $C_p$  y sacando las temperaturas  $T_1$  y  $T_2$  fuera de los paréntesis:

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

La relación de presiones del compresor y de la turbina para el ciclo teórico es:

$$r_p = \left( \frac{P_3}{P_4} \right) = \left( \frac{P_2}{P_1} \right)$$

donde:

$P_1$  = Presión del aire a la entrada del compresor

$P_2$  = Presión del aire a la salida del compresor

$P_3$  = Presión de los gases producto de la combustión a la entrada de la turbina  
 $P_4$  = Presión de los gases producto de la combustión a la salida de la turbina

Considerando que el aire se comporta como un gas ideal y definiendo un proceso isentrópico  $PV^k = \text{cte.}$  la relación de presiones se puede escribir como:

$$\left(\frac{P_2}{P_1}\right) = \left(\frac{T_2}{T_1}\right)^{\left(\frac{k}{k-1}\right)}$$

$$\left(\frac{P_3}{P_4}\right) = \left(\frac{T_3}{T_4}\right)^{\left(\frac{k}{k-1}\right)}$$

donde  $k$  = Relación de calores específicos a presión y volumen constante ( $k=Cp/Cv$ )

Como la relación de presiones del compresor y de la turbina son iguales, la relación de temperaturas es a su vez una igualdad:

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

por lo tanto:

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

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

Escribiendo la eficiencia térmica del ciclo de Brayton en función de la relación de presiones ( $P_2/P_1$ )

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

$$\eta = 1 - \left( \frac{1}{\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\left(\frac{k-1}{k}\right)}} \right)$$

La eficiencia de una turbina de combustión es función de la relación de presiones en el compresor ( $P_2/P_1$ ). Sin embargo, existe un límite en el cual el incremento de la relación de presiones solamente produce un ligero incremento de la eficiencia térmica del ciclo, por lo que no es económicamente justificable el incremento de la presión, que implica materiales especiales o de mayor espesor, para un ligero incremento del

rendimiento de la turbina de combustión. La figura 11 muestra la eficiencia de una turbina de combustión en función de la relación de presiones.

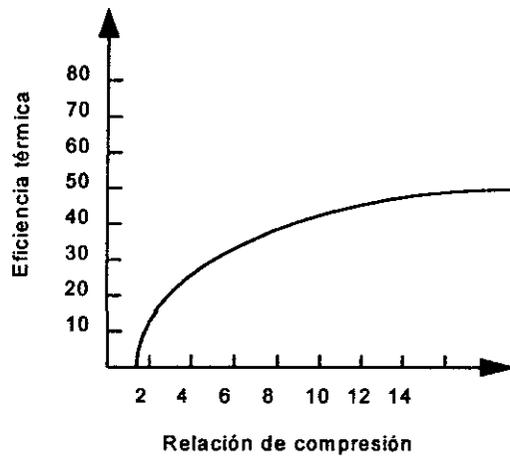


Figura 11. Eficiencia del ciclo de Brayton en función de la relación de presiones<sup>3</sup>

El incremento de la relación de presiones no produce un aumento del calor suministrado y del calor rechazado al ambiente con respecto a la relación de presiones original ( $P_2/P_1$ ) figura 12. Esta nueva relación de presiones ( $P_2'/P_1$ ) permite obtener un mayor trabajo en la turbina debido al incremento en la temperatura de entrada de los gases producto de la combustión ( $T_3'$ ). Lo anterior muestra que el rendimiento térmico de una turbina de combustión puede incrementarse aumentando la temperatura de los gases calientes. Sin embargo, dicha temperatura está limitada por las características del material de los álabes, toberas y otros componentes de la turbina (temperatura de límite metalúrgico).

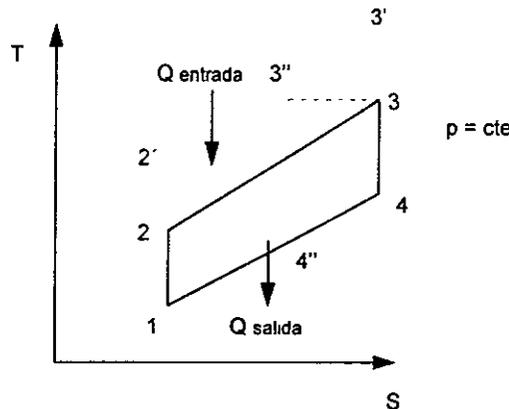


Figura 12. Efecto de la relación de presiones en un Ciclo Brayton

De la figura 12 se observa que existe una estrecha relación entre la temperatura de los gases calientes ( $T_3$ ) y la relación de presiones en el compresor. A mayores relaciones

<sup>3</sup> Gordon Van Wiley, Fundamental of Classical Thermodynamics, John Wiley & Sons, 1994, p.368.

de presión disminuye la adición de combustible, incrementándose el trabajo y la eficiencia térmica de la turbina de combustión.

La relación de presión de la turbina de combustión está limitada por la temperatura  $T_2$ , que en el límite puede ser igual a  $T_3$ . Bajo este supuesto el trabajo de la turbina es cero. Existe, entonces, una condición para la relación de presiones y de las temperaturas ( $T_3/T_1$ ) en la cual el rendimiento térmico es óptimo.

### Eficiencia de una turbina de combustión

El rendimiento térmico real de una turbina de combustión es menor al rendimiento térmico del ciclo ideal de Brayton debido a las pérdidas de energía en el compresor, turbina y en la cámara de combustión. Los procesos termodinámicos reales de una turbina de combustión con respecto a los procesos isentrópicos se muestran en la figura 13.

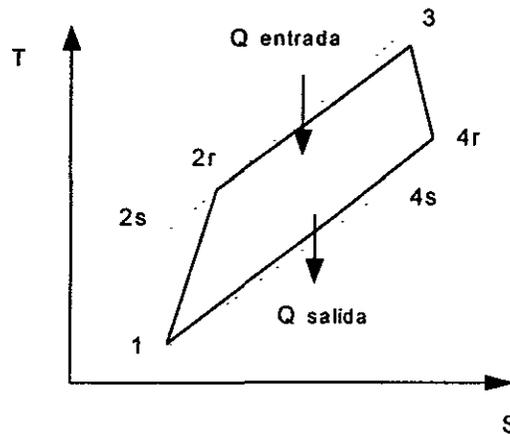


Figura 13. Efecto de las irreversibilidades en el rendimiento del ciclo Brayton

En función de la figura 13, el rendimiento adiabático o eficiencia térmica de la turbina está definida como:

$$\eta_{turbina} = \left( \frac{h_3 - h_{4r}}{h_3 - h_{4s}} \right)$$

donde :

$h_3$  = entalpía de los gases calientes a la entrada de la turbina ( kJ / Kg )

$h_{4r}$  = entalpía real de los gases a la salida de la turbina ( kJ / Kg )

$h_{4s}$  = entalpía isentrópica de los gases a la salida de la turbina ( kJ / Kg )

De igual forma la eficiencia térmica del compresor se define como:

$$\eta_{compresor} = \left( \frac{h_{2s} - h_1}{h_{2r} - h_1} \right)$$

donde:

$h_1$  = entalpía del aire a la entrada del compresor ( kJ / Kg )

$h_{2s}$  = entalpía isentrópica del aire a la salida del compresor ( kJ / Kg )

$h_{2r}$  = entalpía real del aire a la salida del compresor ( kJ / Kg )

Considerando el calor específico constante, la eficiencia de la turbina y del compresor se pueden expresar en función de las temperaturas:

$$\eta_{\text{turbina}} = \left( \frac{T_3 - T_{4r}}{T_3 - T_{4s}} \right)$$

$$\eta_{\text{compresor}} = \left( \frac{T_{2s} - T_1}{T_{2r} - T_1} \right)$$

La potencia neta de la turbina de combustión es igual a la potencia desarrollada por la turbina menos la potencia requerida por el compresor:

$$W_{\text{neto}} = m C_p \left( (T_3 - T_{4r}) - (T_{2r} - T_1) \right)$$

donde:

$m$  = flujo másico de gases producto de la combustión

$C_p$  = calor específico a presión constante de los gases producto de la combustión

Expresando la potencia neta en función de las eficiencias térmicas del compresor y de la turbina:

$$W_{\text{neto}} = m C_p \left[ (T_3 - T_{4s}) \eta_{\text{turbina}} - \frac{T_{2s} - T_1}{\eta_{\text{compresor}}} \right]$$

La ecuación anterior en función de la temperatura ambiente ( $T_1$ ) y la temperatura de los gases producto de la combustión ( $T_3$ ), así como en términos de las eficiencias de la turbina y el compresor, se expresa:

$$W_{\text{neto}} = m C_p T_1 \left[ \eta_{\text{turbina}} \left( \frac{T_3}{T_1} \right) - \frac{\left( P_2/P_1 \right)^{\left( \frac{\kappa}{\kappa-1} \right)}}{\eta_{\text{compresor}}} \right] \left[ 1 - \frac{1}{\left( P_2/P_1 \right)^{\left( \frac{\kappa}{\kappa-1} \right)}} \right] \dots\dots\dots(1)$$

donde el término  $1 - \frac{1}{\left( P_2/P_1 \right)^{\left( \frac{\kappa}{\kappa-1} \right)}}$  es la eficiencia del ciclo ideal de Brayton.

El calor suministrado al ciclo está definido como:

$$Q_{entrada} = mC_p (T_3 - T_{2r})$$

Definiendo el calor suministrado en función de la relación de presiones y de la eficiencia del compresor:

$$Q_{entrada} = mC_p \left[ (T_3 - T_1) - \frac{T_1 \left[ \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\left( \frac{\kappa}{\kappa-1} \right)} - 1 \right]}{\eta_{compresor}} \right] \dots\dots\dots (2)$$

La eficiencia real de una turbina de combustión se obtiene al dividir la potencia neta entre la cantidad de energía térmica que debe de suministrarse al ciclo (ecuaciones 1 y 2):

$$\eta = \frac{W_{neta}}{Q_{entrada}}$$

La eficiencia de una turbina de combustión es directamente proporcional a los cambios del flujo másico del aire que entra a ésta. La potencia desarrollada por una turbina de combustión es función de la densidad del aire y por lo tanto de la altura sobre el nivel del mar en donde se encuentre operando. La reducción de la potencia neta es aproximadamente de 1.2% por cada 100 m de incremento en la altura<sup>4</sup>.

La potencia de la turbina se reduce 9% con el incremento de 10°C de la temperatura del aire ambiente<sup>5</sup>. Una forma de evitar estas pérdidas es el enfriamiento del aire que entra al compresor y/o del aire comprimido entre las etapas del compresor.

Las pérdidas de energía en la etapa de compresión y de expansión reducen en forma significativa la eficiencia total de la turbina de combustión. Si el rendimiento de la turbina desciende alrededor de 60% todo el trabajo producido se utilizará en mover el compresor y la potencia neta de la turbina de combustión será cero<sup>6</sup>.

El compresor de gas que inyecta el combustible a la cámara de combustión consume aproximadamente el 5% de la potencia neta de la turbina de combustión. El uso de filtros de aire y sistemas de enfriamiento reduce la potencia neta en un 0.2% por cada pérdida de presión de 1cm de columna de agua. El uso de silenciadores, recuperadores de calor y/o ductos producen una pérdida de 0.15% de la potencia neta por cada pérdida de 1cm de columna de agua de presión.<sup>7</sup> La eficiencia de una turbina

<sup>4</sup> Arturo Monedero de la Vega, *Diplomado en Cogeneración*, Módulo I, Universidad Nacional Autónoma de México, 1992.

<sup>5</sup> *Ibidem*

<sup>6</sup> *Ibidem*.

<sup>7</sup> *Ibidem*.

de combustión puede incrementarse utilizando sistemas de enfriamiento, regeneradores y recalentadores.

### Turbina de combustión con regeneración

El regenerador es un intercambiador de calor que utiliza gases de escape de la turbina para “precalentar” el aire comprimido antes de que sea introducido a la cámara de combustión, reduciendo el combustible necesario para producir la temperatura deseada de los gases calientes. El esquema de una turbina de combustión de ciclo abierto con regenerador de gases y el diagrama T-S se muestra en la figura 14.

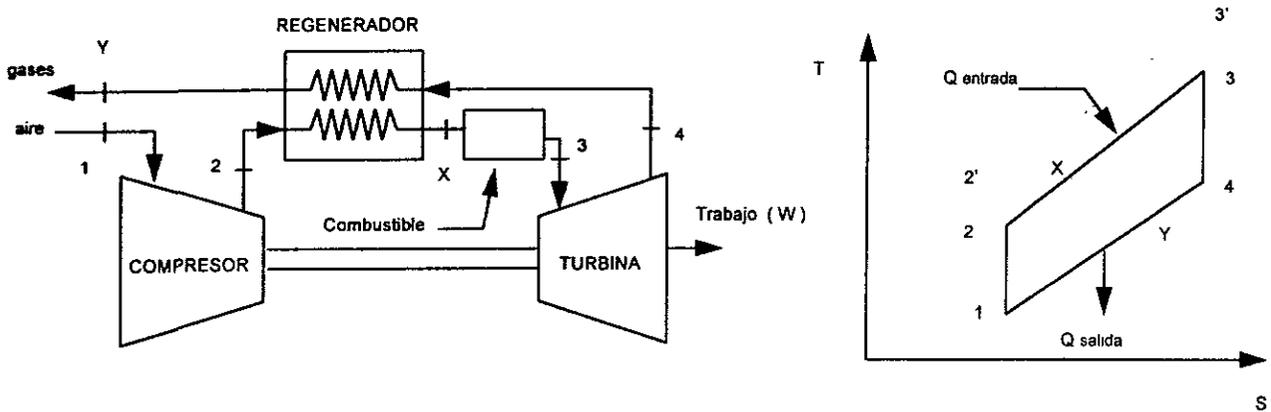


Figura 14. Turbina de combustión con regeneración y diagrama T-S

La temperatura del aire a la salida del regenerador ( $T_X$ ) es en el caso extremo ideal igual a la temperatura de los gases calientes a la salida de la turbina ( $T_4$ ). En este caso el calor suministrado por la fuente externa sólo es necesario para elevar la temperatura desde  $T_X$  hasta  $T_3$ . La eficiencia térmica de una turbina de combustión con regeneración es :

$$\eta = \frac{W_{neta}}{Q_{entrada}}$$

$$\eta = \frac{W_{turbina} - W_{compresor}}{Q_{entrada}}$$

Para el regenerador ideal  $Q_{entrada} = W_{turbina}$

$$\eta = 1 - \frac{W_{compreso}}{Q_{entrada}}$$

Definiendo la eficiencia en términos de las temperaturas:

$$\eta = 1 - \frac{C_p(T_2 - T_1)}{C_p(T_3 - T_4)}$$

donde:

$$W_{\text{turbina}} = C_p (T_3 - T_4)$$

$$W_{\text{compresor}} = C_p (T_2 - T_1)$$

$$Q_{\text{entrada}} = C_p (T_3 - T_x)$$

Eliminando el calor específico y sacando de los paréntesis  $T_1$  y  $T_3$ :

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

Sustituyendo las relaciones de temperatura por las de relaciones de presiones:

$$\eta = 1 - \frac{\left( \frac{T_1}{T_3} \right) \left( \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\left( \frac{\kappa}{\kappa-1} \right)} - 1 \right)}{1 - \frac{1}{\left( \frac{P_1}{P_2} \right)^{\left( \frac{\kappa}{\kappa-1} \right)}}$$

$$\eta = 1 - \left( \frac{T_1}{T_3} \right) \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\left( \frac{\kappa}{\kappa-1} \right)}$$

donde:

$T_1$  = temperatura del aire a la entrada del compresor

$T_2$  = temperatura del aire a la salida del compresor

$T_3$  = temperatura de los gases producto de la combustión a la entrada de la turbina

$T_4$  = temperatura de los gases producto de la combustión a la salida de la turbina

$T_x$  = temperatura de los gases a la salida del regenerador

$P_1$  = presión del aire a la entrada del compresor

$P_2$  = presión del aire a la salida del compresor

$C_p$  = calor específico a presión constante

$\kappa$  = índice adiabático de calores específicos  $C_p / C_v$

La relación de presión tiene un efecto directo en la posibilidad de recuperar la energía de los gases calientes a la salida de la turbina. En el ciclo 1-2'-3'-4-1 de la figura 14, la temperatura de los gases calientes que salen de la turbina es igual a la temperatura del aire comprimido; en este caso no existe una diferencia de temperatura que permita la transferencia de energía de los gases calientes al aire comprimido a través del recuperador de calor. La efectividad de un regenerador ( $\epsilon$ ) se define en función de la transferencia de calor entre el flujo de aire comprimido y los gases calientes entre el máximo calor que podría ser transferido:

$$\varepsilon = \frac{h_x - h_2}{h_4 - h_2}$$

Considerando que los gases calientes se comportan como un gas ideal y que las capacidades térmicas son constantes:

$$\varepsilon = \frac{T_x - T_2}{T_4 - T_2}$$

La efectividad térmica para un regenerador ideal se puede definir en función de la relación de presiones:

$$\varepsilon = 1 - \left( \frac{T_1}{T_3} \right) \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\left( \frac{k-1}{k} \right)}$$

donde:

k = índice adiabático de calores específicos Cp / Cv

La eficiencia térmica de una turbina de combustión con regeneración es función de la relación de presiones y del cociente de la temperatura del aire ambiente ( $T_1$ ) entre la temperatura de los gases calientes ( $T_3$ ). La figura 15 muestra el efecto de la relación de temperaturas ( $T_3/T_1$ ) y la relación de presiones.

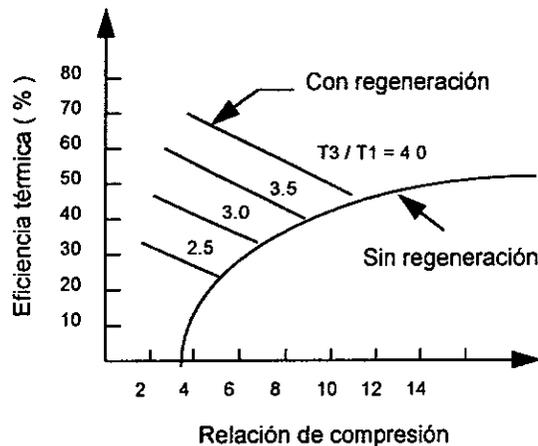


Figura 15. Eficiencia térmica de una turbina de combustión en función de la relación de presiones, para  $k = 1.40$  con y sin regeneración<sup>8</sup>

A través de un regenerador con una gran área de transferencia de calor es posible obtener una alta efectividad, sin embargo, incrementa la caída de presión y por lo tanto las pérdidas de energía del flujo de aire comprimido.

<sup>8</sup> Kenneth Wark, Termodinámica, Mc Graw-Hill, 1992, p.636

## Turbina de combustión con enfriamiento

Con un sistema de enfriamiento la compresión del aire se efectúa en dos o más etapas, eliminando el calor del aire comprimido. Lo anterior reduce el trabajo requerido por el compresor e incrementa la potencia neta y eficiencia de la turbina de combustión. La figura 16 muestra un esquema de una turbina de combustión con enfriamiento y el diagrama T-S correspondiente.

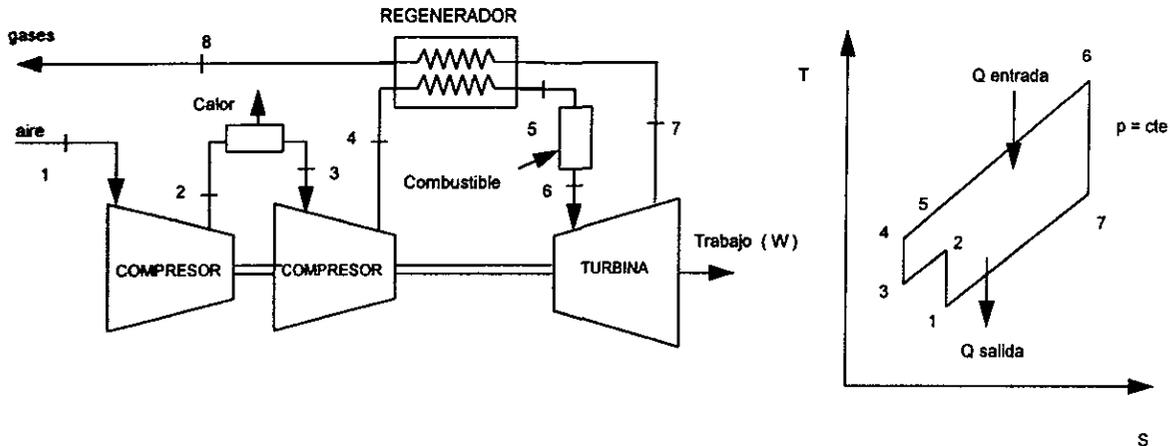


Figura 16. Turbina de combustión con enfriamiento y regeneración y diagrama T-S.

## Turbina de combustión con recalentamiento

El recalentador es una cámara de combustión en la cual los gases de escape de la turbina de alta presión son recalentados y posteriormente expandidos en una segunda etapa de la turbina. El proceso de recalentamiento se considera idealmente a presión constante. La figura 17 muestra un esquema y diagrama T-S de una turbina de combustión con recalentamiento.

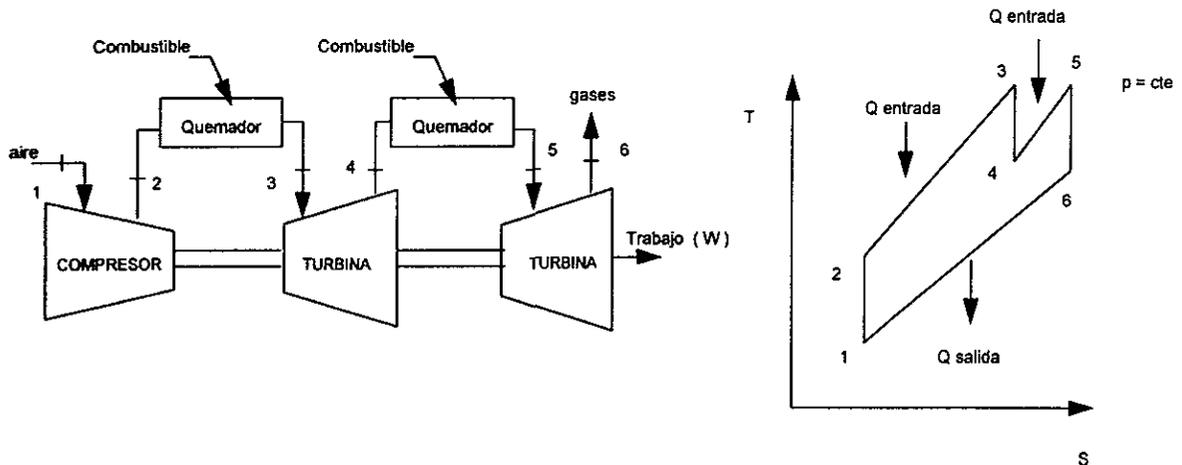


Figura 17. Turbina de combustión con recalentamiento y diagrama T-S.

La temperatura de los gases de escape de una turbina de combustión con recalentamiento es mayor que en una turbina de combustión sin recalentamiento. La

temperatura de los gases calientes a la salida de la etapa de baja presión es de 550 a 600 °C.

La elevada temperatura de los gases de escape de la turbina de combustión propicia que pueda aprovecharse su energía para generar vapor de alta, media y baja presión a través de un recuperador de calor.

Existen dos tipos de recuperadores de calor: recuperador de calor sin post-combustión y con post-combustión. Un recuperador sin post-combustión es un intercambiador de calor en el cual la energía de los gases calientes de escape se transfiere a través de una superficie de contacto. En un recuperador de calor con post-combustión los gases de escape de la turbina, que tienen un gran contenido de oxígeno, se utilizan para mantener una combustión dentro del recuperador.

Una turbina de combustión con recuperador de calor puede satisfacer un amplio rango de requerimientos térmicos y eléctricos. El recuperador de calor es el elemento de unión de una turbina de combustión y de vapor en una central de ciclo combinado.

### 3.3.- ELEMENTOS DE UNA TURBINA DE COMBUSTIÓN

Los elementos principales de una turbina de combustión son: un compresor rotatorio que incrementa la presión del flujo de aire, una cámara de combustión en la cual se incrementa la temperatura del fluido de trabajo y una turbina a través de la cual se expanden los gases calientes. Además de estos elementos las turbinas de combustión cuentan con diversos sistemas auxiliares que permiten su óptimo funcionamiento. La figura 18 muestra un corte transversal de una turbina de combustión.

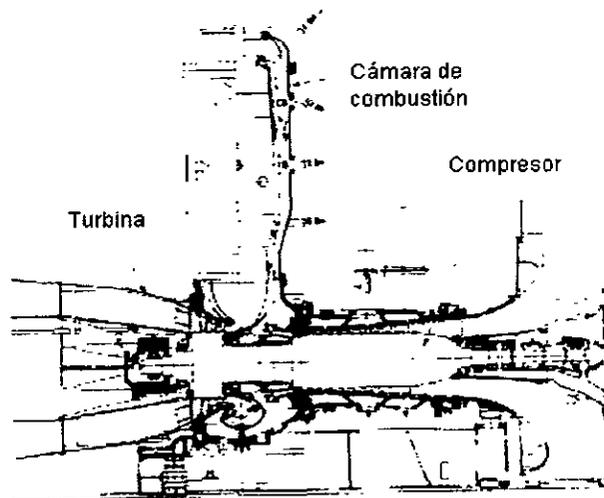


Figura 18. Corte transversal de una turbina de combustión.

#### Compresor

Los compresores de las turbinas de combustión incrementan progresivamente la presión del aire permitiendo su flujo continuo a la cámara de combustión. Se caracterizan por ser eficientes, compactos y por manejar un gran volumen de aire. El flujo de aire de

entrada al compresor a 1.013 bar y 25 °C es, aproximadamente, de 150 Kg/s (122 m<sup>3</sup>/s) por metro cuadrado de sección<sup>9</sup>. El diámetro de entrada del compresor varía en un rango de 0.1 a 2.44 m. Una de las principales ventajas de los compresores de una turbina de combustión es que operan sin lubricación, por lo que el aire no se contamina con aceite. Los compresores pueden ser de flujo centrífugo, axial ó una combinación de ambos.

En un compresor centrífugo el flujo de aire entra axialmente y es transformado a un flujo radial por el rotor del compresor. Este tipo de compresores suministran flujos másicos moderados (cerca de 50 Kg/s) a una relación de presiones igual a 5, o mayores flujos másicos con un decremento de la relación de presión. El incremento de presión se efectúa a través de varias etapas de compresión.

En un compresor axial el aire fluye en una dirección axial al eje de la turbina de combustión. Este tipo de compresores puede manejar flujos másicos mucho mayores que un compresor centrífugo, obteniéndose relaciones de presión igual a 10 o mayores. Para obtener elevadas relaciones de presión y mantener estabilidad del compresor se emplean varias secciones formadas por 2 o mas ruedas, colocando un dispositivo de enfriamiento entre cada sección. Lo anterior permite la extracción de una fracción del flujo de aire que se utiliza en los sistemas auxiliares de la turbina de combustión. En la actualidad las grandes turbinas de combustión utilizan compresores axiales multiétapas debido a su elevada eficiencia y capacidad. En turbinas de combustión de baja capacidad se pueden incrementar la relación de presión colocando una rueda centrífuga al final de una serie de ruedas del tipo axial.

La relación de presión usual de una turbina de combustión industrial es de 16/1, y para una turbina de combustión aeroderivada de 30/1. La mayoría de las turbinas de combustión utilizan álabes directores regulables. Cerca del 50% de la potencia neta de la turbina de combustión se requiere en la compresión del flujo de aire.

El material de los álabes del compresor es aluminio, titanio, acero o aleaciones de níquel; siendo los mas empleados los tres últimos. También se ha utilizado fibra de carbono, el cual tiene una elevada relación resistencia/peso, sin embargo este material no soporta el impacto de gotas de lluvia o de otros materiales que pudieran introducirse al compresor.

El material del rotor es generalmente acero. Sin embargo, existen rotores contruidos de titanio en la parte anterior de los álabes y aleaciones de níquel en la parte posterior. Los elementos del compresor son pulidos y fileteados para reducir el desgaste del material. También son diseñados para soportar esfuerzos mecánicos.

### Cámara de combustión

El proceso de combustión se efectúa en el interior de la cámara de combustión en la cual se mezclan el flujo de aire comprimido y de combustible. La cámara de combustión debe de garantizar una elevada eficiencia de combustión, bajos niveles de

---

<sup>9</sup> Richard T. C. Harman, Gas Turbine Engineering: Applications, Cycles and Characteristics, The Macmillan Press, 1981.

emisiones contaminantes y de humos, producir un mínimo de pérdidas de presión, mantener una combustión estable durante todas las condiciones de operación y producir una temperatura uniforme de los gases calientes.

La cámara de combustión mas común en las turbinas de combustión es la anular. En este tipo de cámara el combustible es introducido a través de un colector de tubos múltiples y una serie de toberas que inyectan el combustible. La eficiencia de una cámara de combustión anular es aproximadamente del 99%<sup>10</sup>, excepto en condiciones de baja capacidad de la turbina de combustión.

Una parte del flujo de aire comprimido que entra a la cámara de combustión se utiliza para atomizar al combustible y para refrigerar las partes metálicas de la cámara de combustión.

### Turbina

La turbina es un dispositivo mecánico formado por una o más etapas de álabes fijos y móviles que convierten la energía térmica del flujo de gases calientes en energía mecánica o de flecha, la cual se utiliza para mover al compresor y para accionar un generador eléctrico u otro dispositivo mecánico.

El arreglo de los álabes de la turbina es similar a la de un compresor; sin embargo, el proceso de expansión es aerodinámicamente más simple que el proceso de compresión, por lo que la turbina tiene una menor cantidad de etapas que el compresor.

El material del rotor de la turbina es acero o super-aleaciones de níquel como la IN738 y IN739. Generalmente se emplean este tipo de aleaciones ya que están aleadas con cromo, el cual evita la corrosión de las primeras etapas de la turbina. La resistencia de estos materiales puede incrementarse a través de tratamientos térmicos. Otros materiales que se utilizan en la fabricación de la turbina son materiales solidificados direccionalmente (DS), super-aleaciones de cristal simple (SC) y super-aleaciones oxido-dispersión-reforzado (ODS). El uso de materiales diseñados para resistir elevadas temperaturas y el empleo de sistemas de enfriamiento han incrementado la eficiencia de la turbina a un 90 - 95 %. La figura 19 muestra la tendencia de la temperatura a la entrada de la turbina y de operación de los materiales de los álabes.

---

<sup>10</sup> Ibidem.

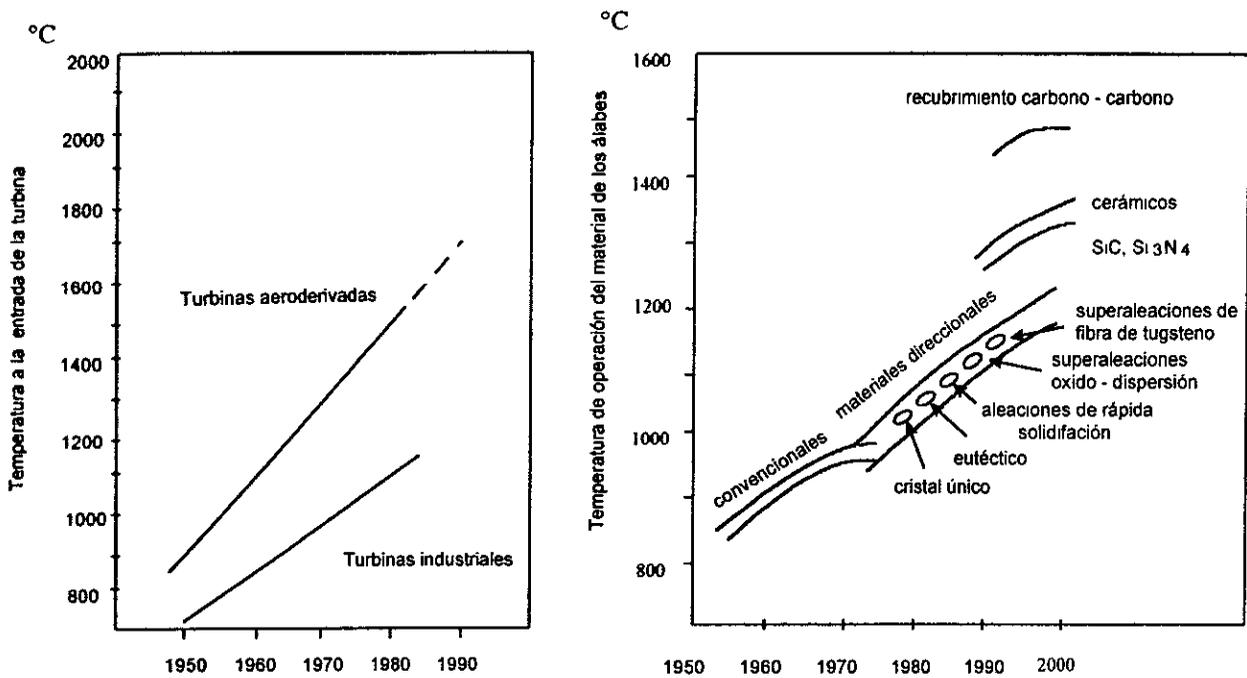


Figura 19. Tendencia de la temperatura a la entrada de la turbina y de operación de los materiales de los álabes.<sup>11</sup>

### Sistemas auxiliares de una turbina de combustión

Los sistemas auxiliares de una turbina de combustión dependen del tipo de unidad, combustible, capacidad, aplicación y de las características de diseño. Los principales sistemas auxiliares son los siguientes:

#### a) Sistema de arranque

Las turbinas de combustión tienen una fuente externa que mueve al compresor cuando se arranca la unidad. Los sistemas de arranque pueden ser motores eléctricos que se embragan al eje de la turbina de combustión, turbinas de aire-gas o sistemas de aire presurizado (de un contenedor de aire) que fluyen moviendo a la turbina. El arranque de una turbina de combustión generalmente sigue una secuencia de purga, encendido y aceleración, para llevar a la turbina de combustión a la carga nominal de operación.

#### b) Sistema de ignición

El sistema de ignición "enciende" el combustible atomizado o gaseoso dentro de la cámara de combustión, en un punto predeterminado en la secuencia de arranque de la unidad. Los sistemas típicos de ignición están constituidos por bujías conectadas a un transformador que produce una chispa, detonando la mezcla aire/combustible.

<sup>11</sup>Robert H. Williams & Eric D. Larson, Expanding Roles for Gas Turbines in Power Generation. P. 521.

### c) Sistema de lubricación

La mayoría de las turbinas de combustión tienen un sistema de lubricación, que suministra aceite a los cojinetes y acoplamientos para lubricarlos y refrigerarlos. Las turbinas de combustión industriales generalmente utilizan aceites, mientras que las turbinas aeroderivadas lubricantes sintéticos. Para prevenir fugas de aceite las turbinas de combustión tienen sellos de laberinto con aire a presión proveniente del compresor.

### d) Sistema de silenciamiento

Las turbinas de combustión cuentan con sistemas de filtrado y silenciamiento de ruido. Una instalación típica está formada por persianas de entrada, un filtro de alta eficiencia (primera etapa), un segundo filtro, una serie de aspas que rotan el flujo de aire, un separador de inercia y un silenciador.

Otro método para reducir el ruido de una turbina de combustión es el incremento de la sección de entrada del compresor. Lo anterior no solo reduce considerablemente el ruido, sino que además ayuda en la separación de partículas y polvo del flujo de aire. También se emplean silenciadores en el sistema de escape de la turbina de combustión.

### e) Sistemas de limpieza

Los sistemas de limpieza evitan incrustaciones en los álabes del rotor del compresor. Estos sistemas emplean detergentes que se almacenan en tanques bajo presión. El detergente es inyectado periódicamente al flujo de aire a través de toberas a la entrada de la etapa de compresión de baja presión.

### f) Sistema anticongelamiento

Cuando una turbina de combustión opera en sitios con una baja temperatura ambiente se utilizan sistemas para evitar el congelamiento del aire. El sistema más usual utiliza aire comprimido proveniente de una extracción del compresor para precalentar el aire que entra a la sección de baja presión. El decremento de la potencia de la turbina de combustión es proporcional a la cantidad de aire comprimido de la extracción.

### g) Sistema contra incendio

Las turbinas de combustión están protegidas por sistemas automáticos contra incendio. Los sistemas típicos están formados por contenedores de gases inertes como el bióxido de carbono. Cuando el sistema contra incendio es accionado se cierran simultáneamente las válvulas de combustible y se abren las válvulas del sistema de inyección del gas inerte.

## 3.4.- COMBUSTIBLES DE UNA TURBINA DE COMBUSTIÓN

Las turbinas de combustión utilizan un amplio rango de combustibles gaseosos y líquidos. Las principales características que deben de cumplir son:

1. El combustible no debe de formar cenizas, las cuales se depositan en los álabes de la turbina o interfieren en su operación.
2. El combustible no debe de contener polvo, el cual erosiona los álabes.
3. El combustible no debe contener vanadio

Los combustibles mas comunes de una turbinas de combustión son el gas natural y los destilados ligeros del petróleo. Sin embargo, existen instalaciones que utilizan carbón gasificado ó residuos pesados del petróleo. Cuando el combustible contienen una cantidad significativa de azufre, sales, vanadio u otros metales, la cámara de combustión y la turbina, deben diseñarse para soportar los efectos corrosivos a elevadas temperaturas de dichas impurezas.

### Combustibles gaseosos

Los combustibles gaseosos son una mezcla de diversos componentes. Los elementos inflamables son hidrocarburos como el metano (CH<sub>4</sub>), etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>) y propano (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>). Los componentes no inflamables del combustible son: bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), nitrógeno (N<sub>2</sub>), vapor de agua (H<sub>2</sub>O), hidrógeno (H<sub>2</sub>) y monóxido de carbono (CO). La tabla 1 muestra las composiciones de algunos combustibles gaseosos.

Componente	Componente a 15 °C ( Vol. % )	Gas natural África	Gas natural Holanda	Gas natural pobre	Gas de alto horno	Gas de refinería
Metano	CH <sub>4</sub>	89.86	81.20	27.04	0.30	36.40
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	5.15	2.76	1.91	-	17.40
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1.62	0.37	0.53	-	2
Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.53	0.13	0.30	-	9.60
Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.04	0.40	0.07	-	1.50
Hexano	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	-	0.05	-	-	-
Hidrógeno	H <sub>2</sub>	-	-	-	2.30	22.90
Monóxido de carbono	CO	-	-	-	31	2.40
Bióxido de carbono	CO <sub>2</sub>	2.62	0.93	66.89	9	0.20
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	0.17	14.40	3.26	57.40	7.50
Oxígeno	O <sub>2</sub>	-	0.01	-	-	0.10
Densidad (Kg / m <sup>3</sup> )		0.82	0.84	1.60	1.28	0.99
Contenido de energía ( Kcal/ Kg )		11,050	9,085	1,780	800	10,320

Tabla 1 Composición química de diversos combustibles gaseosos<sup>12</sup>.

<sup>12</sup>Leslie C. Wibur (editor), Handbook of Energy Systems Engineering, Wiley Series in Mechanical Engineering Practice, 1985.

La composición química del gas natural (principalmente metano) ha favorecido su uso en las turbinas de combustión; ya que libera una gran cantidad de energía (aproximadamente 1,047kJ por cada mol) y reduce considerablemente las emisiones de CO<sub>2</sub> y de otras sustancias contaminantes. Existen turbinas de combustión que utilizan gas de alto horno y productos de refinería. Los componentes corrosivos como el bióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) y el ácido sulfídrico (H<sub>2</sub>S) se eliminan del combustible antes de ser inyectados a la cámara de combustión

Los combustibles gaseosos tienen una temperatura característica conocida como "punto de rocío" en la cual el vapor de agua contenida en el combustible se condensa. Algunas fracciones pesadas como el n-pentano (C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>) y el n-hexano (C<sub>6</sub>H<sub>14</sub>) se condensan a temperaturas inferiores a la temperatura de rocío. El sistema de manejo y de combustible de una turbina de combustión con combustibles gaseosos es simple, la única limitante es el calentamiento del combustible para mantener la temperatura por arriba de la temperatura de rocío.

Los combustibles gaseosos con bajos poderes caloríficos contienen grandes cantidades de fracciones no inflamables. Esto tiene ciertas ventajas y desventajas en la potencia de la turbina de combustión. Las fracciones no inflamables del combustible en los gases calientes representan una cantidad de energía potencial en la turbina. Por ejemplo, 60% en peso de CO<sub>2</sub> en los gases calientes incrementa la salida de la turbina en un 8%<sup>13</sup>. Sin embargo si el combustible debe ser enfriado antes de inyectarse a la cámara de combustión, la ganancia neta a la salida se decrementa considerablemente. Un ejemplo es el gas de alto horno, el cual se tiene a presión atmosférica y elevada temperatura y para el cual la compresión es extremadamente costosa.

Cuando se utilizan combustibles con bajos poderes caloríficos se requieren grandes flujos en la cámara de combustión. El volumen de estos combustibles es aproximadamente tres veces el volumen de gas natural. Dicho incremento se refleja en los mayores tamaños de las tuberías, en los accesorios del sistema de combustible y en un diseño especial de la cámara de combustión. Los gases de alto horno usualmente requieren de inyectores independientes de combustible.

Los gases de alto horno contienen componentes corrosivos que pueden estar en estado gaseoso o sólido. Los contaminantes sólidos pueden causar no solo corrosión, sino también erosión e incrustaciones en la turbina. El gas de alto horno debe limpiarse de partículas sólidas antes de ser quemado. Las características de la turbina de combustión restringe tanto el tamaño como la cantidad de partículas sólidas que pueden estar presentes en el combustible para poder quemarse la cámara de combustión.

El gas de refinería es considerado como un combustible potencial en las turbinas de combustión. El gas se obtiene como un subproducto de la refinación del petróleo y usualmente contiene un 50% o más de hidrógeno. El sistema de combustible debe diseñarse para minimizar las fugas, debido al riesgo de explosiones por la reacción del gas de refinería con el oxígeno del aire.

---

<sup>13</sup>Ibidem

## Combustibles líquidos

La composición química de los combustibles líquidos esta formada por cadenas de carbón (C) e hidrógeno (H<sub>2</sub>). También se presentan otros elementos como el azufre (S), nitrógeno (N<sub>2</sub>) y vanadio (V). Las características de los combustibles líquidos dependen de la fuente y del método de refinación que se emplee en su obtención. Algunas especificaciones estándares como la ASTM clasifican a los combustibles líquidos en función de su viscosidad. Algunas de las propiedades de los combustibles líquidos empleados en las turbinas de combustión se muestran en la Tabla 2.

La nafta y el queroseno son excelentes combustibles en las turbinas de combustión. El contenido de cenizas en estos combustibles es relativamente pequeño por lo que existe poco riesgo de corrosión de las partes mecánicas. Normalmente la temperatura de fusión de las cenizas en estos combustibles se encuentra por encima de los 900°C; sin embargo, la contaminación durante el transporte puede disminuir el punto de fusión con el subsecuente riesgo de corrosión a altas temperaturas.

La nafta y el queroseno tienen buenas propiedades disolventes por lo que pueden almacenarse durante largo periodos. Sin embargo, si existe una cierta proporción de agua en el combustible puede existir corrosión en las paredes del contenedor y en el sistema de combustible. Comúnmente es necesario añadir aditivos lubricantes para evitar problemas en el sistema de inyección de combustible.

	Nafta	Queroseno	Fuel-Oil No.1	Destilado pesado	Combustible residual no tratado	Combustible residual tratado
Relación C / H <sub>2</sub>	6.0	6.1	6.4	7.6	7.8	7.8
Viscosidad cSt.						
20°C	0.5	1.7	3.5	-	-	-
50°C	-	-	-	10	80	80
Kg/m a 15 °C	0.68	0.79	0.83	0.90	0.94	0.94
Contenido de energía ( kJ / Kg )	44,370	43,530	42,700	41,860	41,000	41,000
Contenido, ppm						
Cenizas	1	1	2	10	250	900
Sodio ( Na )			0.1	1	50	5
Vanadio ( V )			0.1	1	50	50
Magnesio ( Mg )					-	150
Ash sticking point, °C	> 900	> 900	> 900	> 900	600	> 900

Tabla 2. Características de algunos combustibles líquidos empleados en las turbinas de combustión<sup>14</sup>

<sup>14</sup>Ibidem.

Los destilados pesados se encuentran normalmente entre el Fuel-Oil 1 y los combustibles pesados. El punto de solidificación de estos combustibles se encuentra cerca de los 25°C, sin embargo, en algunos combustibles es de 50°C. Debido a su alta viscosidad deben de permanecer calientes durante su almacenamiento y precalentarse antes de inyectados a la cámara de combustión.

Los destilados pesados usualmente tienen un bajo contenido de cenizas. Estos combustibles se utilizan en turbinas de combustión industriales de gran capacidad. Un factor limitante de los destilados pesados es el poco tiempo que pueden almacenarse ya que el almacenamiento prolongado favorece la formación de sustancias inestables. La cantidad de estos componentes puede mantenerse bajo límites aceptables utilizando filtros de absorción.

Los combustibles pesados tiene un elevado contenido de azufre que origina problemas de corrosión en la cámara de combustión y en la turbina. La corrosión a altas temperaturas causa la destrucción del material de los álabes de la turbina debido a la reacción del oxígeno con el azufre. Algunos elementos como el sodio, vanadio, oxígeno y azufre participan en esta reacción como catalizadores

El tratamiento de los combustibles pesados consiste en el lavado y dosificación de aditivos anticorrosivos. El lavado se utiliza para reducir el contenido de sodio del combustible. El combustible es mezclado con agua para disolver las sales de sodio, eliminando el agua a través de un separador.

Para evitar los efectos perjudiciales del vanadio se añade al combustible una solución acuosa de sulfato de magnesio. Después de ser quemado el combustible en la cámara de combustión el vanadio se convierte en vanadato de magnesio. Utilizando una combinación de magnesio como aditivo anticorrosivo y bióxido de sílice ( $\text{SiO}_2$ ) como un aditivo limpiador se pueden obtener largos periodos de operación de una turbina de combustión sin paro de la unidad.

### 3.5.- EMISIONES CONTAMINANTES DE UNA TURBINA DE COMBUSTIÓN

Una de las principales fuentes de contaminación ambiental son las emisiones de la combustión de los combustibles fósiles. Los principales contaminantes en los gases calientes son: óxido de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ), bióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ), monóxido de carbono ( $\text{CO}$ ), bióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), hidrocarburos no quemados ( $\text{HC}$ ) y las partículas en suspensión. Estas sustancias son compuestos perjudiciales que tienen un impacto directo al medio ambiente o al reaccionar con otros compuestos en la atmósfera.

La concentración  $\text{SO}_2$  depende de la composición del combustible. La producción de  $\text{CO}$ ,  $\text{NO}_x$  y de hidrocarburos no quemados depende de la eficiencia y de la temperatura del proceso de combustión. Entre más completa sea la combustión existirá una menor cantidad de hidrocarburos no quemados y de  $\text{CO}$  en los gases calientes. La tabla 3 muestra las emisiones de  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$ ,  $\text{HC}$  y de partículas suspendidas de la combustión de diversos combustibles.

	CO <sub>2</sub>	CO	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	HC	Partículas
Gasolina	19.42	10.60	0.41	0.0405	0.670	0.0697
Diesel	20.13	0.625	1.25	0.672	1.47	0.440
Combustóleo	21.30	0.0143	0.205	1.41	0.0936	0.682
Gas natural	15.30	0.02	0.25	0.00876	0.00774	0.0259
Carbón	25.69	0.01	0.74	0.542	0.00534	0.167

Tabla 3. Emisiones contaminantes de diferentes combustibles fósiles (ton/TJ).<sup>15</sup>

Algunas de las causas que han favorecido la expansión de las turbinas de combustión son la favorable situación de suministro de gas natural y sus menores emisiones contaminantes en relación con otras tecnologías de generación. La combustión de gas natural produce menores niveles de CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> y de partículas con respecto a otros combustibles fósiles. La baja producción de SO<sub>2</sub> se debe a la ausencia de azufre (excepto las pequeñas trazas) en la composición del gas natural. Sin embargo, las elevadas temperaturas durante el proceso de combustión favorecen la formación de NO<sub>x</sub>.

La producción de NO<sub>x</sub> por la combustión de gas natural en una turbina de combustión se debe a dos factores. El primero es la oxidación del nitrógeno del aire comburente (NO<sub>x</sub> térmico) y el segundo, la reacción del nitrógeno contenido en la composición del combustible (NO<sub>x</sub> del combustible). La mayor parte de los NO<sub>x</sub> se forman durante el proceso de combustión. La cantidad de NO<sub>x</sub> térmicos depende de la temperatura de combustión y de la duración de permanencia de los gases quemados a esa temperatura.

Los NO<sub>x</sub>'s son contaminantes de tipo secundario. En presencia de radiación ultravioleta el NO<sub>2</sub> reacciona con los hidrocarburos no quemados presentes en el medio ambiente formando el smog fotoquímico. Los compuestos secundarios de la reacción de los NO<sub>x</sub> causan en el hombre lagrimeo, dificultad respiratoria y bloquean el proceso de fotosíntesis<sup>16</sup>.

### 3.5.1.- PRODUCCIÓN DE EMISIONES CONTAMINANTES DE UNA TURBINA DE COMBUSTIÓN Y DE LAS MÁQUINAS DE PISTÓN

Las turbinas de combustión producen menores niveles de contaminantes que los motores de gasolina y diesel. Existen dos factores relacionados a las menores emisiones de NO<sub>x</sub>, CO y de hidrocarburos no quemados de las turbinas de combustión en comparación con las máquinas de pistón. El primero es el elevado exceso de aire durante el proceso de combustión, el cual es en promedio 3 veces el aire estequiométrico. Generalmente las turbinas de combustión tienen una relación aire/combustible de 50/1 a 60/1. En comparación los motores de gasolina y diesel

<sup>15</sup>Bauer & Quintanilla, The Environmental Challenge to the Mexican Energy System, The XV World Energy Conference, Madrid, Spain, 1992.

<sup>16</sup> E. P. Odum, Ecología, Interamericana, 1990

requieren una relación aire/combustible de 15/1 y 25/1 respectivamente. El segundo factor es el poco tiempo de permanencia del aire dentro de la cámara de combustión.

Una turbina de combustión produce menores niveles de NOx en todo su rango de operación en comparación con los motores de gasolina y diesel. Lo anterior es una de las justificaciones del incremento del uso de las turbinas de combustión en la generación de energía eléctrica. La figura 20 muestra los niveles de NOx producidos de una turbina de combustión, un motor de gasolina y uno de diesel.

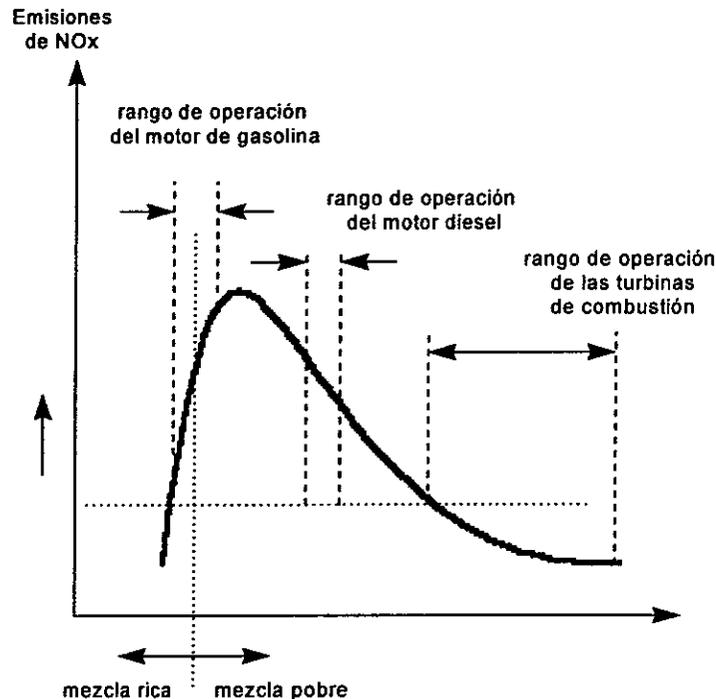


Figura 20. Niveles de NOx producidos por una turbina de combustión, un motor de gasolina y un motor de diesel<sup>17</sup>

Existe una diferencia significativa en el control de las emisiones contaminantes de las turbinas de combustión y de los motores de gasolina y diesel. En las máquinas de pistón todo el proceso termodinámico: compresión del aire, combustión y expansión de los gases calientes, se efectúa en el cilindro de la máquina. Por otro lado, en las turbinas de combustión los procesos termodinámicos se efectúan en tres distintos equipos. Lo anterior permite una mayor autonomía en el diseño de cada elemento y de los dispositivos de reducción de emisiones contaminantes.

Los motores de gasolina y diesel no tienen esta flexibilidad debido a que dentro del cilindro se efectúan todos los procesos termodinámicos. El poco tiempo en el cual se debe de efectuar el proceso de combustión en una máquina de pistón, hace esencial que ésta opere tan próximo como sea posible a la relación estequiométrica

<sup>17</sup> Considine, Douglas, Energy Technology Handbook, Mc Graw Hill, 1977, sección 9-197

aire/combustible. La explosión de la mezcla genera presiones que incrementan la temperatura hasta 2,482°C, generando altos niveles de NOx.

Los métodos para reducir los niveles de NOx, CO y de hidrocarburos no quemados en los motores de gasolina y diesel son: 1) retardar el tiempo de ignición de la mezcla, 2) operar en la medida de lo posible la máquina con mezclas pobres (sacrificando la potencia), 3) reducir la relación de compresión, 4) controlar la combustión del combustible, 5) diluir la mezcla de combustible recirculando los gases de escape y 6) incrementar la temperatura de operación del cilindro.

Para obtener una reducción importante de los niveles de NOx en los motores de gasolina y diesel se emplea una combinación de las técnicas anteriores; lo cual afecta no solo la potencia de la máquina, sino también el consumo de combustible. Otro método de disminuir los niveles de emisiones contaminantes es la oxidación de los gases calientes por medio de convertidores catalíticos.

### 3.5.2.-MÉTODOS DE REDUCCIÓN DE NOx EN LAS TURBINAS DE COMBUSTIÓN

Existen diversos métodos para reducir los niveles de NOx emitidos por una turbina de combustión al medio ambiente; los principales son: 1) La combustión de mezclas aire/combustible con un exceso de la aire 2) La inyección de vapor o agua a la cámara de combustión y 3) El diseño especial de la cámara de combustión.

#### 3.5.2.1.- Combustión de mezclas con un exceso de aire

Este método comúnmente se le denomina de reducción seca. La mayoría de los fabricantes de las turbinas de combustión diseñan la cámara de combustión para quemar mezclas con un exceso de aire. El exceso de aire disminuye los niveles de CO y de hidrocarburos no quemados. También reduce la temperatura del proceso de combustión y, por consiguiente, la producción de NOx térmicos. Las figuras 21 y 22 muestran el efecto de la relación aire/combustible en la temperatura de combustión y en la formación de CO, NOx y de hidrocarburos no quemados.

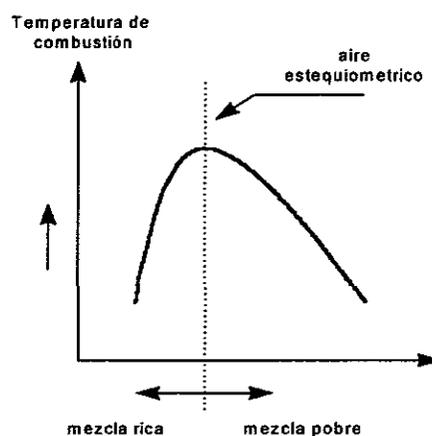


Figura 21. Temperatura de combustión en función de la mezcla aire/combustible<sup>18</sup>

<sup>18</sup>Considine, Douglas, Energy Technology Handbook, Mc Graw Hill, 1977, sección 9-125.

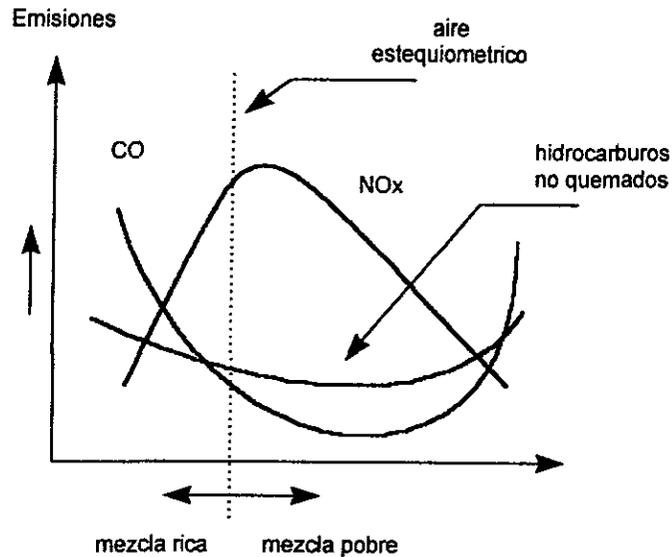


Figura 22. Producción de CO, NOx e hidrocarburos no quemados<sup>19</sup>

El exceso de aire en la cámara de combustión disminuye considerablemente las emisiones contaminantes, específicamente de NOx. Sin embargo la utilización de una mezcla de combustible pobre requiere el diseño especial de los quemadores. La figura 23 muestra un esquema de un quemador de bajas emisiones de NOx.

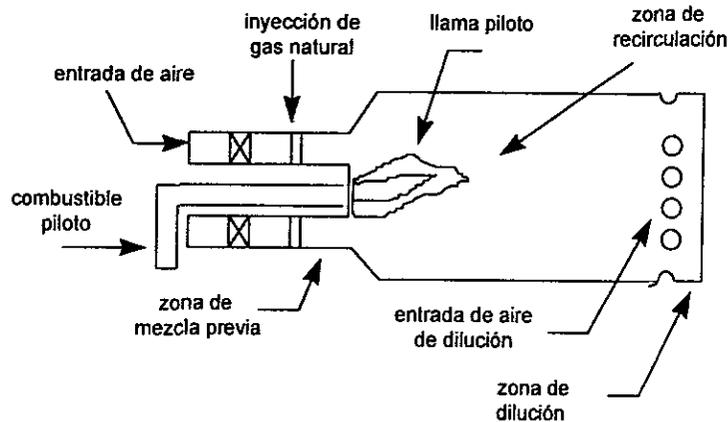
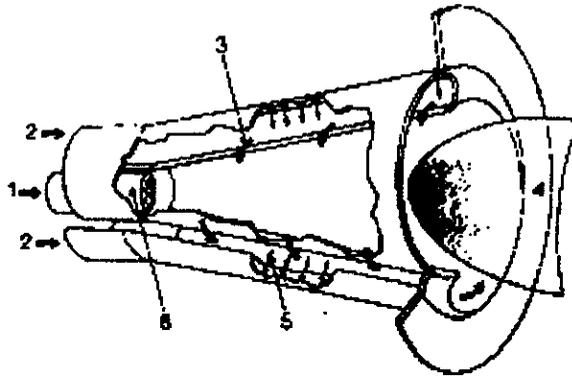


Figura 23. Esquema de un quemador de bajas emisiones de NOx<sup>20</sup>

La figura 24 muestra un quemador desarrollado por la compañía ABB para reducir las emisiones de NOx de sus turbinas de combustión GT10 y para las turbinas industriales GT35. Dicho quemador se conoce como quemador EV ó de doble cono, ya que consta de dos semiconos desplazados axialmente. Con el nuevo quemador EV las emisiones de NOx de las turbinas de combustión GT10 son inferiores a 25 ppm

<sup>19</sup>Ibidem

<sup>20</sup>Bo. Svensson, Centrales de calefacción de ciclo combinado compatibles con el medio ambiente, Revista ABB 5 / 93.



- 1= entrada del gas natural, etapa 1, o entrada del combustible líquido
- 2= entrada del gas natural, etapa 2
- 3= aire comburente
- 4= llama
- 5= abertura de inyección para gas natural
- 6= tobera de inyección para combustible líquido

Figura 24. Esquema del quemador de doble cono para la reducción seca de los NOx<sup>21</sup>

### 3.5.2.2.- Inyección de agua o vapor en la cámara de combustión

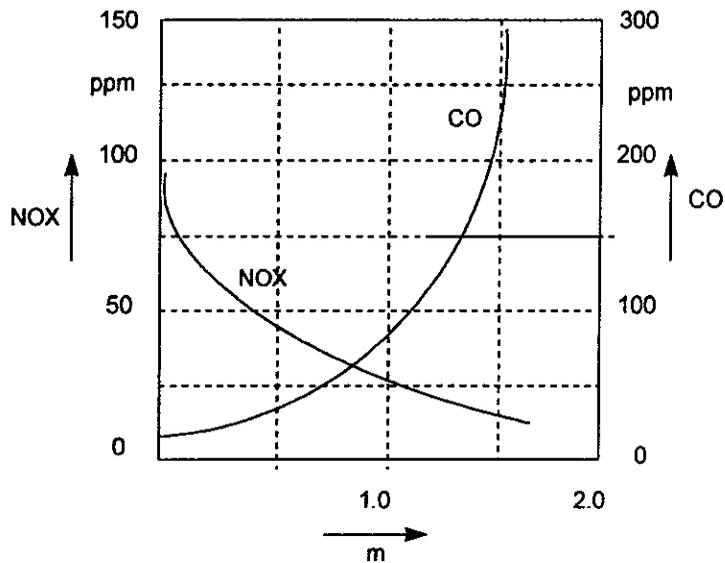
La inyección de agua o vapor a la cámara de combustión reduce la temperatura de los gases calientes debido al consumo de calor en la evaporación y sobrecalentamiento del agua, reduciendo la formación de NOx térmicos hasta en un 75 %<sup>22</sup>. La figura 25 muestra la influencia de la inyección de agua o de vapor sobre las emisiones de NOx y de CO en ppm con un 15 % de O<sub>2</sub>.

La inyección de agua o vapor es uno de los métodos de reducción de NOx más eficientes. Sin embargo, tiene ciertos inconvenientes como son los costos del equipo de inyección, de tratamiento del agua y un mayor consumo de combustible.

La inyección de agua de mala calidad puede disminuir considerablemente la duración de operación de una turbina de combustión.

<sup>21</sup> Ibidem.

<sup>22</sup> Ibidem



m = relación de masas entre el agua o el vapor y el combustible

Figura 25. Producción de NOx y CO al inyectarse agua o vapor

### 3.5.2.3.- Diseño de la cámara de combustión

Para mantener niveles aceptables de emisiones contaminantes, la temperatura de operación de la cámara de combustión debe ser de 1200 a 1700°C.<sup>23</sup> Una de las principales características de una turbina de combustión es que el diseño del compresor, cámara de combustión y de la turbina es independiente uno del otro; el diseño de la cámara de combustión no afecta en forma directa el rendimiento del compresor o de la turbina.

El diseño de la cámara de combustión permite disminuir la temperatura de combustión y, por lo tanto, de los niveles de NOx. Algunos requisitos necesarios para llevar a cabo una combustión eficiente a bajas temperaturas son:

1. Que el combustible sea completamente evaporado y mezclado con el flujo de aire comprimido antes de que sea quemado dentro de la cámara de combustión
2. Que el proceso de combustión se efectúe de manera rápida e uniforme
3. El suministro de aire después de la cámara de combustión para garantizar la oxidación de CO y de los hidrocarburos no quemados
4. Mantener elevada la temperatura de las paredes de la cámara de combustión para reducir la formación de CO, hidrocarburos no quemados y humos.

La figura 26 muestra el diseño tradicional y de bajas emisiones contaminantes. de una turbina de combustión

<sup>23</sup> Considine, Douglas, Energy Technology Handbook, Mc Graw Hill, 1977, sección 9-199.

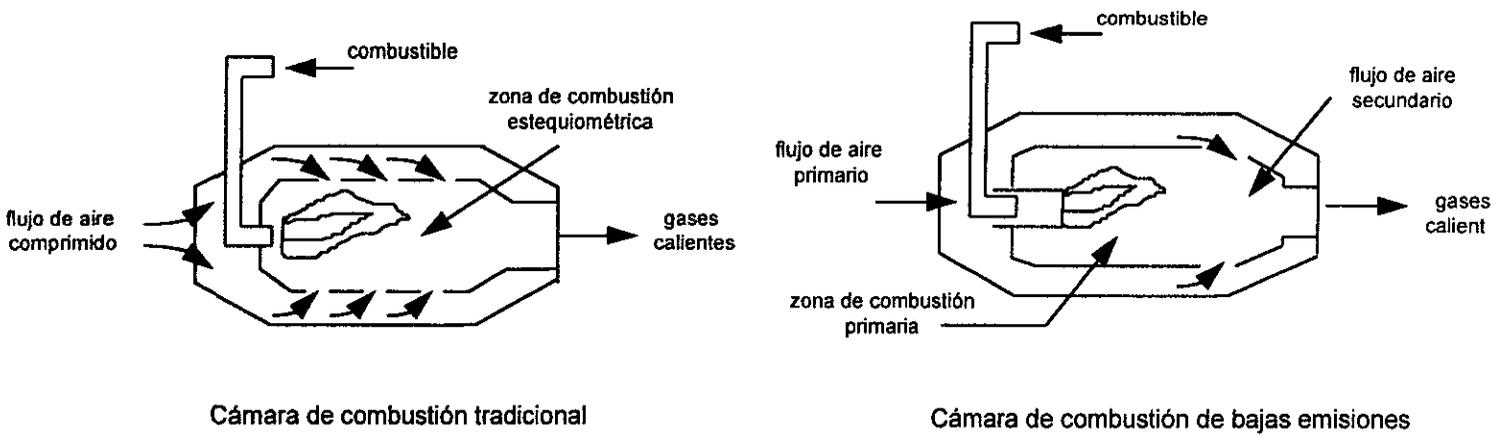


Figura 26. Principio de operación de una cámara de combustión tradicional y una de bajas emisiones contaminantes.

El proceso de combustión en una cámara tradicional (a) se efectúa en una zona central en condiciones cercanas a la estequiométrica. Lo anterior da como resultado estabilidad y una elevada eficiencia de combustión. Sin embargo, produce elevadas temperaturas y por consiguiente de emisiones de NOx.

En una cámara de combustión con bajos niveles de NOx se suministra un flujo de aire comprimido primario que se mezcla con el combustible a una relación de 30/1 a 45/1 a plena carga. Esta mezcla se quema en la cámara de combustión a una temperatura controlada de 1200 a 1650 °C. Posteriormente se suministra un flujo secundario de aire comprimido después de la cámara de combustión. El flujo de aire secundario completa el proceso de oxidación del CO y de los hidrocarburos no quemados, controlando la temperatura de los gases calientes.

### 3.6.- ESQUEMAS DE APLICACIÓN DE LAS TURBINAS DE COMBUSTIÓN

#### 3.6.1.- CICLO CHENG

El ciclo Cheng es un esquema de turbina de combustión con inyección de vapor. La inyección de vapor incrementa la eficiencia térmica de 21 a 32%<sup>24</sup> y reduce los niveles de NOx emitidos a la atmósfera. Este ciclo se utiliza en los esquemas de cogeneración debido a su capacidad de ajustarse rápidamente a las demandas de energía térmica y eléctrica. La figura 27 muestra un ciclo Cheng.

En este tipo de instalaciones el calor de los gases de escape de la turbina de combustión se utiliza para sobrecalentar el vapor saturado proveniente del recuperador de calor. El vapor se inyecta aguas abajo del punto donde se lleva a cabo la combustión

<sup>24</sup> Arturo Monedero de la Vega, *Diplomado en Cogeneración*, Módulo I, Universidad Nacional Autónoma de México, 1992.

para no disminuir la eficiencia del proceso de combustión. El vapor inyectado incrementa la masa y, por consiguiente, la potencia neta de la turbina.

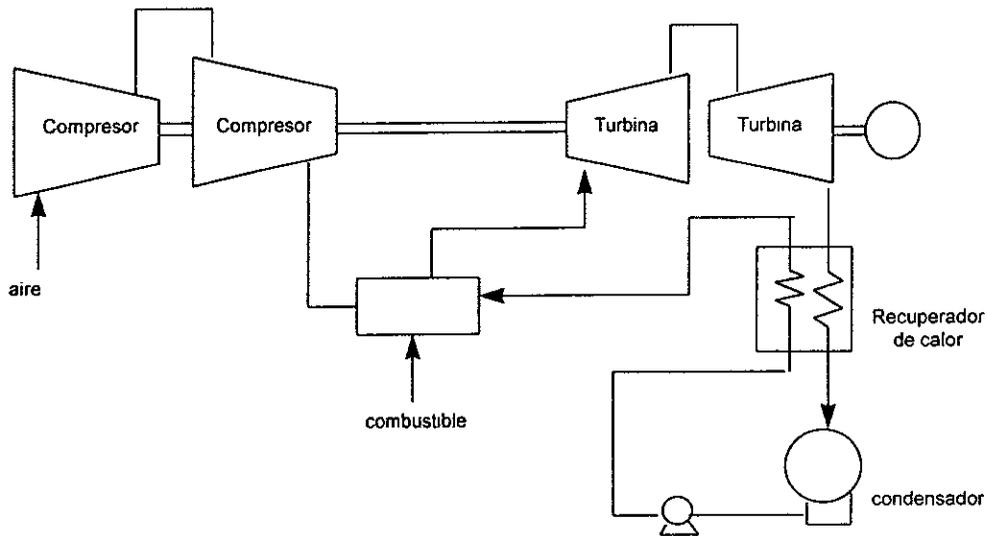


Figura 27. Esquema de un ciclo Cheng.

La cantidad de vapor que se inyecta a la turbina de combustión y el vapor de proceso se controla a través de válvulas que se encuentran a la salida del recuperador de calor. En caso de requerirse un flujo mayor de vapor se utiliza un quemador que incrementa la temperatura de los gases de escape. La figura 28 muestra los parámetros de operación de una turbina de combustión en ciclo Cheng.

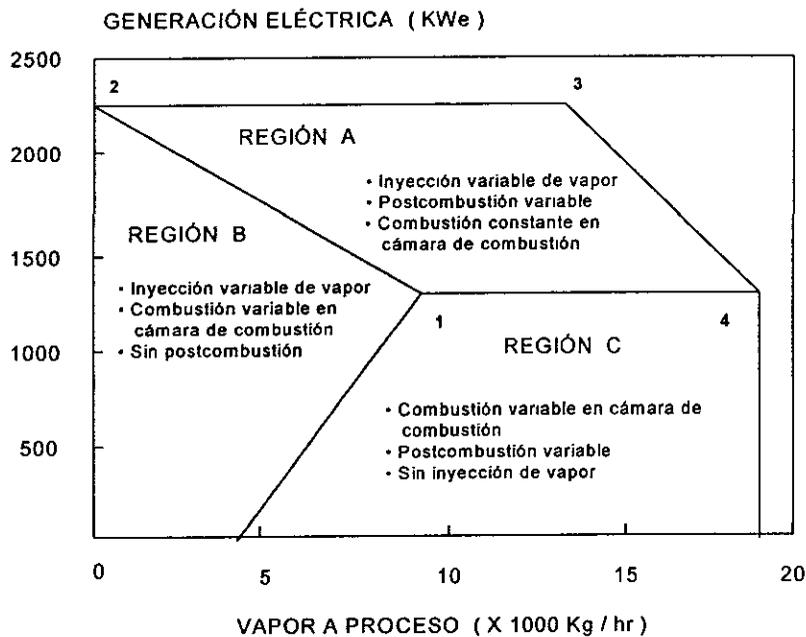


Figura 28. Zonas de operación de una turbina de combustión en ciclo Cheng.<sup>25</sup>

<sup>25</sup> Ibidem

En el punto 1 el ciclo Cheng tiene la potencia eléctrica mínima de diseño ya que no está inyectando vapor a la turbina de combustión. En el punto 2 la potencia eléctrica es máxima con plena inyección de vapor a la turbina sin suministro de vapor al proceso industrial. En el punto 3 la potencia eléctrica es máxima con inyección plena de vapor a la turbina y suministro de vapor industrial. En este punto de operación se requiere el uso del quemador para incrementar la temperatura de los gases de escape y obtener, en el recuperador, una producción máxima de vapor. En el punto 4 la salida eléctrica es mínima con una producción máxima de vapor para el proceso industrial. Los puntos mencionados son condiciones límites para cada una de las zonas de operación. En la práctica el sistema se mueve en cualquier punto del esquema a fin de adaptarse a los requerimientos de energía eléctrica y térmica.

Además de la inyección de vapor para la obtención de una mayor potencia de salida también se tiene una inyección de mucho menor flujo para el control de las emisiones de NOx, la cual se realiza por medio de una tobera en la cámara de combustión.

### 3.6.2.- CICLO KALINA

El ciclo kalina es un ciclo cerrado en el cual el fluido de trabajo es una mezcla de agua y amoníaco, la cual cambia de concentración durante el proceso. El ciclo Kalina fue desarrollado por la compañía Exergy de Estados Unidos. Actualmente la General Electric tiene una licencia para utilizar esta tecnología en centrales de ciclo combinado.<sup>26</sup> Figura 29.

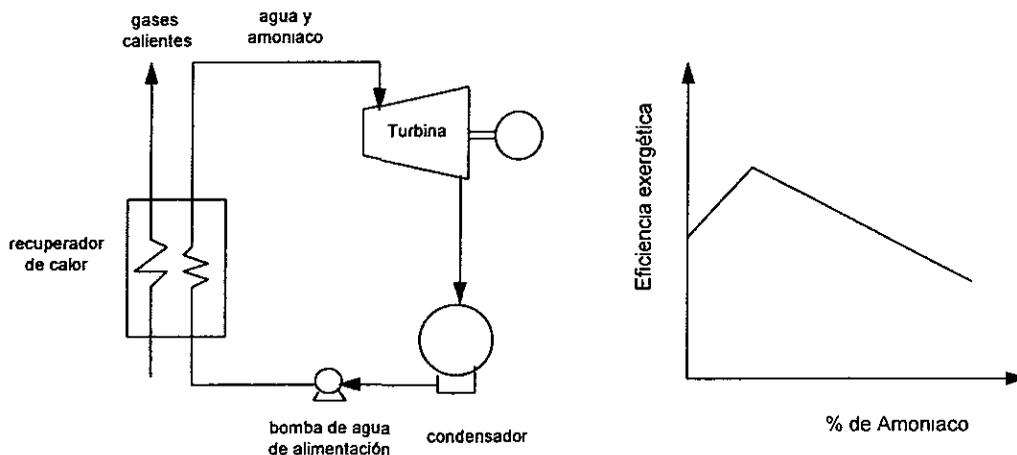


Figura 29. Ciclo de Kalina

De acuerdo a estudios realizados por el departamento de Ingeniería energética de la Universidad de Florencia, la variación de la concentración de la mezcla disminuye las pérdidas de exergía del proceso de transferencia de calor en la caldera, en comparación

<sup>26</sup>Información obtenida de Internet. Para mayor información consultar: <http://www.eb.com/cgi-bin/g?DocF=bov/96/J02470.html>.

con una sustancia pura<sup>27</sup>. El ciclo Kalina puede considerarse como dos subsistemas. El primero es el suministro de energía al ciclo y la expansión del fluido de trabajo y el segundo, el proceso-destillación de la mezcla.

El proyecto mas representativo de ésta tecnología es la central de 227 MW en ciclo "topping-bottoming", en la cual se acopla en el ciclo superior una planta Kalina de 86 MW a una instalación de ciclo combinado de la empresa ABB (Asea Brown Boveri). El consumo térmico unitario de esta instalación es de 6,815 KJ/Kw/h.<sup>28</sup> De acuerdo a las compañías Exergy Inc. Hayward y ABB los ciclos bottoming con la tecnología Kalina proporcionan 16% mas de potencia en comparación con los ciclos convencionales de doble presión. Los costos de un ciclo Kalina/ciclo combinado son de 1,058 dólares /kW para una planta de 227 MW y de 1,033 dólares/ kW para una de 215 MW.<sup>29</sup>

### 3.6.3.- TURBINAS DE COMBUSTIÓN CON CICLO DE AIRE HÚMEDO (CHAT)

Los elementos de un sistema CHAT son: una turbina aeroderivada, compresores comerciales, intercambiadores de calor y un saturador que humidifica y precalienta el aire comprimido. La figura 30 muestra el esquema de una turbina en ciclo CHAT

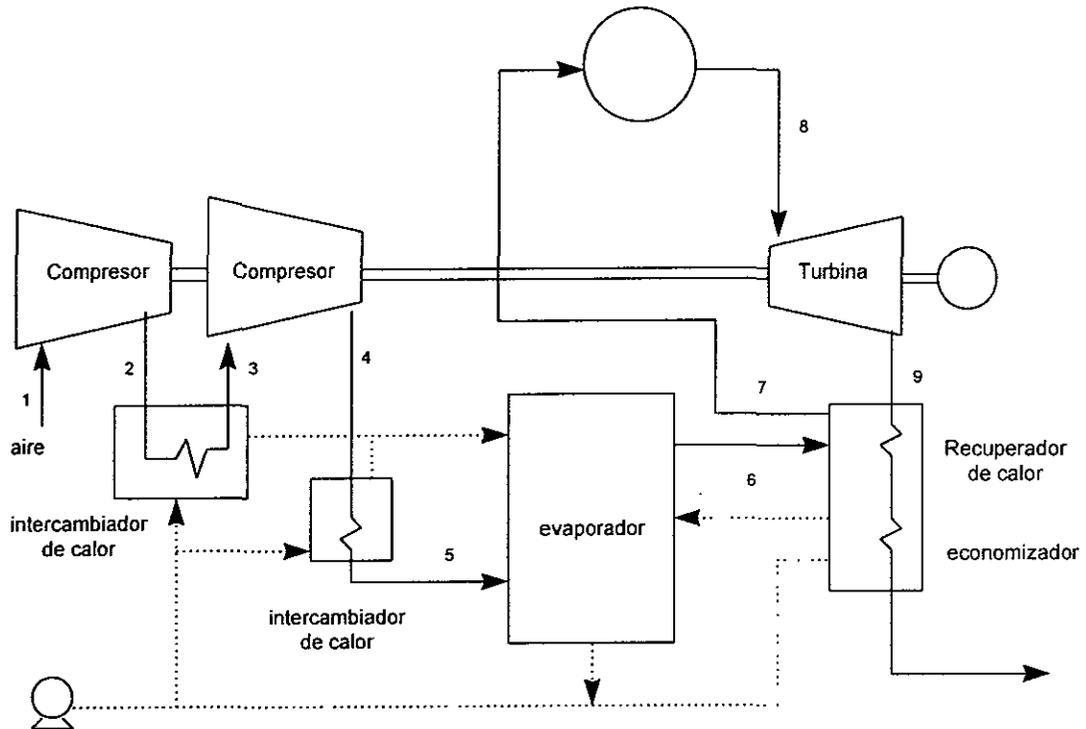


Figura 30. Turbina de combustión en ciclo CHAT

<sup>27</sup>Serio S. Stecco. Nonconventional Thermodynamic Cycles for the Nineties. Universita di Firenze.

<sup>28</sup> Elizabeth A. Bretz (generation editor), Gas Turbine Based Combined Cycle Powerplants, Electrical World, August 1991, p. 46

<sup>29</sup>Ibidem.

La humidificación del aire comprimido antes de su expansión en la turbina de alta y baja presión permite la reducción del flujo de aire en un 80%, reduciendo la potencia consumida por el compresor. El incremento secuencial de la temperatura del aire en el saturador y en el sistema de recuperación reduce el flujo de combustible inyectado a la cámara de combustión, incrementando la potencia neta y la eficiencia del ciclo. Debido a la adición de aire/vapor en la cámara de combustión, los niveles de NOx descienden hasta 9 ppm<sup>30</sup>. El consumo térmico unitario de un ciclo CHAT de 288.3 MW es de 7,016 kJ/Kw/h.

Una de las principales características del ciclo CHAT es la poca variación de su eficiencia con respecto al porcentaje de carga de operación de la unidad. A 75% de carga de operación la eficiencia del ciclo CHAT permanece casi invariable, en comparación con las centrales de ciclo combinado y las turbinas de combustión en ciclo abierto, las cuáles se reducen en un 4% y 10% respectivamente. A 50% de carga de operación, la eficiencia del ciclo CHAT se reduce en 10%, la de las centrales de ciclo combinado en 15% y la de las turbinas de combustión en ciclo abierto en 25%.

La flexibilidad de la mezcla aire/vapor en el saturador permite incrementar la potencia de salida del ciclo CHAT con un ligero incremento del consumo térmico unitario. La tabla 4 muestra las principales características del ciclo CHAT en comparación con las centrales de ciclo combinado y las turbinas de combustión en ciclo abierto.

	CHAT	Ciclo Combinado	Turbina de combustión en ciclo abierto
Potencia neta en MW (condiciones ISO)	288	236	157
Eficiencia neta / CTU: (% / kJ/Kw/h):			
a 100% carga	51.4 / 7,016	53.7 / 6,700	35.6 / 10,113
a 75% carga	51.0 / 7,058	51.2 / 7,026	32.6 / 11,025
a 50% de carga	48.3 / 7,459	45.5 / 7,902	28.7 / 12,544
Efecto de la temperatura cambio de 15°C a 32°C:			
% pérdida de potencia	1.5%	8.0%	13.0%
% incremento de CTU	1.0%	0.0%	4.0%
Tiempo de arranque:			
para sincronizar	8 minutos	18 minutos	18 minutos
para alcanzar plena carga	30 minutos	120 minutos	30 minutos

Tabla 4. Comparación de la tecnología CHAT con las centrales de ciclo combinado y las turbinas de combustión en ciclo abierto<sup>31</sup>

<sup>30</sup>Michael Nakhamkin and Eric C. Swensen, Cascaded humidified advanced turbins, Power Engineering, May 1995.

<sup>31</sup>Ibidem

Los costos específicos de capital de una central CHAT son aproximadamente 20% menores a los de una central de ciclo combinado. Un estudio desarrollado por la "Operation Simulation Associates Inc." para el periodo 1998 a 2007 mostró que la adición de plantas CHAT de 300 MW presenta ahorros económicos de 17 millones de dólares en comparación con la instalación de la misma capacidad por ciclos combinados y de 80 millones de dólares en comparación con las turbinas de combustión en ciclo abierto. Los costos son en valor presente, utilizando 9 por ciento de tasa de descuento.<sup>32</sup>

### 3.7.- DESARROLLO DE LA TECNOLOGÍA DE LAS TURBINA DE COMBUSTIÓN

El desarrollo de la tecnología de las turbinas de combustión ha permitido el incremento de su eficiencia y una notable reducción del consumo térmico unitario de éstas máquinas térmicas. El incremento de la resistencia de los materiales a altas temperaturas, mejoras en la tecnología de refrigeración de los álabes así el perfeccionamiento de las cámaras de combustión, la han convertido en una de las máquinas más económicas en la producción de energía eléctrica. Las principales áreas en el diseño, construcción y fabricación de los componentes de las turbinas de combustión son:

- 1.La aerodinámica de los componentes
- 2.La transferencia de calor
- 3.La eficiencia de los procesos de combustión
- 4.El desarrollo de materiales y revestimientos de protección
- 5.La integridad de los elementos mecánicos
- 6.El desarrollo confiable y de rápida respuesta del sistema de mando
- 7.La disposición de los elementos y de los sistemas auxiliares
- 8.El desarrollo de técnicas de fabricación eficientes

Los principales parámetros que delimitan la capacidad y la eficiencia de una turbina de combustión son: la temperatura de combustión, la relación de compresión, el flujo másico y la resistencia térmica de los materiales. Por cada 55°C de incremento de la temperatura de combustión se incrementa de 10 a 13% la potencia neta y de 2 a 4% la eficiencia térmica.<sup>33</sup>

Los componentes que determinan la vida útil de una turbina de combustión son aquellos que están en contacto directo con los gases calientes. Los puntos críticos son los elementos de la cámara de combustión y los álabes de la primera etapa de expansión de la turbina. Entre las principales exigencias impuestas a las nuevas turbinas de combustión se encuentran<sup>34</sup>:

- 1.El incremento de la potencia unitaria
- 2.El incremento de la disponibilidad y de la vida útil
- 3.Menores costos de inversión y de mantenimiento
- 4.El incremento en la eficiencia y reducción de las emisiones contaminantes

---

<sup>32</sup> Ibidem.

<sup>33</sup> Información obtenida en INTERNET del documento: Gas Combined Cycle, *World Bank*. Para mayor información consultar: <http://www.virtualglobe.com/html/fdp/em/power/EA/mitigatn/gascsubs.htm>

<sup>34</sup> Dilip K. Mukherjee, Estado de la técnica de turbinas a gas, *Revista ABB*, numero 2/1997, p.

Tradicionalmente las turbinas de combustión industriales se han distinguido de las turbinas aeroderivadas por su menor costo de inversión y su elevada seguridad. Las turbinas industriales operan con gases calientes a una menor temperatura que las turbinas aeroderivadas, utilizando aleaciones de uso corriente y con sistemas de enfriamiento de los álabes de la turbina no complejos como en el caso de las aeroderivadas. Sin embargo, en los últimos años se han instaurado a las turbinas industriales los avances de las turbinas aeroderivadas como son: el uso de materiales de cristal único en los álabes, la aplicación de las técnicas de compresión de los turborreactores, las tecnologías de enfriamiento de los álabes y el uso de revestimientos térmicos. Estos avances se han instaurado a las turbinas industriales de las series 7/9 de la General Electric, a la turbina V84.3A de Siemens y a la 501F/701F de Westinghouse.<sup>35</sup>

Algunas de las técnicas desarrolladas más importantes aplicadas a las turbinas de combustión son la combustión secuencial (recalentamiento) y el uso de vapor para el enfriamiento de los álabes de la turbina. La combustión secuencial fue desarrollada por la compañía Asea Brown Boveri (ABB) y la aplicó inicialmente a sus turbinas GT24 y GT26. El enfriamiento de los álabes de la turbina es una técnica aplicada por la Westinghouse a sus modelos 501G y 701G.

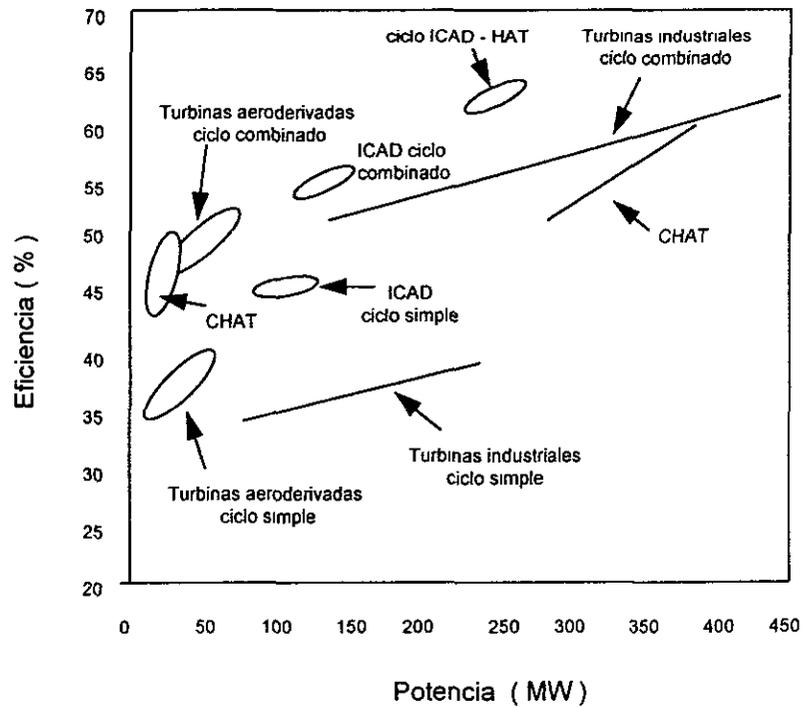
Estudios desarrollados por la Electric Power Research Institute (EPRI) de los Estados Unidos indican que para alcanzar eficiencias mayores al 60% es necesario *combinar los avances recientes de las turbinas de combustión*. Por ejemplo, la combustión secuencial puede integrarse con tecnologías de enfriamiento, lo cual permitiría el incremento de la temperatura a 1426°C y el incremento de la eficiencia a 61.4%. Sin embargo, para lograr lo anterior es necesario incrementar la relación de presión a 64:1 lo cual excede los capacidades de compresión actuales.

Otros modelos desarrollados por la EPRI indican que el uso de sistemas de enfriamiento en las partes mecánicas de la turbina de vapor de alta presión, permitirían el incremento de la temperatura de los gases calientes a 1482°C, lo que permitiría el incremento de la eficiencia a 65%.<sup>36</sup> Para alcanzar estas eficiencias es necesario incrementar la presión y, por lo tanto, el desarrollo de materiales que sean capaces de resistir mayores esfuerzos a un precio competitivo. La figura 31 muestra la evolución de las tecnologías de producción de energía eléctrica.

---

<sup>35</sup> Arthur Cohn, Current Gas Turbine Developments and Future Projects, electric Power Research Intitute.

<sup>36</sup>Ibidem



CHAT = Cascaded Humidified Air Turbine  
 ICAD = Intercooled aeroderivative

Figura 31. Tecnologías de generación actuales y proyectadas <sup>37</sup>

<sup>37</sup>ibidem

ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA

# CAPITULO 4

# CENTRALES DE CICLO COMBINADO

En la generación de energía eléctrica se emplean ciclos combinados de turbina de combustión y de vapor debido al conocimiento y desarrollo que se tiene de estas tecnologías. Las centrales de ciclo combinado se caracterizan por su flexibilidad, rápida puesta en operación y su elevada eficiencia en un amplio rango de cargas de operación. Estas se conciben en forma de instalaciones modulares destinadas exclusivamente a la producción de energía eléctrica o como instalaciones que suministran energía eléctrica y *térmica para el consumo industrial o público* (instalaciones de ciclo combinado en cogeneración o con acoplamiento calor-electricidad). Actualmente las centrales de ciclo combinado alcanzan eficiencias de 50 al 58% y un aprovechamiento del poder calorífico del combustible de casi 90% con acoplamiento calor-electricidad.<sup>1</sup>

En la mayoría de las instalaciones la turbina de combustión y de vapor impulsan cada una un generador eléctrico, sin embargo, en instalaciones de baja capacidad se utiliza un solo generador accionado por ambas turbinas acopladas a un mismo eje. El desarrollo de las centrales de ciclo combinado está determinado por la evolución de las turbinas de combustión, de potencias y temperaturas de combustión cada vez mayores que permiten una mayor recuperación de energía de los gases calientes de escape.

En 1956 la empresa Brown Boveri construyó la primera planta de ciclo combinado del mundo, seguida por otras empresas como la *General Electric*, *Westinghouse* y *Siemens*. En México ésta tecnología se introdujo en 1975 con las plantas situadas en Dos Bocas en Veracruz y Gómez Palacios en Durango.

## 4.1.- EFICIENCIA TÉRMICA DE UNA CENTRAL DE CICLO COMBINADO

Las instalaciones de ciclo combinado se componen de dos sistemas de producción de energía. El calor de rechazo del ciclo de alta temperatura se usa parcial o totalmente como fuente de energía del ciclo de baja temperatura. La figura 32 muestra el esquema de un ciclo combinado de turbina de combustión y de vapor.

El aprovechamiento de los gases de escape de la turbina de combustión favorece el aprovechamiento óptimo de la energía del combustible. Actualmente las centrales de ciclo combinado alcanzan eficiencias de 50 a 58 % y un aprovechamiento de combustible de casi 90 % en caso de producción combinada de energía térmica y eléctrica. Lo anterior representa no solo beneficios económicos debidos a la reducción de combustible, sino también beneficios ambientales al emitirse a la atmósfera menores emisiones contaminantes. En los próximos años se prevé eficiencias de las centrales de ciclo combinado del 60%, simultáneamente con una disminución considerablemente de las emisiones de óxidos de nitrógeno.

---

<sup>1</sup>Bo Svensson, Centrales de ciclo combinado de magnitud media para el acoplamiento calor-electricidad, *Revista ABB* 4/1997, p. 26.

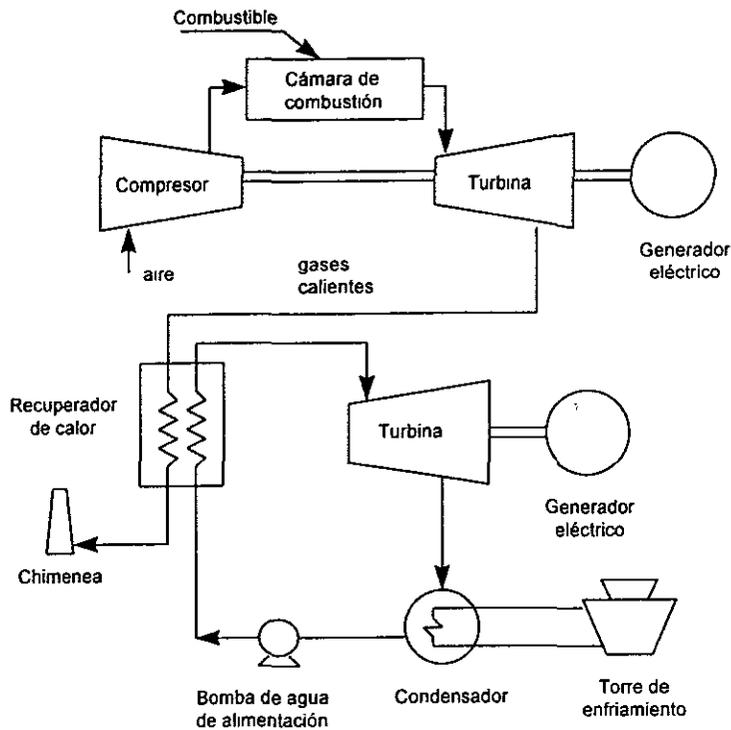


Figura 32. Diagrama de un ciclo combinado de turbina de combustión y de vapor.

La energía de los gases de escape de la turbina de combustión se recuperan a través de un intercambiador de calor (recuperador de calor) el cual produce el vapor necesario para mover el rotor de la turbina de vapor. Los ciclos termodinámicos de un ciclo combinado de turbina de combustión y de vapor es un ciclo Brayton y uno de Rankine. La figura 33 muestra el diagrama T-S de una central de ciclo combinado.

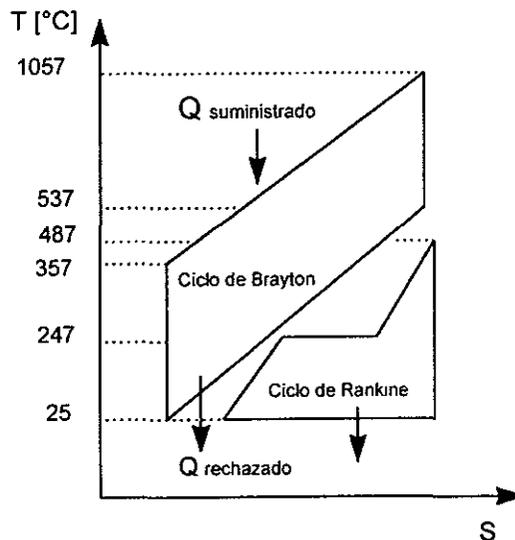


Figura 33. Diagrama T-S de un ciclo combinado.

La eficiencia térmica de un ciclo combinado se expresa en términos de las eficiencias térmicas individuales de cada ciclo. El esquema de la figura 34 representa los intercambios de calor y trabajo en un ciclo combinado. El calor expulsado por la turbina de combustión ( $Q_{B1}$ ) se utiliza como fuente de energía del ciclo de la turbina de vapor.

De acuerdo a los requerimientos en el ciclo de la turbina de vapor es necesario el suministro adicional de energía ( $Q_E$ ). La fuente  $Q_E$  representa la energía que se suministra a los gases de escape de la turbina de combustión a través de un segundo quemador antes de entrar al recuperador de calor o la energía suministrada al vapor saturado después del recuperador de calor para sobrecalentarlo antes de que entre a la turbina de vapor. Ambas posibilidades se representan con la fuente de energía  $Q_E$ .

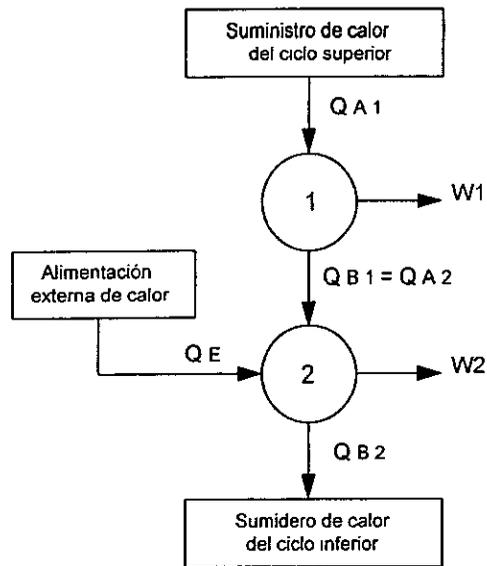


Figura 34. Esquema del flujo de calor y trabajo en un ciclo combinado

Las eficiencias térmicas de los ciclo individuales se definen por el cociente del trabajo entregado por la máquina térmica dividido entre el calor suministrado al ciclo.

$$W_1 = Q_{A1} - Q_{B1}$$

$$\eta_1 = \frac{W_1}{Q_{A1}} = 1 - \frac{Q_{B1}}{Q_{A1}}$$

$$W_2 = Q_{B1} + Q_E - Q_{B2}$$

$$\eta_2 = \frac{W_2}{Q_{B1} + Q_E} = 1 - \frac{Q_{B2}}{Q_{B1} + Q_E}$$

En las ecuaciones anteriores se considera que todo el calor de rechazo de la turbina de combustión se suministra a la turbina de vapor. En la práctica esto no es posible ya que el recuperador de calor no puede extraer toda la energía de los gases de escape de la turbina de combustión.

Considerando que  $Q_{B1} = Q_{A2}$  se puede definir el porcentaje ( $\sigma$ ) de energía que es suministrado por la fuente externa  $Q_E$  necesario para cubrir la demanda de energía de la turbina de vapor.

$$\sigma = \frac{\text{calor de la fuente externa}}{\text{calor intercambiado internamente entre las máquinas}}$$

$$\sigma = \frac{Q_E}{Q_{B1}}$$

Las eficiencias  $\eta_1$  y  $\eta_2$ , y el parámetro  $\sigma$  permiten determinar la eficiencia térmica del ciclo combinado:

$$\eta_G = \frac{\text{trabajo neto}}{\text{calor suministrado}} = \frac{W_1 + W_2}{Q_{A1} + Q_E} \dots\dots\dots(a)$$

Definiendo el parámetro ( $\beta$ ) como la relación de los trabajos de la turbina de combustión y de vapor:

$$\beta = \frac{W_2}{W_1} \dots\dots\dots(b)$$

Sustituyendo las eficiencias térmicas  $\eta_1$ ,  $\eta_2$  y  $\sigma$  en (a) y (b):

$$\eta_G = \frac{\eta_1 + \eta_2 (\sigma + 1) (1 - \eta_1)}{1 + \sigma (1 - \eta_1)}$$

$$\beta = \frac{(\eta_2 + \sigma) (1 - \eta_1)}{\eta_1}$$

Existen dos casos de interés en la operación de un ciclo combinado. El primero es el caso en el cual el calor externo  $Q_E$  es mucho mayor al calor suministrado  $Q_{A1}$ . En este caso parámetro  $\sigma$  tiende a infinito y las ecuaciones anteriores se simplifican a:

$$\eta_G = \eta_2 \quad y \quad \beta = \infty$$

De esta manera el ciclo combinado se comporta como si solamente funcionara el ciclo de la turbina de vapor. La eficiencia del ciclo combinado es la misma que para el ciclo de la turbina de vapor.

El otro caso de interés es cuando no existe adición de calor de la fuente  $Q_E$ . En este caso el ciclo de la turbina de vapor no recibe calor de la fuente externa. El parámetro  $\sigma$  es cero. La eficiencia del ciclo combinado y el parámetro  $\beta$  son:

$$\eta_G = \eta_1 + \eta_2 - \eta_1 \eta_2$$

$$\beta = \frac{\eta_2 (1 - \eta_1)}{\eta_1}$$

La recuperación de los gases de escape de la turbina de combustión favorece el aprovechamiento óptimo de la energía del combustible. El incremento de la eficiencia de un ciclo combinado no solo representa beneficios económicos debidos a la reducción de combustible, sino también beneficios ambientales al emitirse a la atmósfera menores emisiones contaminantes. La figura 35 muestra la evolución de la eficiencia de las turbinas de combustión, de vapor y de las centrales de ciclo combinado.

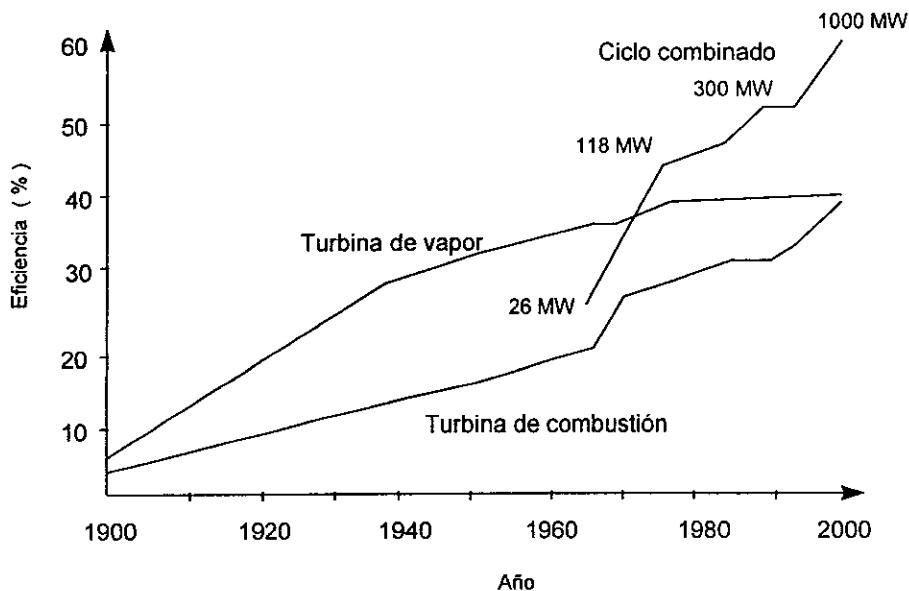


Figura 35. Evolución de la eficiencia de las turbinas de combustión, vapor y de las centrales de ciclo combinado<sup>2</sup>

El incremento de la eficiencia es de suma importancia ya que cerca del 70% de los costos de operación de una central de ciclo combinado (de cualquier capacidad) es el costo del combustible. De acuerdo a declaraciones de la compañía Siemens, el incremento de un 1% en la eficiencia de una planta de ciclo combinado de 100 MW genera electricidad para satisfacer las necesidades de 1,000 alemanes.<sup>3</sup>

<sup>2</sup> Jorge Islas Samperio, De la Turbine a Vapeur a la Turbine a Gaz Electrique: Competition Technologique et Formation d'un Nouveau Paradigme, These de Doctorat, Université de Grenoble, 1995.

<sup>3</sup> Citado en: The Advantages of Combined Cycle powerplants: A New Generation Technology, Gráinne Ryder, Probe International, Toronto, Canada, 1997.

## Diagramas de Sankey de un ciclo combinado

Los diagramas de Sankey muestran los flujos de energía en una máquina térmica. A través de ellos es posible determinar los puntos de mayor consumo de energía, aquellos en donde existen pérdidas y en donde es posible realizar mejoras para lograr un incremento del aprovechamiento de la energía útil (exergía). La figura 36 muestra los diagramas de Sankey de energía y exergía de una central de ciclo combinado.

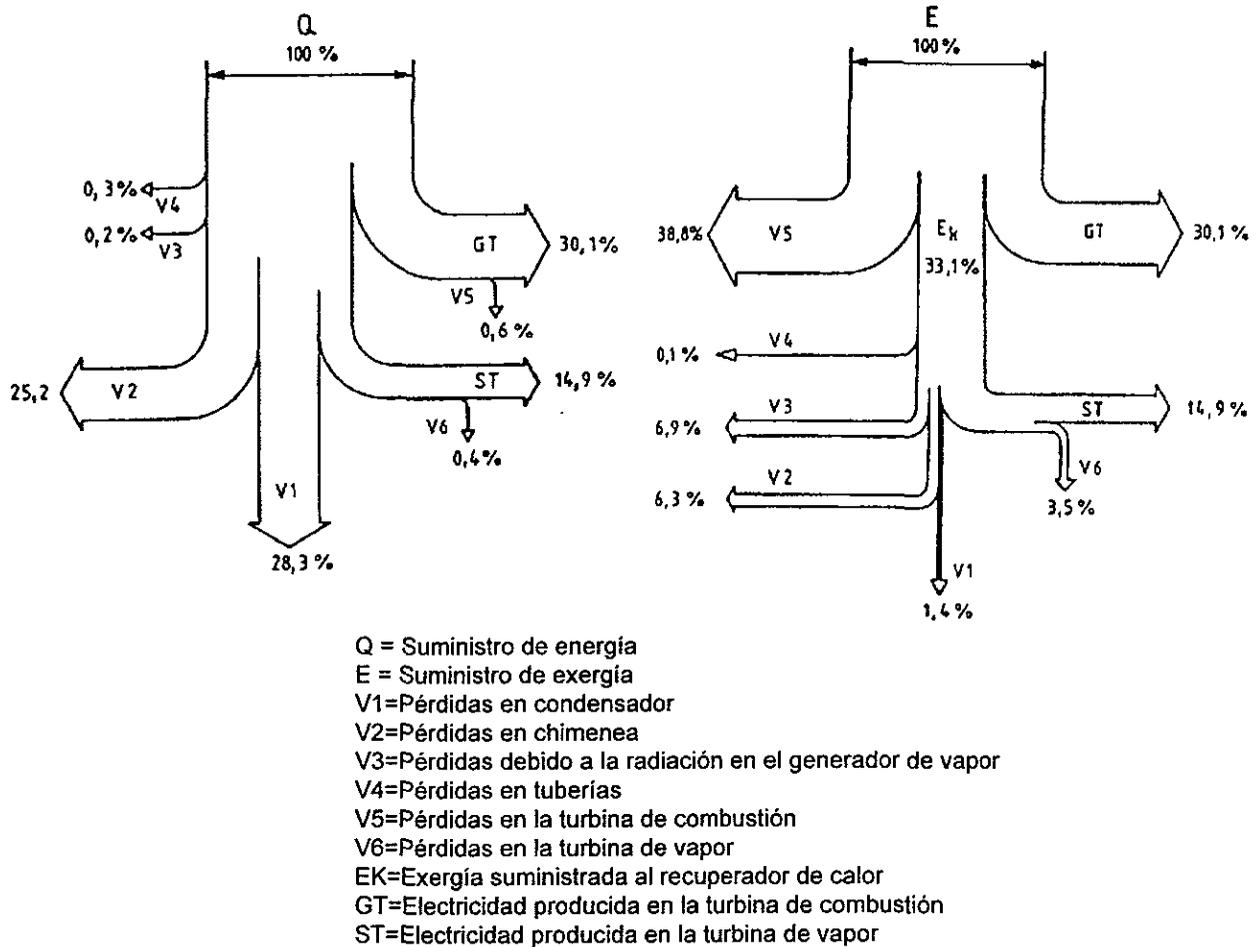


Figura 36. Diagramas de Sankey de una central de ciclo combinado.<sup>4</sup>

El diagrama de Sankey de energía de un ciclo combinado muestra que las principales pérdidas energéticas de una central de ciclo combinado se presentan en el ciclo de la turbina de vapor, debido al rechazo de calor en el condensador. Sin embargo, el diagrama de exergía muestra que este calor que es disipado al medio ambiente no puede aprovecharse en la producción de trabajo en la turbina.

También se puede observar de los diagrama de Sankey que es en la turbina de combustión en donde se producen las mayores pérdidas exergéticas, es decir, de capacidad real de producir trabajo. Por lo anterior se deduce que para incrementar la

<sup>4</sup>Rolf Kehlhofer, Combined Cycle Gas & Steam Turbine Powerplants, The Fairmont Press, 1991, pp 26,27.

eficiencia de un ciclo combinado es necesario incrementar el rendimiento de las turbinas de combustión.

#### 4.2.- ELEMENTOS DE UNA CENTRAL DE CICLO COMBINADO

Los elementos principales de una central de ciclo combinado son la turbina de combustión, el recuperador de calor, la turbina de vapor y el generador eléctrico. Los equipos auxiliares mas importantes son el equipo eléctrico y de control de la central. Otros elementos de las centrales de ciclo combinado son: condensador, sistema de enfriamiento, deareador, bombas de agua de alimentación, bombas de condensado, planta de tratamiento de agua, etcétera.

##### Turbina de combustión

El perfeccionamiento de la tecnología de las turbinas de combustión ha dado considerables impulsos a la tecnología de las centrales de ciclo combinado. Los nuevos materiales, el perfeccionamiento de los sistemas de refrigeración de los álabes y el diseño optimo de las cámaras de combustión han permitido el incremento de la temperatura de combustión y, por lo tanto, una mayor eficiencia y una mayor cantidad de energía recuperable de los gases calientes.

La turbina de combustión de una central de ciclo combinado puede quemar diversos combustibles con un elevado rendimiento como es el caso de todos los tipos de gas natural, diesel, combustóleo, así como combustibles no convencionales como el petróleo, gas de alto horno, biomasa, coque y carbón los cuales pueden ser gasificados, obteniéndose bajos niveles de NOx y de otras sustancias nocivas.

Las características generales y un panorama más amplio de la tecnología de las turbinas de combustión se muestran en el capítulo 3.

##### Recuperadores de calor

Los recuperadores de calor son intercambiadores de calor que transmiten la energía de los gases calientes de escape de la turbina de combustión al agua del ciclo de la turbina de vapor. El recuperador de calor es un equipo intermedio entre el ciclo de la turbina de combustión y de vapor. Los elementos esenciales de un recuperador de calor son: economizador, evaporador, sobrecalentador, bomba de agua de circulación, domo y los quemadores auxiliares. La figura 37 muestra el esquema de un recuperador de calor.

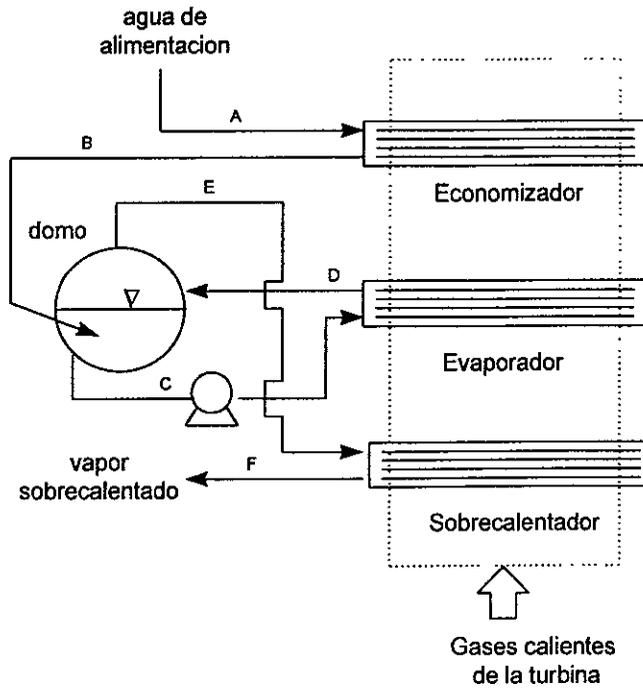


Figura 37. Esquema de los elementos de un recuperador de calor

Los recuperadores de calor pueden ser de circulación forzada o de circulación natural. Los más comunes en las centrales de ciclo combinado son los recuperadores de circulación forzada debido a sus menores requerimientos de espacio por su diseño vertical, rápida puesta en operación y a sus bajos diseños de "pinch points".<sup>5</sup>

El parámetro más importante en el diseño de un recuperador de calor es la "efectividad" del proceso de transferencia de energía. La efectividad es la relación del calor recuperado entre el máximo calor que puede ser transmitido de los gases calientes al flujo de aire comprimido. De acuerdo al esquema de la figura 38 la efectividad en términos de la temperatura se define como:

$$\varepsilon = \frac{T_3 - T_2}{T_g - T_2}$$

donde:

$T_2$  = Temperatura del aire comprimido

$T_3$  = Temperatura del aire comprimido a la salida del recuperador

$T_g$  = Temperatura de los gases de escape de la turbina de combustión

<sup>5</sup>El término "Pinch Point" se refiere a la diferencia de la temperatura de salida de los gases del evaporador y la temperatura de saturación correspondiente a la presión del vapor generado en esa sección.

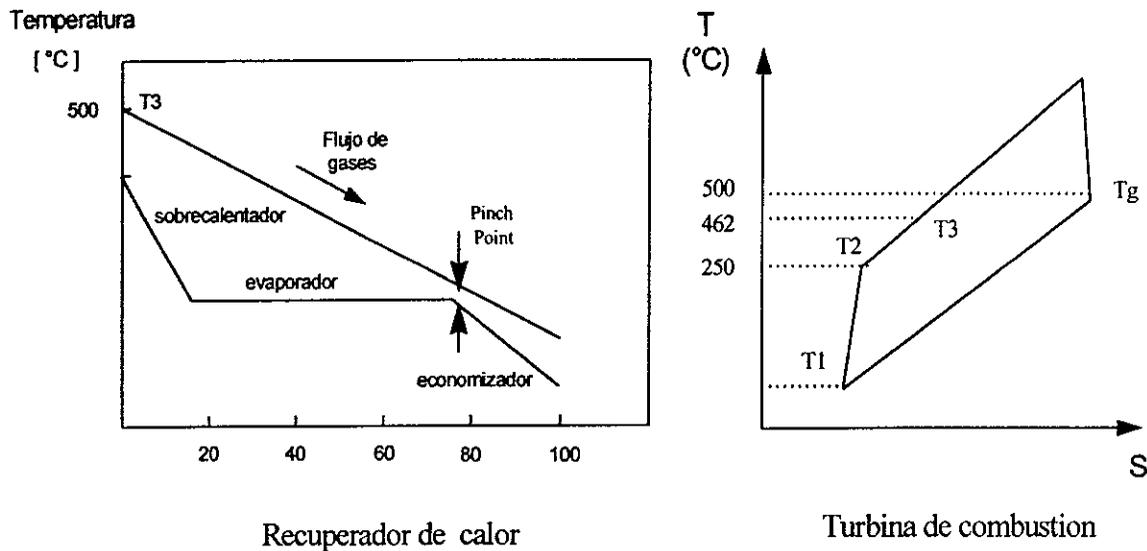


Figura 38. Diagrama del incremento de temperatura en un recuperador de calor y diagrama T-S de una de turbina de combustion.

De esta manera, por ejemplo, para una temperatura del aire comprimido de 250°C y una temperatura de los gases de escape de la turbina de 500°C, la temperatura del aire comprimido a la salida del recuperador de calor con 85% de efectividad es de 462°C.

El incremento de la relación de presión de la turbina de combustión aumenta la temperatura del aire comprimido, reduciendo el margen de calor recuperable como consecuencia de una menor diferencia entre la temperatura del aire comprimido ( $T_2$ ) y la temperatura de los gases de escape de la turbina de combustión ( $T_g$ ).

Las condiciones óptimas de diseño de un recuperador de calor son:

1. Elevada transferencia de energía de los gases calientes
2. Mínima pérdida de presión de los gases de escape y del agua en el interior de los tubos.
3. Mínima corrosión de los tubos a causa de las elevadas temperaturas.
4. La temperatura de escape de los gases del recuperador de calor deben de ser mayor a la temperatura de rocío del ácido sulfúrico (120 - 150°C).

Las pérdidas de presión en los tubos del recuperador de calor afectan la potencia y la eficiencia de la turbina de combustión.

En el diseño de recuperadores de calor industriales se emplean programas de diseño por computadora de la industria aeronáutica para analizar los efectos de la temperatura, presión, cargas térmicas y cíclicas en la operación del recuperador.<sup>6</sup> Lo anterior ha permitido encontrar mejores disposiciones constructivas, reducir los efectos térmicos (dilatación de juntas y partes mecánicas) e incrementar la efectividad del recuperador de calor.

<sup>6</sup> M. Michel Graille, Récupération de l'énergie a l'échappement des turbines a gaz, *Gaz d'aujourd'hui*, num 2, 1988, p.76.

En los últimos años los recuperadores de calor de una central de ciclo combinado se fabrican de acero inoxidable, el cual es resistente a la oxidación y a la corrosión a elevadas temperaturas. El recuperador se construye en módulos de producción de vapor. Cada módulo está formado por un marco de acero, una envoltura, aislamiento con su revestimiento, tuberías y colectores. Las paredes exteriores de la envoltura es de chapa de acero y de perfiles de acero en forma de paneles. El número de módulos de un recuperador de calor para una turbina de gas de 80 a 150 MW es de 6 a 12 módulos.<sup>7</sup> Las condiciones óptimas en la construcción de un recuperador de calor son.

- 1.Reducción del plazo de entrega
- 2.Operación del recuperador de calor a carga variable
- 3.Incremento de la potencia por optimización del flujo de gases calientes
- 4.Reducción de emisiones de la combustión (recuperadores con post-combustión)
- 5.Reducción del ruido
- 6.Reducción de los gastos de mantenimiento

Los recuperadores de calor se pueden clasificar en: recuperador de calor sin combustión complementaria (sin post-combustión), recuperador de calor con combustión complementaria (con post-combustión) y recuperador de calor con máxima combustión (máxima post-combustión).

#### a) Recuperador de calor sin post-combustión

El recuperador de calor sin post-combustión es un intercambiador de calor convectivo. Las condiciones de operación de este tipo de equipos están determinadas por el flujo de los gases calientes, es decir, por las condiciones de operación de la turbina de combustión. Las condiciones del vapor usuales de un recuperador de calor sin post-combustión son de 110 bar y 512°C.<sup>8</sup>

Las condiciones de operación de un recuperador de calor sin post-combustión en una central de ciclo combinado deben de considerarse para el buen funcionamiento del ciclo en su conjunto, especialmente, en el arranque de la turbina de combustión. Los recuperadores de calor sin post-combustión pueden ser de circulación forzada o natural. El diagrama de la figura 39 muestra las características de operación de un recuperador de calor sin post-combustión.

---

<sup>7</sup> Paul A. Grenier, Calderas de recuperación eficaces, componentes clave de centrales de ciclo combinado económicas, *Revista ABB 9/1993*, p.26

<sup>8</sup>Arturo Monedero de la Vega, *Diplomado en Cogeneración*, Módulo I, Universidad Nacional Autónoma de México, 1992, p.45.

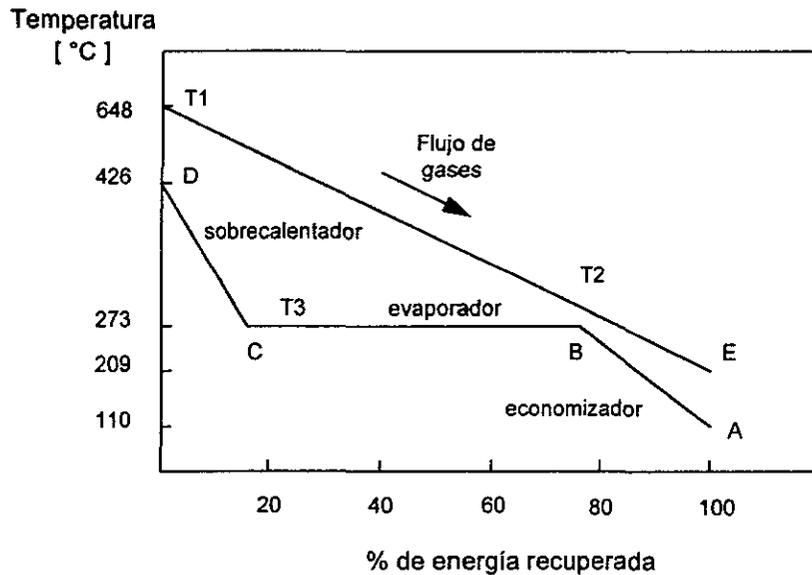


Figura 39. Diagrama de un recuperador de calor sin post-combustión.

#### b) Recuperador de calor con post-combustión

Los recuperadores de calor con post-combustión son equipos con quemadores en los cuales se realiza una combustión complementaria de los gases de escape de la turbina de combustión. Lo anterior es posible debido al oxígeno contenido en el flujo de los gases calientes.

La combustión en el recuperador de calor permite regular el flujo de vapor del ciclo de la turbina de vapor de forma independiente a la operación de la turbina de combustión. La temperatura de la combustión complementaria no excede los 970°C. El diagrama de la figura 40 muestra las características de operación de un recuperador de calor con post-combustión comparado con un recuperador sin combustión complementaria.

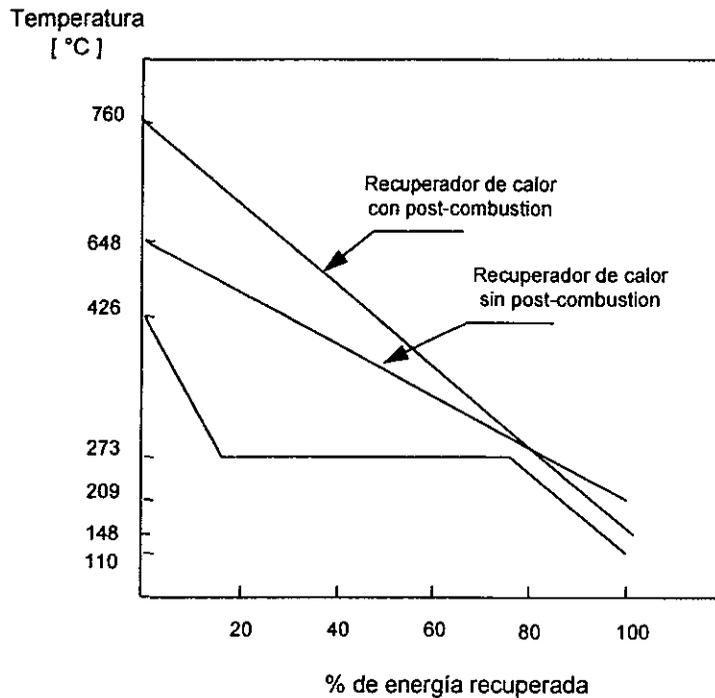


Figura 40. Diagrama de un recuperador de calor con post-combustión.

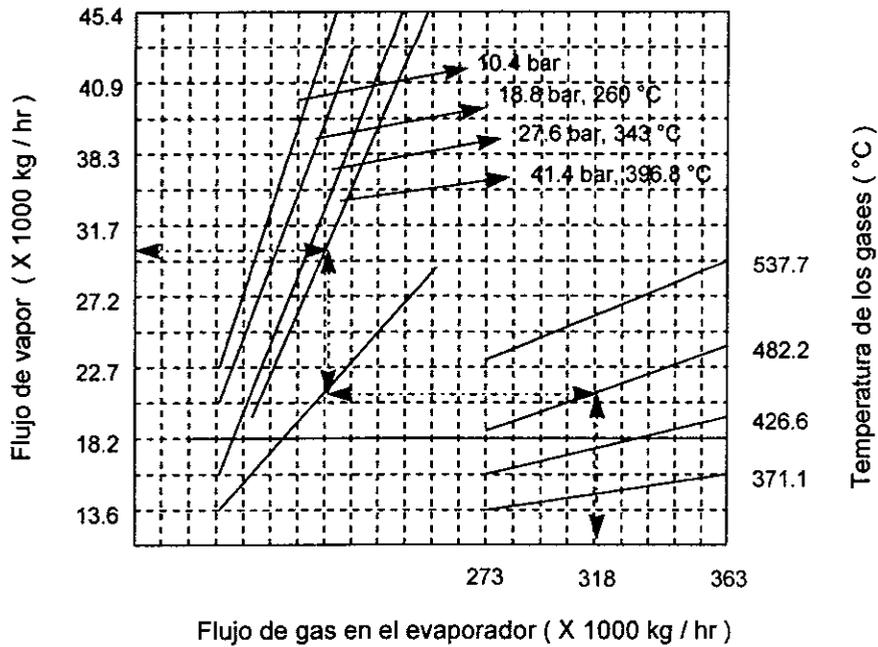
Un recuperador con máxima post-combustión es esencialmente un generador de vapor convencional con aire suministrado por la turbina de combustión. Este tipo de recuperador de calor con un exceso de aire de 10% puede producir de 6 a 7 veces el vapor que se obtiene con un recuperador de calor sin post-combustión.<sup>9</sup>

#### Estimación de la cantidad de vapor generador en un recuperador de calor

Existen dos métodos para estimar la producción de vapor de un recuperador de calor. El primero consiste en asumir una efectividad del 85 al 87% del evaporador y sobrecalentador del recuperador de calor. El segundo método es considerar un pinch point de 10 a 15°C, es decir, una diferencia entre la temperatura de los gases a la salida del evaporador y la temperatura de saturación al vapor generado en el mismo elemento.

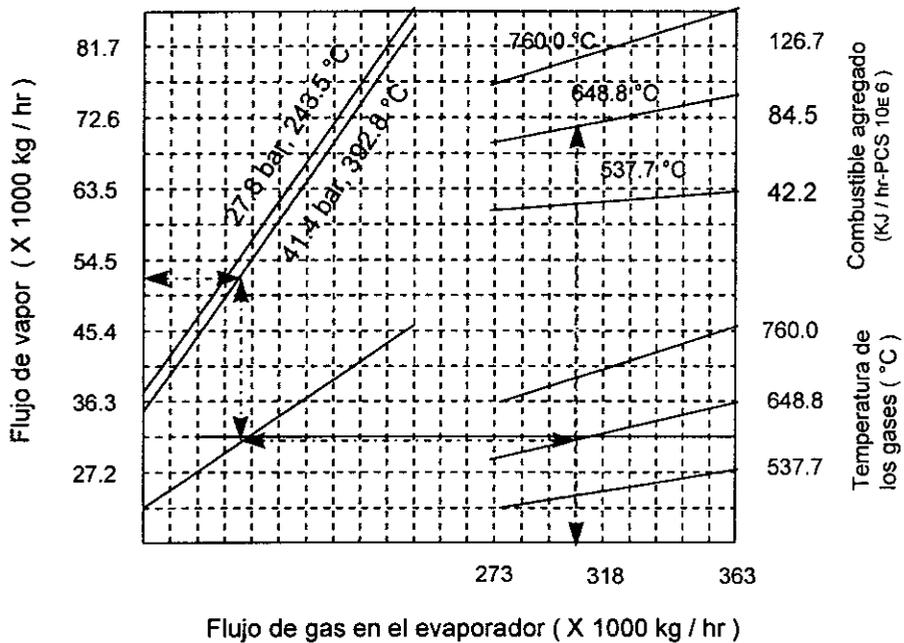
El flujo de vapor producido por el recuperador de calor es función de la temperatura de los gases de escape de la turbina de combustión y de la presión de operación del recuperador de calor. En las figuras 41 y 42 se puede observar el efecto de lo anterior para un recuperador de calor sin post-combustión y con post-combustión con una efectividad del evaporador y sobrecalentador del 85%.

<sup>9</sup>Ibidem



BASE: 85% de efectividad en el evaporador y en el sobrecalentador

Figura 41 Generación de vapor en un recuperador de calor sin post-combustión.<sup>10</sup>



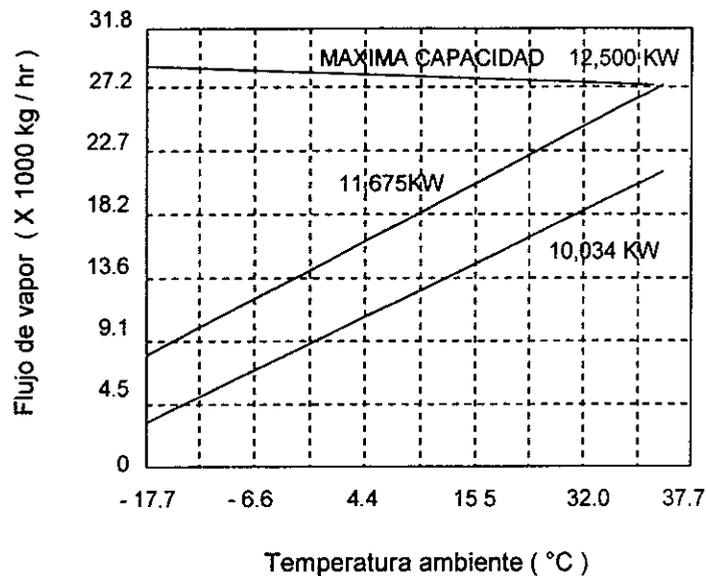
BASE: 85% de efectividad en el evaporador y en el sobrecalentador  
Temperatura del gas antes de la combustión igual a 454 °C

Figura 42. Generación de vapor en un recuperador de calor con post-combustión<sup>11</sup>

<sup>10</sup> Ibídem

<sup>11</sup> Ibídem

Otro factor que influye en la producción de vapor en el recuperador de calor es la temperatura ambiente, la cual afecta las condiciones de operación de la turbina de combustión y, por lo tanto, del flujo de gases calientes. La figura 43 muestra el efecto de la temperatura ambiente en la generación de vapor de un recuperador de calor.



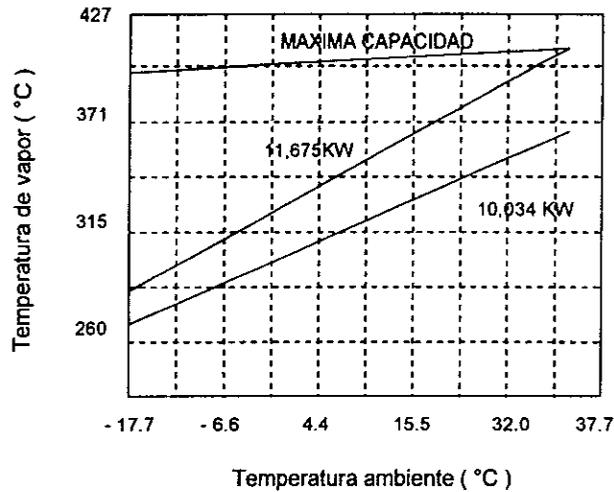
BASE:1288 kW NEMA GT a nivel del mar con 78 mm H<sub>2</sub>O a la entrada y 254 H<sub>2</sub>O de caída de presión a la salida. Evaporador diseñado para 27240 kg / hr a 41.8 bar y 398.8 °C y 36.3 °C de temperatura ambiente

Figura 43. Efecto de la temperatura ambiente en la producción de vapor en un recuperador de calor.<sup>12</sup>

A máxima capacidad de la turbina de combustión las bajas temperaturas ambiente favorecen la generación de vapor. Sin embargo si la capacidad de la turbina se mantiene constante existe una disminución de la producción de vapor.

La temperatura ambiente tiene poco efecto sobre la temperatura del vapor cuando la turbina de combustión opera a su máxima capacidad. Sin embargo, si esta opera a capacidad constante, la temperatura del vapor decrece conforme se decrementa la temperatura ambiental. La figura 44 muestra al efecto de la temperatura ambiente sobre la temperatura del vapor generado en un recuperador de calor.

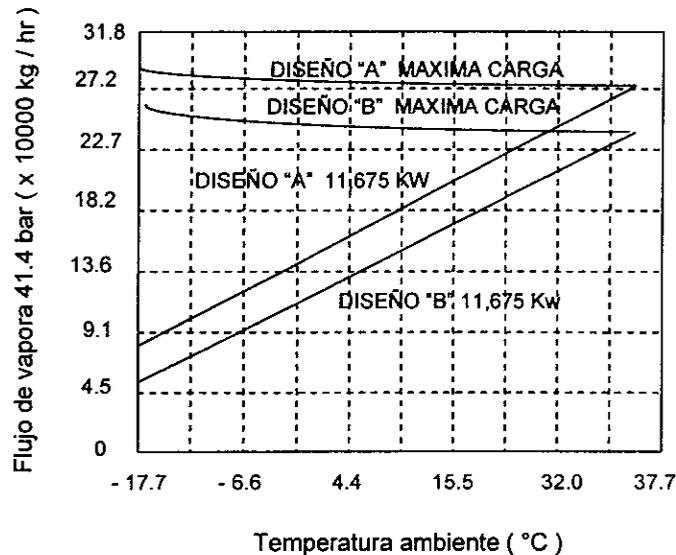
<sup>12</sup>Ibidem



BASE: 1288 kW NEMA GT a nivel del mar con 78 mm H<sub>2</sub>O a la entrada y 254 H<sub>2</sub>O de caída de presión a la salida. Evaporador diseñado para 27240 kg / hr a 41.8 bar y 398.8 °C y 36.3 °C de temperatura ambiente

Figura 44. Efecto de la temperatura ambiente en la temperatura del vapor en el recuperador de calor<sup>13</sup>

El flujo de aire de diseño de una turbina de combustión afecta la capacidad de generación de vapor de un recuperador de calor. La figura 45 muestra el efecto del flujo de aire sobre la producción de vapor.



BASE El flujo de aire de diseño de la turbina B es 10 % mayor al de la turbina A y La temperatura de los gases de salida es 18.3 °C menor que la de la turbina A

Figura 45. Efecto del flujo de aire en la generación de vapor en el recuperador de calor.<sup>14</sup>

<sup>13</sup>Ibidem

## Turbina de vapor

Una turbina de vapor es una máquina térmica que convierte la energía de un flujo de vapor en energía mecánica. Las turbinas de vapor de las centrales de ciclo combinado se caracterizan por su elevada eficiencia térmica y por su rápida puesta en operación. Esta última característica es de particular importancia en centrales de ciclo combinado en producción intermedia de electricidad.

En la actualidad la tercera parte de las turbinas de vapor construidas en todo el mundo se instalan en centrales de ciclo combinado.<sup>15</sup> La turbina de vapor suministra normalmente la mitad de la potencia de la turbina de combustión, es decir, aproximadamente el 35% de la potencia total.

La carga térmica y eléctrica del ciclo combinado determinan el tamaño y el tipo de la turbina de vapor. En centrales de ciclo combinado en cogeneración se utilizan turbinas con extracciones de vapor. En centrales de ciclo combinado con recuperador de calor sin post-combustión la temperatura del vapor sobrecalentado depende del flujo de gases calientes de escape de la turbina de combustión.

Actualmente las turbinas de vapor de un ciclo combinado se construyen en módulos, los cuáles pueden incorporarse en función de las necesidades del ciclo combinado. El sistema modular de las turbinas de vapor permite su rápida instalación, promoviendo una mayor rentabilidad de las centrales de ciclo combinado.<sup>16</sup>

Las partes de una turbina de vapor pueden agruparse en los siguientes conjuntos o grupos: partes estacionarias, partes rotativas, sistema de gobierno y protección, sistema de lubricación, y sistema auxiliar.

Las principales partes estacionarias de una turbina de vapor son: la carcasa, las válvulas de admisión y control de vapor, las toberas o alabes estacionarios, los diafragmas, los sellos de la flecha y los sellos de que van en los extremos de cada carcasa, que minimizan las fugas de vapor.

Las partes rotativas constituyen el rotor de la turbina. Este elemento puede estar formado de ruedas o discos montados en una flecha de una sola pieza forjada o por una pieza soldada de secciones forjadas.

Los sistemas de gobierno y protección son diversos. En unidades de baja capacidad pueden ser dispositivos mecánicos relativamente simples que permiten operar directamente las válvulas de admisión y control de vapor. En turbinas de vapor de mayor capacidad pueden ser sistemas hidráulicos, eléctricos, electrónicos o la combinación de estos. Los sistemas de gobierno controlan la velocidad del rotor regulando la admisión de vapor. También controlan la presión del vapor de las extracciones y la operación de las

---

<sup>14</sup>Ibidem

<sup>15</sup> Randolph Listmann, Maurus Herzog, Serie de turbinas de vapor modulares para centrales de ciclo combinado, *Revista ABB* 10/93, p.29.

<sup>16</sup> Ibidem

válvulas o dispositivos de seguridad que automáticamente protegen a la turbina en caso de condiciones de operación anormales.

El sistema de lubricación puede consistir desde simples depósitos de aceite en los pedestales de las chumaceras, hasta sistemas elaborados de lubricación formados por bombas, enfriadores, filtros, acondicionadores de aceite, centrifugas, etcétera.

El equipo auxiliar pueden ser no necesario en turbinas de vapor de baja capacidad, sin embargo, con el aumento del tamaño de la turbina adquieren importancia y algunos de ellos se hacen imprescindibles. Entre estos podemos citar al vareador o tornaflecha que mantiene girando a baja velocidad al rotor cuando la unidad está fuera de servicio, evitando la deformación del rotor.

### Generador eléctrico

La mayoría de las turbinas de combustión y de vapor de una central de ciclo combinado se acoplan a generadores eléctricos independientes. Sin embargo, en instalaciones de baja capacidad estas pueden acoplarse al mismo eje del generador.

En turbinas de combustión cuya velocidad de rotación es mayor a 3600 r.p.m. (60Hz) es necesario el uso de reductores de velocidad. Existen tres tipos de generadores eléctricos que se utilizan en una central de ciclo combinado:

1. Generadores eléctricos enfriados por aire en sistema abierto
2. Generadores eléctricos enfriados por aire en sistema cerrado
3. Generadores eléctricos enfriados por hidrógeno.

Los generadores enfriados por aire en sistema abierto tienen ciertas ventajas económicas con respecto a los otros generadores eléctricos. Sin embargo presentan problemas de fallas y de ruido. Los generadores enfriados por aire en sistema cerrado se construyen con capacidades de 200 MVA. Estos equipos tienen costos razonables y no presentan problemas de operación. Los generadores eléctricos enfriados por hidrógeno son más eficientes (particularmente en cargas parciales) que los generadores enfriados por aire. Sin embargo, éstos generadores requieren de equipos auxiliares y de monitoreo y su diseño es más complejo y costoso.

### Equipo eléctrico

La energía necesaria de la central de ciclo combinado puede tomarse de la turbina de combustión o de vapor de forma independiente. En centrales de ciclo combinado con varias turbinas de combustión, cada grupo de dos turbinas puede conectarse a un transformador trifásico. Generalmente todos los equipos auxiliares de una central de ciclo combinado están equipados con motores de bajo voltaje.

### Equipos de control

El objetivo de estos equipos es el de operar y proteger la instalación en su conjunto; además de registrar los datos de operación de los equipos. Las modernas turbinas de combustión se diseñan para operar en forma automática. Sin embargo en algunos casos

la turbina de vapor debe de instrumentarse para obtener una automatización completa del ciclo combinado. Las modernas centrales de ciclo combinado generalmente usan sistemas electrónicos de control.

### 4.3.- CARACTERÍSTICAS DE UNA CENTRAL DE CICLO COMBINADO

#### 4.3.1.- MENORES COSTOS Y TIEMPOS DE INSTALACIÓN

Las centrales de ciclo combinado se distinguen por su bajo costo de inversión y por su rapidez de construcción. Los costos de construcción y de mantenimiento son considerablemente inferiores a los de otros tipos de centrales eléctricas. Dependiendo del modelo y capacidad, los costos de construcción oscilan de \$400 a \$900 dólares por kilowatt.<sup>17</sup> El costo de las centrales de ciclo combinado inferiores a 115 MW se encuentra entre \$600 a \$850 dólares por cada kilowatt instalado (los costos de una central hidroeléctrica son del orden de \$2,500 dólares por kilowatt).

Las centrales de ciclo combinado se caracterizan por plazos de entrega cortos y puesta en servicio escalonada. La turbina de combustión se puede poner en operación en un plazo de 8 meses, suministrando 2/3 partes de la potencia total de la planta de ciclo combinado. La construcción de la turbina de vapor, que suministra la tercera parte de la potencia, se prevé de 8 a 12 meses adicionales<sup>18</sup>.

Los plazos de instalación cortos producen economías de inversión; cuanto más rápidamente pueda una central suministrar electricidad y asegurar ingresos, menores serán los intereses durante la construcción del capital invertido. El periodo de retorno de la inversión de una central de ciclo combinado es de 7 a 11 años, el cual inferior a otras centrales de generación. Por ejemplo, el periodo de retorno del capital invertido de una central hidráulica es de 15 a 23 años a partir de la fecha de puesta en marcha<sup>19</sup>.

#### 4.3.2.- CARÁCTER MODULAR DE LAS CENTRALES DE CICLO COMBINADO

Las centrales de ciclo combinado se conciben en forma de instalaciones modulares destinadas exclusivamente a la producción de energía eléctrica o como instalaciones que suministran energía eléctrica y térmica para el consumo industrial (instalaciones de cogeneración). La estandarización de los parámetros de operación de las turbinas de combustión ha traído como consecuencia la estandarización de las turbinas de vapor<sup>20</sup>.

El carácter modular de las centrales de ciclo combinado permite reducir la capacidad excedente innecesaria. Lo anterior es de gran relevancia ya que permite distribuir los costos de inversión en función del crecimiento real de la demanda de energía

---

<sup>17</sup>Gráinne Ryder, The Advantages of Combined Cycle Plants: A New Generation Technology, Probe International, Toronto Canada, November, 1997.

<sup>18</sup> Alain Plancherel, La central de ciclo combinado se ha establecido como el sistema de producción de energía del futuro, Revista ABB 8/92

<sup>19</sup> Gráinne Ryder, The Advantages of Combined Cycle Plants: A New Generation Technology, Probe International, Toronto Canada, November, 1997.

<sup>20</sup> Randolph Listmann, Serie de turbinas de vapor modulares para centrales de ciclo combinado, revista ABB 10/93.

eléctrica. La figura 46 esquematiza la adición de una central de generación convencional y de ciclo combinado en la planeación de energía eléctrica.

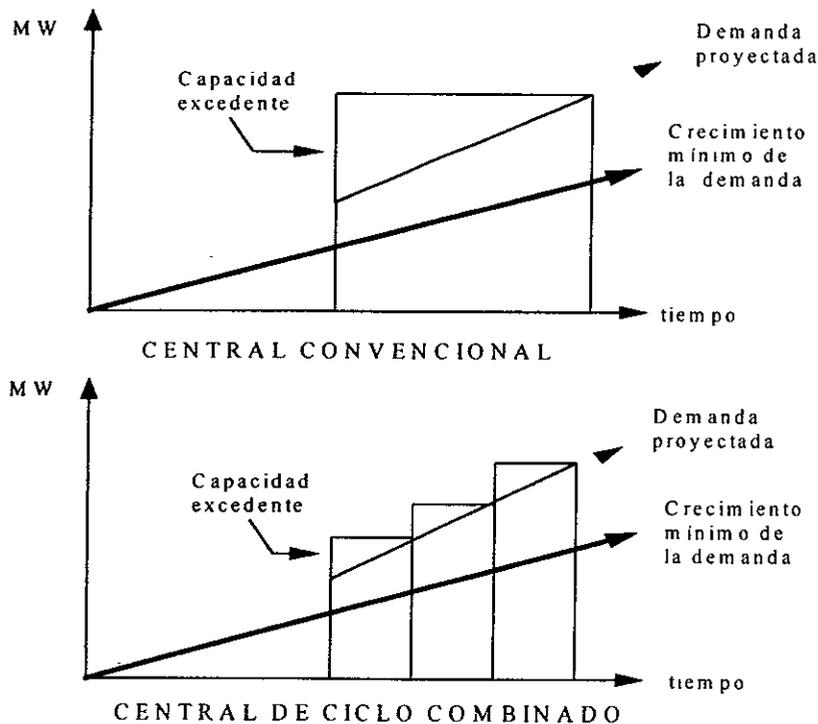


Figura 46. Capacidad excedente de una central convencional y de ciclo combinado<sup>21</sup>

#### 4.3.3.- MENOR REQUERIMIENTO DE ESPACIO

Debido a que la construcción de una central de ciclo combinado es compacta, la demanda de espacio necesario para la instalación de este tipo de centrales es considerablemente menor que la necesaria para una termoeléctrica convencional. Además este tipo de central se puede instalar en cualquier sitio en el cual se tenga suministro de combustible.

#### 4.3.4.- MENOR CONSUMO DE AGUA

Una de las principales características de una central de ciclo combinado es su menor consumo de agua en relación con una termoeléctrica convencional, ya que este tipo de centrales utiliza en promedio una tercera parte del caudal de agua necesario en el sistema de agua de enfriamiento y en el ciclo para la producción de vapor. Lo anterior representa una economía de costos de operación de la central y su capacidad de instalarse en sitios con recursos de agua limitados.

Para una central convencional de 900 MW el consumo de agua de enfriamiento es de 26 a 39 m<sup>3</sup>/s, mientras que para una de central de ciclo combinado de la misma potencia de 9 a 14 m<sup>3</sup>/s.<sup>22</sup>

<sup>21</sup>Howard D. Sorensen, Advanced Power Systems for increased efficiency and reliability

#### 4.3.5.- CAPACIDAD DE UTILIZAR UNA GRAN DIVERSIDAD DE COMBUSTIBLES

Por razones técnicas y económicas el combustible es un factor clave de una central de generación de energía eléctrica. El tipo de combustible y su composición ejercen una influencia directa sobre su potencia y sobre sus emisiones contaminantes a la atmósfera. Los costos de operación de una turbina de combustión en una central de ciclo combinado y, con ello, el beneficio sobre el capital invertido, dependen fuertemente del precio del combustible.

Una razón importante del éxito de las instalaciones de ciclo combinado es la disponibilidad de gas natural a precio competitivo con respecto a otros combustibles en la generación de electricidad. El gas natural se transporta fácilmente por gasoductos o en grandes distancias marítimas en forma líquida "LNG" (*Liquefied Natural Gas*).

Las centrales de ciclo combinado pueden utilizar una gran diversidad de combustibles. Lo anterior es importante para países sin reservas de gas natural. Dichas centrales pueden explotarse igualmente con dos combustibles como lo son los productos de la refinación del petróleo y combustibles provenientes de la gasificación del petróleo y del carbón. Esta capacidad de poder utilizar diferentes combustibles representa un factor de gran importancia, ya que disminuye la dependencia de la central a una sola fuente energética. En caso de dificultades de suministro de combustible las centrales de ciclo combinado pueden adaptarse a otro tipo de combustible sustituto.

La turbina de combustión de una central de ciclo combinado puede quemar diversos combustibles con un elevado rendimiento, como es el caso de todos los tipos de gas natural, diesel, combustóleo, así como combustibles no convencionales como el petróleo, el gas de alto horno, la biomasa, el coque y el carbón gasificado.

En lugares en donde no sea justificable por razones técnicas o económicas la instalación de gasoductos, es posible instalar centrales de ciclo combinado de pequeña capacidad que utilicen combustibles renovables como el biogas derivado de los desechos agrícolas o forestales.

Una central de ciclo combinado se proyecta para utilizar dos o más combustibles. En la actualidad el diseño se basa en el uso de gas natural como combustible base, utilizando combustóleo o diesel como complemento o reserva. En este caso se debe determinar la importancia relativa de cada uno de ellos. La siguiente etapa en el desarrollo de la tecnología de la turbina de combustión y su aplicación en las centrales de ciclo combinado es la utilización de combustibles con poderes caloríficos medios a través de la tecnología de gasificación o de lecho fluidizado. En la actualidad existen diversas instalaciones que tienen como objetivo demostrar la rentabilidad de una central de ciclo combinado utilizando la gasificación del carbón, biomasa, residuos domésticos y coque.

#### 4.3.6.- MENORES EMISIONES CONTAMINANTES

La combustión de gas natural en las centrales de ciclo combinado disminuye considerablemente los niveles de emisiones contaminantes emitidos a la atmósfera.

---

<sup>22</sup>M. Jonchere, Les centrales a cycle combiné et leurs performances, Gaz d'aujourd'hui, 1992.

Debido a su composición química, principalmente metano (CH<sub>4</sub>), la combustión completa del gas natural está casi libre de monóxido de carbono (CO), bióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) y de partículas, produciendo a su vez, menores niveles de bióxido de carbono que otros combustibles fósiles. La tabla 5 muestra los niveles de emisiones contaminantes del gas natural, petróleo y carbón.

	Gas natural	Petróleo	Carbón
Bióxido de carbono	115	165	210
Monóxido de carbono	17	33	20
Hidrocarburos	1.4	5	23
Oxidos de nitrógeno	100	330	834
Bióxido de azufre	0.6	1,000	1,700
Partículas	5	83	3,100

Tabla 5. Comparación de los niveles de emisiones contaminantes en Pounds por millón de BTU de energía consumida<sup>23</sup>

El gas natural es el combustible ideal de las centrales de ciclo combinado; su combustión produce el 50% de las emisiones de CO<sub>2</sub> de una central termoeléctrica convencional con combustóleo y 40% de una central con carbón. Debido a su composición no emite SO<sub>2</sub>, sin embargo, como consecuencia de las elevadas temperaturas durante el proceso de combustión es significativa la producción de NOx. Los métodos de reducción de NOx que se aplican en las turbinas de combustión son la inyección de agua o vapor, la combustión de mezclas con un exceso de aire y el uso de combustibles con un bajo poder calorífico. Actualmente es posible obtener bajos niveles de NOx en centrales de ciclo combinado de gran capacidad, un ejemplo es la central de 2,000 MW de Futtsu en Japón, la cual produce menos de 10 ppm de este contaminante.<sup>24</sup>

#### 4.4.- EL PAPEL DE LAS CENTRALES DE CICLO COMBINADO EN LA PRODUCCIÓN DESCENTRALIZADA DE ENERGÍA

La creciente privatización de la industria eléctrica en numerosos países ha generado importantes cambios en la estructura y en el tipo de tecnologías de generación. Actualmente cerca del 30 % de las nuevas centrales son construidas por los llamados Productores Independientes y el 35% de la potencia instalada al año se cubre con turbinas de combustión.<sup>25</sup>

Las características técnicas, económicas y ambientales de la tecnología de la turbina de combustión y su uso en las centrales de ciclo combinado ha facilitado la introducción de la competencia en la generación de energía eléctrica, permitiendo la generación descentralizada de energía eléctrica de pequeños y medianos productores.

<sup>23</sup> United States Environmental Protection Agency; American Gas Association

<sup>24</sup> Gaz Naturel et Production d'électricité. Les centrales a cycle combiné et leurs performances, Gaz d'aujourd'hui, 1992.

<sup>25</sup> Dilip K. Mukherjee, Estado de la técnica de turbinas de gas, Revista ABB 2/1997, pp.4.

Un factor que ha propiciado la creciente demanda de turbinas de combustión en el mundo es el fuerte impulso del gas natural como combustible debido a los problemas ambientales y a la disponibilidad de grandes volúmenes de este energético. La sobrecapacidad actual de los fabricantes de turbinas de combustión y la fuerte competencia, principalmente en Asia y Europa, ha propiciado el decremento de los precios de las turbinas de combustión y de las centrales de ciclo combinado en un 50% durante los últimos cuatro años.<sup>26</sup>

La desregulación del sector eléctrico ha permitido a los grandes consumidores de electricidad industrial instalar centrales de ciclo combinado para la producción de electricidad y, en algunos casos de energía térmica para proceso industrial. Las condiciones creadas por las nuevas legislaciones han modificado la estructura del sector eléctrico mundial. Por ejemplo, en Suecia muchas compañías que se dedicaban exclusivamente a la distribución (algunas de ellas municipales) se han convertido en productores de electricidad con instalaciones de baja capacidad.

También las grandes empresas han desarrollado nuevas estrategias para mantener su competitividad. Algunas compañías eléctricas han comenzado a ofrecer otros servicios. La compañía holandesa "PNEM", por ejemplo, ha puesto en operación tres centrales de ciclo combinado con acoplamiento calor-electricidad, que suministran vapor de proceso a la cervecería "Heineken" de Hertogenbosch, a una fábrica de "Philip Morris" en Bergen-op-Zoom y a una fábrica de abonos artificiales en Helmond.<sup>27</sup> Un esquema de una central de ciclo combinado con acoplamiento calor-electricidad se muestra en la figura 47.

Otro aspecto importante en el creciente interés por el suministro descentralizado de energía eléctrica es el incremento de la eficiencia de los sistemas eléctricos y la reducción de los costos en las redes de transmisión eléctrica.

---

<sup>26</sup> *Ibidem*.

<sup>27</sup> Bo. Svensson, Centrales de ciclo combinado de magnitud media para el acoplamiento calor-electricidad, Revista ABB 4/1997, pp.26

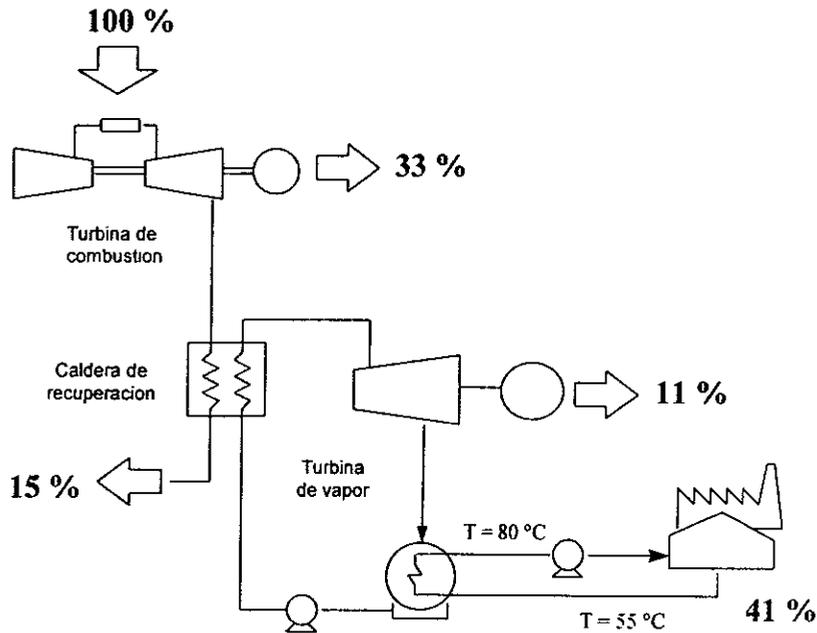


Figura 47. Central de ciclo combinado con acoplamiento calor-electricidad

La capacidad promedio de las centrales de generación de energía eléctrica en las últimas décadas ha disminuido, lo cual refleja la tendencia a la producción descentralizada de energía. En los años 80's la capacidad de una central eléctrica oscilaba en los 1,000 MW comparada con 100 MW en 1992. En la actualidad el tamaño óptimo de las plantas de generación es de 50 MW o menos. Figura 48.

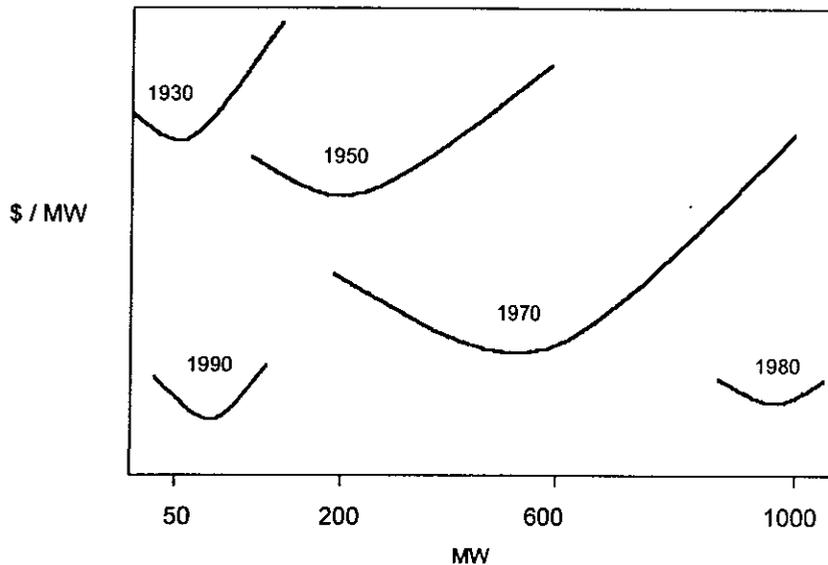


Figura 48. Tamaño óptimo de las centrales de térmicas.<sup>28</sup>

<sup>28</sup> Thomas R. Casten, Electricity Generation: Smaller is Better, The Electricity Journal, December 1995, p.66.

Las características técnicas de las centrales de ciclo combinado y el amplio rango de capacidades permiten su instalación para satisfacer las necesidades eléctricas y térmicas de industrias, edificios comerciales, unidades habitacionales, universidades y comunidades rurales en forma descentralizada e independiente de los sistemas eléctricos interconectados. Una central de ciclo combinado de 100 MW puede satisfacer las necesidades eléctricas y térmicas de un campo universitario de gran tamaño, una central de 5 MW las necesidades de un hospital y una unidad de 10 kW un pequeño negocio. Lo anterior puede significar ahorros económicos considerables en las cuentas mensuales de energía eléctrica, de acondicionamiento de aire y de enfriamiento.<sup>29</sup> El potencial inmediato de las centrales de ciclo combinado es el sector industrial, el cual requiere grandes cantidades de energía eléctrica y térmica. En la industria papelera, por ejemplo, 8 de 14 procesos requieren de vapor.

En los países en vías de desarrollo los principales usuarios de los ciclos combinados han sido las grandes industrias que requieren grandes cantidades de electricidad y de vapor para proceso. Por ejemplo, en Tailandia la compañía Alphatec Electronics (productora de semi-conductores) ha instalado una central de ciclo combinado de 210 MW. Generando su propia energía eléctrica Alphatec espera ahorrar aproximadamente \$40 millones de dólares al año.<sup>30</sup>

El potencial para reducir las emisiones contaminantes, específicamente de CO<sub>2</sub> por medio de centrales de ciclo combinado es de gran relevancia en países fuertemente dependientes del carbón como China y la India. En China, por ejemplo, el gobierno ha acelerado la exploración de gas natural y la construcción de gasoductos para instalar centrales de ciclo combinado en los próximos 10 años.<sup>31</sup>

#### 4.5.- NUEVOS ESQUEMAS DE CICLOS COMBINADOS

##### Centrales de ciclo combinado con gasificación de carbón

La gasificación del carbón es un proceso que transforma el carbón sólido en un gas sintético compuesto principalmente de monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H<sub>2</sub>). El proceso se realiza controlando la mezcla de carbón, oxígeno y vapor dentro del gasificador.

El gas sintético a la salida del gasificador debe ser limpiado de impurezas de compuestos de azufre y partículas. La limpieza se efectúa después de que el gas es enfriado lo cual reduce la eficiencia global de la planta e incrementa los costos de capital. Los residuos sólidos básicamente escoria inerte y azufre tienen diversos usos comerciales. La escoria puede utilizarse como relleno en carreteras o para construir tejas y, el azufre en procesos industriales. La figura 49 muestra los equipos de gasificación.

---

<sup>29</sup>Gráinne Ryder, *The Advantages of Combined Cycle Plants: A New Generation Technology*, Probe International, Toronto Canada, November 1997

<sup>30</sup>Ibidem.

<sup>31</sup>Ibidem.

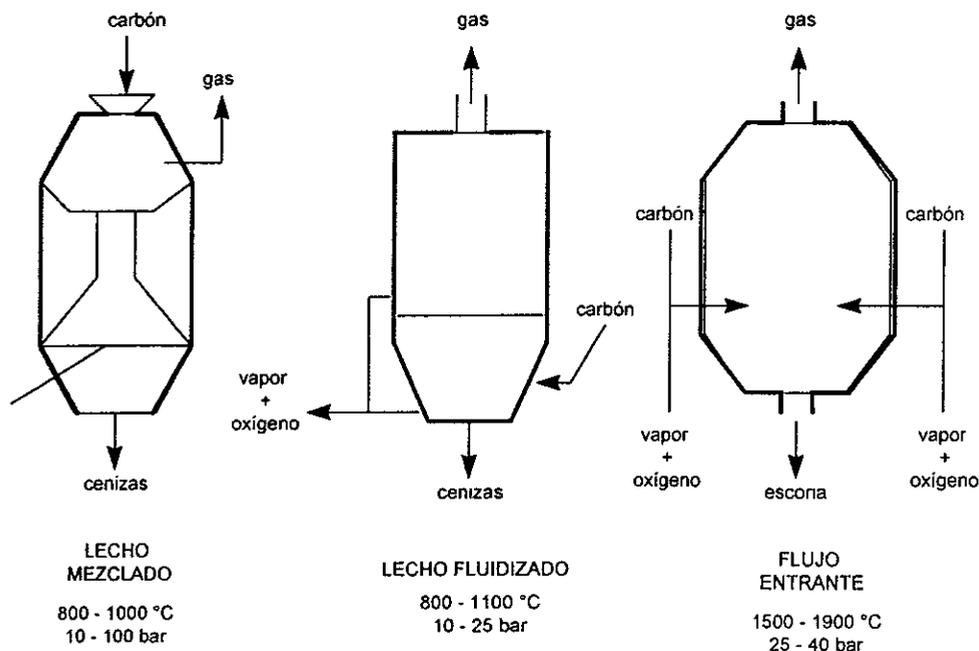


Figura 49. Equipos gasificadores

Las centrales de ciclo combinado con gasificación de carbón alcanzan eficiencias de 45%, una eliminación del 99% de azufre y emisiones menores de 50 ppm de NOx<sup>32</sup>. La eficiencia de éstas instalaciones puede incrementarse inyectando nitrógeno del aire de la unidad de separación junto al gas sintético a la turbina de combustión. Las proyecciones de costo de una central de ciclo combinado con gasificación de carbón son de \$1,500 a \$1,800 dólares por kW; 10 a 20% mayor que una central carboeléctrica.<sup>33</sup> La figura 50 muestra un esquema de una central de ciclo combinado con gasificación de carbón.

La gasificación es una tecnología que permite la repotenciación de viejas centrales termoeléctricas utilizando instalaciones e infraestructura existente. El gasificador es un enlace entre el carbón o cualquier otro combustible con un ciclo combinado. En nuestros días los proyectos y desarrollo de la tecnología de gasificación se encuentra principalmente en Estados Unidos y en los países europeos. La tabla 6 muestra algunos proyectos en los cuales se emplea la gasificación del carbón.

La gasificación de carbón tuvo un fuerte impulso en Estados Unidos y en Europa en la década de los años 50's. Sin embargo, su desarrollo fue abandonado debido a la disponibilidad de grandes volúmenes de petróleo y de gas natural. El desabasto de gas natural en los últimos años de la década de los años 60 en Estados Unidos favoreció el interés por esta tecnología para producir un gas sustituto del gas natural (SNG sustitute natural gas). A partir de la crisis energética de los años 70 se ha intensificado el desarrollo de ésta tecnología.

<sup>32</sup>E. Stratos Tavoulareas and Jean Pierre Charpentier, Clean Coal Technologies for Developing Countries, World Bank Technical Paper No. 286, Energy Series, July 1995

<sup>33</sup> Ibídem

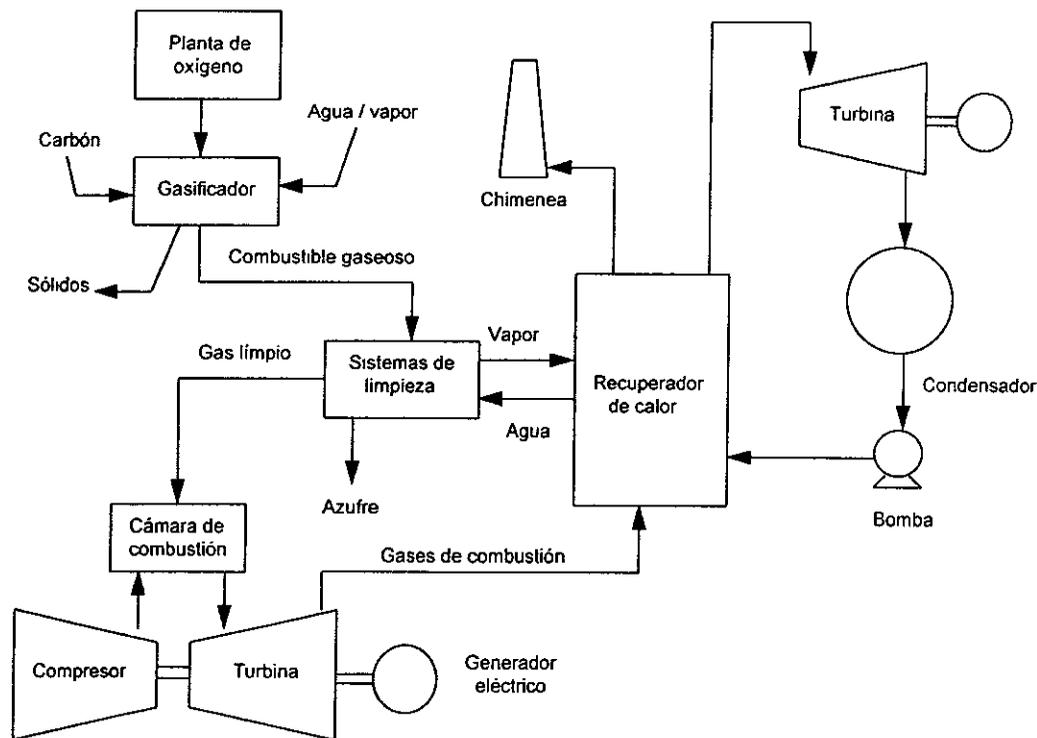


Figura 50. Diagrama de una central de ciclo combinado con gasificación de carbón.

Locación	Consumo de carbón (ton/día)	Tipo de gasificador	Fecha de inicio	Tipo de instalación	Producción
Dow Syngas, Louisiana Estados Unidos	2400	Dow	1987	demostración	cogeneración
Cool Water, California Estados Unidos	1 000	Texaco	1984	demostración	electricidad
BGC / Lurgi, Escocia	600	BGC / Lurgi	1984	demostración	electricidad
VEW Dortmund, Alemania	250	VEW	1984	demostración	electricidad

Tabla 6. Proyectos de gasificación de carbón

En nuestros días se construyen en Estados Unidos centrales de ciclo combinado bajo el concepto de "construcción en fases". Este consiste en la construcción de la central de ciclo combinado utilizando gas natural; en caso de que escasee o aumente su precio, la central se adaptará para agregar un gasificador de carbón.

Se prevé que en las próximas décadas la gasificación, no sólo del carbón sino de otros combustibles con un bajo poder calorífico, llegue a ser mucho más importante si el problema particular del efecto invernadero aumenta.<sup>34</sup>

<sup>34</sup>Ibidem

## Centrales de lecho fluidizado

La tecnología de lecho fluidizado se utilizan principalmente para quemar carbón, sin embargo, permiten quemar combustibles de baja calidad como la biomasa. En comparación con una central carboeléctrica con sistema de desulfuración, la tecnología de lecho fluidizado es 10% más eficiente y los costos de capital son 10% menores<sup>35</sup>. Un proyecto de aplicación del lecho fluidizado es el realizado por la "American Electric Power" en la repotenciación de una central termoeléctrica convencional. El proyecto provee 70 MW con un consumo térmico unitario de 10,434 kJ/kWh. La figura 51 muestra una instalación de lecho fluidizado.

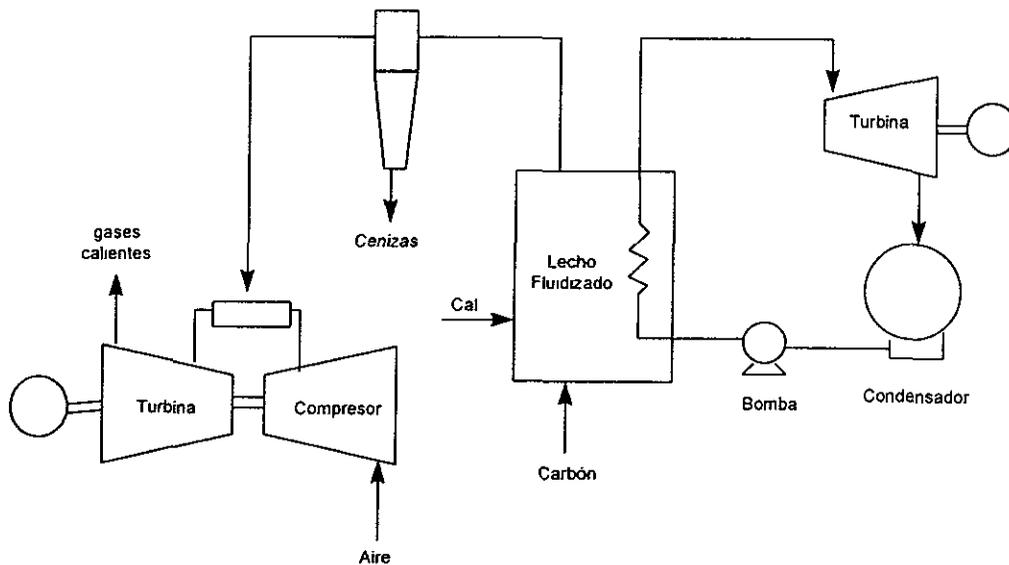


Figura 51. Esquema de una instalación con lecho fluidizado

## Ciclos combinados con refrigeración

Las centrales de ciclo combinado pueden acoplarse a sistemas de refrigeración. Esta técnica se ha denominado "Trigeneración" o CHPR (Combined Heat, Power and Refrigeration) y puede ser ampliamente utilizada en la industria de aire acondicionado y en la producción de calor o enfriamiento municipal.<sup>36</sup> Figura 52.

El calor de los gases de escape de la turbina de combustión o de una máquina diesel produce vapor que puede accionar una turbina de vapor. Parte del vapor de baja presión de escape de la turbina de vapor puede aprovecharse para proceso y la otra parte puede condensarse a través de equipos enfriadores. Los enfriadores más utilizados en la industria de refrigeración son de compresión y de absorción. Los enfriadores industriales de absorción utilizan una mezcla binaria de litio-bromo (Li/Br) y agua o de amoníaco/agua. Los enfriadores de compresión pueden ser de desplazamiento positivo o equipos centrífugos. Los refrigerantes más utilizados son: amoníaco, hidroclorofluorocarbonos (HCFC) y las mezclas azeotrópicas como los R400's y R500's.

<sup>35</sup>Elizabeth A. Bretz, Gas Turbine Combined Cycle Powerplants, Electrical World, August 1991, pp 41-47.

<sup>36</sup>Shashi Dharmadhikari, Future Role of Industrial Gas Turbines; PTQ, Spring 1998.p. 124.

Este tipo de instalaciones puede aplicarse a industrias de proceso , específicamente a las que requieren agua de enfriamiento.

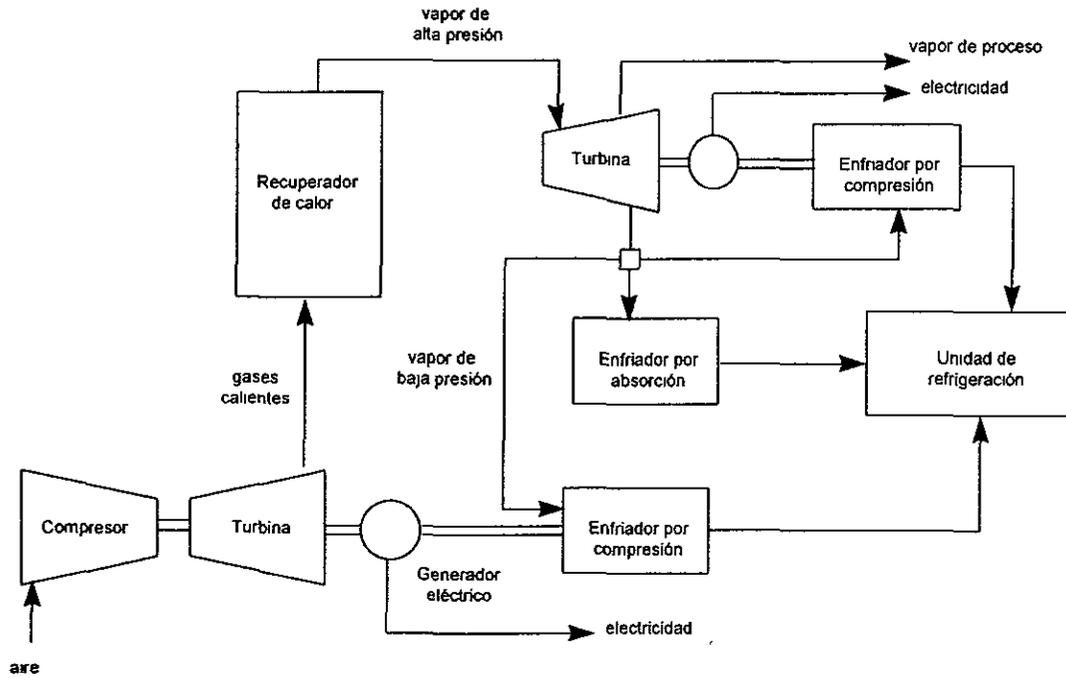


Figura 52. Esquema de una central de ciclo combinado integrada a una planta de refrigeración<sup>37</sup>

<sup>37</sup> Shashi Dharmadhikari, Future role of Industrial Gas Turbines, mechanical Engineering, PTQ Spring, 1998, p.125.

# CAPITULO 5

## ENERGÉTICOS UTILIZADOS EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La selección de los energéticos utilizados en la generación de energía eléctrica depende en gran medida de la existencia de reservas domésticas o de la posibilidad económica, técnica y política de importarlos de otros países. Por ejemplo en Estados Unidos, China y Australia la existencia de grandes depósitos de carbón ha propiciado que el porcentaje de electricidad generado a través de este energético sea elevado. De forma similar en Rusia las grandes reservas de gas natural han favorecido su consumo interno y la exportación a los países europeos.

Existen otros factores que favorecen el consumo de energéticos en la generación de electricidad: la infraestructura para su manejo, transformación y aprovechamiento, su costo con respecto a otros combustibles sustitutos, la evolución de las tecnologías de generación y las restricciones referentes a las emisiones contaminantes.

### 5.1.- PANORAMA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA MUNDIAL

El consumo de electricidad es el elemento de mayor tasa de crecimiento energético. De acuerdo a la Agencia Internacional de Energía en el año de 1995 el consumo de energía eléctrica mundial fue de 13,204 TWh, de los cuáles el 62.1% se generó a través de combustibles fósiles, el 20.2% a través de energías renovables (principalmente hidráulica 18.9%) y el 17.7% por energía nuclear. El principal energético utilizado fue el carbón con el 37.5%, seguido por el gas natural con 14.6% y el petróleo con 10%.

El 61.6% del total mundial de energía eléctrica generado en 1995 se produjo en los países de la OECD, el 16.1% en los países asiáticos, el 9.8% en los países ex-URSS, el 4.7% en los países de América Latina, el 2.8% en África, el 2.6% en los países Europeos no-OECD y el 2.4% en los países del Medio Oriente. Tabla 7

Producción de electricidad	1973		1995	
	TWh	%	TWh	%
OECD	4,344	71.0	8,134	61.6
Ex-URSS	912	14.9	1,294	9.8
no-OECD Europa	202	3.3	343	2.6
China	165	2.7	1,003	7.6
Asia (excepto China)	184	3.0	1,122	8.5
América Latina	165	2.7	621	4.7
África	110	1.8	370	2.8
Medio Oriente	37	0.6	317	2.4
<b>TOTAL</b>	<b>6,119</b>	<b>100</b>	<b>13,204</b>	<b>100</b>

Tabla 7. Producción de energía eléctrica en los años de 1973 y 1995<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Información obtenida en Internet de la página de la International Energy Agency. Para mayor información consultar: <http://www.iea.org/stats/files/>

La producción de electricidad de los países de la OECD en 1995 se incrementó en un 87% con respecto a 1973, en los países de la ex-URSS 42% y en los países no-OECD europeos 70% para el mismo periodo. El incremento del consumo de electricidad en el periodo 1973-1995 para los países asiáticos fue de 509%, para los países latinoamericanos de 276%, para los países africanos de 236% y en los países del Medio Oriente 756%.

El mayor crecimiento de capacidad instalada se registro en el continente asiático. La producción de electricidad en dicho continente se incrementó de 165 TWh en 1973 a 1,003 TWh en 1995. Otra región de importancia en cuanto a crecimiento son los países de Centro y Sudamérica, los cuales incrementaron su producción de 165 TWh en el año de 1973 a 621 TWh en 1995. El incremento de la demanda de energía eléctrica en esta región se debe principalmente al crecimiento de la población, a la diversificación e introducción de equipo eléctrico y al crecimiento de las economías de la zona. De acuerdo al International Energy Outlook 1998 la tasa de crecimiento de la demanda de electricidad en las próximas décadas de los países en vías de desarrollo de Centro y Sudamérica así como China será aproximadamente la doble que la que tendrán los países industrializados.<sup>2</sup> En 1995 el principal productor de electricidad fue Estados Unidos con el 27% del total mundial, seguido por China con el 7.6% y Japón con 7.4%. Tabla 8.

Productores	TWh	% del total mundial
Estados Unidos	3,558	27.0
China	1,003	7.6
Japón	981	7.4
Rusia	859	6.5
Canadá	551	4.2
Alemania	533	4.0
Francia	489	3.7
India	415	3.1
Reino Unido	333	2.5
Brasil	275	2.1
Resto del Mundo	4,201	31.8
TOTAL	13,204	100

Tabla 8. Principales productores de energía eléctrica en 1995<sup>3</sup>

## 5.2.- ENERGÉTICOS EMPLEADOS EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

En 1995 el principal energético empleado en la generación de energía eléctrica mundial fue el carbón con el 37.5% (36.4% reportado por la EIA), seguido por la hidroelectricidad con el 19.9%, la energía nuclear con el 17.7% (16.7% EIA), el gas natural con el 14.6% (15.9% EIA) y el petróleo con el 10% (9.4% EIA). La energía renovable (excepto la hidráulica) representa solo el 1.3% del total mundial. Tabla 9.

<sup>2</sup> Electricity, International Energy Outlook 1998, Energy Information Administration.

<sup>3</sup> Información obtenida de la página de Internet de la "International Energy Agency": Electricity Generation by Region. Las fuentes de la información fueron tomadas de: Energy Statistics an Balances of non-OECD Countries; Electricity Information. Para mayor información consultar: <http://www.iea.org/stats/files/keystats/p-0204.htm>

Producción de electricidad	1973		1995	
	TWh*	%	TWh	%
Carbón	2,344	38.3	4,951	37.5
Petróleo	1505	24.6	1,320	10
Gas natural	740	12.1	1,927	14.6
Nuclear	202	3.3	2,337	17.7
Hidroelectricidad	1,285	21	2,496	18.9
Otros**	37	0.6	172	1.3
TOTAL	6,119	100	13,204	100

\*\*Incluye energía geotérmica, solar, eólica, biomasa y basura.

Tabla 9. Producción de energía eléctrica mundial por tipo de combustible 1973, 1995.<sup>4</sup>

En el periodo de 1973 a 1995 el consumo de los derivados del petróleo disminuyó como consecuencia de la crisis energética de la década de los años setenta y a la creciente preocupación ambiental. En este periodo existe un crecimiento de la energía nuclear de 202 TWh en 1973 a 2,337 TWh en 1995.

En el periodo de 1973 a 1995 la producción de energía eléctrica por medio de carbón y de hidroelectricidad se ha decrementado ligeramente de 38.3% en 1973 a 37.5% en 1995 para el carbón y de 21% en 1973 a 18.9% en 1995 para la hidroelectricidad. A pesar del decremento de participación porcentual la generación de energía eléctrica a través de carbón se ha incrementado de 2,344 TWh en 1973 a 4,951 TWh y de 1,285 TWh en 1973 a 2,496 TWh en 1995 para la hidroelectricidad.

La generación de energía eléctrica por medio de gas natural en 1995 se ha incrementado en un 160% en relación con 1973. En los próximos años se prevé que sea el gas natural el energético de mayor demanda en la industria eléctrica mundial. En relación con la energía renovable (excluyendo la hidráulica) solo el 1.3% del total mundial se genera a través de este tipo de energéticos.

Los principales productores de energía eléctrica por medio de carbón son los Estados Unidos y China, los cuáles generan casi el 60% del total mundial a través de este energético. Otros países con gran demanda de carbón son Alemania (6%), el Reino Unido (2.9%) y Polonia (2.7%) en el continente europeo, la India (5.8%) y Rusia (3.1%) en el continente asiático. Tabla 10

Uno de los factores que limita el consumo de carbón en la generación de electricidad son las restricciones ambientales. Las principales emisiones contaminantes del carbón son los óxidos de azufre (SO<sub>2</sub>) que en combinación con los óxidos de nitrógeno forman la lluvia ácida. Muchos países han instituido reglamentos para limitar la emisiones de SO<sub>2</sub> lo cual en algunos de ellos implica la sustitución de combustibles con menores contenidos de azufre o la inversión en el desarrollo y perfeccionamiento de tecnologías como la gasificación y el lecho fluidizado Otro inconveniente de la combustión del carbón son los elevados niveles de bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) generados en las

<sup>4</sup> Electricity Generation by Fuel, International Energy Agency (IEA). Información obtenida en Internet de la página de la International Energy Agency. Para mayor información consultar: [http://www.iea.org/stats/files/keystats/p\\_0203.htm](http://www.iea.org/stats/files/keystats/p_0203.htm)

centrales carboeléctricas. El carbón genera 80% mayores emisiones de CO<sub>2</sub> que el gas natural y aproximadamente 20% mas que el combustóleo.

Carbón	TWh	% del total mundial
Estados Unidos	1,833	37.0
China	740	14.9
Alemania	297	6.0
India	288	5.8
Japón	175	3.5
Sudáfrica	175	3.5
Rusia	157	3.1
Reino Unido	143	2.9
Australia	134	2.7
Polonia	133	2.7
Resto del Mundo	876	17.7
Total	4,951	100

Tabla 10. Producción de energía eléctrica a través de carbón, 1995<sup>5</sup>

En las últimas décadas el porcentaje de participación de los derivados del petróleo en la generación de energía eléctrica ha disminuido de 24.6% en 1973 a 10% en 1995. En la actualidad el sector eléctrico de Japón es el principal consumidor de petróleo en el mundo, cuyo consumo en el año de 1995 fue de 17% del total mundial. En el continente europeo Italia es el principal consumidor con el 9.2% seguido por el Reino Unido con el 2.5%. En América los principales consumidores son Estados Unidos con 6.6% y México con 6%. La industria eléctrica de Rusia y China son las principales consumidoras de petróleo en el continente asiático con el 6 y 4.7% respectivamente. Tabla 11.

Petróleo	TWh	% del total mundial
Japón	224	17.0
Italia	121	9.2
Estados Unidos	87	6.6
Rusia	79	6.0
México	78	6.0
China	62	4.7
Arabia Saudita	52	4.0
Corea	42	3.2
Reino Unido	35	2.7
Resto del Mundo	533	40.0
TOTAL	1,313	100

Tabla 11. Producción de energía eléctrica a través de los derivados del petróleo, 1995<sup>6</sup>

El consumo de los derivados del petróleo en la generación de electricidad se encuentra ampliamente distribuido en el mundo. Uno de los factores que favoreció su

<sup>5</sup> Citado en la página de Internet de la "International Energy Agency": Electricity Generation by Fuel. Las fuentes de la información fueron tomadas de: Energy Statistics and Balances of non-OECD Countries; Electricity Information. Para mayor información consultar: <http://www.iea.org/stats/files/keystats/p-0203.htm>

<sup>6</sup> Ibidem.

expansión como combustible en la industria eléctrica fue la tecnología de las centrales térmicas . En los próximos años se prevé que dichas centrales se adapten al consumo de gas natural por lo que se espera que el porcentaje de generación de electricidad a través de los derivados del petróleo sea menor al 10% del total mundial.

El consumo de gas natural en la generación de energía eléctrica se concentra en tres países con el 55% del total mundial. En 1995 el principal consumidor de gas natural fue Estados Unidos con 27.4% seguido de Rusia con 17.8% y Japón con 9.9% del total mundial. Dentro de los diez principales países consumidores de gas natural cuatro son europeos, siendo el mayor el Reino Unido con 3%, Italia con 2.5%, Alemania con 2.5% y Holanda con 2.2%. Tabla 12

Gas natural	TWh	% del total mundial
Estados Unidos	529	27.4
Rusia	345	17.8
Japón	191	9.9
Reino Unido	58	3.0
Irán	48	2.5
Italia	47	2.5
Alemania	43	2.2
Holanda	42	2.2
Arabia Saudita	42	2.2
Ucrania	41	2.1
Resto del Mundo	546	28.2
TOTAL	1,932	100

Tabla 12. Producción de energía eléctrica a través de gas natural, 1995<sup>7</sup>

Los principales mercados de gas natural se encuentran en Estados Unidos, en el continente europeo y en Japón. El consumo de gas natural en Rusia y en los países de medio oriente se debe a la existencia de grandes reservas de gas natural en estas regiones. El gas natural que se consume en Japón es gas licuado importado de los países asiáticos.

En las próximas décadas se prevé que el consumo de este energético en la industria eléctrica mundial se incremente considerablemente debido a sus menores niveles de emisiones contaminantes en relación con otros combustibles fósiles y a las crecientes reservas mundiales de este energético.

Como resultado de la crisis energética de los años 70's y del creciente problema ambiental, la energía nuclear tuvo un fuerte impulso en la generación de electricidad. La producción de energía nucleoelectrica en 1973 fue de 202 TWh y de 2,337 en 1995. La baja de los precios del petróleo en los años ochenta y la oposición pública frenó el incremento de capacidad de centrales nucleares.

Los principales países que generan electricidad por medio de energía nuclear son Estados Unidos, Francia y Japón los cuales representan casi el 60% del total mundial. El

<sup>7</sup> Ibidem.

numero de unidades instaladas en dichos países es de 109, 56 y 59 unidades respectivamente. Otros países con un consumo notable de energía nuclear son: Alemania con 6.7%, Rusia con 5.8% y Canadá con 4.6%. Tabla 13

Nuclear	numero de unidades	Total de TWh	% del total mundial
Estados Unidos	109	685	29.3
Francia	56	402	17.2
Japón	59	267	11.4
Alemania	21	156	6.7
Rusia	29	136	5.8
Canadá	22	108	4.6
Ucrania	15	87	3.7
Reino Unido	12	80	3.4
Suecia	12	69	3
República de Corea	10	56	2.4
Total	345	2,046	88
Otros	87	291	12
Producción mundial	432	2,337	100

Tabla 13. Producción mundial de energía nucleoelectrica<sup>8</sup>

La producción de energía nuclear se concentra en países desarrollados: Estados Unidos, Japón y los países europeos. De acuerdo a pronósticos de la Energy Information Administration en las próximas décadas el consumo de energía nuclear disminuirá gradualmente debido principalmente al término de la vida útil de algunas centrales en Estados Unidos y Canadá.

Existen diversos factores que desfavorecen la instalación de centrales nucleares: el problema de la disposición de los desechos radiactivos, la falta de aceptación de la población, los elevados costos por kilowatt instalado y los prolongados tiempos de construcción.

### 5.3.- CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL AÑO 2020

De acuerdo al "International Energy Outlook 1998" se espera que el consumo de energía eléctrica en el año 2020 sea de 23 trillones de kilowatts-hora. La tasa de crecimiento del consumo de electricidad en el periodo de 1995 al año 2020 es de 2.7% anual. Las proyecciones de consumo de energía eléctrica de la Energy Information Administration consideran la recuperación económica de los países de Europa Oriental a principios del próximo siglo y descartan los efectos que puede tener la ratificación de la reducción de los niveles de emisiones contaminantes acordados en Kioto Japón a finales de 1997. Tabla 14

Se espera que las regiones que tendrán un mayor crecimiento en el consumo de energía eléctrica sean los países en vías de desarrollo de Centro y Sudamérica y los

<sup>8</sup>Información obtenida del documento: La electricidad, la energía nucleoelectrica y el medio ambiente de la página en Internet de la International Atomic Energy Agency (IAEA). Para mayor información consultar: <http://www.iaea.or.at/worldatom/inforesource/factsheets/spanish/spelectr.html>

países Asiáticos, especialmente China. La tabla 15 muestra las proyecciones de consumo de los países asiáticos en el periodo considerado.

	Historia		Proyecciones					
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	Incremento anual 1995-2020
Países Industrializados	6,299	7,113	7,968	8,804	9,663	10,497	11,349	1.9%
Este de Europa y ex-URSS	1,908	1,552	1,509	1,685	1,881	2,056	2,248	1.5%
Países en vías de desarrollo	2,224	3,102	3,886	5,007	6,220	7,684	9,548	4.6%
<b>TOTAL</b>	<b>10,431</b>	<b>11,767</b>	<b>13,363</b>	<b>15,495</b>	<b>17,764</b>	<b>20,237</b>	<b>23,145</b>	<b>2.7%</b>

Tabla 14. Consumo neto de energía eléctrica 1995-2020.<sup>9</sup> (billones de kilowatts-hora)

	Historia		Proyecciones					
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	Incremento anual 1995-2020
Países asiáticos en desarrollo (excepto China)	717	1,030	1,413	1,807	2,185	2,598	3,091	4.5%
China	551	881	1,076	1,476	1,975	2,657	3,574	5.8%
<b>TOTAL</b>	<b>1,268</b>	<b>1,912</b>	<b>2,489</b>	<b>3,283</b>	<b>4,160</b>	<b>5,255</b>	<b>6,665</b>	<b>5.1%</b>

Tabla 15. Consumo de energía eléctrica en Asia 1995-2020. (billones de kilowatts-hora)

Los cambios mas importante en el tipo de energías utilizadas en la generación de energía eléctrica serán la nuclear y el gas natural. El carbón y la hidroelectricidad mantendrán su porcentaje aproximado en la generación de energía eléctrica.

El incremento de la demanda de gas natural en la industria eléctrica se debe principalmente a sus menores emisiones contaminantes en relación con otros combustibles fósiles, al desarrollo de tecnologías de generación que favorecen su consumo y a la creciente relación mundial reservas/producción. El porcentaje de generación eléctrica a través de gas natural se espera se incremente de 15.9% en 1995 a 24.8% en 2020.

La generación de energía nuclear se prevé se decrementará progresivamente en los países industrializados, particularmente en Estados Unidos y Canadá y en menor medida en los países de Europa Occidental. Se espera que el porcentaje de energía nuclear disminuya de 16.7% en el año de 1995 a 8.9% en el año 2020. La tabla 16

<sup>9</sup> International Energy Outlook 1998, Energy Information Administration.

muestra el consumo de energía eléctrica por región y tipo de combustible en el periodo de 1995 al año 2020.

Combustible	1995	2000	2005	2010	2015	2020
<b>Países Industrializados</b>						
Petróleo	5,486	5,802	5,697	5,697	5,802	5,908
Gas natural	8,545	11,394	14,770	18,251	22,366	26,269
Carbón	29,118	32,072	33,549	35,026	36,397	37,347
Nuclear	20,467	21,311	20,572	19,728	17,712	15,614
Renovables	18,146	19,834	21,838	23,737	25,320	27,008
<b>TOTAL</b>	<b>81,657</b>	<b>90,519</b>	<b>96,532</b>	<b>102,335</b>	<b>107,610</b>	<b>112,041</b>
<b>Este de Europa y países de la ex-URSS (EE /FSU)</b>						
Petróleo	2,954	2,848	3,270	3,798	4,325	4,853
Gas natural	10,022	11,288	12,976	14,664	16,036	17,724
Carbón	7,174	7,068	7,068	6,541	5,591	5,275
Nuclear	2,848	3,165	3,270	3,270	3,059	----
Renovables	3,165	3,270	3,798	4,220	4,853	5,380
<b>TOTAL</b>	<b>26,164</b>	<b>27,641</b>	<b>30,384</b>	<b>32,494</b>	<b>33,971</b>	<b>33,338</b>
<b>Países en desarrollo</b>						
Petróleo	5,486	6,435	7,701	8,967	10,339	12,027
Gas natural	4,853	6,857	9,284	12,238	15,192	18,779
Carbón	17,196	21,838	27,219	33,654	41,567	49,057
Nuclear	1,266	1,582	2,532	3,376	3,798	6,857
Renovables	10,444	12,554	14,981	16,669	18,462	20,572
<b>TOTAL</b>	<b>39,140</b>	<b>49,268</b>	<b>61,717</b>	<b>74,694</b>	<b>89,358</b>	<b>107,293</b>
<b>Consumo Mundial</b>						
Petróleo	13,820	15,086	16,669	18,462	20,572	22,788
Gas natural	23,421	29,645	37,136	45,154	53,699	62,772
Carbón	53,488	61,084	67,836	75,116	83,556	91,679
Nuclear	24,581	26,058	26,375	26,269	24,581	22,471
Renovables	31,755	35,659	40,723	44,732	48,530	52,961
<b>TOTAL</b>	<b>147,067</b>	<b>167,428</b>	<b>188,739</b>	<b>209,523</b>	<b>230,939</b>	<b>252,778</b>

Tabla 16. Consumo de combustibles en la generación de energía eléctrica en el periodo 1995 - 2020.<sup>10</sup> (Cuatrillones de Joules)<sup>11</sup>

De acuerdo a proyecciones de la Energy Information Administration el consumo de energía mundial en la generación de electricidad en el año 2020 será 1.71 veces el consumo registrado en el año de 1995; incrementándose en 105,711 cuatrillones de Joules en el periodo 1995-2020. La mayor tasa de crecimiento de consumo de energía en la industria eléctrica mundial se espera en los países en vías de desarrollo, el cual será en el año 2020, 2.74 veces el consumo de energía de 1995. En los países industrializados dicho incremento será de 1.37 veces y en el Este de Europa y en los países de la ex-URSS de 1.27 para el mismo periodo. En unidades de energía lo anterior representa un incremento de 68,153 cuatrillones de Joules para los países en desarrollo, 30,384 cuatrillones para los países industrializados y 7,174 cuatrillones para los países del Este de Europa y ex-URSS (EE /FSU por sus siglas en inglés). Figura 53.

<sup>10</sup> International Energy Outlook, Energy Information Administration.

<sup>11</sup> 1 Cuatrillón de Joules =  $1 \times 10^{24}$  Joules

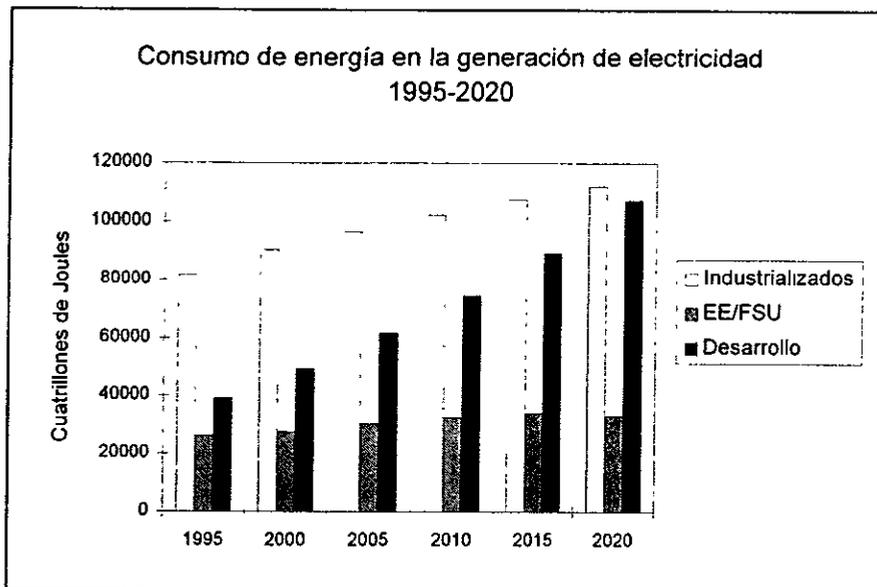


Figura 53. Consumo de energía en la producción de electricidad por región en el periodo 1995-2020.

Existen diversos factores que influyen el rápido crecimiento de consumo de energía en la industria eléctrica de los países en vías de desarrollo, entre los principales se encuentran: el incremento de la población, el crecimiento económico y el incremento de equipos electrónicos y electrodomésticos. En el año de 1995 el consumo de energía en la generación de electricidad de estos países fue de 39,140 cuatrillones de Joules, lo cual representó el 26.6% del total de energía consumido por la industria eléctrica mundial. En el año 2020 se espera que el consumo de energía sea de 107,293 cuatrillones de Joules, lo cual representará el 42.44% del total mundial.

En los países del Este de Europa y de la ex-URSS se espera que el consumo de energía crezca moderadamente hasta el año 2015, registrando un consumo máximo de 33,971 cuatrillones de Joules. En 1995 el consumo de energía de los países de esta región fue de 26,164 cuatrillones de Joules, representando el 17.79% del consumo total de energía en la generación de electricidad. En el año 2020 se espera que el consumo de energía sea de 33,338 cuatrillones de Joules, representando el 13% del consumo total mundial.

El consumo de energía en la generación de electricidad de los países industrializados en el año de 1995 fue de 81,657 cuatrillones de Joules, lo cual significó el 55.5% del consumo mundial de energía en la generación de electricidad. Se espera que en las próximas décadas el consumo de energía de los países industrializados crezca con menor intensidad que en los países en vías de desarrollo, registrando en el año 2020 un consumo de energía de 112,041 cuatrillones de Joules. Dicho consumo representa el 44.3% del consumo total de energía por la industria eléctrica mundial.

El principal energético utilizado en la generación de electricidad en el año de 1995 fue el carbón, seguido por la energía hidroeléctrica y el gas natural. De acuerdo a las proyecciones del International Energy Outlook 1998, en las próximas décadas el carbón

continuará siendo el principal energético en la generación de electricidad. La demanda de gas natural tendrá un crecimiento acelerado, siendo a partir de la década de 2010, el segundo energético de mayor consumo en la industria eléctrica mundial.

Con respecto a los derivados del petróleo se espera que su consumo tenga un crecimiento moderado. Lo anterior se debe a la sustitución por gas natural en las centrales convencionales debido a las restricciones ambientales, y a la tendencia mundial de producción de energía eléctrica a través de turbinas de combustión y de ciclo combinado, las cuales favorecen el consumo de gas natural.

En relación con la energía nuclear se prevé que a finales de la primera década del siglo XXI disminuya su participación en la generación de electricidad. Lo anterior se debe al retiro de algunas centrales en los países industrializados y de algunos países del Este de Europa y ex-URSS. La figura 54 muestra el consumo de energía por tipo de energético en la generación de electricidad en el periodo 1995-2020.

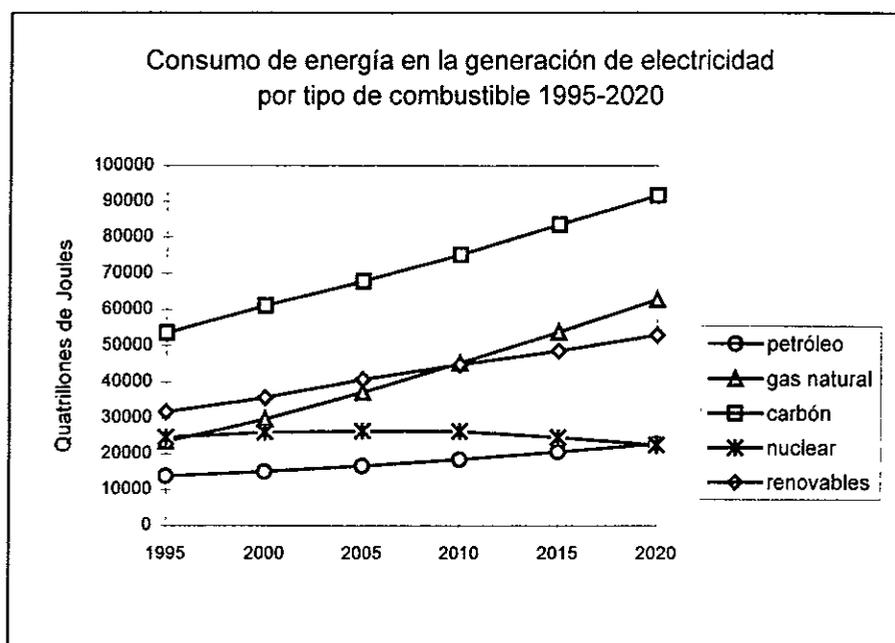


Figura 54. Consumo de energía en la generación de electricidad por energético 1995-2020<sup>12</sup>

### 5.3.1.- DEMANDA DE ENERGÍA EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN LOS PAÍSES INDUSTRIALIZADOS

El principal energético en la industria eléctrica de los países industrializados es el carbón. De acuerdo a las proyecciones de consumo del International Energy Outlook el carbón continuará siendo el energético mayor utilizado en la industria eléctrica de los países desarrollados en las próximas décadas. El consumo esperado de carbón en el año

<sup>12</sup>El consumo de energía por fuentes renovables incluye la hidroelectricidad

2020 es 1.28 veces el consumo registrado en el año de 1995, incrementándose 30,384 cuatrillones de Joules en el periodo 1995-2020.

En relación con la energía nuclear se espera que a partir de los primeros años del siglo XXI disminuya su participación debido al fin de la vida útil de algunas centrales en Estados Unidos y en Canadá. El consumo de energía nuclear pronosticado en el año 2010 será 4,853 cuatrillones de joules menor que el consumo del año 1995.

El mayor incremento en el consumo de energía en la generación de electricidad se espera en el gas natural, el cual se prevé crecerá 17,724 cuatrillones de Joules en el periodo 1995-2020. En el año 2020 el consumo de gas natural representará el 23% de la energía total consumida en la producción de electricidad de los países industrializados.

El consumo de los derivados del petróleo en 1995 fue de 5,486 cuatrillones de Joules, lo cual representó el 6.7% del consumo total de energía. En el año 2020 se espera que el consumo de los destilados de petróleo sea de 5,908 cuatrillones de Joules, lo cual representa un incremento de 422 cuatrillones con respecto al consumo de 1995. En el año 2020 el consumo de los destilados del petróleo representará el 5.2% de la energía consumida en la generación de electricidad de dichos países.

El consumo de energías renovables (principalmente hidroeléctrica) en el año de 1995 fue de 18,146 cuatrillones de joules. En el año 2020 se espera un consumo de 27,008 cuatrillones. A partir de los primeros años del siglo XXI las energías renovables serán el segundo energético en importancia en la generación de electricidad en los países industrializados. El consumo de energía en el periodo 1995-2020 por energético de los países industrializados se muestra en la figura 55.

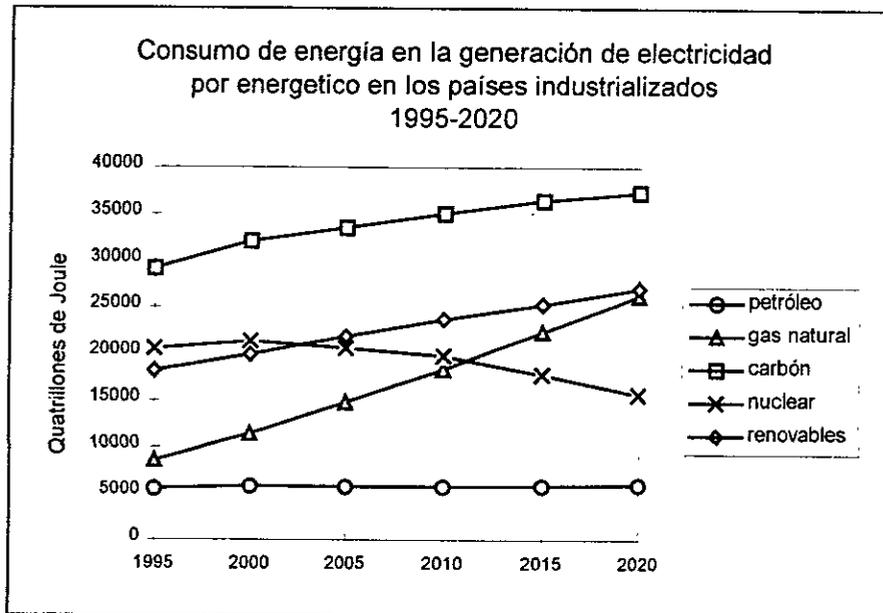


Figura 55. Consumo de energía por tipo energético en la generación de electricidad de los países industrializados 1995-2020<sup>13</sup>

<sup>13</sup>El consumo de energía por fuentes renovables incluye la hidroelectricidad

### 5.3.2.- DEMANDA DE ENERGÍA EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN LOS PAÍSES DEL ESTE DE EUROPA Y EX-URSS

El principal energético utilizado en la industria eléctrica de los países del este de Europa y de los países integrantes de la URSS es el gas natural, debido a los grandes yacimientos localizados en la región. En el año de 1995 el consumo de gas natural fue de 10,022 cuatrillones de joules, lo cual representó el 38.3% del consumo total de energía de la industria eléctrica de dichos países. En el año 2020 el consumo de gas natural se prevé sea de 17,724 de cuatrillones de joules, el cual suministrará aproximadamente el 53% de la energía consumida en la producción de electricidad de los países del este de Europa y ex-URSS.

En las próximas décadas se prevé que la producción de electricidad por medio de carbón se reduzca considerablemente. En el año de 1995 el consumo de carbón en la generación de energía eléctrica fue de 7,174 cuatrillones de Joules, suministrando el 27.4% del consumo total de energía. En el año 2020 se prevé que el consumo de carbón se reduzca en 1,899 cuatrillones con respecto al año de 1995. Figura 56.

El consumo de los derivados del petróleo en el año de 1995 por el sector eléctrico de la región fue de 2,954 cuatrillones de Joules, aproximadamente el 11.2% del consumo total de energía. En el año 2020 se espera un consumo de 4,853 cuatrillones, lo cual representa el 14.5% del consumo total de energía en la generación de electricidad. En relación con la energía renovable el consumo esperado en el año 2020 es 1.7 veces el consumo del año de 1995. En el año de 1995 se consumieron 3,165 cuatrillones de Joules. En el año 2020 el consumo previsto es de 5,380 cuatrillones de Joules.

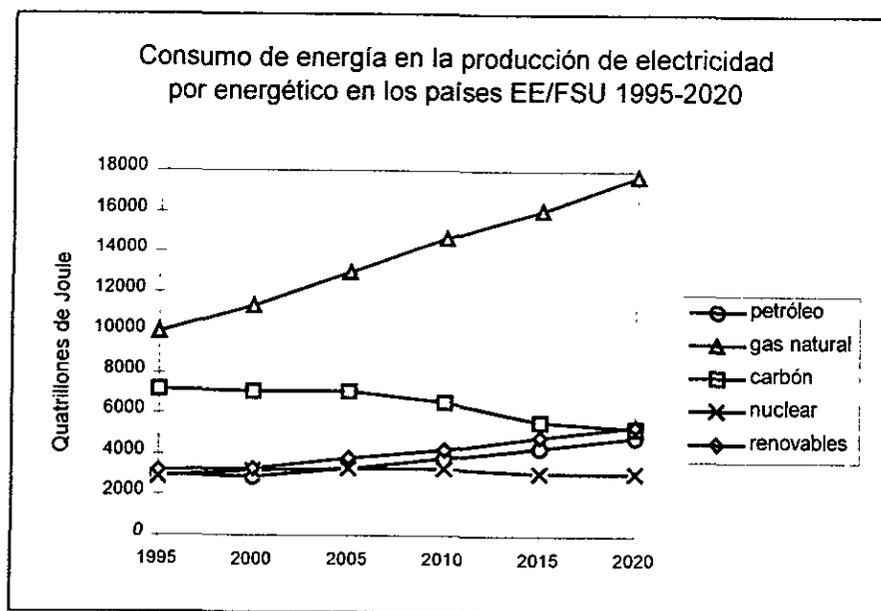


Figura 56. Consumo de energía por tipo energético en la generación de electricidad de los países del este de Europa y ex-URSS, 1995-2020<sup>14</sup>

<sup>14</sup>El consumo de energía por fuentes renovables incluye la hidroelectricidad

A partir del año de 2010 se prevé un decremento de la producción de energía eléctrica por medio de centrales nucleares. En 1995 el consumo de energía nuclear fue de 2,848 cuatrillones de Joules, representando el 10.8% del consumo total de energía. En el año 2020 el consumo esperado de energía nuclear es de 3,059 cuatrillones de Joules.

### 5.3.3.- DEMANDA DE ENERGÍA EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN LOS PAÍSES EN VÍAS DE DESARROLLO

En las próximas décadas se prevé un crecimiento acelerado de la demanda de energía eléctrica en los países en vías de desarrollo. De acuerdo al International Energy Outlook 1998 el incremento en el consumo de energía en la generación de electricidad en el periodo 1995-2020 será de 68,153 cuatrillones de Joules. Los energéticos que tendrán una mayor tasa de crecimiento serán el carbón y el gas natural. Figura 57.

En el año de 1995 el 44% de la energía consumida por la industria eléctrica de los países en vías de desarrollo fue carbón, 26.7% energías renovables, 14% derivados del petróleo y 12.4% gas natural. En el año 2020 se espera que el consumo de carbón sea 2.8 veces el consumo registrado en el año de 1995. Lo anterior representa un incremento de 31,861 cuatrillones de joules. Con respecto al gas natural su consumo en el año 2020 se prevé de 3.8 veces el consumo del año 1995, es decir un incremento de 13,928 cuatrillones de joules. Para las energías renovables se prevé en el año 2020 un consumo de 1.9 veces el consumo del año 1995, es decir, un incremento de 10,128 cuatrillones de joules. Los energéticos que tendrán una menor participación en el suministro de energía para el sector eléctrico son los derivados del petróleo y la energía nuclear.

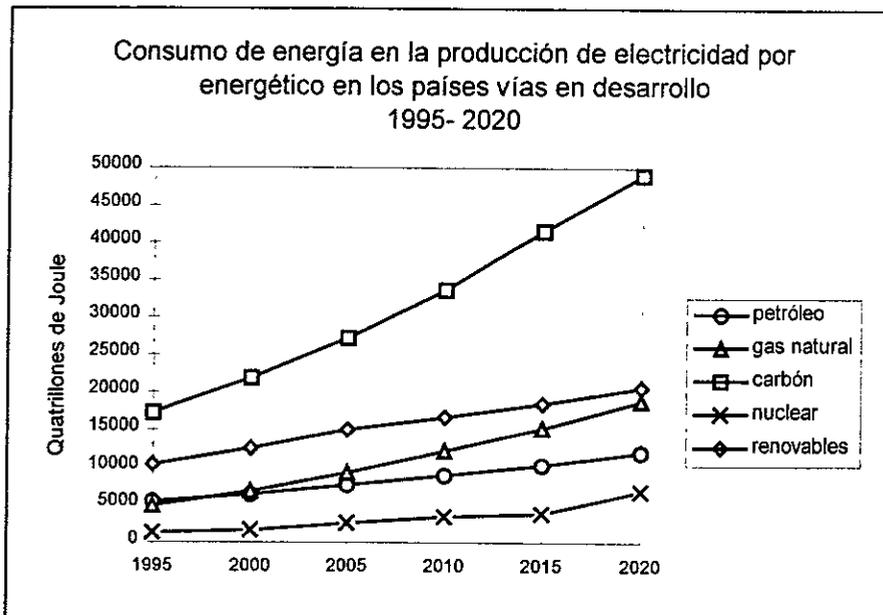


Figura 57. Consumo de energía por tipo energético en la generación de electricidad de los países en vía de desarrollo, 1995-2020<sup>15</sup>

<sup>15</sup>El consumo de energía por fuentes renovables incluye la hidroelectricidad

En el caso de los derivados del petróleo el consumo esperado en el año 2020 es 2.1 veces el consumo registrado en el año 1995 (6,541 cuatrillones de Joules). Para la energía nuclear el incremento es de 21,201 cuatrillones de joules.

#### 5.4.- FINANCIAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA MUNDIAL

Uno de los principales problemas que enfrenta la industria eléctrica mundial, especialmente en los países en vías de desarrollo, es el financiamiento de la infraestructura necesaria para satisfacer los requerimientos futuros de energía eléctrica. De acuerdo al International Energy Outlook 1998 la inversión necesaria para satisfacer el crecimiento mundial de energía eléctrica en el periodo 1995-2020 es aproximadamente de 2.3 trillones de dólares<sup>16</sup> de los cuales dos terceras partes deberán invertirse en los países en vías de desarrollo. Tabla 17.

Las regiones que requerirán mayores inversiones en el periodo 1995-2020 son el continente asiático con 984 billones de dólares y el continente americano con 433 billones. La inversión requerida en el continente europeo en el mismo periodo es de 396 billones, en los países OECD del Pacífico de 167 billones, en los países ex-URSS de 156 billones, en el continente africano de 91 billones y por último, en los países del Medio Oriente de 52 billones de dólares.

La inversión necesaria en el continente asiático representa el 43.1% del total mundial, En Asia la mayor inversión deberá realizarse en China (467 billones de dólares) para satisfacer el crecimiento esperado de la demanda de electricidad de ese país. En el continente Americano la inversión requerida en el periodo 1995-2020 representa aproximadamente el 19% del total mundial (433 billones de dólares) de los cuales, 231 billones deberán invertirse en Estados Unidos y Canadá y los otros 202 en México, Centro y Sudamérica y en los países del caribe.

En el continente Europeo la mayor inversión se prevé en los países occidentales con 333 billones de dólares, en comparación con 63 billones previstos en los países de centro y oriente de Europa. La inversión total necesaria en el periodo 1995-2020 para satisfacer el crecimiento futuro de los países europeos representa el 17.3% del total mundial. La inversión requerida por la industria eléctrica de los países de la OECD del Pacífico en el periodo 1995-2020 representa el 7.3% del total mundial, de los países ex-URSS el 6.8%, de la industria eléctrica del continente Africano el 4% y de los países del Medio Oriente 2.3% de la inversión total.

El 62.5% de la inversión mundial en la industria eléctrica se destinará a la generación (1,426 billones de dólares), el 21% a la distribución (480 billones), el 8.7% al transporte (200 billones) y el 7.6% a otras áreas (173 billones de dólares). Figura 58.

---

<sup>16</sup> International Energy Outlook 1998, Energy Information Administration. Última modificación: 20 de abril de 1998. Para mayor información consultar: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo98/>

	Norte América	América Latina	Europa Occidental	China	OECD Pacific Rim	Este de Asia	Sur de Asia	Europa Central y Oriental	Ex-URSS	Medio Oriente	África	Total Mundial
<b>Generación</b>												
Combustibles sólidos	94	22	102	222	51	100	71	19	24	2	27	734
Gas natural	32	23	89	1	14	41	13	10	33	27	16	298
Petróleo	1	8	1	0	0	1	1	7	2	2	6	29
Nuclear	6	3	8	18	39	21	6	3	26	0	0	129
Renovables	17	52	15	67	5	6	48	5	13	3	5	235
Subtotal	149	108	215	308	108	169	139	44	98	34	54	1,426
<b>Otras inversiones</b>												
Transmisión	14	42	20	31	10	28	23	3	14	4	12	200
Distribución	54	36	78	84	39	61	60	11	30	10	19	480
General	14	17	20	43	10	17	21	6	14	5	7	173
Subtotal	82	94	118	156	59	105	103	19	58	18	38	854
TOTAL	231	202	333	467	167	275	242	63	156	52	91	2,279
Promedio anual	15	13	25	31	11	18	16	4	10	3	6	152

Tabla 17. Inversión necesaria para satisfacer el crecimiento de la industria eléctrica 1995-2020

Norte de América:

Europa Occidental:

OECD Pacific Rim:

Europa Central y Oriental:

Este de Asia:

Sur de Asia:

América latina:

Medio Oriente:

Canadá y Estados Unidos.

Unión Europea, Finlandia, Suiza, Islandia, Noruega y Turquía.

Australia, Japón, y Nueva Zelanda.

Albania, Bulgaria, República Checa, Hungría, Polonia, Rumania, Eslovaquia, ex-Yugoslavia.

Brunei, Hong Kong, Indonesia, Kampuchea, Laos, Malasia, Corea del norte, Nueva Guinea, Filipinas, Singapur, República de Corea, Taiwan, Tailandia, Vietnam, Islas del Pacífico, Afganistán y Mongolia.

Pakistán, India, Bangladesh, Nepal, Sri Lanka.

México, países del centro y sur de América e islas del caribe.

Israel, Jordán, Irán, Irak, Kuwait, Líbano, Omán, Qatar, Arabia Saudita, Siria, Emiratos Arabes Unidos y Yemen

Fuente: Estimaciones por una Fuente Dinámica ( Resource Dynamics) basados en datos de la International Energy Agency, World Energy Outlook 1995 (París, Francia), caso base.

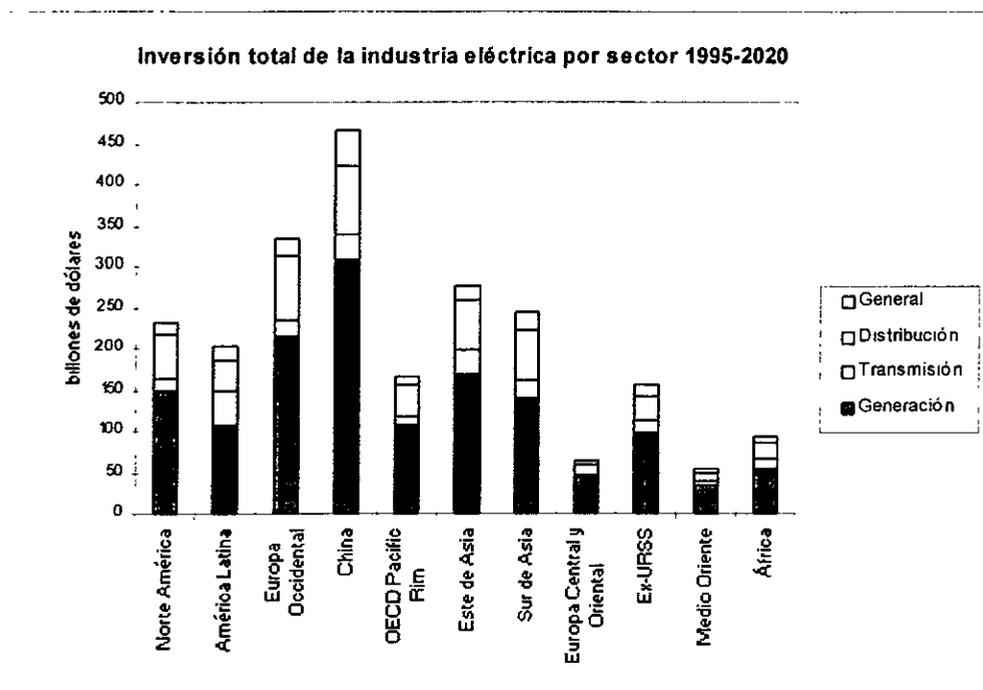


Figura 58. Inversión total de la industria eléctrica por sector 1995-2020

La mayor inversión prevista en el sector eléctrico mundial se efectuará en la etapa de generación. En Norte América se prevé la inversión de 149 billones de dólares (64.5% de la inversión total de la región), en Latino América 108 billones (53.4%), en Europa Occidental 215 billones (64.5%), en China 308 billones ( 65.9%), en los países OECD del Pacífico 108 billones de dólares ( 64.6%), en el este de Asia 169 billones (61.4%), en el sur de Asia 139 billones (57.4%), en Europa Oriental y Central 44 billones de dólares (63%), en los países ex-URSS 98 billones de dólares (62.8%), en el Medio Oriente 34 billones de dólares (65.3%) y en los países Africanos 54 billones de dólares (59.3% de la inversión total necesaria en la región).

En el periodo de 1995-2020 la inversión requerida en la etapa de generación es de 1,426 billones de dólares; de los cuáles 734 billones de dólares se invertirán en centrales que utilicen combustibles sólidos (51.4% de la inversión en el sector generación), 298 billones en el uso del gas natural (20.8%), 235 millones en el desarrollo de energías renovables (16.4%), 129 billones en centrales nucleares (9%) y 29 billones de dólares en centrales a base de derivados del petróleo (2% de la inversión total en la generación). La figura 59 muestra la inversión por energético en la generación de electricidad en el periodo de 1995-2020..

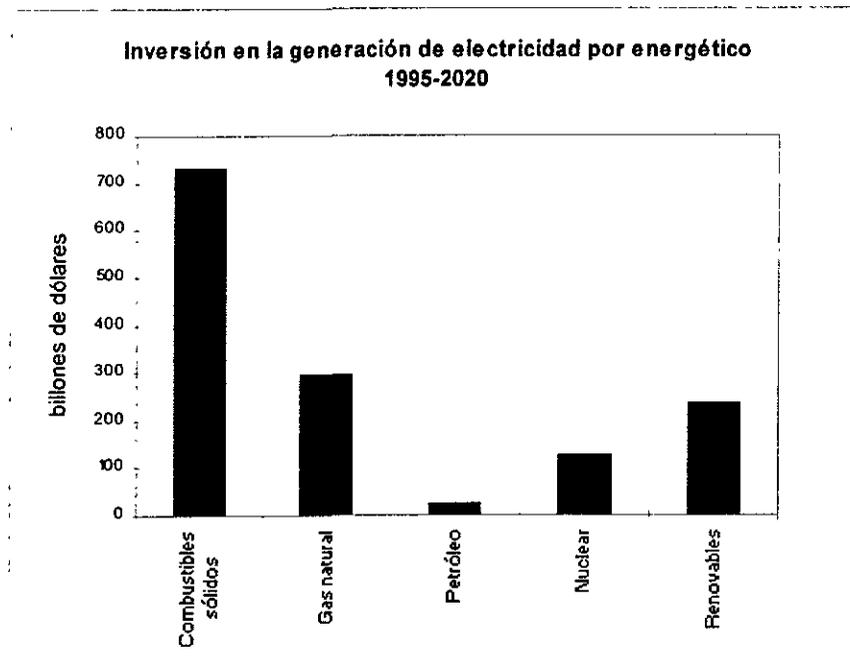


Figura 59. Inversión en la generación de electricidad por energético 1995-2020

El uso de estos energéticos depende en gran medida de la existencia de reservas, de los problemas ambientales que implican el uso de energías con menores emisiones contaminantes y a la aceptación de las fuentes de energía. Uno de los factores que influye en la selección de los combustibles y de las tecnologías de generación es el actual proceso de reforma de la industria eléctrica. Las características de las tecnologías de generación deberán ser adecuadas en un entorno de libre competencia, lo cual traerá consigo la búsqueda de una mayor eficiencia, menores costos de instalación y producción, una rápida puesta en operación, menores emisiones contaminantes, entre las más importantes.

Actualmente las características de la tecnología de las turbinas de combustión y su acoplamiento a las centrales de ciclo combinado permiten la producción de energía eléctrica (y en algunos casos térmica) en pequeña y mediana escala en forma descentralizada. Una de las causas del éxito de las instalaciones de ciclo combinado es la disponibilidad en grandes cantidades de gas natural a precio competitivo como combustible. El gas natural se transporta fácilmente por gasoductos o en grandes distancias marítimas en forma líquida. Algunos países sin recursos de gas natural, pero con severas medidas de protección del medio ambiente como Japón y Corea del sur utilizan instalaciones de ciclo combinado con gas natural licuado importado.

Una de las ventajas del uso del gas natural como combustible en una central de ciclo combinado son los bajos niveles de emisiones contaminantes producidos durante el proceso de combustión comparados con otros combustibles fósiles. Dicha combustión no produce prácticamente  $\text{SO}_2$  y al mismo tiempo se reducen significativamente los niveles de  $\text{CO}_2$  emitidos al medio ambiente.

## 5.5.- GAS NATURAL

El gas natural es una fuente de energía cuya demanda mundial se prevé tendrá un notable incremento en las próximas décadas. De acuerdo al International Energy Outlook 1998 el consumo mundial de gas natural tendrá un crecimiento anual de 3.3% hasta el año 2020, comparado con 2.1% del petróleo y de las energías renovables y 2.2% para el carbón. Según estimaciones de la Energy Information Administration el consumo mundial de gas natural en el año 2020 será de 172 trillones de pies cúbicos, más del doble del consumo registrado en el año de 1995. En la actualidad el gas natural satisface aproximadamente el 25% de las necesidades de energía primaria del mundo. El consumo mundial de energía primaria de los años 1985, 1990 y 1996 de las principales fuentes de energía se muestra en la tabla 18.

Energético	1985	1990	1996
Petróleo	117,335	131,214	138,700
Carbón	87,918	93,939	94,496
Gas natural	62,404	74,001	82,546
Energía nuclear	16,001	21,633	26,012
Hidroelectricidad	7,293	7,929	9,131
TOTAL	290,953	328,718	350,887

Tabla 18. Consumo mundial de energía primaria 1985 -1996 en Petajoules.<sup>1</sup>

En los próximos 25 años se prevé que la demanda de gas natural en los países en vías de desarrollo crezca en un 5.6% anual, comparado con 2.5% de los países industrializados y 2.4% de los países de la ex-URSS y del este de Europa. Se espera que en las próximas décadas la mayor tasa de crecimiento de la demanda de gas natural sea en los países en vías de desarrollo del continente asiático con un crecimiento anual de 7%. En el año 2020 la demanda prevista de gas natural en los países industrializados es de 76 trillones de pies cúbicos; gran parte de este crecimiento se espera en los países de Europa Occidental, los cuales tendrán un crecimiento estimado de 3.8% anual.

Gran parte de la demanda de gas natural se espera en la industria eléctrica mundial. En las próximas décadas se prevé la adición de capacidad de generación a través de turbinas de combustión y de centrales de ciclo combinado las cuales favorecen su consumo. Otro factor relevante es la sustitución en algunos países del combustóleo por gas natural para reducir sus niveles de emisiones contaminantes. La evolución del consumo esperado de gas natural en la industria eléctrica mundial en el periodo 1995-2020 se muestra en la figura 60.

<sup>1</sup> British Petroleum, Statistical Review of World Energy, 1997.

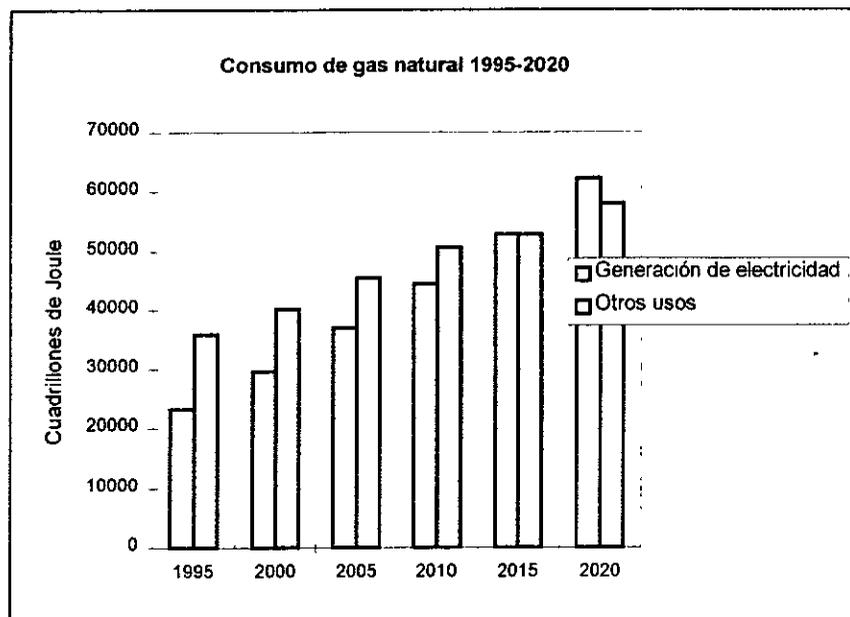


Figura 60. Proyecciones de consumo de gas natural 1995-2020.<sup>2</sup>

A diferencia del petróleo los costos de transporte del gas natural son elevados por lo que la mayor parte de la producción mundial se consume en el país de origen o en una región con la infraestructura necesaria para su transporte, almacenamiento y distribución. Lo anterior propicia la creación de mercados delimitados de consumo y transacción de este energético. Los principales mercados de gas natural son: el mercado americano, el mercado europeo y el mercado asiático. El mercado americano (Estados Unidos) se caracteriza por tener una gran diversidad de participantes y por tener un sistema de regulación y de infraestructura establecido. El mercado europeo corresponde a un oligopolio en el cual existen grandes empresas dedicadas a la compra y a la venta de gas natural y por último, el mercado asiático (Japón) corresponde a un monopsonio en la cual existe un solo comprador y una pluralidad de vendedores.

En Estados Unidos la industria del gas natural, al igual que otras empresas destinadas a proporcionar servicios esenciales al público: energía eléctrica, abastecimiento de agua potable, sistemas de comunicación, etc. se conoce con el nombre de "Public Utility". Debido a la importancia de esta industria su funcionamiento se regula por medio de comisiones federales y estatales, las cuales establecen el precio de venta del gas natural y evitan actividades monopólicas. La industria de gas natural al igual que otras Public Utilities combina las características de monopolio natural de algunas actividades como el transporte a través de gasoductos y, las actividades potencialmente competitivas.

En México el organismo encargado de la regulación del sector energético es la "Comisión Reguladora de Energía" (CRE). La CRE se creó en octubre de 1993 y comenzó sus operaciones en enero de 1994 como un organismo descentralizado de la Secretaría de Energía con autonomía técnica y operativa. El objetivo inicial de la CRE fue

<sup>2</sup> International Energy Outlook 1998. Energy Information Administration. Información obtenida de Internet. Para mayor información consultar: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo98/gas.html>

regular el sector eléctrico a partir de los cambios en la Ley de servicio público de 1992, los cuales permiten la inversión privada en la producción de energía eléctrica. Posteriormente las funciones de la CRE se ampliaron a la regulación del transporte, almacenamiento y distribución de gas natural. Las modalidades que puede adoptar la inversión privada en el sector eléctrico son:

- Generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración y pequeña producción (hasta un megavatio de capacidad en áreas aisladas)
- Generación de energía eléctrica por productores independientes para venta a la Comisión Federal de Electricidad
- Generación de energía eléctrica para su exportación, incluyendo la conducción, transformación y entrega
- Importación de energía para el abastecimiento de usos propios
- Suministro de energía eléctrica por una sociedad cuyo objeto sea la generación de energía eléctrica para satisfacer el autoabastecimiento de sus socios

Existen diversos factores que intervienen en el establecimiento y expansión de la industria del gas natural de un país, entre los principales se encuentran:

#### 1) La existencia de una masa crítica de consumidores potenciales

Los elevados costos de transporte y principalmente de distribución de gas natural hacen necesario la existencia de una fuerte demanda para justificar las inversiones requeridas en la instalación de infraestructura. En la mayoría de los países con reservas de gas natural el sector industrial y la industria eléctrica representan los mayores consumidores potenciales.

El uso del gas natural en la industria eléctrica provee beneficios significativos a ambos sectores. En el sector eléctrico, el gas natural es una fuente de energía limpia y a precios competitivos y, al mismo tiempo, garantiza ingresos que permiten la expansión de la industria del gas natural.

De acuerdo a la "International Pipe Line and Offshore Contractors Association" se espera que en el periodo de 1998 al año 2000 se instalen en el mundo aproximadamente 56,666 km de tubería para transporte de gas natural. Dicha cifra excluye los proyectos de los países de la ex-URSS y China.

#### 2) El precio del gas natural en relación con otros combustibles sustitutos

A diferencia del petróleo cuyos derivados tienen un mercado cautivo en el sector transporte, el grado de utilización del gas natural como combustible depende de su precio en relación con otros energéticos sustitutos. El precio del gas natural debe de ser suficientemente remunerativos para justificar los gastos realizados a lo largo de la cadena gasera. El bajo precio de los energéticos, específicamente del petróleo en su calidad de precio director, restringió durante mucho tiempo el desarrollo y los intercambios internacionales de gas natural, ya que no compensaba los elevados costos

### 3) Aspectos ambientales relacionados con la combustión del gas natural

Hasta la década de los años setenta el consumo de los derivados del petróleo como combustible en la industria eléctrica mundial tuvo un papel relevante. A partir de la crisis de energía de los años setenta y a la creciente preocupación por los problemas ambientales su participación porcentual ha disminuido considerablemente. En la década de los años setenta y ochenta la industria eléctrica mundial optó por el uso de la energía nuclear, sin embargo, el problema del almacenamiento de los desechos radioactivos, los elevados costos por kilowatt instalado así como los largos periodos de construcción desfavorecen a esta fuente de energía en el actual proceso mundial de desregulación de la industria eléctrica. En contraparte las ventajas técnicas de las turbinas de combustión y de las centrales de ciclo combinado favorecen el consumo de gas natural en las próximas décadas.

Uno de los factores que ha propiciado el consumo de gas natural en la generación de energía eléctrica son sus menores niveles de emisiones contaminantes comparados con otros combustibles fósiles. Debido a su composición química, principalmente metano ( $\text{CH}_4$ ), la combustión completa del gas natural está casi libre de bióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ) y partículas, produciendo a su vez menores niveles de bióxido de carbono, monóxido de carbono y óxidos de nitrógeno. Tabla 19.

Emisiones	Gas natural	Petróleo	Carbón
Bióxido de carbono	49.1	70.4	89.6
Monóxido de carbono	7.3	14.1	8.5
Hidrocarburos	0.6	2.1	9.8
Óxidos de nitrógeno	42.7	140.8	355.7
Bióxido de azufre	0.3	426.5	725.1
Partículas	2.1	35.4	1,322.3

Tabla 19. Emisiones contaminantes en Kg por cada 1,000 kJ de energía liberada.<sup>3</sup>

El uso de gas natural en la generación de energía eléctrica es una de las medidas adoptadas por los organismos internacionales para disminuir la producción de  $\text{CO}_2$ , considerado como uno de los gases responsables del calentamiento de la tierra. Además la nula o baja producción de  $\text{SO}_2$  reduce los problemas asociados con la lluvia ácida.

### 4) El actual proceso mundial de desregulación de la industria eléctrica

Uno de los factores que ha impulsado la participación del gas natural en el mercado internacional de energía es el actual proceso de desregulación de la industria eléctrica mundial. La introducción de la producción independiente y la capacidad de producir energía eléctrica por medio de cogeneración favorecen la instalación de turbinas de combustión y de centrales de ciclo combinado que utilizan gas natural como combustible.

<sup>3</sup> United States Environmental Protection Agency; American Gas Association

## 5) La extracción del gas natural asociado al petróleo

Un factor que ha limitado el desarrollo de la industria del gas natural ha sido su extracción conjunta con el petróleo. La mayor renta petrolera se encuentra en la producción de crudo por lo que la extracción y el desarrollo de infraestructura para procesar, transportar y almacenar el gas natural en algunos países es función de los programas de explotación de la industria petrolera. Lo anterior da como resultado la insuficiencia y, en algunos casos, la carencia de estudios de exploración y producción de gas natural seco.

### 5.5.1.- RESERVAS DE GAS NATURAL

El gas natural se encuentra en forma gaseosa o en solución con el petróleo en reservorios naturales. Cuando se encuentra asociado es separado y procesado en forma independiente al petróleo. El gas natural es recuperado en forma gaseosa a condiciones de presión y temperatura ambiente.

Las reservas de gas natural se encuentran en campos gigantes y supergigantes. Los campos gigantes contienen reservas de 85 mil millones a 850 mil millones de metros cúbicos de gas natural, mientras que los campos supergigantes más de 850 mil millones de metros cúbicos. A pesar del gran volumen de gas que contienen los campos supergigantes éstos representan menos del uno por ciento de la reservas mundiales. Los principales campos de gas natural por región son los siguientes:

#### a) Rusia

Los mayores campos de gas natural se localizan en la región occidental de Siberia. El principal campo y el de mayor cantidad de reservas a nivel mundial es el de "Urengoy", descubierto en 1966. Sus reservas iniciales se estimaron en 8.087 billones de metros cúbicos a una profundidad de 1,100 a 1,250 metros. El segundo campo en volumen de reservas es el de "Yamburg", descubierto al norte del círculo ártico. Sus reservas iniciales se estiman en 4.7 billones metros cúbicos de gas natural a una profundidad de 1,000 a 1,210 metros. El desarrollo del campo de Yamburb se inició en la década de los años ochenta. El tercer campo en importancia es el de "Bovanenkovskove" en la península de Yamal al noroeste de Siberia. Sus reservas se estiman en 4.102 billones metros cúbicos a profundidades de 1,190 a 1,475 metros.

El principal campo fuera de la región de Siberia occidental es el campo de "Orenburg" en la región de los Urales. Este campo fue descubierto en 1967 y se estimaron 1.778 billones de metros cúbicos de reservas de gas natural.

#### b) Europa

El principal campo de gas natural en Europa es el de "Groningen" localizado en la costa holandesa. Este campo fue descubierto en 1959 y sus reservas iniciales de gas natural se estimaron en 2.27 billones de metros cúbicos a profundidades de 2,440 a 3,050 metros.

### c) Norteamérica

El principal campo de gas natural en Estados Unidos es el de "Hugoton", descubierto en Kansas en el año de 1927. En la actualidad se han perforado más de 7,000 pozos en una extensión de más de 400 kilómetros abarcando Oklahoma y Texas. Canadá tiene una gran cantidad de reservas de gas natural de las cuales sólo el 17% se ha producido. El campo de mayor importancia es el de "Elmworth" descubierto en Alberta en el año de 1976.

En México la mayor parte del gas natural extraído es gas asociado, principalmente en los estados de Chiapas y Tabasco. Existe también producción de gas natural no asociado, siendo el principal campo de gas natural el de "Burgos" en la región noreste del país. México planea invertir en el campo de Burgos cerca de 2 billones de pesos<sup>4</sup> para duplicar su producción de 500 billones de pies cúbicos producidos en el año de 1997 a 1,000 billones de pies cúbicos de gas natural en el año 2000.

### d) Norte de África, Medio Oriente y Asia.

El principal campo de gas natural de la región norte de África es el de "Hassi R'Mel" en Argelia, descubierto en 1956. Sus reservas iniciales se estimaron en 2.5 billones de metros cúbicos. Existe un enorme potencial de gas natural en el Medio Oriente principalmente en Arabia e Irán. El principal campo de gas natural en Asia es "Arun", descubierto en 1971 al norte de Sumatra. Las reservas iniciales de Arun se estimaron en 383 mil millones de metros cúbicos.

Las regiones en donde se concentran las mayores reservas de gas natural son los países de la ex-URSS y los países del Medio Oriente. En 1996 el 40.5% de las reservas mundiales de gas natural se localizaron en los países de la ex-URSS, el 32.4% en los países del medio oriente, el 6.6% en el continente africano, el 6.4% en Asia y Australasia, el 6% en Norteamérica, el 4.1% en centro y Sudamérica y el 3.8% en los países del continente europeo. Las reservas probadas de gas natural por región en los años 1976, 1986, 1995 y 1996 se muestran en la tabla 20.

	1976	1986	1995	1996
Norte América	8,160	10,240	8,470	8,530
Centro y Sudamérica	2,220	3,220	5,762	5,891
Europa	4,320	6,950	5,480	5,420
Ex-URSS	25,990	43,890	55,980	57,280
Medio Oriente	14,520	26,200	45,234	45,791
África	5,920	5,700	9,470	9,310
Asia y australasia	4,110	6,470	9,300	9,110
TOTAL	65,240	102,680	139,710	141,332

Tabla 20. Reservas probadas de gas natural (MMM m<sup>3</sup>)<sup>5</sup>

<sup>4</sup> Energy Information Administration, Abril 1997

<sup>5</sup> British Petroleum, Statistical Review of World Energy, 1997.

Los países integrantes de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) poseen el 41.2%, de las cuales el 14.9% se localizan en Irán. México se encuentra en el décimo cuarto lugar con 1,916 MMMm<sup>3</sup>, lo cual representa el 1.4% de las reservas probadas mundiales en el año de 1996. La tasa de crecimiento de adición de reservas de gas natural en el mundo en el periodo 1990-1996 fue de 2.9% anual. Tabla 21 muestra las reservas probadas de gas natural por país en el periodo de 1990 a 1996.

Pais	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Ex-URSS	45 306	49 554	54 999	55 982	55 982	55 982	57 273
Irán	17 000	17 000	19 799	20 671	21 000	21 000	21 000
Quatar	4 621	4 587	6 427	7 079	7 079	7 079	7 079
Emiratos Arabes	5 674	5 643	5 793	5 793	5 793	5 793	5 802
Arabia Saudita	5 107	5 211	5 170	5 248	5 249	5 249	5 354
Estados Unidos	4 706	4 794	4 730	4 672	4 599	4 639	4 676
Venezuela	2 992	3 114	3 581	3 650	3 692	3 961	4 009
Argelia	3 247	3 298	3 624	3 624	3 624	3 624	3 689
Irak	2 690	2 690	3 100	3 100	3 100	3 100	3 341
Nigeria	2 474	2 965	3 398	3 398	3 398	3 106	2 965
Malasia	1 611	1 672	1 919	2 171	1 925	1 925	2 271
Indonesia	2 589	1 836	1 823	1 823	1 823	1 951	2 046
Canadá	2 763	2 739	2 710	2 685	2 243	1 898	1 928
México	2 059	2 024	2 009	1 983	1 973	1 937	1 916
Kuwait	1 376	1 359	1 483	1 483	1 483	1 483	1 498
Noruega	1 718	1 718	2 000	1 996	2 008	1 345	1 352
Subtotal	105 940	110 209	122 572	125 956	124 977	124 078	126 204
resto del mundo	13 225	13 762	15 765	16 086	16 048	15 624	15 127
Total	110 166	123 972	138 337	142 043	141 025	139 703	141 332

Tabla 21. Reservas mundiales probadas de gas natural 1990 - 1996 ( MMMm<sup>3</sup>)<sup>6</sup>

### 5.5.2.- PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GAS NATURAL

En el año de 1996 la producción mundial de gas natural fue de 2,231.4 billones de metros cúbicos. Las regiones de mayor producción en dicho año fueron el Norte de América con el 32.7% y los países de la ex.URSS con el 30% del total mundial. La menor producción de gas natural en el año de 1996 se registró en los países de Centro y Sudamérica y de los países del continente africano. La producción de los países de Centro y Sudamérica en 1996 fue la mas baja con tan solo el 3.76% del total mundial,

<sup>6</sup>Citado en el documento Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1997-2006, Secretaria de Energía, México, p.33

mientras que para los países de África de 4 %. Es importante resaltar el hecho que la producción de gas natural de los países del Medio Oriente, en los cuales se concentra el 32.4% de las reservas mundiales probadas de gas natural, en el año de 1996 sea de sólo el 6.7% de la producción mundial.

En 1996 el 54.5 de la producción mundial de gas natural se concentró en dos oferentes. El primero de ellos fueron los países de la ex-URSS con 1,827.9 MMm<sup>3</sup>d y los Estados Unidos con 1,494.3 MMm<sup>3</sup>d, produciendo el 30.0% y el 24.5% del total mundial respectivamente. El tercer mayor productor de gas natural en 1996 fue Canadá con 418 MMm<sup>3</sup>d, 6.8% del total mundial de gas natural. La evolución de la producción de gas natural en el periodo del año 1988 a 1996 por país se muestra en la tabla 22.

País	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Ex-URSS	2 083.3	2 072.1	1 990.7	1 945.8	1 838.6	1 807.7	1 827.9
Estados Unidos	1 408.8	1 398.4	1 405.7	1 425.8	1 484.4	1 465.5	1 494.3
Canadá	272.1	288.8	317.2	343.8	372.3	406	418
Reino Unido	124.9	138.9	141	166.8	178.1	194.8	231.1
Holanda	166	189	188.8	191.8	181.9	175.6	207.1
Indonesia	124.1	141.1	148.4	154	172.3	166.3	181.7
Argelia	134.8	145.5	150.3	153.7	141.4	104.9	180.1
Arabia Saudita	83.6	87.7	92.9	98.4	103.3	85.5	112.8
Noruega	76.2	74.8	80.3	79.2	84.4	96.2	111.7
Irán	63.6	70.7	68.3	74.2	87.1	79.2	104.1
Malasia	48.8	55.9	62.3	68.2	71.5	81.9	96.7
Emiratos Arabes U.	55.1	65.2	60.7	62.7	70.7	81.6	95.6
Venezuela	60.3	60	59	63.8	67.7	77	87.4
México	73.4	76.4	76	76.2	78.6	81.6	85.2
Australia	56.4	59.5	64.2	67.1	77	68.8	81.4
Argentina	48.8	54.5	54.9	59.2	61.1	46	79.2
Subtotal	4 880	4 978.4	4 960.7	5 030.7	5 070.4	5 018.6	5 394.5
Resto del mundo	566.3	562.5	597.3	634	656.4	811.2	702.2
Total	5 446.3	5 540.8	5 557.9	5 664.7	5 726.8	5 829.9	6 096.7

Tabla 22 Producción mundial de gas natural 1990 - 1996 ( MMm<sup>3</sup> d)<sup>7</sup>

La tasa de crecimiento de la producción mundial de gas natural en el periodo 1990-1996 fue de 1.9%. Por país las mayores tasas de crecimiento de la producción de gas

<sup>7</sup>Citado en el documento Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1997-2006, Secretaria de Energía, México, p.34

natural en el periodo mencionado se presentaron en Malasia con un incremento del 12%, el Reino Unido con 10.8% e Irán con 8.6%. En el mismo periodo la producción de los países de la ex-URSS se decrementó en un 2.2%.

En el año de 1996 México registró una producción de gas seco de 85.2 MMm<sup>3</sup>d lo que representó el 1.4% de la producción mundial. La tasa de crecimiento de la producción de gas natural en México en el periodo de 1990 a 1996 fue de 2.5%.

### 5.5.3.- CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL

En el año de 1996 el consumo mundial de gas natural fue de 5,985 MMm<sup>3</sup> diarios, de los cuales el 33.7% se consumieron en los países de Norte América, 24% en los países de la ex-URSS, 19.10% en los países del continente europeo, 10.7% en los países de Asia y Australasia, 6.5% en los países del Medio Oriente, 3.83% en los países de Centro y Sudamérica y 2.18% en los países del continente africano. El consumo de gas natural seco por país en el periodo 1990-1996 se muestra en la tabla 23.

País	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Estados Unidos	1 480.3	1 504.1	1 540.2	1 597.8	1 633.2	1 700.3	1 727.9
Ex-URSS	1 815.6	1 823.8	1 716.4	1 626.6	1 502.2	1 431.2	1 437.7
Reino Unido	144.4	155.6	156	177	184.4	198.9	232.8
Alemania	164.1	172.3	172.1	181.9	186	203.8	228.4
Canadá	169.3	172.6	182.5	187.4	194	194.2	201.4
Japón	140.3	149.9	153	154.2	165.2	167.7	180.6
Italia	118.9	126.3	125.1	128.8	124.1	136.7	142.3
Holanda	94.2	104.4	100.3	103.8	101.1	103.6	113.9
Arabia Saudita	83.6	87.7	92.9	98.4	103.3	104.9	112.8
Irán	62.2	62.2	68.3	72.9	87.1	95.9	104.1
Francia	80.3	83.8	85.8	88.5	84.7	90.1	88.3
Venezuela	60.3	60	59	63.8	67.7	82.2	87.4
México	76.2	75.9	75.7	77.3	80.5	81.4	85.2
Argentina	55.6	60.5	60.9	64.7	66.6	74.2	84.7
Indonesia	55.1	59.5	61.7	65.5	74.8	83.8	82.5
Rumania	84.4	67.7	69.4	69	66.3	65.8	67.8
Subtotal	4 684.7	4 766.3	4 719.4	4 757.5	4 721.1	4 814.8	4 977.9
Resto del mundo	696.2	713.4	755.50	807.7	863	919.5	1 007.4
Total	5 380.8	5 479.7	5 474.9	5 565.2	5 584.1	5 734.2	5 985.2

Tabla 23. Consumo de gas natural por país, 1990-1996 (MMm<sup>3</sup>d)<sup>8</sup>

<sup>8</sup>Citado en el documento Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1997-2006, Secretaria de Energía, México, p.35

La tasa de crecimiento del consumo mundial de gas natural en el periodo de 1990 a 1996 fue de 1.8% anual. Los mayores consumidores de gas natural en 1996 fueron Estados Unidos y los países de la ex-URSS con el 28.9% y 24% respectivamente.

Los países que registraron mayores tasas de crecimiento de su consumo de gas natural en el periodo del año de 1990 a 1996 fueron Irán con el 9.0%, Indonesia con 7.0%, El Reino Unido con 8.3% y Venezuela con el 6.4%. Los países que presentaron caídas apreciables de su consumo interno de gas natural fueron los países de la ex-URSS con el 3.8% y Rumania con el 3.6%.

El consumo de gas natural en México en 1996 fue de 85.2 MMm<sup>3</sup>d, lo que representó el 1.4% del consumo mundial total. La tasa de crecimiento del consumo de gas natural en México en el periodo 1990-1996 fue de 1.9%.

La producción y el consumo de gas natural en los mercados del continente americano, del Medio Oriente y del continente asiático abastece su consumo interno de gas natural. En el caso de los países Europeos el consumo de gas natural excede la producción regional por lo que deben de importarse grandes volúmenes de este energético, principalmente de los países de la ex-URSS y del norte del continente africano. En el caso contrario, la producción de gas natural de los países de la ex-URSS sobrepasa considerablemente el consumo interno, vendiéndose el excedente a los países europeos. La producción y el consumo de gas natural registrado en el año de 1996 por región se muestra en la figura 61.

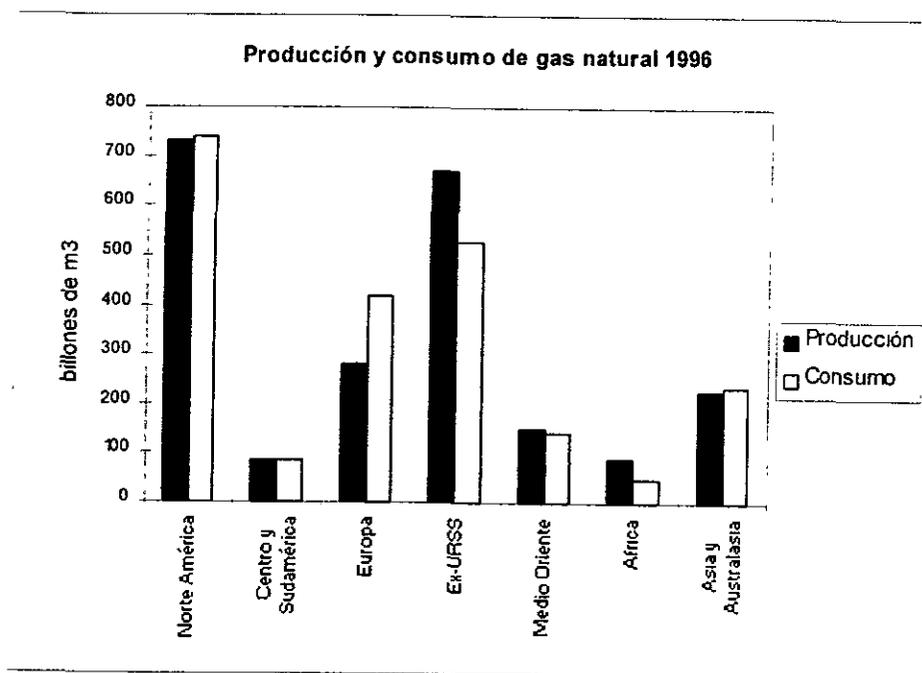


Figura 61. Producción y consumo de gas natural por región en el año de 1996

# CAPITULO 6

# PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO Y DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

## 6.1.- PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO 1997-2006

De acuerdo a la Prospectiva del Sector Eléctrico 1997-2006 se espera que en el año 2001 la demanda de energía eléctrica sea de 161.1 TWh y de 208.2 TWh en el año 2006. La tasa de crecimiento promedio en el periodo 1997-2006 es de 5.5% anual. El intervalo esperado del crecimiento de la demanda en dicho periodo es de 5.3 a 5.8%, es decir, el consumo de energía eléctrica se ubicará entre 203.7 y 212,8 TWh (intervalo de confianza del 80%). La elaboración de los mercados alternos se rige por las perspectivas económicas y demográficas del Plan Nacional de Desarrollo 1995-2000 (PLANADE) y de el Programa Nacional de Financiamiento del Desarrollo 1997-2000 (PRONAFIDE). De acuerdo a los estudios de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) la capacidad instalada requerida en el año 2006 será de 46,896.2 MW, por lo que se requiere incorporar 12,105.2 MW a la capacidad de generación existente en 1996. Los sectores en los cuales se espera una mayor demanda de energía eléctrica en el periodo 1997-2006 son el industrial, comercial y el sector residencial. Tabla 24.

Sector	1987-1996 (%)	1997-2006 (%)	Intervalos de confianza al 80%
Residencial	6.6	4.4	3.7 a 5.0
Comercial	2.9	5.6	4.9 a 6.2
Servicios	1.6	2.9	1.0 a 4.6
Industrial	5.7	6.6	6.3 a 6.8
Agrícola	3.4	-0.1	-1.1 a 0.8
Total (sin exportación)	5.3	5.5	5.3 a 5.8

Tabla 24. Escenario esperado del crecimiento anual de las ventas (%) por sector.<sup>1</sup>

El mercado eléctrico está integrado por 115 zonas y 12 pequeños sistemas aislados, de los cuales 6 intercambian energía eléctrica con los Estados Unidos. Las zonas a su vez se agrupan en 9 Regiones. Las siete primeras regiones se encuentran interconectadas entre sí formando el Sistema Interconectado Nacional (SIN), el cual cubre prácticamente todo el macizo continental y la península de Yucatán. Las Regiones de la península de Baja California permanecen como sistemas independientes debido a que su interconexión con el resto del sistema eléctrico no es técnica ni económicamente justificable. El sistema eléctrico de Baja California se encuentra interconectado a la red eléctrica de los Estados Unidos por medio de dos líneas de transmisión de 230 kV.

La operación de la red de transmisión y el despacho de carga se dirige y supervisa a partir por los centros regionales de control coordinados por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Los centros regionales se encuentran ubicados en las ciudades de: Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey, Guadalajara, México, Puebla y Mérida. La planeación y supervisión del sistema eléctrico de la península de Baja

<sup>1</sup>Prospectiva del sector Eléctrico 1997-2006, Secretaría de Energía, 1997, p.21

California es responsabilidad de un solo centro regional localizado en la ciudad de Mexicali. La tasa de crecimiento promedio de las ventas de electricidad en el periodo de 1987-1996 y la proyección para el periodo 1997-2006 por región se muestran en la tabla 25.

Región	1987-1996 (%)	1997-2006 (%)
Noroeste	5.4	4.6
Norte	5.3	5.3
Noreste	6.3	6.7
Occidental	6.8	6.0
Central	3.1	4.5
Oriental	4.3	4.6
Peninsular	7.4	7.2
Baja California	8.3	7.6
Baja California Sur	6.5	5.3
Total nacional	5.3	5.5

Tabla 25. Crecimiento promedio anual de las ventas de energía eléctrica

La demanda de electricidad se clasifica en: demanda de desarrollo normal y demanda de cargas importantes. La demanda de desarrollo normal depende del crecimiento demográfico regional y corresponde a los usuarios residenciales, comerciales y de servicios. La demanda de cargas importantes se refiere a consumos mayores a 1 MW, principalmente del sector industrial. Las cargas importantes se estiman a partir de solicitudes de nuevos servicios y de la ampliación de capacidad de suministro eléctrico. La demanda máxima de energía eléctrica de una zona se determina utilizando los valores estimados de la energía necesaria bruta y del factor de carga<sup>2</sup>. El pronóstico de los factores de carga se determina por medio de el análisis de los datos históricos, considerando por separado la demanda normal y las cargas importantes.

La demanda máxima bruta de potencia de una área es igual a la suma de las demandas máximas brutas de las zonas en el área, corregida por el factor de diversidad<sup>3</sup> estimado. La tabla 26 muestra los datos históricos y previstos de la demanda máxima, demanda media y demanda base por Región.

<sup>2</sup> Es la relación entre la demanda media y el valor de la demanda máxima de potencia registradas en un periodo dado.

<sup>3</sup> Es la relación entre la suma de las demandas máximas individuales de dos o mas cargas y la demanda máxima del conjunto.

Area		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Noroeste	P	1,648	1,721	1,804	1,911	2,041	2,141	2,254	2,356	2,463	2,568	2,661	2,771	2,894	3,023	3,159
	M	1,077	1,087	1,171	1,224	1,324	1,374	1,447	1,512	1,581	1,649	1,708	1,779	1,857	1,940	2,027
	B	950	947	1,032	1,072	1,166	1,205	1,269	1,326	1,386	1,446	1,497	1,560	1,628	1,700	1,777
Norte	P	1,533	1,565	1,722	1,790	1,887	2,014	2,119	2,251	2,375	2,485	2,579	2,698	2,823	2,951	3,090
	M	1,056	1,092	1,199	1,252	1,343	1,412	1,495	1,595	1,676	1,751	1,817	1,901	1,991	2,083	2,182
	B	951	987	1,083	1,133	1,223	1,280	1,357	1,450	1,522	1,589	1,649	1,725	1,807	1,892	1,982
Noreste	P	3,098	3,150	3,516	3,693	4,005	4,337	4,666	4,940	5,240	5,526	5,850	6,190	6,573	6,961	7,361
	M	2,179	2,288	2,535	2,653	2,920	3,198	3,448	3,631	3,823	4,013	4,234	4,481	4,752	5,036	5,324
	B	1,976	2,098	2,318	2,423	2,681	2,946	3,179	3,342	3,510	3,679	3,876	4,103	4,350	4,611	4,874
Occidental	P	4,011	4,297	4,526	4,688	4,832	5,200	5,532	5,838	6,187	6,488	6,804	7,183	7,595	8,036	8,509
	M	2,813	3,038	3,331	3,375	3,611	3,821	4,053	4,270	4,517	4,738	4,976	5,254	5,557	5,880	6,226
	B	2,548	2,760	3,067	3,085	3,341	3,516	3,727	3,924	4,148	4,351	4,572	4,828	5,107	5,404	5,721
Central	P	5,133	5,388	5,858	5,819	6,273	6,476	6,770	7,032	7,348	7,636	7,900	8,181	8,513	8,859	9,247
	M	3,344	3,448	3,708	3,772	3,949	4,133	4,331	4,511	4,711	4,908	5,076	5,279	5,496	5,726	5,968
	B	2,949	3,020	3,233	3,319	3,435	3,615	3,792	3,954	4,128	4,305	4,452	4,638	4,830	5,034	5,244
Oriental	P	3,540	3,696	3,795	4,352	4,463	4,679	4,902	5,081	5,266	5,426	5,616	5,861	6,127	6,417	6,715
	M	2,274	2,363	2,519	2,700	2,911	3,074	3,213	3,313	3,429	3,534	3,658	3,817	3,390	4,180	4,374
	B	1,994	2,069	2,238	2,335	2,568	2,720	2,840	2,922	3,024	3,116	3,225	3,365	3,518	3,685	3,856
Peninsular	P	587	629	666	671	702	742	790	853	921	984	1,046	1,122	1,198	1,286	1,379
	M	390	412	452	459	467	497	530	565	609	652	692	742	793	851	914
	B	346	364	405	412	416	443	473	501	541	578	614	658	703	755	811
Baja California	P	1,228	1,194	1,318	1,338	1,458	1,372	1,500	1,605	1,710	1,813	1,919	2,039	2,167	2,305	2,452
	M	802	795	839	873	878	821	897	961	1,023	1,084	1,149	1,219	1,296	1,378	1,466
	B	708	707	733	760	749	699	764	819	871	923	978	1,038	1,103	1,173	1,248

Baja California Sur	P	139	128	147	154	164	177	188	201	210	219	229	239	250	261	274
	M	88	86	96	97	109	114	122	130	135	141	147	153	160	168	176
	B	77	77	84	84	97	100	107	115	118	124	128	134	140	147	154
Subtotal	P	20,917	21,768	23,352	24,466	25,825	27,138	28,721	30,157	31,720	33,145	34,604	36,284	38,140	40,099	42,166
	M	14,023	14,610	15,850	16,405	17,512	18,445	19,536	20,489	21,504	22,471	23,455	24,625	25,893	27,242	28,657
	B	12,500	13,029	14,193	14,624	15,675	16,524	17,507	18,353	19,247	20,113	20,992	22,049	23,188	24,401	25,668
Pequeños sistemas	P	14	14	15	16	17	20	24	25	25	26	27	28	29	30	32
	M	7	7	8	8	9	10	12	12	13	13	13	14	14	15	16
	B	6	6	6	6	7	8	9	9	10	10	10	11	11	12	12
Total nacional	P	20,931	21,782	23,367	24,482	25,842	27,158	28,745	30,182	31,745	33,171	34,631	36,312	38,169	40,129	42,218
	M	14,030	14,617	15,858	16,413	17,520	18,455	19,548	20,501	21,517	22,484	23,468	24,639	25,907	27,257	28,673
	B	12,505	13,034	14,199	14,630	15,682	16,532	17,516	18,362	19,257	20,123	21,002	22,060	23,199	24,413	25,680

P= Demanda máxima

M= Demanda media

B= Demanda base

Tabla 26. Historia y estimación de la demanda bruta por área en el periodo 1992-2006 (MW)<sup>4</sup>

<sup>4</sup> Prospectiva del Sector Eléctrico 1997-2006, secretaría de Energía, 1997, p.26.

## 6.2.- CAPACIDAD DE GENERACIÓN EN 1996

A finales de 1996 la capacidad de generación fue de 34,791 MW, de la cual el 26.66% se localizó en la región Oriental, 22.16% en la Occidental, 15% en la Central, 14.23% en la Noreste, .36% en la Noroeste, 4.47% en la Norte, 4% en la de Baja California, 3% en la Peninsular y el 1.12% en la Región de Baja California Sur y en las zonas aisladas. Tabla 27.

La capacidad de generación de energía eléctrica está constituida principalmente por centrales termoeléctricas e hidroeléctricas. En 1996 el 41% de la capacidad de generación de energía eléctrica eran centrales termoeléctricas convencionales, el 28.84% centrales hidroeléctricas, 7.47% centrales carboeléctricas, 6% por la central Dual de Petacalco, el 5.49% por centrales de ciclo combinado, 4.81% por centrales turbogas, 3.76% por la central nucleoelectrica de Laguna Verde, 2.14% por centrales geotérmicas y eólicas y el 0.34% por motores de combustión interna. Figura 62.

Área	H	TC	CC	TG	CI	D	C	G y E	N	Total
Noroeste	941	2,162		155						3,258
Norte	28	1,074	200	253						1,555
Noreste	118	1,685	378	170			2,600			4,950
Occidental	1,797	3,508	218			2,100		88		7,711
Central	1,902	2,474	482	374						5,232
Oriental	5,248	2,217	422	43				38	1,309	9,277
Peninsular		442	212	402	1					1,057
Baja California		620		177				620		1,417
Baja California Sur		113		96	75					284
Zonas aisladas				5	45					50
<b>Total</b>	<b>10,034</b>	<b>14,295</b>	<b>1,912</b>	<b>1,675</b>	<b>121</b>	<b>2,100</b>	<b>2,600</b>	<b>746</b>	<b>1,309</b>	<b>34,791</b>

H= Hidroelectricidad

TC= Termoeléctrica convencional

CC= Ciclo combinado

TG= Turbogas

CI= Combustión interna

D= Dual

C= Carboeléctrica

G y E= Geotérmica y eólica

N= Nucleoelectrica

Tabla 27. Capacidad efectiva por área (MW)<sup>5</sup>

En 1996 se incrementó la capacidad de generación en 1,753 MW con respecto a 1995 debido a la entrada en operación de las unidades 5 y 6 de la central termoeléctrica Adolfo López Mateos (Tuxpan) con 350 MW cada una, de la unidad 4 de la central Carbón II con 350 MW, las unidades hidroeléctricas 1 y 2 de la central Temascal II con 100 MW cada una, la unidad 1 de la central Luis Donaldo Colosio (Huites) con 211 MW y

<sup>5</sup> Prospectiva del sector Eléctrico, Secretaría de Energía, 1997, p.31.

las unidades 1 y 2 de la central Fernando Hiriart (Zimapán) con 146 MW cada una. En 1996 se retiraron 10 MW de la geotermoeléctrica de Los Azufres.

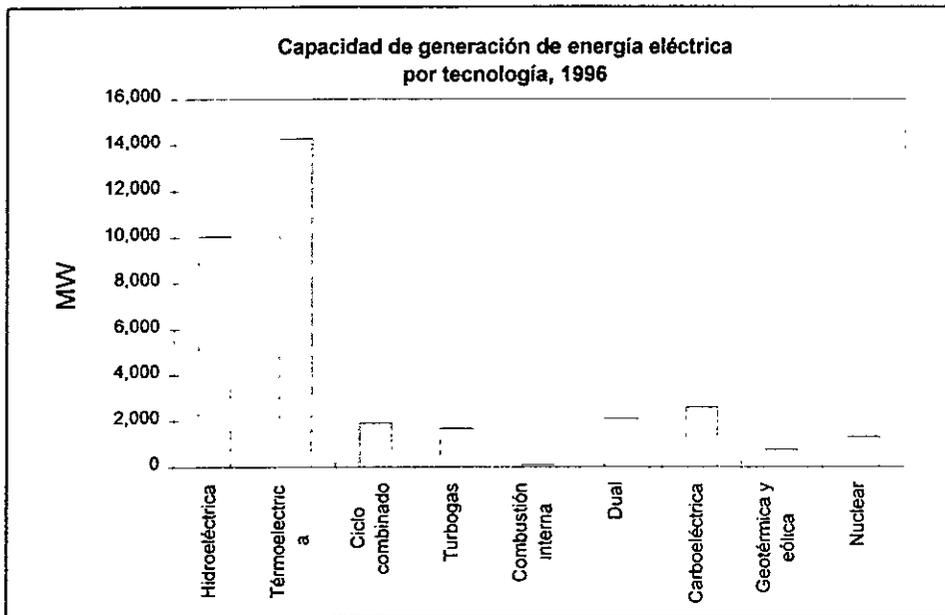


Figura 62. Capacidad de generación de energía eléctrica por tecnología, 1996

Las centrales termoeléctricas convencionales utilizan combustóleo y gas natural. El combustóleo se utiliza en centrales termoeléctricas que se encuentran principalmente en los puertos o en la proximidad de las refinерías de Petróleos Mexicanos. El gas natural se utiliza en las centrales termoeléctricas localizadas en áreas críticas como la zona metropolitana del valle de México y Monterrey; así como en las centrales de ciclo combinado.

El mayor aprovechamiento hidráulico se encuentra en el río Grijalva en el sureste del país. Las centrales que lo integran son: la central Belisario Domínguez (Angostura), M. Moreno Torres (Chicoasén), Malpaso y A. Albino Corzo (Peñitas). La capacidad total del conjunto es de 3,900 MW y representa el 39% de la capacidad hidroeléctrica nacional. Las centrales carboeléctricas del sistema eléctrico nacional se encuentran en el estado de Coahuila con 2,600 MW. La central carboeléctrica J. L. Portillo (Río Escondido) cuenta con una capacidad de 1,200 MW y la de Carbón II, 1,400 MW.

El único proyecto dual del sistema eléctrico nacional es la central "Presidente Plutarco Elías Calles" (Petacalco) con 2,100 MW, localizada en el estado de Guerrero. El mayor aprovechamiento de energía geotérmica es la central de Cerro Prieto con 620 MW (83.3% de la capacidad de generación geotérmica) localizada en las cercanías de Mexicali, Baja California. El 16.7% corresponde a las centrales de Los Azufres, Michoacán y Los Humeros, Puebla. La central nucleoeléctrica de Laguna Verde se encuentra en el municipio de Alto Lucero, Veracruz. La primera unidad entró en operación en el año de 1990 y la segunda en abril de 1995. Ambas unidades tienen una capacidad de 654.5 MW.

Las centrales turbogas y los motores de combustión interna se utilizan como fuentes de energía eléctrica en horas pico o para suministrar electricidad en regiones aisladas. El principal combustible utilizado en los motores de combustión interna es el diesel.

En 1996 se generaron 151,889 GWh, de los cuáles el 58.6% se produjo a través de hidrocarburos, el 20.7% por hidroelectricidad, el 11.7% por carbón, el 5.2% por energía nuclear y el 3.8% por energía geotérmica y eólica. Tabla 28.

Combustible	Producción de electricidad GWh
Hidrocarburos	89,007
Hidroelectricidad	31,441
Carbón	17,771
Nuclear	7,898
Geotérmica y eólica	5,771
Total	151,889

Tabla 28. Producción de energía eléctrica por tipo de combustible, 1996.

#### Capacidad de transmisión del sistema eléctrico nacional

El sistema de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional está integrado por redes de transmisión troncal, de subtransmisión, de distribución de media tensión y redes de distribución de baja tensión. En 1996 el Sistema eléctrico Nacional contabilizó 388,478 km de líneas de transmisión en niveles de tensión de 2.4 a 400 kV. De la cifra anterior el 8.1% correspondió a líneas de 400 y 230 kV, el 10.1% a líneas de 69 a 161 kV y el 81.8% a líneas con tensiones de 2.4 a 34.5 kV. La potencia aparente instalada en 1996 fue de 136,040 MVA, de los cuales 90,478 MVA corresponden a subestaciones de transmisión, 26,220 MVA a distribución de la Comisión Federal de Electricidad y 19,342 MVA a subestaciones de Luz y Fuerza del Centro.

La red de transmisión troncal esta integrada por líneas de transmisión de 400 y 230 kV. Esta red es alimentada por las centrales generadoras y abastece a las redes de subtransmisión y a las instalaciones de 230 kV de algunos usuarios. La longitud de la red de transmisión es de 31,586 km en tensiones de 400 y 230 kV.

La red de subtransmisión abastece a las redes de distribución de media tensión y a cargas de usuarios conectadas en alta tensión de subtransmisión. La longitud de la red de subtransmisión es de 39,174 km en tensiones de 69 a 161 kV.

La red de distribución abastece las redes de distribución de baja tensión y a los usuarios conectados en media tensión de distribución. La longitud de la red de distribución de media tensión es de 317,718 km, incluyendo 9,799 km de líneas subterráneas.

### 6.3.- REQUERIMIENTOS DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN

La proyección de la capacidad de generación se basa en estudios técnicos y de evaluación de proyectos que realiza la CFE. Los proyectos factibles se concentran en un catálogo de proyectos y en un documento que contiene los costos y parámetros de referencia de proyectos típicos de generación y transmisión (COPAR).

Uno de los principales factores en la planeación del sector eléctrico es la reserva de capacidad de generación. La reserva de capacidad se determina en el punto de equilibrio entre los costos asociados a la construcción y operación de dicha capacidad y los beneficios atribuibles a la reducción de las fallas de suministro. La capacidad de reserva depende de la composición de las centrales de generación que lo integran. Los requerimientos de sistemas aislados o débilmente interconectados entre sí, se determinan de manera individual a partir de las demandas máximas y de las curvas de carga de cada sistema. En las próximas décadas se espera la reducción gradual de la reserva de capacidad debido a la incorporación de nuevas centrales de ciclo combinado. Las características técnicas de ésta tecnología permiten reducir los márgenes de reserva sin deteriorar la confiabilidad de suministro.

La planeación del sistema eléctrico que abastece a Baja California se realiza en forma independiente del resto del Sector Eléctrico Nacional. Para el sistema de Baja California se considera la exportación e importación de energía eléctrica con diversas compañías eléctricas del occidente de Estados Unidos. El Sistema de Baja California Sur se planifica como área independiente ya que su interconexión con el resto de la red nacional no es económicamente factible.

La planeación del Sistema Eléctrico Nacional considera la capacidad existente, la capacidad comprometida, la rehabilitación y modernización de algunas unidades generadoras y el retiro de capacidad. La demanda de capacidad se ajusta anualmente considerando los adelantos tecnológicos y los programas de reducción de pérdidas de producción, transmisión y distribución de la energía eléctrica. Algunos de los programas que se consideran en la planeación de la capacidad de generación son: la reducción del consumo de usos propios de las centrales generadoras, la reducción de las pérdidas en las redes de transmisión y distribución, el incremento de la disponibilidad de las unidades generadoras y el fortalecimiento de las redes de transmisión

El programa de expansión de la CFE pretende alcanzar en el año 2006 una capacidad de generación de 46,896.2 MW. En 1996 la CFE cuantificó una capacidad instalada de 34,791 MW y una capacidad comprometida de 3,260.7 MW. En el año 2006 se prevé el retiro de 1,150 MW y una rehabilitación de 66 MW de la actual capacidad de generación. Para alcanzar los 46,896.2 MW se requiere de una capacidad adicional de 9,928.5 MW. La producción de autoabastecimiento y cogeneración en 1996 fue de 8.8 TWh; se espera que ésta se incremente a 20.6 TWh en el año 2006

#### 6.3.1.- CAPACIDAD COMPROMETIDA

La capacidad comprometida al año 2001 es de 3,260 MW en 12 proyectos contemplados en los estados de Chihuahua, Yucatán Michoacán, Baja California, Nuevo León, Sonora, Tamaulipas y Querétaro. Tabla 57

Proyecto	Estado	Situación del proyecto	Tipo	Modalidad de licitación	Capacidad requerida 1998	Capacidad requerida 1999	Capacidad requerida 2000	Capacidad requerida Total	Consumo máximo de gas natural (Mm <sup>3</sup> d)
Samalayuca II 1 y 2	Chihuahua	proceso de construcción	Ciclo combinado	CAT	347.8	173.9	n.a.	521	2,722.1
Mérida III 1 y 2	Yucatán	proceso de construcción	Ciclo combinado	Producción independiente	n.a.	n.a.	499.0	499.0	2,281.8
Maritarr	Michoacán	proceso de construcción	Geotérmica	CAT	n.a.	40.0	n.a.	40.0	n.a.
Cerro Prieto IV	Baja California	licitación en curso	Geotérmica	CAT	n.a.	n.a.	100.0	100.0	n.a.
Rosarito 8 y 9	Baja California	licitación en curso	Ciclo combinado	CAT	n.a.	n.a.	450.0	450.0	2,123.8
Chihuahua	Chihuahua	licitación en curso	Ciclo combinado	CAT	n.a.	n.a.	450.0	450.0	2,123.8
Monterrey	Nuevo León	licitación en curso	Ciclo combinado	CAT	n.a.	n.a.	450.0	450.0	2,123.8
Rosarito 7	Baja California	licitación en curso	Turbo gas	Recursos propios	n.a.	150.0	n.a.	150.0	1,061.9
Hermosillo	Sonora	licitación en curso	Turbo gas	Recursos propios	n.a.	150.0	n.a.	150.0	1,061.9
Río Bravo	Tamaulipas	licitación en curso	Turbo gas	Recursos propios	n.a.	150.0	n.a.	150.0	1,061.9
Huinalá	Nuevo León	licitación en curso	Turbo gas	Recursos propios	n.a.	150.0	n.a.	150.0	1,061.9
Sáuz	Querétaro	licitación en curso	Turbo gas	Recursos propios	n.a.	150.0	n.a.	150.0	1,061.9
Total					347.8	963.9	1,949.0	3,260.7	16,694.5

CAT= Construcción, arrendamiento y transferencia. n.a = No Aplicable

Tabla 29. Programa de unidades generadoras en proceso de construcción o comprometidas.<sup>6</sup>

<sup>6</sup>Prospectiva del mercado de Gas Natural, Secretaría de Energía, 1997, p.84

Estos proyectos se clasifican en: proyectos en proceso de construcción, con licitación en curso y aquellos que se contemplan en el plan de acción inmediata. El financiamiento de éstos últimos es con recursos propios de la CFE. La modalidad de financiamiento de los dos primeros es el de Construcción, Arrendamiento y Transferencia (CAT), exceptuando el proyecto Mérida III que es a través de Productores Independientes. El consumo previsto de gas natural de estos proyectos es de 16,684.5 miles de m<sup>3</sup> por día. Las tecnologías de los proyectos en proceso de construcción o comprometidas son ciclos combinados, turbinas de combustión y centrales geotérmicas..

### 6.3.2.- EXPORTACIÓN E IMPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En el periodo de julio de 1993 a agosto de 1996 el sistema de Baja California importó 70 MW de energía eléctrica de la compañía Southern California Edison. En 1996 la CFE firmó dos contratos con la San Diego Gas and Electric y con la ENRON Power Marketing Inc. para importar 100 y 50 MW respectivamente de cada una de ellas.

En 1996 se importaron para la zona de Ciudad Juárez 150 MW de la compañía El Paso Electric Company (EPE) a través dos enlaces de 115 kV. Para satisfacer los requerimientos de energía eléctrica de 1997 se realizó una licitación para importar 200 MW en verano (mayo a septiembre) y 120 MW para el resto del año.

A partir de 1997 se firmó un contrato de exportación de energía eléctrica con la compañía eléctrica de Belice, incrementando la exportación de 5 a 6 MW. Se espera que a partir de la puesta en operación de la central Mérida III y de la segunda línea de transmisión Ticul a Xel-Ha se exporten 18 MW y 25 MW a partir de la operación en 230 kV de la línea de transmisión Ticul a Xel-Ha.

### 6.3.3.- CAPACIDAD RETIRADA

En la proyección del sector eléctrico en los próximos años se considera el retiro de capacidad por término de su vida útil, la cual es de 35 años de las centrales termoeléctricas y de 25 años para las centrales turbogas.<sup>7</sup> La capacidad de generación retirada en el periodo de 1997-2006 es de 1,150 MW.

### 6.3.4.- CAPACIDAD ADICIONAL

La capacidad de generación adicional requerida en los próximos años es de 9,928.5 MW. Dicha capacidad podrá ser suministrada por inversionistas privados o por la CFE. La ubicación de los proyectos de generación propuestos se basa en la planeación de la expansión del sector eléctrico realizado por la CFE. Sin embargo, está previsto que los inversionistas puedan proponer una ubicación diferente aún cuando esta involucre líneas de transmisión adicionales. Tabla 30. Las bases de la licitación de los proyectos y el punto de interconexión preferente las establecerá la CFE. Las características de los proyectos referentes al tipo de

---

<sup>7</sup> *Prospectiva del Sector Eléctrico, Secretaría de Energía, 1997, p.56*

Proyecto	Ubicación	Tipo	Fecha probable de concurso	Modalidad de licitación	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
PROYECTOS CON ESQUEMA DE PRODUCCIÓN EXTERNA DE ENERGÍA													
El Sauz	Querétaro	CC	1997	PEE				450					
Hermosillo	Sonora	CC	1997	PEE				225					
Rio Bravo	Tamaulipas	CC	1997	PEE				450					
Saltillo	Coahuila	CC	1997	PEE				225					
PROYECTOS CON LICITACIÓN EN TRÁMITE ANTE AUTORIDADES													
La Venta 1 y 2	Oaxaca	EOL	1996			54							
Tres Vírgenes	Baja Calif. Sur	GEO	1996		10								
San Rafael	Nayarit	HID	1997			24							
San Carlos (El Cajete)	Baja Calif. Sur	CITD	1997					37.5		37.5			
Guerrero Negro 6 U' s	Baja Calif. Sur	CITD	1997			18							
El Chinio 1	Michoacán	GEO	1997			50							
PROYECTOS CON ESQUEMA FINANCIERO POR DEFINIRSE													
El Cajón	Nayarit	HID	1998									636	
Tuxpan	Veracruz	CC	1998						450	450			
Monterrey (1)	Nuevo León	CC	1998						450				
Campeche II (2)	Tabasco / Campeche	CC	1998						225				
Altamira (3)	Tamaulipas	CC/C	1998						450		450		450
F. Villa Repotenciación	Chihuahua	CC	1999							249			
Rosarito 10 y 11	Baja	CC	1999							450			



tecnología, combustible, diseño, ingeniería, construcción y ubicación de las instalaciones se definirán de acuerdo a los ordenamientos del artículo 125 del Reglamento de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE). En casos extraordinario, la Secretaría de Energía puede establecer el tipo de energético de los proyectos licitados.

Las reformas a la Ley de Servicio Público realizadas el 25 de julio de 1997 definen los conceptos de cogeneración y autoabastecimiento, eliminan la obligación del consumidor de energía eléctrica de ser socio solidario respecto del permisionario en los proyectos de cogeneración, definen las alternativas para la adquisición por parte de la CFE en caso de emergencia y establecen la oportunidad para los particulares de construir y mantener nuevas líneas de transmisión destinadas para su propio uso.

De acuerdo a la Prospectiva del Sector Eléctrico, en las próximos años se instalarán 9,024 MW de capacidad de generación por medio de centrales de ciclo combinado (90.9%), 660 MW por centrales hidroeléctricas (6.65%), 130.5 MW por medio de motores diesel (1.31%), 60 MW por centrales geotérmicas y 54 MW por centrales eólicas. Este programa implica una demanda de gas natural de 41.56 millones de m<sup>3</sup> diarios en el año 2006. La tasa de crecimiento de la demanda de gas natural de el sector eléctrico en el periodo 1997-2006 es de 20.6% anual. El consumo de gas natural en el año 2006 será de 77,110 miles de m<sup>3</sup> diarios. Tabla 31.

De acuerdo a la Secretaría de Energía el mayor consumo de gas natural en la generación de electricidad en el periodo 1997-2002 se efectuará en la Región Centro de la república mexicana. A partir del año 2002 el consumo de gas natural de la Región Noreste tendrá la mayor demanda de éste energético. Figura 63.

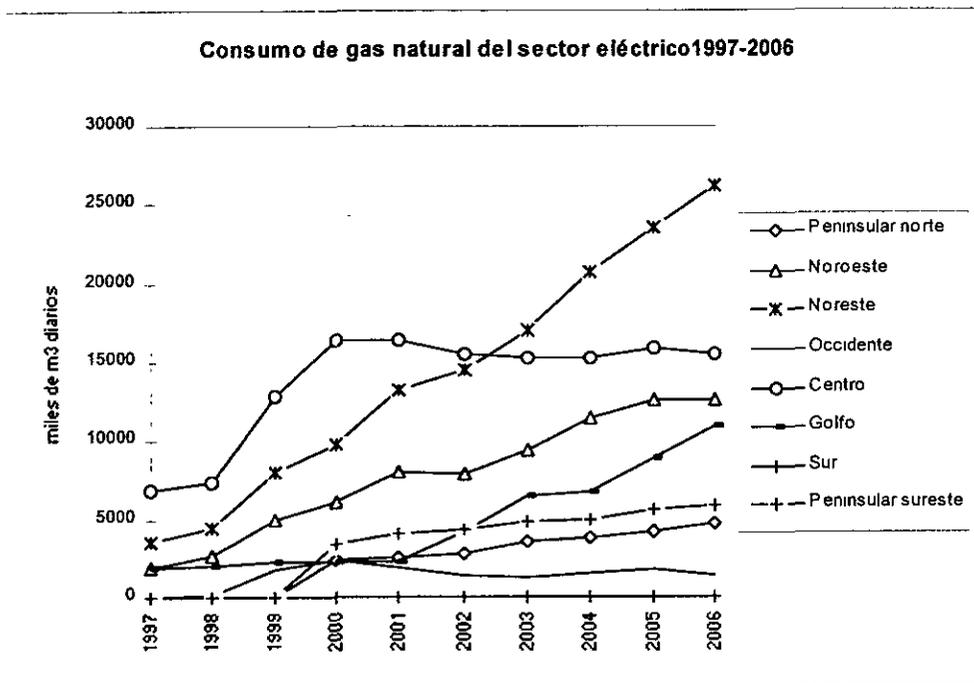


Figura 63. Proyecciones de consumo regional de gas natural 1997-2006

Región	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Peninsular norte	0	0	0	2,352.8	2,533.2	2,825.7	3,498.0	3,826.7	4,145.6	4,652.5
Noroeste	1,896.7	2,608.5	4,905.3	6,096.0	8,035.7	7,906.3	9,466.0	11,472.6	12,589.9	12,543.2
Noreste	3,534.8	4,406.7	7,993.8	9,760.0	13,163.1	14,541.2	16,979.6	20,774.9	23,579.7	26,123.1
Occidente	39.1	71.9	1,836.3	2,441.8	1,887.0	1,448.1	1,297.5	1,506.5	1,764.4	1,461.1
Centro	6,890.6	7,383.6	12,814.2	16,338.8	16,386.9	15,478.2	15,216.6	15,209.0	15,827.1	15,514.5
Golfo	1,903.5	2,021.3	2,252.9	2,317.2	2,251.5	4,208.7	6,455.1	6,747.9	8,899.7	10,981.5
Sur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Peninsular sureste	0	0	0	3,494.3	4,123.2	4,295.9	4,839.9	4,930.2	5,605.0	5,834.1
Total	14,264.6	16,492.0	29,802.6	42,800.8	48,380.7	50,704.3	57,752.7	64,467.7	72,411.4	77,110.0

Tabla 31. Consumo regional de gas natural seco del sector eléctrico 1997-2006.<sup>9</sup>

<sup>9</sup> Prospectiva del Mercado de Gas Natural, Secretaría de Energía, 1997, p. 86.

En el periodo 1997-2006 la Región que tendrá la mayor tasa de crecimiento de la demanda de gas natural es la Occidente con 49.5% anual, seguida de las Regiones Noreste y Noroeste con 24.9% y 23.4% respectivamente.

La notable demanda de gas natural prevista en el sector eléctrico se debe a tres factores. El primero son las normas ambientales que promueven la sustitución de combustóleo por gas natural. El segundo son los proyectos de adición de capacidad de generación por medio de centrales de ciclo combinado y por último, las reformas de la industria eléctrica que permiten la producción de energía eléctrica bajo esquemas de cogeneración, autoabastecimiento y producción independiente de electricidad

De acuerdo a proyecciones de la CFE en el año 2001 se habrá concluido el proceso de sustitución de combustóleo por gas natural. Dicho proceso se inició el 1 de enero de 1998. Tabla 32.

Central	Capacidad (MW)	Demanda máxima de gas natural (miles m <sup>3</sup> diarios)
Tula	1,500	9,883.7
Altamira	616	4,292.6
Salamanca	693	4,677.9
Francisco Villa	300	2,095.7
Monterrey	233	1,861.8
Río Bravo	187	1,258.4
Rosarito	320	2,177.0
Mérida II	168	1,257.8
Felipe Carrillo Puerto	75	594.7
Felipe Carrillo Puerto CC	220	1,494.0
Lerma	150	1,226.7
Nachi-Cocom	49	454.2
Total		31,274.50

Tabla 32. Conversión de centrales térmicas a gas natural seco 1997-2001<sup>1</sup>

#### 6.4.- DEMANDA DE GAS NATURAL EN MÉXICO

El consumo promedio de gas natural seco en 1996 fue 92,707.2 miles de m<sup>3</sup> por día. El principal consumidor fue Pemex con 49,070.9 miles de m<sup>3</sup> (52.9%) seguido por el sector industrial con 27,070 miles de m<sup>3</sup> (29.2%), el sector eléctrico con 13,931.9 miles de m<sup>3</sup> (15%) y el sector residencial y comercial con 2,633.5 miles de m<sup>3</sup> (2.84%). Tabla 33.

<sup>1</sup> Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1997-2006, Secretaría de Energía, 1997, p.83

La tasa de crecimiento de la demanda de gas natural en el periodo de 1991 a 1996 fue de 2.6%. En el año de 1991 el consumo de gas natural del sector eléctrico representó el 14.6% del consumo total. En 1996 el sector eléctrico tuvo un incremento de 1,670.7 miles de m<sup>3</sup> diarios con respecto a 1991. Este incremento se debe principalmente a la sustitución de combustóleo por gas naturales en las centrales termoeléctricas localizadas en zonas críticas: Valle de México, Jorge Luque, Samalayuca y Monterrey.

Sector	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Eléctrico	12,261.2	11,326.7	10,902.0	13,167.4	13,988.4	13,931.9
Petrolero	44,923.1	44,792.9	45,309.7	47,481.5	45,613.6	49,070.9
Autoconsumo	32,730.9	32,972.6	34,553.7	34,547.8	33,355.9	34,241.1
Materia Prima	6,496.7	6,474.0	4,695.7	5,385.4	5,554.6	5,260.8
Recirculaciones	5,695.5	5,346.3	6,060.3	7,548.3	6,703.2	9,569.0
Industrial	24,210.9	24,494.0	22,746.9	23,304.7	25,655.0	27,070.9
Residencial y comercial	2,718.4	2,831.7	2,605.1	2,254.0	1,789.6	2,633.5
Total	84,113.6	83,445.3	81,563.7	86,207.6	87,046.6	92,707.2

Tabla 33. Consumo nacional de gas natural seco por sector 1991-1996<sup>2</sup>

La actividad de mayor demanda de gas natural de Pemex es el autoconsumo. En 1996 el autoconsumo representó el 69.8% del consumo total de Pemex, seguido por las recirculaciones internas con 19.5% y como materia prima en la obtención de productos petroquímicos con 10.7%. La evolución de la demanda de gas natural del sector petrolero en el periodo de 1991 a 1996 se muestra en la figura 64. El consumo de gas natural en la rama industrial en 1996 se concentró en las industrias: siderúrgica, química, minera y del vidrio. Las industrias que tuvieron una mayor tasa de crecimiento en la demanda de gas natural fueron las industrias del aluminio con 12.9% anual, la industria siderurgia con 4.2% y la industria de la cerveza y malta con 3.3% anual. Las industriales que decrementaron su consumo de gas natural en el periodo 1991-1996 fueron la industria del hule con 12.7% anual, las aguas envasadas con 15.1% y la industria de la celulosa y el papel con el 7.3% anual. Tabla 34.

<sup>2</sup> Prospectivas del Mercado de Gas Natural 1997-2006, Secretaría de Energía, 1997, p.65.

Consumo de gas natural del sector petrolero 1991-1996

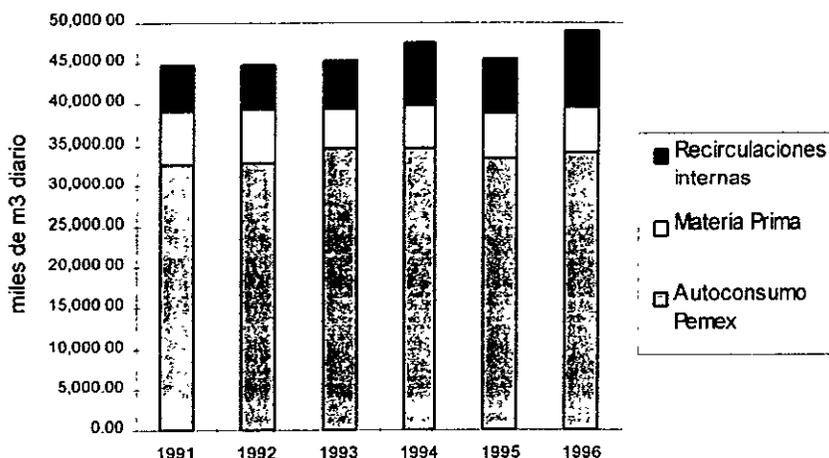


Figura 64. Consumo de gas natural del sector petrolero 1991-1996

Rama	1991	1992	1993	1994	1995	1996 <sup>a</sup>
Siderurgia	5,740.4	5,725.7	5,074.4	5,722.8	6,136.8	7,053.7
Química	3,766.1	3,944.5	3,398.0	3,853.9	3,506.2	3,709.5
Minera	1,503.6	1,642.4	1,466.8	1,540.4	1,626.0	1,735.8
Vidrio	1,860.4	1,936.9	1,679.2	1,492.3	1,294.6	1,452.7
Celulosa y papel	1,784.5	1,452.7	1,206.3	1,262.9	1,119.1	1,220.5
Cemento	657.5	996.8	747.6	673.9	623.5	682.4
Fertilizantes	572.6	458.7	560.7	552.2	518.8	501.2
Cerveza y malta	325.6	406.1	351.1	399.3	289.4	382.3
Aluminio	135.9	196.2	175.6	220.9	224.3	249.2
Hule	235.0	235.0	124.6	147.2	136.5	118.9
Automotriz	127.4	110.4	130.3	130.3	119.8	130.3
Aguas envasadas	141.6	39.6	118.9	127.4	54.7	62.3
Tabaco	17.3	17.0	14.2	14.2	14.7	14.2
Otras ramas <sup>b</sup>	7,342.5	7,331.2	7,699.3	7,161.3	9,990.7	9,758.0
<b>Total</b>	<b>24,210.6</b>	<b>24,494.0</b>	<b>22,746.9</b>	<b>23,304.7</b>	<b>25,655.0</b>	<b>27,070.9</b>

a: estimado

b: Incluye la rama alimenticia, textil, bebidas destiladas, metalmecánica, electrodoméstica, calzado y piel.

Tabla 34. Consumo nacional de gas natural por rama industrial.<sup>3</sup>

<sup>3</sup> Prospectiva del Mercado de Gas natural 1997-2006, Secretaría de Energía, 1997, p.68.

En 1996 el consumo de gas natural del sector residencial y comercial fue de 2,633.5 miles de m<sup>3</sup> diarios, lo cual representó el 2.84% del consumo total nacional de este energético en dicho año. Algunos de los factores que han limitado la introducción del gas natural en el sector residencial son la falta de infraestructura de distribución y el uso en gran escala del gas LP (compuesto de propano y butano). De acuerdo a la Secretaría de Energía la tendencia a largo plazo será la sustitución del gas LP por gas natural, por lo que en los próximos diez años se licitarán proyectos de distribución de gas natural. La tasa de crecimiento del uso de gas natural en los sectores residencial y comercial se prevé será igual a la tasa proyectada de crecimiento de la población de cada Estado de la República. Se espera que en el año 2000 el consumo de gas natural en los sectores residencial y comercial se incremente notablemente, principalmente en la zona metropolitana del Valle de México y en las principales ciudades del norte del país.

#### 6.4.1.- ANÁLISIS DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL POR REGIONES

El documento de Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1997-2006 propone la regionalización del mercado de gas natural en 8 regiones tomando como base la infraestructura de ductos de transporte y distribución, los niveles de consumo, el desarrollo industrial y el crecimiento demográfico y urbano. Los estados que conforman cada una de estas regiones se muestran en la tabla 35.

Región Peninsular norte	Región Noroeste	Región Noreste	Región Occidente	Región Centro	Región Golfo	Región Sur	Región Peninsular sureste
Baja California	Chihuahua	Coahuila	Aguascalientes	D.F.	Tabasco	Chiapas	Campeche
Baja California Sur	Durango	Nuevo León	Colima	Hidalgo	Veracruz	Guerrero	Quintana Roo
	Sinaloa	S.L.P	Guanajuato	México		Oaxaca	Roo
	Sonora	Tamaulipas	Jalisco	Morelos			Yucatán
		Zacatecas	Michoacán	Puebla			
			Nayarit	Querétaro			
				Tlaxcala			

Tabla 35. Regionalización del mercado de gas natural en México

Las regiones de mayor demanda de gas natural en 1996 fueron la región del Golfo, la Región Noreste y la Región Centro, las cuales representaron el 80% del consumo total nacional. El elevado consumo de gas natural en la Región del Golfo se debe a que en ésta se encuentra gran parte de la actividad petrolera nacional (extracción, refinación de destilados y producción de petroquímicos). En el año de 1996 el consumo de gas natural seco en la Región del Golfo fue de 37,759.2 miles de m<sup>3</sup> por día (40.7%). Tabla 36.

La segunda región de mayor consumo de gas natural es la del Noreste. En 1996 se consumieron en la Región Noreste 19,051.5 miles de m<sup>3</sup> diarios (20.5%). El 77.1% de la demanda de gas natural en la Región Noreste se consumió por los sectores industrial y eléctrico. La tercera zona de mayor consumo de gas natural es la Centro. En 1996 se consumieron 15,813.3 miles de m<sup>3</sup> diarios de gas natural (17%). El 87.6% de la demanda de gas natural en la Región Centro se consumió por los sectores industrial y eléctrico. En

1996 el 47.5% del consumo total nacional del gas natural en la industria eléctrica se efectuó en la Región Centro del país.

Región	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Peninsular norte	0	0	0	0	0	0
Noroeste	2,721.6	3,168.7	2,819.0	3,204.8	3,878.7	4,481.5
Noreste	17,851.0	18,269.9	17,264.0	17,689.4	18,093.2	19,051.5
Occidente	6,109.0	6,196.6	5,591.1	5,931.4	6,295.2	6,462.2
Centro	15,295.5	14,342.3	14,071.5	15,558.4	15,845.8	15,813.3
Golfo	35,222.5	34,434.8	33,950.1	34,954.3	34,852.3	37,759.2
Sur	3,003.0	2,859.8	2,608.0	2,448.9	2,535.4	2,321.0
Peninsular sureste	3,911.0	4,173.0	5,260.0	6,420.4	5,546.0	6,818.5
Total	84,113.6	83,445.3	81,563.7	86,207.6	87,046.6	92,707.2

Tabla 36. Consumo nacional de gas natural seco por región 1991-1996.<sup>4</sup>

El consumo de gas natural en la Región Peninsular sureste en 1996 fue de 6,818.5 miles de m<sup>3</sup> diarios (7.3%), en la Región Occidente de 6,462.2 miles de m<sup>3</sup> (6.9%), en la Región Noroeste de 4,481.5 miles de m<sup>3</sup> (4.8%) y en la Región Sur de 2,321 miles de m<sup>3</sup> (2.5%). La tasa de crecimiento de la oferta y de la demanda de gas natural en el periodo de 1991 a 1996 fue de 2.5% y 2.3% respectivamente. La producción de gas natural seco en 1996 satisfizo el 98.3% de la demanda nacional. El déficit entre la demanda y producción de gas natural nacional se cubrió con importaciones. La tabla 37 muestra el balance nacional de gas natural seco en el periodo 1991-1996.

Concepto	1991	1992	1993	1994	1995	1996
ORIGEN	82,789.4	84,995	82,195	86,833.5	87,214.3	93,591.9
Producción PGPB	72,660.9	71,528.2	71,188.4	72,774.2	70,140.7	76,200.5
Producción PEP	2,710.7	2,778.3	3,087.2	4,574.1	5,368.5	5,878.6
Directo de campos	2,773.9	3,609.2	3,813.4	4,246.6	5,390.4	7,831.6
Corrientes suplementarias	0	0	1,359.2	1,699	1,415.8	1,302.6
Importaciones	4,644	7,079.2	2,746.7	3,539.6	4,898.8	2,378.6
DESTINO	83,817.2	83,477.3	81,857.2	86,864	87,663	93,824.1
Sector petrolero autoconsumo	32,730.9	32,972.6	34,553.7	34,547.8	33,355.9	34,241.1
PEP	8,827.6	8,278.6	9,913.3	9,696	9,144.4	10,209.4
Refinación	3,499	3,730.3	3,682.8	3,866.1	3,811.1	3,962.2
Petroquímica	13,155.2	13,601.4	13,252.6	13,249.6	13,711.9	13,352.7
Corporativo	28.3	28.3	31.1	34	34	34
PGPB	7,220.8	7334.1	7,673.9	7,702.2	6,654.4	6,682.8

<sup>4</sup> Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1997-2006, Secretaría de Energía, 1997, p.71.

Sector petrolero materia prima	6,496.7	6,474	4,695.7	5,385.4	5,554.5	5,260.8
Sector petrolero recirculaciones internas	5,695.5	5,346.3	6,060.3	7,548.3	6,703.2	9,569
PEP bombeo neumático	5,695.5	5,346.3	5,687.7	6,254.6	5,424	8,382.3
PEP residual para sellos	0	0	0	868.8	867.8	875.4
PEP vapores planta de líquidos	0	0	372.7	424.9	411.3	311.4
Sector eléctrico	12,261.2	11,326.7	10,902	13,167.3	13,988.5	13,931.9
Sector industrial	24,210.9	24,494	22,746.9	23,304.7	25,655	27,070.9
Sector residencial y comercial	2,718.4	2,831.7	2,605.1	2,254	1,789.6	2,633.5
Empaque	(296.3)	32	151.9	118.4	21.6	97.7
Empaque PEP	(296.3)	32	151.9	90.1	21.6	154.3
Empaque PGPB	0	0	0	28.3	0	(56.6)
Exportaciones	0	0	141.6	538	594.7	1,019.4
Diferencia estadística por consolidación	(1,011)	1,540.5	285.2	(82.8)	(457.4)	(277.5)

Tabla 37. Balance nacional de gas natural seco 1991-1996.<sup>5</sup>

#### 6.5.- DEMANDA ESPERADA DE GAS NATURAL EN EL PERIODO 1997-2006

Las proyecciones de la demanda de gas natural en México en el periodo 1997-2006 considera los datos históricos de consumo de cada sector, los cambios estructurales de la industria del gas natural, el crecimiento de la actividad económica, el crecimiento de la población y la evolución del precio de los energéticos.

Algunos de los factores considerados en la elaboración de la prospectiva del mercado de gas natural son: las normas ambientales que promueven el consumo de combustibles cuya combustión produzca menores emisiones contaminantes, la sustitución del combustóleo por gas natural en las centrales termoeléctricas, los nuevos proyectos de generación de energía eléctrica por medio de centrales de ciclo combinado y de cogeneración (que promueven el uso de gas natural), los programas de sustitución de gas LP por gas natural y los programas de transporte vehicular en la Zona Metropolitana del Valle de México. El consumo nacional de gas natural seco esperado en el año 2006 es de 191,041.1 miles de m<sup>3</sup> diarios. La tasa de crecimiento de la demanda de gas natural en el caso base en el periodo 1997-2006 es de 11.2% anual.<sup>6</sup> Tabla 38.

Los sectores en los cuales se espera la mayor tasa de crecimiento de consumo de gas natural son: el sector eléctrico con 20.6% anual y el sector petrolero con 10.3%. La tasa de crecimiento del sector industrial es de 5.1% anual. Se espera que a partir del año 2004 el sector eléctrico sea el mayor consumidor de gas natural seco en México. La evolución del consumo nacional de gas natural seco en el periodo de 1997-2006 se muestra en la figura 65.

<sup>5</sup>Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1997-2006, Secretaría de Energía, 1997, p.75

<sup>6</sup>Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1997-2006, Secretaría de Energía, 1997, p.78.

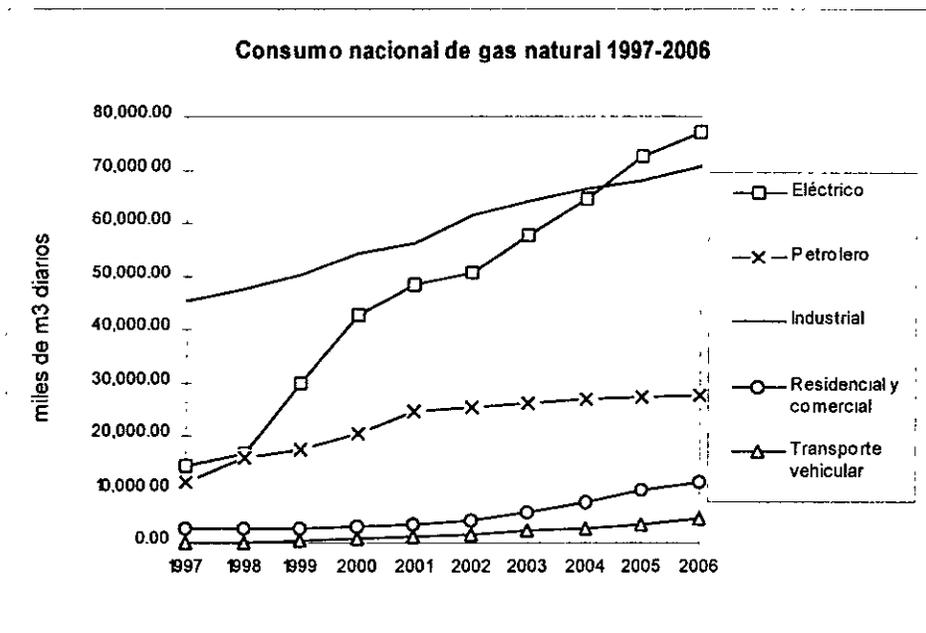


Figura 65. Proyección del consumo nacional de gas natural seco por sector 1997-2006.

Sector	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Eléctrico	14,264.6	16,492.0	29,802.6	42,800.8	48,380.7	50,704.3	57,752.7	64,467.7	72,411.4	77,110.0
Petrolero	11,379.9	15,767.5	17,528.8	20,417.1	24,650.5	25,378.2	25,924.7	26,762.9	27,303.8	27,527.0
Industrial	45,209.4	47,553.4	50,175.1	54,210.9	56,364.1	61,515.3	64,268.2	66,336.7	68,064.7	70,585.0
Residencial y comercial	2,645.3	2,704.8	2,786.0	2,929.8	3,307.5	4,169.4	5,691.2	7,700.2	9,699.0	11,261.0
Transporte vehicular	0	5.7	320.0	640.0	1,076.0	1,625.4	2,194.6	2,775.0	3,372.5	4,556.0
Total	73,499.2	82,523.4	100,612.5	120,998.6	133,778.8	143,392.7	155,831.5	168,042.6	180,851.5	191,041.0

Tabla 38. Proyección de consumo nacional de gas natural por sector 1997-2006. <sup>7</sup>

<sup>7</sup>Prospectiva del Mercado de Gas Natural, Secretaría de Energía, 1997, p.78

## CONCLUSIONES

El proceso de desregulación de la industria eléctrica de los países industrializados, iniciado en la década de los años ochenta, tiene su origen en el incremento de los precios de los energéticos en los años 70's y en las políticas neoliberales que promueven la apertura a la iniciativa privada pero se afirma que también se debe al progreso tecnológico, especialmente al perfeccionamiento de las turbinas de combustión y de las plantas de ciclo combinado, cuyas características disminuyen la importancia de las economías de escala en la generación y, en consecuencia, permiten una apertura a la competencia y a la descentralización, siempre que se disponga del combustible adecuado. Estos cambios de organización también se llevan a cabo en los países en vías de desarrollo inducidos por los organismos internacionales de financiamiento.

El proceso de desregulación y de apertura a la competencia en la generación permite la participación de nuevos actores en el sector eléctrico, principalmente los llamados productores independientes. Se pretende que con la introducción de estos participantes se cree un mercado eléctrico y se reduzca el costo de la energía eléctrica debido a la competencia. Actualmente cerca del 30 % de las nuevas centrales a nivel mundial son construidas por los llamados productores independientes.

El transporte y distribución de electricidad continuarán como monopolios regulados en cada territorio asignado. Las empresas de generación tendrán acceso a la red de transporte y a los consumidores mediante el pago de peaje. La liberalización del sector eléctrico traerá como consecuencia que la determinación de los precios de la energía eléctrica se efectúe en función de los precios definidos por la libre competencia. La apertura de la etapa de generación favorecerá a aquellos proyectos con efectos de retorno más rápido y que permitan la producción descentralizada de energía. Los productores independientes tratarán de recuperar lo más rápido posible sus inversiones y optarán por tecnologías con menores costos de inversión y operación, como es el caso del ciclo combinado.

Los avances tecnológicos, específicamente en las turbinas de combustión y su acoplamiento a las centrales de ciclo combinado facilitan la generación descentralizada de energía eléctrica. Los sistemas de cogeneración y, en especial aquellos acoplados a ciclos combinados tienen un elevado grado de utilización del combustible y por consiguiente, menores costos de operación y emisiones contaminantes. La expansión de las centrales de ciclo combinado ha tenido un fuerte impulso debido al progreso tecnológico de las turbinas de combustión. Las características técnicas de esta máquina térmica: su elevada confiabilidad y rápida puesta en operación la han convertido en el elemento esencial de las centrales de ciclo combinado. El desarrollo de nuevos materiales resistentes a elevadas temperaturas, el perfeccionamiento de los métodos de combustión y de los compresores han hecho posible el incremento de la eficiencia y de la potencia de las turbinas de combustión y a su vez, el aumento del rendimiento de las centrales de ciclo combinado. En el corto plazo las áreas de desarrollo de la tecnología de las turbinas de combustión son: la aerodinámica de los componentes, la eficiencia del proceso de combustión, el desarrollo de materiales y revestimientos de protección y el perfeccionamiento de los sistemas de enfriamiento.

Actualmente las centrales de ciclo combinado alcanzan eficiencias de 50 a 58 % y un aprovechamiento de combustible de casi 90 % en caso de producción combinada de energía térmica y eléctrica. Lo anterior representa no solo beneficios económicos debidos a la reducción de combustible, sino también beneficios ambientales al emitirse a la atmósfera menores emisiones contaminantes. En los próximos años se prevén eficiencias del 60%.

Las centrales de ciclo combinado se distinguen por su bajo costo de inversión, por su estructura modular y por su rapidez de construcción. Los costos de construcción y de mantenimiento son considerablemente inferiores a los de otros tipos de centrales eléctricas. Las centrales de ciclo combinado se caracterizan por plazos de entrega cortos y puesta en servicio escalonada. Los plazos de instalación cortos producen economías de inversión; cuanto más rápidamente pueda una central suministrar electricidad y asegurar ingresos, menores serán los intereses durante la construcción del capital invertido. La sobrecapacidad actual de los fabricantes de turbinas de combustión y la fuerte competencia ha propiciado el decremento de los precios de las turbinas de combustión y de las centrales de ciclo combinado en un 50% en los últimos cuatro años.

El carácter modular de las centrales de ciclo combinado permite reducir la capacidad excedente de generación innecesaria, permitiendo la distribución de los costos de inversión en función del crecimiento real de la demanda de energía eléctrica. Debido a que la construcción de una central de ciclo combinado es compacta, la demanda de espacio necesario para la instalación de este tipo de centrales es considerablemente menor que la necesaria para otras tecnologías. Una de las principales características de una central de ciclo combinado es su menor consumo de agua en relación con una termoeléctrica convencional, ya que este tipo de centrales utiliza en promedio una tercera parte del caudal de agua necesario. Lo anterior representa una economía de costos de operación de la central y su capacidad de instalarse en sitios con recursos de agua limitados.

Algunas de las causas que han favorecido la expansión de las turbinas de combustión son la favorable situación de suministro de gas natural y los precios bajos de este energético. Otro factor que ha favorecido la demanda de gas natural en la industria eléctrica son sus menores emisiones contaminantes en relación con otros energéticos. La combustión de gas natural produce menores niveles de CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> y de partículas con respecto a otros combustibles fósiles. Sin embargo, las elevadas temperaturas durante el proceso de combustión favorecen la formación de NOx; no obstante existen métodos como la inyección de agua o vapor en la cámara de combustión que disminuyen considerablemente la producción de este contaminante.

Los costos de operación de una central de ciclo combinado y, con ello, el beneficio sobre el capital invertido, dependen fuertemente del precio del gas natural. Cerca del 70% de los costos de operación de una central de ciclo combinado se deben al costo del combustible. Una razón importante del éxito de las instalaciones de ciclo combinado es la disponibilidad de gas natural a precio competitivo con respecto a otros combustibles. Se prevé que el aumento de la demanda mundial de gas natural incrementará su costo, sin embargo, en los últimos años la baja del precio del petróleo como precio directo ha mantenido el precio del gas natural en niveles que han favorecido su introducción al sector eléctrico.

La desregulación del sector eléctrico ha permitido a los grandes consumidores de electricidad industrial instalar centrales de ciclo combinado para la producción de electricidad y, en algunos casos de energía térmica para proceso industrial. Las características técnicas de las centrales de ciclo combinado y el amplio rango de capacidades permiten su instalación para satisfacer las necesidades eléctricas y térmicas de industrias, edificios comerciales, unidades habitacionales, universidades y comunidades rurales en forma descentralizada e independiente de los sistemas eléctricos interconectados. El potencial para reducir las emisiones contaminantes, específicamente de CO<sub>2</sub> por medio de centrales de ciclo combinado es de gran relevancia en países fuertemente dependientes del carbón como China y la India.

Las características técnicas de las turbinas de combustión y de las plantas generadoras de ciclo combinado son uno de los factores que han contribuido a facilitar los cambios de organización de la industria eléctrica. Su concepción modular, elevada eficiencia, costos de producción bajos si se dispone de gas natural a bajo precio (como ocurre actualmente en casi todo el mundo) y sus características de operación, que permiten arranques rápidos y de fácil adaptación a los cambios de carga, la han convertido en la tecnología más adecuada para la producción descentralizada de energía

Los avances tecnológicos de las turbinas de combustión y de las centrales de ciclo combinado han tenido como consecuencia la reducción de la escala óptima de las centrales eléctricas y menores costos de generación de energía. Las centrales de ciclo combinado permiten la generación eléctrica con unidades de menor tamaño reduciendo la importancia de las economías de escala. Esta circunstancia permite que pequeñas empresas financien y construyan nuevas instalaciones de generación, las ubiquen en los lugares más convenientes y compitan en un sistema eléctrico descentralizado.

## ANEXO 1

### CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE ALGUNAS TURBINAS DE COMBUSTIÓN

Constructora	Potencia MW
AEG-Kanis	10 - 111
Allison (General Motors)	3 - 5
Alsthom	20 - 116
ASEA Brown Boveri	48 - 146
ASEA-Std	9 - 17
John Brown	10 - 116
Cooper Rolls-Coberra	15 - 26
Daihatsu	1
Deutz	1 - 5
Dresser-Rand	4 - 26
Fiat Aviazione	5 - 128
Garret	1
General Electric	26 - 202
General Electric Marine	4 - 61
Hitachi Zosen	3 - 24
Ishikawajima-Harima	4 - 51
Kawasaki Heavy Industries	1 - 3
Kobe Steel	1 - 6
Kongsberg Dresser	1 - 36
MAN GHH	5 - 9
Mitsubishi	1 - 150
Mitsui Engineering	1 - 32
Niigata Engineering	1 - 8
Nuovo Pignone	5 - 19
Pratt & Whitney, Canada	1 - 3
Rolls-Royce	14 - 20
Ruston	1 - 34
Siemens	105 - 153
Solar	1 - 17
Stewart & Stevenson	1 - 46
Sulzer-Escher Wyss	6 - 22
STI-Sulzer	1 - 6
Textron-Lycoming	1 - 3
Thomassen	10 - 170
Turbomeca Industrial	1
UTC-Turbo	26 - 51
Westinghouse Canada	22 - 42
Westinghouse	108
Yanmar	1 - 2

Tabla 1. Empresas constructoras de turbinas de combustión<sup>1</sup>.

<sup>1</sup>Información obtenida en INTERNET del documento: Gas Turbines (Open Cycle), *World Bank*. Para mayor información consultar: <http://www.virtualglobe.com/html/fdp/em/power/EA/mitigatn/gasturb.htm>

Constructor	modelo	r.p.m.	Potencia kW	CTU	Costo millones de dólares	\$/ KW
Solar	Saturno	22,120	1,080	14,685	0.8	740.74
Turbomeca	M	22,000	1,086	13,125	0.9	828.73
Ruston	Hurricane	27,245	1,575	13,820	1.1	698.41
Allison	501KB5	14,250	3,725	12,317	1.8	483.22
General Electric	LM500	7,000	3,880	11,430	1.9	489.69
Dresser	DC990	7,200	4,200	11,820	2	476.19
Allison	571KA	11,500	5,590	10,650	2.8	500.89
Solar	MARS	8,568	8,840	10,975	4.3	486.43
Nuovo Pignone	PGT10	7,900	9,980	10,500	5.2	521.04
Mitsui	SB60	5,680	12,650	11,460	5.9	466.40
Mitsubishi	MF111A	9,660	12,835	11,175	5.8	451.89
General Electric	LM1600	7,000	13,430	9,560	6.9	513.78
ABB	GT35	3,600	16,360	10,600	8	489
ABB	GT10	7,700	21,800	10,405	9.5	435.78
General Electric	LM5000PD	3,600	33,350	9,390	13.6	407.80
Westinghouse	251 B10A	5,420	42,300	10,600	11	260.05
Westinghouse	251 B12	5,400	47,660	10,420	13	272.77
ABB	GT11N	3,600	83,880	10,370	20.5	244.40
General Electric	7221FA	3,600	161,650	9,243	34	210.33
Westinghouse	501F	3,600	163,530	9,470	34.5	210.97
ABB	GT13E2	3,000	164,300	9,560	36	219.11
General Electric	9311FA	3,000	228,195	9,360	45	197.20
Westinghouse	701F	3,000	235,720	9,280	47	199.39

Tabla 2. Características de algunas turbinas de combustión<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Información obtenida de INTERNET de la página gas-turbines. Para mayor información consultar: <http://www.gas-turbines.com/TRADER/OUTPRICE.htm>. Los datos de la tabla es información actualizada al 5 de julio de 1996.

## ANEXO 2

### CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE LAS CENTRALES DE CICLO COMBINADO DE LAS PRINCIPALES COMPAÑÍAS CONSTRUCTORAS

Frecuencia Hz	Potencia del ciclo combinado Kw	CTU kJ/Kw/h	Eficiencia %	Numero y modelo de turbina combustión	Potencia turbina de combustión Kw	Potencia turbina de vapor Kw
50/60	171,000	6,960	51.7	1xGT11N2	115,000	56,000
50	485,100	6,730	53.5	2xGT13E2	318,600	166,500
50	727,500	6,730	53.5	3xGT13E2	477,900	249,600
60	271,000	6,170	58.3	1xGt24	170,000	97,000
50	393,000	6,140	58.5	1xGT26	257,000	140,000
50/60	77,700	7,140	50.4	1xGT8C	52,800	24,900
50/60	83,000	7,070	50.9	1xGT8C2	57,200	26,000

Tabla 1. ABB Power Generation Ltd.<sup>1</sup>

Frecuencia Hz	Potencia del ciclo combinado Kw	CTU kJ/Kw/h	Eficiencia %	Numero y modelo de turbina combustión	Potencia turbina de combustión Kw	Potencia turbina de vapor Kw
50/60	90,425	6,976	51.6	1xV64.3	60,666	32,000
50/60	101,000	6,679	53.9	1xV64.3A	67,500	36,000
50	238,500	6,884	52.3	1xV94.2	154,000	89,000
50	354,000	6,295	57.2	1xV94.3A	233,000	125,000
50/60	183,000	6,905	52.1	2xV64.3	122,000	64,000
50/60	208,000	6,522	55.2	2xV64.3A	135,000	76,000
50	478,470	6,853	52.5	2xV94.2	308,000	178,000
50	706,000	6,315	57	2xV94.3A	466,000	249,000
50	719,580	6,846	52.6	3xV94.2	462,000	269,480

Tabla 2. Ansaldo Energía.<sup>2</sup>

Frecuencia Hz	Potencia del ciclo combinado Kw	CTU kJ/Kw/h	Eficiencia %	Numero y modelo de turbina combustión	Potencia turbina de combustión Kw	Potencia turbina de vapor Kw
50	127,298	7,369	48.85	2xTG20B7/8U	50,070	38,614
60	32,810	6,849	52.56	1xLM2500	10,280	22,530
50	31,670	6,921	52.01	1xLM2500	10,460	21,210

<sup>1</sup>Información obtenida de la página: Diesel & Gas Turbine, para mayor información consultar:  
<http://www.dieselpub.com/catalog/combinedtl.asp'mftname=A+B+B+A>

<sup>2</sup>Información obtenida de la página: Diesel & Gas Turbine, para mayor información consultar:  
<http://www.dieselpub.com/catalog/combinedtl.asp'mftname=Ansaldo>

50	406,894	7,156	50.30	2xTG50D5	134,850	13,022
50	428,672	7,124	50.53	2xTG50D5S	143,140	142,766
60	54,393	6,746	53.36	1xLM6000	14,600	39,793
50	765,196	6,335	56.82	2x701F	267,670	248,763
50	152,136	7,065	50.95	2xTG20B11/12	55,050	48,543
50	53,796	6,822	52.76	1xLM6000	14,600	39,196

Tabla 3. Fiat Avio S.p.A.<sup>3</sup>

Frecuencia Hz	Potencia del ciclo combinado Kw	CTU kJ/Kw/h	Eficiencia %	Numero y modelo de turbina combustión	Potencia turbina de combustión Kw	Potencia turbina de vapor Kw
50/60	59,800	7,390	48.7	1xMS6001B	38,300	22,500
50/60	107,400	6,775	53.2	1xMS6001FA	69,100	40,100
60	130,200	7,175	50.2	1xMS7001EA	83,500	48,700
60	262,600	6,425	56.0	1xMS7001FA	170,850	95,600
50	189,200	6,935	52.0	1xMS9001EA	121,600	70,400
50	259,300	6,660	54.0	1xMS9001EC	166,600	96,600
50	390,800	6,350	56.7	1xMS9001FA	254,100	141,800
50/60	121,400	7,285	49.4	2xMS6001B	76,600	46,700
50/60	217,000	6,705	53.7	2xMS6001FA	137,800	83,700
60	263,600	7,070	50.9	2xMS7001EA	167,000	100,700
60	529,900	6,375	56.5	2xMS7001FA	341,700	195,800
50	383,700	6,840	52.7	2xMS9001EA	243,200	146,100
50	522,600	6,615	54.4	2xMS9001EC	333,200	197,600
50	786,900	6,305	57.1	2xMS9001FA	508,200	289,200
60	243,900	7,245	49.7	4xMS6001B	153,200	94,700
50	243,100	7,275	49.5	4xMS6001B	153,200	93,900

Tabla 4. GE Power Systems.<sup>4</sup>

Frecuencia Hz	Potencia del ciclo combinado Kw	CTU kJ/Kw/h	Eficiencia %	Numero y modelo de turbina combustión	Potencia turbina de combustión Kw	Potencia turbina de vapor Kw
60	124,100	7,310	49.2	1x11N	80,200	43,900
60	249,600	7,270	49.5	2x11N	160,400	89,200
60	376,500	7,230	49.8	3x11N	240,600	135,900
60	507,100	7,160	50.3	4x11N	320,800	186,300
50	216,800	7,005	51.4	1x13E	142,200	74,600
50	437,800	6,935	51.9	2x13E	284,400	153,400

<sup>3</sup>Información obtenida de la página: Diesel & Gas Turbine, para mayor información consultar: <http://www.dieselpub.com/catalog/combinedtl.asp?mftname=FiatA>

<sup>4</sup>Información obtenida de la página: Diesel & Gas Turbine, para mayor información consultar: <http://www.dieselpub.com/catalog/combinedtl.asp?mftname=GE+POWER>

50	656,800	6,935	51.9	3x13E	426,600	230,200
50	876,400	6,935	51.9	4x13E	568,800	307,600
50	238,400	6,925	52.0	1x13E2	158,500	79,900
50	482,700	6,840	52.6	2x13E2	317,000	165,700
50	726,000	6,820	52.8	3x13E2	475,500	250,500
50	969,000	6,815	52.8	4x13E2	634,000	335,000
50/60	16,370	8,591	41.9	2xM7A-01	11,080	5,290

Tabla 5. Kawasaki Heavy Industries, Ltd.<sup>5</sup>

Frecuencia Hz	Potencia del ciclo combinado Kw	CTU kJ/Kw/h	Eficiencia %	Numero y modelo de turbina combustión	Potencia turbina de combustión Kw	Potencia turbina de vapor Kw
50/60	32,810	8,489	42.4	1xSB120	22,340	10,470
50/60	7,700	9,459	38.1	1xSB30	5,060	2,640
50/60	17,650	8,681	41.5	1xSB60	12,270	5,380

Tabla 6. Mitsui Engineering & Shipbuilding Co., Ltd.<sup>6</sup>

Frecuencia Hz	Potencia del ciclo combinado Kw	CTU kJ/Kw/h	Eficiencia %	Numero y modelo de turbina combustión	Potencia turbina de combustión Kw	Potencia turbina de vapor Kw
50/60	59,300	7,480	48.1	1xMS60001B	38,600	22,000
50/60	105,700	6,990	51.5	1xMS6001FA	69,000	38,300
50	186,000	7,030	51.2	1xMS9001E	122,000	67,000
50	259,600	6,730	53.5	1xMS9001EC	169,200	96,000
50	345,000	6,605	54.5	1xMS9001FA	223,000	127,000
50/60	28,300	8,090	44.5	2xPGT10	19,000	10,000
50/60	80,400	8,150	44.2	2xMS5001	51,600	30,000
50/60	119,500	7,420	48.5	2xMS60001B	77,200	44,800
50/60	217,500	6,790	53	2xMS6001FA	138,000	83,000
50	374,000	6,990	51.5	2xMS9001E	244,000	135,500
50	103,000	7,000	51.4	2xLM6000	75,200	30,000

Tabla 7. Nuovo Pignone SpA.<sup>7</sup>

<sup>5</sup>Información obtenida de la página: Diesel & Gas Turbine, para mayor información consultar: <http://www.dieselpub.com/catalog/combinedtl.asp?mfrname=Kawasaki>

<sup>6</sup>Información obtenida de la página: Diesel & Gas Turbine, para mayor información consultar: <http://www.dieselpub.com/catalog/combinedtl.asp?mfrname=MITSUI+ENG>

<sup>7</sup>Información obtenida de la página: Diesel & Gas Turbine, para mayor información consultar: <http://www.dieselpub.com/catalog/combinedtl.asp?mfrname=NUOVO>

Frecuencia Hz	Potencia del ciclo combinado Kw	CTU kJ/Kw/h	Eficiencia %	Numero y modelo de turbina combustión	Potencia turbina de combustión Kw	Potencia turbina de vapor Kw
50/60	36,616	7,400	48.7	1xRB211	26,465	11,000
50/60	62,680	6,963	51.7	1xTrent	49,600	14,440

Tabla 8. Rolls-Royce<sup>8</sup>

Frecuencia Hz	Potencia del ciclo combinado Kw	CTU kJ/Kw/h	Eficiencia %	Numero y modelo de turbina combustión	Potencia turbina de combustión Kw	Potencia turbina de vapor Kw
50/60	90,000	6,990	51.5	1xV64.3	61,000	31,000
60	163,000	6,990	51.5	1xV84.2	105,000	60,000
50	238,000	6,910	52.1	1xV94.2	154,000	87,000
50/60	183,000	6,900	52.2	2xV64.3	122,000	65,000
50/60	205,000	6,620	54.4	2xV64.3A	135,000	73,000
60	329,000	6,940	51.9	2xV84.2	210,000	124,000
60	499,000	6,330	56.9	2xV84.3A	330,000	176,000
50	478,000	6,885	52.3	2xV94.2	308,000	177,000
50	705,000	6,315	57.0	2xV94.3A	466,000	249,000
50/60	276,000	6,845	52.6	3xV64.3	183,000	99,000
50/60	309,000	6,580	54.7	3xVg4.3A	202,500	112,000
60	494,000	6,925	52.0	3xV84.2	315,000	186,000
50	718,000	6,870	52.4	3xV94.2	462,000	267,000

Tabla 9. Siemens AG<sup>9</sup>

Frecuencia Hz	Potencia del ciclo combinado Kw	CTU kJ/Kw/h	Eficiencia %	Numero y modelo de turbina combustión	Potencia turbina de combustión Kw	Potencia turbina de vapor Kw
50/60	28,700	8,175	44.0	2xMars100	21,390	7,310
50/60	43,100	8,155	44.1	3xMars	32,085	11,015
50/60	57,400	8,145	44.2	4xMars	42,780	14,620
50/60	71,100	8,140	44.2	5xMars100	53,475	17,475

Tabla 10. Solar Turbines Incorporated.<sup>10</sup>

<sup>8</sup>Información obtenida de la página: Diesel & Gas Turbine, para mayor información consultar: <http://www.dieselpub.com/catalog/combinedtl.asp?mftname=RollsA>

<sup>9</sup>Información obtenida de la página: Diesel & Gas Turbine, para mayor información consultar: <http://www.dieselpub.com/catalog/combinedtl.asp?mftname=SIEMENS+A>

<sup>10</sup>Información obtenida de la página: Diesel & Gas Turbine, para mayor información consultar: <http://www.dieselpub.com/catalog/combinedtl.asp?mftname=SOLAR>

Frecuencia Hz	Potencia del ciclo combinado Kw	CTU kJ/Kw/h	Eficiencia %	Numero y modelo de turbina combustión	Potencia turbina de combustión Kw	Potencia turbina de vapor Kw
50/60	110,650	6,610	54.5	1xMS6001F	70,140	41,320
50	191,140	6,880	52.3	1xMS9001E	123,400	68,770
50	194,520	6,760	53.3	1xMS9001E	123,400	72,420
50	265,360	6,600	54.5	1xMs9001EC	168,700	98,270
50	353,460	6,470	55.6	1xMS9001FA	226,500	129,030
50/60	38,400	6,930	51.9	1xLM2500PK	26,700	11,700
50/60	45,800	7,360	48.9	1xLM5000PC	33,700	12,100
50/60	55,100	6,920	52.1	1xLM6000PC	41,600	13,500
50/60	61,720	7,180	50.1	1xMS6001B	39,160	22,560

Tabla 11. Thomasen Power Systems.<sup>11</sup>

Frecuencia Hz	Potencia del ciclo combinado Kw	CTU kJ/Kw/h	Eficiencia %	Numero y modelo de turbina combustión	Potencia turbina de combustión Kw	Potencia turbina de vapor Kw
50	71,480	7,449	48.33	1x1251B11	47,600	25,050
50	142,730	7,461	48.26	2x1251B11	95,200	49,860
60	71,480	7,449	48.33	1x1251B12	47,600	25,025
60	142,730	7,461	48.26	2x1251B12	95,200	49,860
60	320,430	7,053	51.05	2x1501D5	213,280	112,030
60	159,840	7,069	50.93	1x15601D5	106,640	55,640
60	354,900	7,019	51.29	2x1501D5A	237,000	123,310
60	176,880	7,041	51.13	1x1501D5A	118,500	61,080
60	256,400	6,407	56.19	1x1501F	162,830	96,690
60	515,910	6,368	56.54	2x1501F	325,650	196,530
60	349,090	6,170	58.35	1x1501G	229,000	123,980
60	700,260	6,152	58.52	2x1501G	458,010	250,040
50	396,150	7,265	49.56	2x1701D	268,940	133,250
50	197,240	7,296	49.35	1x1701D	134,470	65,780
50	356,090	6,530	55.14	1x1701F	239,040	121,380
50/60	37,390	7,116	50.59	1x1RB211	26,280	11,720
50/60	75,690	7,030	51.21	2x1RB211	52,560	24,370
50/60	127,200	6,936	51.91	2x1TRENT	97,480	31,790
50/60	64,360	6,966	51.68	1xTRENT	48,740	15,620

Tabla 12. Westinghouse Electric Corporation.<sup>12</sup>

<sup>11</sup>Información obtenida de la página: Diesel & Gas Turbine, para mayor información consultar: <http://www.dieselpub.com/catalog/combinedtl.asp?mfrname=Thomasen+Power+Syst>

<sup>12</sup>Información obtenida de la página: Diesel & Gas Turbine, para mayor información consultar: <http://www.dieselpub.com/catalog/combinedtl.asp?mfrname=WESTINGHOUSE+ELEC>

## ANEXO 3

### REFORMAS A LA INDUSTRIA DE GAS NATURAL EN MÉXICO

Desde los años ochenta se ha promovido una profunda transformación mundial de la industria del gas natural con el fin de crear una estructura de libre mercado. El proceso de desregulación de la industria de gas natural ha sido fuertemente impulsado en Estados Unidos y Canadá. En Estados Unidos los cambios regulatorios han permitido que las fuerzas de la oferta y la demanda regulen el mercado interno de gas natural. En Canadá el proceso de desregulación se encuentra en sus últimas etapas y la competencia se ha extendido a todas las regiones del país. En México se han realizado reformas que pretenden introducir la inversión privada en la industria con el objetivo de alcanzar un desarrollo balanceado entre los productores, importadores y consumidores de gas natural, para promover una mayor eficiencia del mercado de gas natural e incrementar el uso de éste energético.

En 1995 el gobierno mexicano realizó reformas a la "Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo Petrolero" las cuales permiten a los particulares la construcción, operación y propiedad de sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural. De acuerdo al Artículo 27 Constitucional la explotación y procesamiento de gas natural, al igual que los demás hidrocarburos, son actividades exclusivas del estado a través de Petróleos Mexicanos. Sin embargo, el transporte, almacenamiento, distribución y la importación de gas natural pueden realizarlos particulares en los términos de las disposiciones técnicas y regulatorias aplicables.

El 31 de octubre de 1995 se publicó en el "Diario Oficial de la Federación" la Ley de la Comisión reguladora de Energía, la cual la define como un órgano independiente de la Secretaría de Energía con autonomía técnica y operativa. El 8 de noviembre del mismo año se expidió el "Reglamento de Gas Natural", el cual establece los principios de regulación y marca las disposiciones que rigen tanto la participación del gobierno mexicano, por medio de Pemex, y la participación de los particulares en la industria del gas natural en México.

Los organismos directores de la industria de gas natural en México son la Secretaría de Energía (SE) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Las principales funciones de la Secretaría de Energía son: la conducción de la política energética, la aplicación de los derechos de la nación en materia de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, la dirección de las entidades del sector de la energía en la explotación y transformación de los recursos energéticos, la promoción de la iniciativa privada en las actividades consideradas no estratégicas del sector energético y la planeación energética, estableciendo los objetivos económicos y sociales del sector energético nacional.

Las principales funciones de la CRE son la aprobación de los términos y condiciones de las ventas de primera mano<sup>1</sup> de gas natural, la expedición de las metodologías para la determinación de su precio máximo, la aprobación

---

<sup>1</sup> La primera enajenación de gas de origen nacional que realice PEMEX a un tercero para su entrega en territorio nacional.

de los términos y condiciones a que deberán sujetarse el transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, la expedición de las directivas que establecen las metodologías para el cálculo de las tarifas, la determinación de los centros de población como zonas geográficas para fines de distribución de gas natural, el otorgamiento y revocación de permisos y autorizaciones para las actividades reguladas de distribución, almacenamiento y transporte de gas natural, la supervisión del cumplimiento de las disposiciones y la resolución e imposición de sanciones administrativas.

La explotación y procesamiento de gas natural se llevará a cabo por Petróleos Mexicanos a través de sus subsidiarias Pemex Exploración y Procesamiento (PEP), Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y Pemex Internacional (PMI). Los ductos para la extracción, producción y procesamiento de gas natural seguirán en propiedad de Pemex. Para ofrecer el servicio de transporte Pemex solicitará a la CRE el permiso necesario, sujetándose a los procedimientos que señala el Reglamento de Gas Natural.

El consumo de gas natural en la generación de energía eléctrica esta integrado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (LFC) y por los productores independientes. La figura 1 muestra un esquema de los actores del mercado de gas natural en México

#### PARTICIPANTES EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

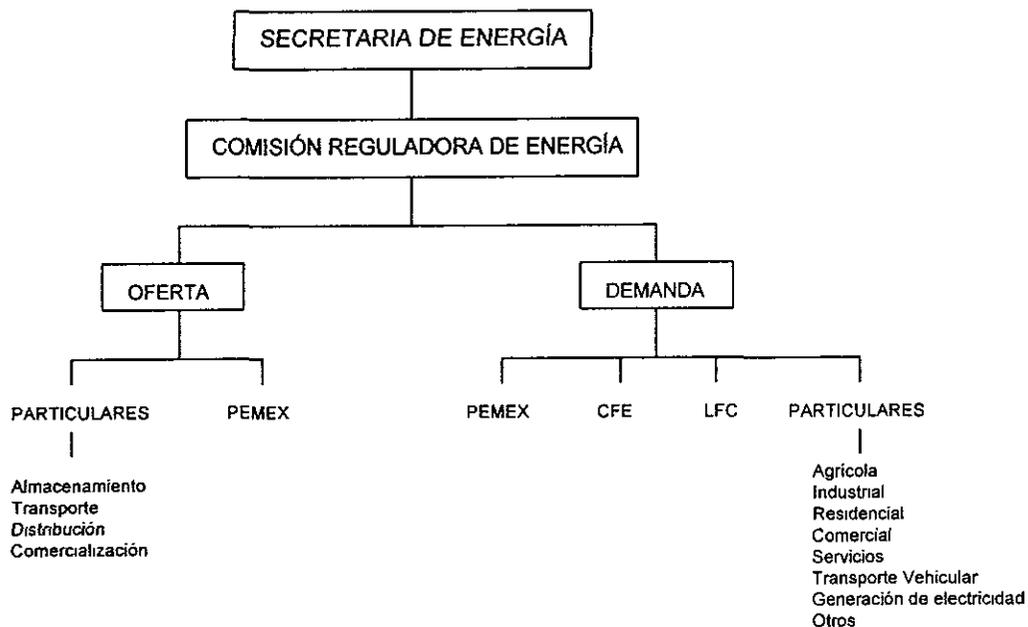


Figura 1. Participantes en la industria de gas natural en México

#### Reglamento de gas natural

El Reglamento de Gas Natural se deriva de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. Dicho reglamento tiene por objeto regular las ventas de primera mano y las actividades y servicios de gas natural que no formen parte de la industria petrolera. La aplicación del Reglamento de Gas Natural corresponde a la

Comisión Reguladora de Energía a través de directivas y resoluciones. El Reglamento de Gas Natural está integrado por capítulos relativos a las ventas de primera mano, otorgamiento de permisos para las actividades reguladas, la transferencia, modificación, extinción, revocación de los mismos, prestación de servicios, tarifas, precio de venta al usuario final, transporte y almacenamiento para usos propios, sanciones y disposiciones finales.

Los objetivos generales del Reglamento de Gas Natural son promover la competencia en la industria, evitar la discriminación de los servicios, garantizar el acceso a los servicios de transporte y de distribución en ductos, diversificar los mercados y procurar una menor integración vertical.

El Reglamento de Gas natural establece que los permisos del servicio de transporte se otorgarán para una capacidad y un trayecto, sin conferir exclusividad y en condiciones de acceso abierto. Los permisos de distribución se otorgarán sólo para una zona geográfica y el primero de ellos conferirá una exclusividad de 12 años.

Los permisos de distribución de gas natural serán otorgados a través de una licitación pública emitida por la CRE en el Diario Oficial de la Federación en el cual se definirá el proceso de venta. La CRE recibirá y evaluará las propuestas técnica y económicamente y emitirá su fallo otorgando los permisos correspondientes. Los permisos de transporte y almacenamiento no requieren de procesos de licitación y se otorgarán mediante una solicitud que se presentará a la CRE.

La CRE regulará la industria del gas natural a través de normas oficiales mexicanas (NOM' s), directivas, resoluciones y permisos. La emisión de las normas oficiales mexicanas corresponde a la Secretaria de Energía con base en las propuestas del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural. Dicho Comité es presidido por la CRE y está integrado por dependencias del sector público, instituciones de educación superior y por colegios de profesionistas. Entre las principales normas oficiales mexicanas se encuentran:

- **NOM-001-SECRE-1997:**  
Determina las características y las especificaciones del gas natural que se inyecte a los sistemas de transporte y distribución
- **NOM-002-SECRE-1997:**  
Especifica las características de las instalaciones de aprovechamiento de gas natural
- **NOM-003-SECRE-1997:**  
Especifica las características de diseño, construcción, operación y mantenimiento de la red de distribución de gas natural

El objetivo de las directivas de gas natural es definir algunos elementos establecidos en el Reglamento de Gas Natural. La emisión de directivas corresponde a la CRE; las principales directivas emitidas son:

- DIR-GAS-001-1996:  
Directiva sobre la determinación de Precios y tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural
- DIR-GAS-002-1996:  
Directiva de Contabilidad para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural
- DIR-GAS-003-1996:  
Directiva sobre la determinación de las Zonas Geográficas para Fines de Distribución de Gas Natural

Uno de los factores que favorece el uso de gas natural en México son las políticas ecológicas sobre la prevención y control de la contaminación atmosférica de la Secretaría del Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca (SEMARNAP). La SEMARNAP en conjunto con la Secretaría de Energía y la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial (SECOFI) debe regular las actividades relacionadas con la exploración y explotación de los recursos del subsuelo, cuando estas actividades puedan causar desequilibrios ecológicos o daños al medio ambiente. Las principales normas ecológicas emitidas son:

- NOM-085-ECOL-1994  
Esta norma define los niveles máximos permisibles emitidos a la atmósfera de humos, partículas, bióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y bióxido de azufre.
- NOM-086-ECOL-1994  
Define las especificaciones que deben de reunir los combustibles que se usan en el territorio nacional. Con respecto al combustóleo la norma establece que a partir del primero de enero de 1998 el combustóleo pesado deberá tener un contenido máximo de azufre del 4% en peso, el utilizado en la zona metropolitana de la Ciudad de México de 1% y en las zonas definidas como críticas de 2% de peso.

Una de las medidas adoptadas por la SEMARNAP es el impulso del consumo de hidrocarburos cuya combustión produzca menores niveles de emisiones contaminantes. En este sentido la Política Integral de Combustibles para el año 2005 pretende reducir el consumo de combustóleo e incrementar el uso de gas natural a través de las siguientes acciones:

- Sustituir el consumo de combustóleo por gas natural en las refinerías y reducir la producción de combustóleo con alto contenido de azufre.
- Sustituir el consumo de combustóleo por gas natural en las plantas termoeléctricas del Sistema Eléctrico Nacional que se encuentran en zonas críticas
- La construcción de plantas de generación eléctrica que utilicen como combustible gas natural (centrales de ciclo combinado)
- Un mayor uso de gas natural como combustible
- El fomento de la participación de la iniciativa privada para desarrollar y fortalecer la infraestructura de abastecimiento de gas natural

Los cambios establecidos en las reformas de la industria de gas natural de 1995 mantienen el monopolio de Pemex sobre la producción, permitiendo la inversión privada en el transporte, almacenamiento y distribución de gas natural. Los servicios de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural no se consideran actividades restringidas, por lo que es posible la inversión mayoritaria de los particulares extranjeros o nacionales. En lo que se refiere a las empresas dedicadas a la construcción de gasoductos la participación de la inversión extranjera se limita al 49%. Sin embargo este porcentaje podrá incrementarse por medio de la autorización de la Comisión respectiva. La inversión extranjera se determinan por la Ley de Inversión Extranjera y el Reglamento de la Ley para Promover la Inversión Mexicana y Regular la Inversión Extranjera. Dichas leyes señalan las actividades reservadas al Estado y las actividades con regulación específica, así como la clasificación de los tipos de inversión.

La inversión de los particulares en el transporte, almacenamiento y distribución de gas natural que tenga como finalidad el comercio exterior serán reguladas a través de los principios establecidos en el Capítulo XII referente al comercio exterior de servicios fronterizos, previstos en el Anexo 602.3 del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN). A partir del 1 de enero de 1996 las importaciones de gas natural provenientes de Estados Unidos y Canadá se encuentran libres del permiso previo de importación. Sin embargo se sigue aplicando el arancel del 6% correspondiente a la fracción 2711.21.01. Dicho arancel se disminuirá en un punto porcentual cada año a partir de 1996 hasta llegar a cero a partir del 31 de diciembre del año 2002. Las zonas libres en los cuales se aplican esquemas arancelarios de transición se muestran en la tabla 1

Tipo de importación	Zona comprendida	Arancel en %	Fecha de terminación del tratamiento preferencial
Para fines comerciales y de servicios en la franja fronteriza	Franja fronteriza norte <sup>2</sup>	5	31 de diciembre de 1997
Para fines comerciales y de servicios en la región fronteriza	Baja California Baja California Sur Región parcial de Sonora <sup>3</sup>	0	31 de diciembre de 1997
Para fines industriales	Franja fronteriza norte Baja California Baja California Sur Región parcial de Sonora	0	31 de diciembre de 2000

Tabla 1. Zonas en las cuales se aplican esquemas arancelarios de transición<sup>4</sup>.

<sup>2</sup> Territorio comprendido entre la línea divisoria internacional del norte del país y la línea paralela a una distancia de 20 Km. hacia el interior del país, en el tramo comprendido entre el límite de la región del estado de Sonora y el Golfo de México, así como el municipio fronterizo de Cananea, Sonora.

<sup>3</sup> Región comprendida entre los siguientes límites: al norte, la línea divisoria internacional desde el cauce del río Colorado hasta el punto situado en esa línea a 10 Km. al oeste de Sonoita; de este punto, una línea recta hasta llegar a la costa, aun punto situado a 10 Km. al este de Puerto Peñasco, siguiendo el cauce del río, hacia el norte hasta encontrar la línea divisoria internacional.

<sup>4</sup> Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1997-2006, Secretaría de Energía, 1997, p.27.

## ANEXO 4

### EL MERCADO DE GAS NATURAL EN MÉXICO

La oferta de gas natural en México la constituye la producción de Pemex y el balance de importaciones y exportaciones que se efectúan en el norte del país con los Estados Unidos. La producción nacional de gas natural en 1997 fue de 5,180 millones de pies cúbicos diarios lo que representó un crecimiento de 9% anual en los últimos cuatro años. En el año 2000 se espera que la producción de gas natural sea de 6,000 millones de pies cúbicos diarios. El principal consumidor de gas natural en México es el sector industrial con 58% (incluye consumo de Pemex Petroquímica), el sector eléctrico con 20% y el sector petrolero con 19% del consumo nacional. La producción de gas natural en el año de 1996 abasteció el 98.3% de la demanda nacional, comparada con el 93.2% en 1991.

La evaluación de la oferta de gas natural de la Secretaría de Energía considera la producción de Pemex Exploración y Producción (PEP), la capacidad de procesamiento de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) en la obtención de gas seco y la capacidad de la infraestructura de transporte y distribución de gas natural.

#### RESERVAS DE GAS NATURAL

En 1996 las reservas probadas de gas natural en México fueron de 1,916.2 miles de millones de m<sup>3</sup> lo que lo colocó en el decimocuarto lugar mundial con el 1.35% de las reservas mundiales. Del total nacional, el 53% corresponde a reservas de gas natural seco y el 47% a reservas de gas natural asociado.<sup>1</sup> Las reservas de gas natural se encuentran concentradas en tres regiones: la Región Norte, la Región Sur y la Región Marina. En 1996 se determinó que el 53.5% de las reservas de gas natural se encuentran en la Región Norte, el 29.3% en la Región Sur y el 17.2% en la Zona Marítima del Golfo de México. Tabla 1

Región	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Región norte	1,049.9	1,038.7	1,035.8	1,032.8	1,026.8	1,026.0
región sur	653.8	655.8	622.0	610.5	589.6	560.6
Región marina	321.2	314.7	325.7	329.7	320.9	329.6
Total	2,024.9	2,009.2	1,983.5	1,973.0	1,937.3	1,916.2

Tabla 1. Reservas probadas de gas natural en México en el periodo 1991-1996 en miles de millones de metros cúbicos.<sup>2</sup>

En el periodo de 1991 a 1996 se registró un decremento de 1.1% anual de las reservas probadas de gas natural debido a la limitada incorporación de reservas y al

<sup>1</sup> La Reforma del Sector Energético en México: ¿Convergencias o cuellos de botella entre las industrias eléctrica y de gas?, Jorge Islas Samperio, Centro de Investigación en Energía de la UNAM, 1997, p.7

<sup>2</sup> Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1997-2006, Secretaría de Energía, 1997, p.55.

incremento de la extracción de Pemex Exploración y Producción en la Región Marina y Sur de México. Las reservas probadas de gas natural de la Región Sur en el periodo 1991-1996 descendiendo en 3.0% anual. El volumen de reservas probadas de gas natural de la Región Marina se ha mantenido estable en 323.6 miles de millones de m<sup>3</sup> en promedio en el mismo periodo.

Tomando en consideración que la extracción de gas natural en el año de 1996 fue de 43.4 miles de millones de metros cúbicos, la relación reservas/extracción indica que el abasto de gas natural es de 44 años con los niveles de reservas de gas natural registrados en el mismo año.

## EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL

La extracción de gas natural en el año de 1996 fue de 118.8 millones de m<sup>3</sup> diarios, de los cuales el 47.4% se extrajo de la región Sur, el 37.3% de la Región Marina y el 15.3% de la Región Norte del País. Tabla 2.

Región	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Región norte	13,393.8	13,139.0	12,516.0	13,563.7	15,517.6	18,207.7
Región sur	56,633.6	55,104.5	53,547.1	51,140.1	51,876.4	56,350.4
Región marina	32,847.5	33,244.0	35,226.1	37,916.2	39,048.9	44,259.2
Total del sistema	102,874.9	101,487.5	101,289.2	102,620.0	106,442.9	118,817.3
Total a PGPQ	95,511.4	92,892.1	92,614.9	94,237.4	93,767.2	102,296.5

Tabla 2. Extracción de gas natural por región en miles de m<sup>3</sup> diarios.<sup>3</sup>

El periodo de 1982 a 1993 se caracterizó por un estancamiento general de los niveles de producción de gas natural como consecuencia de las condiciones desfavorables del mercado petrolero, que limitó la extracción de gas asociado, y la ausencia de inversiones en la producción de gas natural seco. En 1992 la extracción de gas natural se decrementó en 1,387.4 miles de m<sup>3</sup> con respecto a 1991. En 1993 se presentó un nuevo decremento en relación al año anterior de 198.3 miles de m<sup>3</sup>. A partir de 1994 se incrementó la extracción de gas natural, registrándose en 1996 un incremento de 17,528 miles de m<sup>3</sup> con respecto a 1993.

Uno de los factores que ha condicionado la extracción de gas natural en México es su producción asociada al petróleo, principalmente en la Región Sur y Marina del país. La importancia de la exportación del petróleo en la generación de divisas ha condicionado los programas de exploración y extracción de gas natural a los programas de producción de petróleo. Lo anterior se ha reflejado en un decremento de las reservas de gas natural de las Regiones Norte y Sur del país, así como en el hecho que los mayores volúmenes de gas natural están asociados a la extracción de petróleo. Tabla 3.

<sup>3</sup>Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1997-2006, Secretaría de Energía, 1997, p.56.

Región	Extracción de Petróleo	Extracción de Gas natural
Región Norte	3.4%	15.3%
Región Sur	22%	47.4%
Región Marina	74.6%	37.3%
Total	100%	100%

Tabla 3. Extracción de petróleo y de gas natural por región en 1996

### PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL SECO

Los volúmenes de gas natural extraídos por Pemex Exploración y Producción (PEP) difieren de la cantidad de gas natural procesado por Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) debido a diversos factores: encogimiento de los ácidos, condensación de componentes líquidos, gas enviado a la atmósfera y saldo en empaque de ductos. Figura 1.

En 1991 la diferencia entre la extracción y el volumen de gas natural procesado por PGPB fue de 7,363.5 miles de m<sup>3</sup> diarios (7.15% de la extracción total de gas natural), en 1992 de 8,595.4 miles de m<sup>3</sup> (8.46%), en 1993 de 8,674.3 miles de m<sup>3</sup> (8.56%), en 1994 de 8,382.6 miles de m<sup>3</sup> (8.16%), en 1995 de 12,675.7 miles de m<sup>3</sup> (11.90%) y en 1996 de 16,520.8 miles de m<sup>3</sup> (13.98% de la extracción nacional de gas natural)

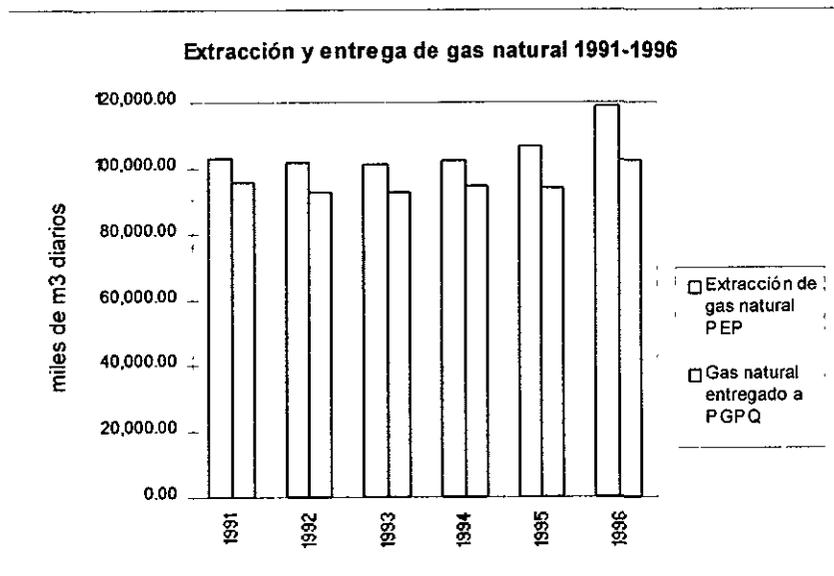


Figura 1. Extracción y entrega de gas natural 1991-1996.

Del proceso de extracción se obtiene gas amargo (gas con azufre), gas dulce y gas seco de campo. En 1996 PEP entregó a PGPB 102,296.5 miles de m<sup>3</sup> de gas, de los cuales el 84.3% fue gas amargo, el 8% gas dulce y 7.7% gas seco de campo. La tabla 4 muestra los volúmenes de gas entregados a PGPB.

Tipo de gas	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Gas amargo	79,966.6	77,531.4	79,032.2	80,419.7	80,844.5	86,253.0
Gas dulce	12,770.9	11,751.5	9,769.3	9,571.1	7,532.3	8,211.9
Gas seco	2,773.9	3,609.2	3,813.4	4,246.6	5,390.4	7,831.6
Total	95,511.4	92,892.1	92,614.9	94,237.4	93,767.2	102,296.5

Tabla 4. Entrega de gas natural de PEP a PGPB por tipo de gas en el periodo 1991-1996 en miles de m<sup>3</sup> diarios.<sup>4</sup>

El proceso de producción de gas seco a partir de gas amargo se lleva a cabo en plantas endulzadoras las cuales extraen los gases ácidos, principalmente compuestos de azufre, produciendo gas con residuos húmedos y licuables. La extracción de la humedad y de los gases licuables produce gas seco. La producción nacional de gas natural seco en el periodo de 1991 a 1996 se muestra en la tabla 5.

Proceso	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Carga de gas amargo	79,966.6	77,531.4	79,032.2	80,419.7	80,844.5	86,253.0
Encogimiento ácido	3,681.2	3,596.2	3,737.8	3,851.1	3,936.0	4,134.3
Producción de gas natural dulce	76,285.5	73,935.2	75,294.4	76,568.6	76,908.4	82,118.7
Carga de gas dulce de campos	12,770.9	11,751.5	9,769.3	9,571.1	7,532.3	8,211.9
Corrientes internas del proceso	198.2	538.0	396.4	623.0	509.7	566.3
producción total de gas dulce	89,254.6	86,224.7	85,460.1	86,762.7	84,950.4	90,896.9
Encogimiento por extracción de licuables	16,593.6	14,696.4	14,271.7	13,988.5	14,809.7	14,696.4
Producción de gas seco (PGPB)	72,660.9	71,528.2	71,188.4	72,774.2	70,140.7	76,200.5
Producción de gas seco (PEP)	2,710.7	2,778.3	3,087.2	4,574.1	5,368.5	5,878.6
Disponibilidad de gas seco de campos	2,773.9	3,609.2	3,813.4	4,246.6	5,390.4	7,831.6
Otras corrientes suplementarias	0	0	1,359.2	1,699.0	1,415.8	1,302.6
Total	78,145.5	77,915.8	79,448.2	83,293.9	82,315.4	91,213.3

Tabla 5. Producción nacional de gas natural seco 1991-1996<sup>5</sup>

<sup>4</sup>Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1997-2006, Secretaría de Energía, 1997, p.57.

<sup>5</sup>Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1997-2006, Secretaría de Energía, 1997, p.58.

## ANEXO 5

### CAPACIDAD DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

El sistema nacional de gasoductos está integrado por 10,249 km de ductos de transporte y 11,613 km de ductos de distribución,<sup>1</sup> de los cuáles 1,648 km pertenecen al sistema de distribución de Pemex y los otros 9,965 km restantes a permisionarios. La tabla 1 muestra los principales gasoductos de transporte de gas natural en México.

Origen - Destino	Diámetro ( pulgadas )	Longitud ( kilómetros )
Cactus - San Fernando - Los Ramones	48	1,251
Reynosa - Chihuahua	24	966
Cosoleacaque Estación 3 - Venta de Carpio	30	540
Venta de Carpio - Guadalajara	36	507
Salamanca - Las Truchas	24	440
Chávez - Chihuahua	12	433
Zempoala - Santa Ana	48	378
Chihuahua - Cd. Juárez	16	341
Naco - Hermosillo	16	340
Escobedo - Monclova	30-10	338
Santa Catarina - Chávez	16	279
Querétaro - San Luis Potosí	16	215
Poza Rica - Venta de Carpio	18	213
Cd. Pemex - Nueva Teapa L - 1	24	207
Providencia C. P. - Monterrey	36	203
Venta de Carpio - Tlanchinol	6	190
Planta Culebra - Santa Catarina	22	168
Cárdenas - Las Palomas	36	105
Est. Km. 170+150 - química del Rey	8	103
Monterrey - Linares	10	100
Cd. Pemex - Km. 100 L2	24	100
Terminal Avalos - Celulosa	8	100
Venta de Carpio - Toluca	10	94
Cd. Alemán - C.P. Reynosa	12	92
Otros	varios	2,540
<b>TOTAL</b>		<b>10,249</b>

Tabla 1. Principales gasoductos de transporte de gas natural 1997<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Información publicada en la página en Internet de la Secretaría de Energía. Para mayor información consultar: <http://www.energía.gob.mx/>

<sup>2</sup> Prospectiva Del Mercado de Gas Natural, Secretaría de Energía, p.61.



El sistema de transporte y distribución de gas natural cuenta con 980 unidades de medición y una capacidad de contrapresión en operación de 180,000 BHP. Las características del sistema nacional de ductos en el año de 1997 se muestran en la tabla 2.

Región	Entrada diámetro pulgadas	Salida diámetro pulgadas	Capacidad actual, MMPCD	Demanda 1997	Grado de utilización %
Noroeste	12,16 y 24	8	169.5	151.9	88.6
Noreste	8,10,16,22,24,36 y 48	24 y 12	1084.2	632.1	58.3
Occidente	36	16	370.8	226.0	61.1
Golfo	24,30,36 y 48	18,30 y 48	1903.5	946.4	49.9
Centro	18,30 y 48	36	600.3	579.1	96.5
Península sudeste				Ductos de PEP	
Península norte				Sin infraestructura	
Sur				Sin infraestructura	

Tabla 2. Características del sistema nacional de ductos, 1997<sup>4</sup>

### Intercambios de gas natural

Las condiciones de comercio de gas natural con los Estados Unidos y Canadá, al igual que otros bienes energéticos y petroquímicos básicos en la región, se establecen en la sección de Energía y Petroquímica Básica del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLC)<sup>5</sup>.

El TLC establece que los países integrantes no podrán imponer precios mínimos o máximos de importación o exportación, siempre y cuando se refiera a bienes energéticos y petroquímicos básicos. También establece que no podrán imponerse impuestos, derechos o cargos a la exportación a menos que éstos se apliquen también al consumo interno de dichos bienes.

Cualquier restricción a la importación o exportación de energía, entre ellas el gas natural, se limitará a ciertas circunstancias específicas como la conservación de los recursos naturales, situación de escasez o la aplicación de un plan de estabilización de precios. Cuando uno de los países establezca una restricción de esta naturaleza no deberá reducir su oferta total disponible para el otro país por debajo del nivel de los últimos tres años o de otro período acordado. Además no impondrá a las exportaciones

<sup>4</sup> citado en: La Reforma del sector energético en México: ¿Convergencias o cuellos de botella entre las industrias eléctricas y de gas?, Jorge Islas Samperio, Centro en Investigaciones en Energía de la UNAM, 1998, p.9

<sup>5</sup>En esta sección se establecen los derechos y obligaciones de los tres países en relación con el petróleo, gas natural, productos refinados, petroquímicos básicos, carbón, electricidad y energía nuclear.

un precio más alto que el precio interno. México por excepción no adquiere estas condiciones y por tanto no tiene dichas obligaciones con Estados Unidos y Canadá. Con objeto de promover el comercio transfronterizo de gas natural el TLC establece que las empresas estatales, los usuarios finales y los proveedores tendrán el derecho de negociar contratos de suministro.

Los puntos de intercambio de gas natural de México con el mercado norteamericano son: Argüeyes, Reynosa, Piedras Negras, Ciudad Juárez y Naco. Las principales empresas de las cuales se importa gas natural de Estados Unidos son: Conoco, Amoco y Texaco.

En 1991 se estudiaron diversas opciones para incrementar el suministro de gas natural en el cruce de Ciudad Juárez para abastecer la primera unidad de la planta termoeléctrica de Samalayuca de la CFE. En 1992 se importaron de los Estados Unidos 7,079.2 miles de m<sup>3</sup> diarios para satisfacer la demanda de gas natural en el norte del país. En 1993 dicho volumen se redujo a 2,746.7 miles de m<sup>3</sup> y en el año de 1996 fue de 2,378.6 miles de m<sup>3</sup> por día. Figura 2.

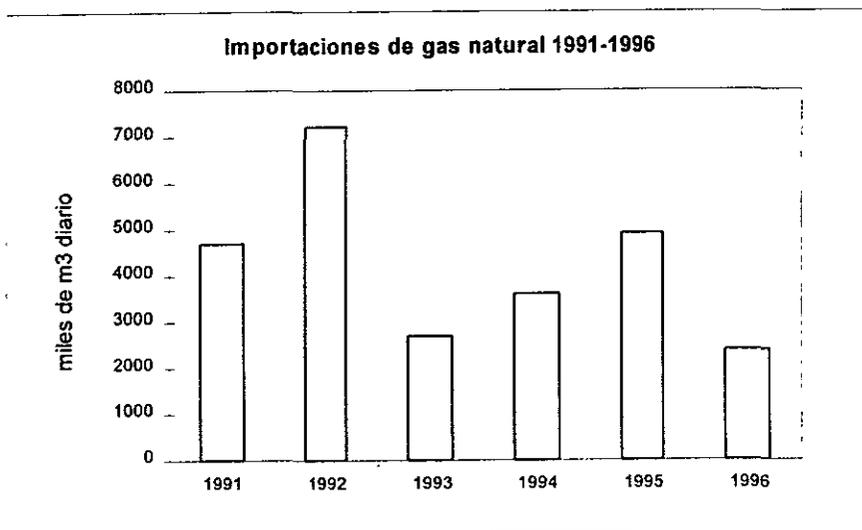


Figura 2. Importaciones de gas natural 1991-1996.<sup>6</sup>

<sup>6</sup> Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1997-2006, Secretaria de Energía, |1997, p.63.

## BIBLIOGRAFÍA

1. A new Generation of Gas Turbines, Bernhard Becker & Thomas H. Schulenberg, Siemens Review, Fall, 1995.
2. Advancing Gas Turbine Technology: evolution and revolution, Steven E. Kuehn, Power Engineering, May 1995.
3. Alternativas Energéticas, Antonio Alonso Concheiro y Luis Rodriguez Viqueira, Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología-Fondo de Cultura Económica, 1985.
4. Calderas de recuperación eficaces, componentes clave de centrales de ciclo combinado económicas, Paul A. Grenier, revista ABB 9/93.
5. Cascaded humidified advanced turbine, Michael Nakhamkin & Eric C. Swensen, Power Engineering, May, 1995.
6. Centrales de ciclo combinado compatibles con el medio ambiente, Bo Svensson, revista ABB 5/93.
7. Centrales de ciclo combinado de magnitud media para el acoplamiento calor-electricidad, Bo Svensson, revista ABB 4/1997.
8. Challenges for Gas in the New Power Industry, Stephen D. Ban, The Electricity Journal, Volume 9, Number 4, May 1996.
9. Combined Cycle Gas & Steam Turbine Powerplants, Rolf Kehlhofer, The Fairmont Press, 1991.
10. Combustibles no convencionales para turbinas de gas, Dilip K. Mukherjee, revista ABB, 9/1995.
11. Combustion Turbines: The keys to their future are reliability and performance, William C. Hayes, Electrical World, May 1990.
12. Compact, medium-size combined cycle plants for cogeneration, Bo. Svensson, revista ABB, 4/97.
13. Consequences of Recent Gas Turbine Developments for Industrial CHP Applications, Jan Stromberg, Pergamon Press, 1993.
14. Crisis financiera, cambios de organización y difusión de la turbina de gas en América Latina (proyecto preliminar de publicación), Jorge Islas Samperio, Enero de 1998.
15. Current Gas Turbine Developments and Future Trends, Arthur Cohn & John Scheibel, Electric Power Research Institute, 1996.
16. De la Turbine a Vapeur a la Turbine a Gaz Electrique: Compétition Technologique et Formation d'un Nouveau Paradigme, Jorge Islas Samperio, Université Pierre Mendes France de Grenoble, These de doctorat en économie appliquée, 6 janvier 1995.
17. Desarrollo del sistema de combustión secuencial para la familia de turbinas a gas GT24/GT26, revista ABB 4/1998.
18. Desregulación de la Electricidad en la Unión Europea, A. M. Klom, Comisión Europea.
19. Diplomado en Cogeneración, Módulo I, Arturo Monedero de la Vega, Universidad Nacional Autónoma de México, 1992.
20. El sector eléctrico de México, Coordinación de Daniel Reséndiz Nuñez, Comisión Federal de Electricidad-Fondo de Cultura Económica, México, 1994.
21. Electric Power Regulation in Mexico, Jacinto Viqueira Landa, Energy Studies Review, Vol. 6 no. 3, 1994.
22. Electricity Worldwide: The Present and the Future, Hans Jorgen Koch, Quadrennial International Conference on Power Stations, Liege, Belgium, October 1997.

23. Energy Efficiency in Process Technology, Commission of the European Communities, Elsevier Applied Science, 1993.
24. Energy Technology Handbook, Considine, Douglas, Mc Graw-Hill, 1977.
25. Estado de la técnica de turbinas de gas, Dilip K. Mukherjee, revista ABB, 2/1997.
26. Expanding Roles for Gas Turbines in Power Generation, Robert H. Williams & Eric D. Larson
27. Fundamental of Classical Thermodynamics, Gordon Van Wiley, John Wiley & Sons, 1994.
28. Fundamentos de Turbina de gas, William W. Bathie, Limusa, 1987.
29. Future role of industrial gas turbines, Shashi Dharmadhikari, PTQ, Spring 1998.
30. Gas Turbine Based Combined Cycle Plants, Elizabeth A. Bretz, Electrical World, August 1993.
31. Gas Turbine Engineering: Applications, Cycles and Characteristics, Richard T. C. Harman, The Macmillan Press, 1981.
32. Gasificación de combustibles fósiles, Neville Holt, Boletín iie, noviembre-diciembre de 1996.
33. Handbook of energy systems engineering: Production and Utilisation, Leslie C. Wilburg, Wiley Series in Mechanical Engineering Practice, 1985.
34. How many gas turbines?, Blorn M. Kaupang & James Oplinger, Power Engineering, August 1991.
35. How Mexico Will Satisfy it's Growing Appetite for Natural Gas, Keith O. Rattle & Phillip, M. Glaesser, Paper Presented at The International Conference: "The Role of Natural Gas in Meeting North American Environmental Needs, January 11-13, Mexico City, 1994.
36. Impacto esperado de las mejoras tecnológicas en la generación de electricidad para los años 1998-2020, José Miguel González Sántaló, Instituto de Investigaciones Eléctricas, mayo de 1998.
37. International Energy Outlook 1998 With Projections Trought 2020, Energy Information Administration.
38. La central de ciclo combinado se ha establecido como el sistema de producción de energía del futuro, revista ABB, 8/93.
39. La desintegración de los sistemas eléctricos: Adam Smith contra Gustav Kirchoff, Jacinto Viqueira Landa, Revista de la Fscultad de Ingeniería, num 1, 1997.
40. La reforma del Sector Energético en México: ¿Convergencias o cuellos de botella entre las industrias eléctrica y de gas?, Jorge Islas Samperio, Centro de Investigación en Energía, UNAM, 1997.
41. La turbina de gas: el componente principal de la moderna técnica de centrales térmicas, Mark Vogel, revista ABB 5/1994.
42. Las nuevas turbinas de gas GT24 y GT26: el segundo plano histórico del "Advanced Cycle System", Hans Ulrich Frutschi, Revista ABB 1/1994.
43. Less is more: Why Gas Turbine Will Transform Electric Utilities, Charles E. Bayless, Public Utilities Fortnightly, December 1, 1994.
44. Les centrales a cycle combiné et leurs performances, sous-commission "Offre et demande de gaz" de l'ATG, Gaz d'aujourd'hui, 1992.
45. Les perspectives du cycle combiné, notamment en Europe, Jean-Pierre Jonchere, Economies et Societes, Cahiers de l'ISMEA, Série Economie de l'énergie, en n°5, Janvier-Février, 1992.
46. Mark's Standar Handbook for Mechanical Engineers, Tenth Edition, Eugene A. Avallone, Mc Graw Hill, 1996.

47. Mexico Electric Power Industry: General Legal Framework, Kenneth R. Hoffman & José Cano, Hoffman & Stephens, P. C. Austin, Texas, 1996.
48. Mexico's Open Door to Cogeneration and Independent Power, John P. Mathis & Miguel S. Escobedo, Energy Law Journal, Volume 14, No. 2, 1993.
49. Natural gas for electric power generation: advantages, availability and reliability, Marianne van Egteren, Butterworth-Heinemann, 1993.
50. Nonconventional Thermodynamic Cycles for the Nineties: Comparisons and Trends, Sergio Stecco, Department of Energy Engineering, Università di Firenze, Firenze Italy.
51. Nuevas tecnologías para el Sector Eléctrico del siglo XXI, Narain G. Hingorani, boletín iie, mayo/junio de 1996.
52. Perspectives pour l'emploi des turbines a gaz et des moyens de production qui en sont derives, D. Madet, Service Ensembles de Production, Florence, 1989.
53. Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1997-2006, Secretaría de Energía, México, 1997.
54. Prospectiva del Sector Eléctrico 1997-2006, Secretaría de Energía, México, 1997.
55. ¿Que opciones tenemos para el futuro de la energía eléctrica?, E.D. Dorchester, Revista de Ingeniería LXIV, 1/4, 1994.
56. Récupération de l'énergie a l'échappement des turbines a gaz, M. Michel Graille, Gaz d'aujourd'hui, n° 2, 1998.
57. Regulación de Precios y Tarifas para la Industria del Gas Natural en México, Juan Rosellón, Transiciones Energéticas en México, Centro y Sudamérica, Programa Universitario de Energía, UNAM, México, 1997.
58. Regulatory Reform in Mexico's Gas Industry, Juan Rosellón, Revista de Análisis Económico, ILADES/Georgetown University, Chile, 1995.
59. Regulatory Reform in Mexico's Natural gas Sector, International Energy Agency, OECD, Paris, 1996.
60. Reregulation and Environmental Concern in the Electricity Industry: Irreconcilable Differences or Successful Innovation?, Lance J. Hoch & Linton Parker, World Energy Council 16<sup>th</sup> Congress 1996.
61. Restructuring, Competition and Regulatory Reform in the U.S. Electricity Sector, Paul L. Joskow, Journal of Economic Perspectives, Volume 11, Number 3, 1997.
62. Revolución en la industria eléctrica (primera parte), Vector de la ingeniería civil, Jacinto Viqueira Landa, número 9, enero 1998.
63. Revolución en la industria eléctrica (segunda parte), Vector de la ingeniería civil, Jacinto Viqueira Landa, número 10, febrero 1998.
64. Serie de turbinas de vapor modulares para centrales de ciclo combinado, Randolf Listmann, revista ABB 10/93.
65. Standar Handbook of Powerplant Engineering, Thomas C. Elliot, Mc Graw-Hill, 1989.
66. Technologies for the Future Global Electrical Power Market-Impact of Deregulated Markets, C.S. Tedmon & A. Roeder, The Electricity Journal, vol. 8, num. 10, 1995.
67. Technology: Change Agent in Global Restructuring, Henry R. Linden & Douglas E. Olensen, The Electricity Journal, Volume 8, Number 10, December 1995.
68. Termodinámica, Kenneth Wark, Mc Graw-Hill, 1992.
69. The Advantages of Combined Cycle Plants: A 'New Generation?', Gráinne Ryder, Probe International, Toronto, Canada, November 1997.
70. The Environmental Challenge to the Mexican Energy System, Bauer, Quintanilla y Dominguez, The XV World Energy Conference, Madrid, 1992

71. The Success of Combined Cycle Gas Turbine Technology, W. James Watson, revised Dphil Research Proposal - 25<sup>th</sup> July 1994.
72. The World Bank's Role in the Electric Power Sector, World Bank Policy Paper, The World Bank, 1993.