

39  
Zejeu



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**LA CONTRIBUCION DE LA  
COGENERACION A LA PRESERVACION  
DEL MEDIO AMBIENTE**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
**INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA  
AREA ELECTRICA-ELECTRONICA**

**P R E S E N T A N :**  
**RAFAEL BURGOS AGUILAR  
ALBERTO ELIZALDE BALTIERRA**

**DIRECTOR: ING. JACINTO VIQUEIRA LANDA**

**MEXICO, D. F.,**

**1995**

**FALLA DE ORIGEN**

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

## **AGRADECIMIENTOS**

**A Dios, por dejarnos vivir en este maravilloso mundo.**

**A nuestro país, México, por habernos dado la oportunidad de crecer y desarrollarnos bajo sus cielos.**

**A nuestra Universidad Nacional Autónoma de México, por habernos acogido entre sus brazos y educarnos íntegramente.**

**A nuestra Facultad de Ingeniería, por habernos hecho ingenieros de profesión y espíritu, a través de la constancia y una recia disciplina.**

**Al gran maestro Jacinto Viqueira Landa. Gracias...**

**A los Doctores Juan Quintanilla Martínez y Mariano Bauer Ephrussi, por sus sabios consejos.**

**Al Programa Universitario de Energía, por la energía inyectada a la tesis.**

**Gracias**

**Alberto y Rafael**

## **AGRADECIMIENTOS**

**A mi madre, por haberme amado tanto y por  
bañarme de buenos hábitos a fin de que los  
malos se ahoguen.**

**A mi padre, por haberme amado tanto y por  
enseñarme a permanecer humilde en los  
obstáculos y fracasos para nunca rendirme  
ante ellos.**

**A mi abuelita, que con su amor y sabiduría  
me alentó a ser feliz y quién en los momentos  
difíciles siempre comprendió.**

**A mis hermanos Virginia y Genaro que con su  
compañía y cariño constante me hicieron  
seguir mi camino.**

**A mis tíos y primos, quienes con sus consejos  
y buenos descos me ayudaron a conseguir una  
meta más.**

**A mi Lety, por haberme amado tanto y por  
darme el alivio de mi subsistir.**

**A todas aquellas personas que nunca me  
abandonaron.**

**Simplemente, GRACIAS  
Rafael**

## **AGRADECIMIENTOS**

**A ese ser que me dió la vida, mi madre, por dejarme volar en el conocimiento, y a la vez por estar siempre conmigo.**

**A mi padre, por apoyarme en los momentos difíciles y por ayudarme a ser hombre.**

**A mi abue Lupita, por ese amor que acompaña y apoya en todo momento.**

**A mis hermanos, Carmen, Alejandra, Marcos, y Estrella, por viajar juntos y de la mano a través del universo del saber.**

**A ma petite, Mónica Heidi, por brindarme esa chispa que ilumina mi camino.**

**Y a todas aquellas personas que de alguna manera han contribuido en mi preparación personal y profesional.**

**Muchas Gracias.**

**Alberto**

## **CONTENIDO**

### **Introducción**

#### **CAPITULO I**

#### **IMPACTOS AMBIENTALES DE LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA**

<b>I.1</b>	<b>Características técnicas de los sistemas de generación de energía eléctrica</b>	<b>3</b>
I.1.1	Tecnologías convencionales para la generación de electricidad	3
<b>I.2</b>	<b>Efectos ambientales de la producción y utilización de la energía eléctrica</b>	<b>15</b>
I.2.1	Impactos ambientales debidos a la utilización de combustibles fósiles	16
I.2.1.1	Aspectos generales de los contaminantes	16
I.2.1.2	Los combustibles fósiles y el aumento del bióxido de carbono en la atmósfera	19
I.2.1.3	Efecto invernadero	20
I.2.2	Impactos ambientales de la utilización de energía nuclear	23
I.2.2.1	Naturaleza de las radiaciones ionizantes	23
I.2.2.2	Efectos biológicos de las radiaciones ionizantes	24
I.2.2.3	Fuentes de radiación	27
I.2.2.4	Funcionamiento de los reactores nucleares	28
I.2.2.5	Tratamiento del "combustible" irradiado	30
I.2.2.6	Disposición final de los desechos radiactivos	31

#### **CAPITULO II**

#### **MEDIDAS PARA LIMITAR LOS IMPACTOS AMBIENTALES INCLUYENDO LA CONSERVACION DE ENERGIA**

<b>II.1</b>	<b>Nuevas tecnologías para la generación de energía eléctrica</b>	<b>33</b>
II.1.1	Perfeccionamiento de las turbinas de gas	34

II.1.2	Combustión del carbón en lecho fluidizado	37
II.1.2.1	Proceso a la presión atmosférica	37
II.1.2.2	Proceso a presión	38
II.1.3	Gasificación del carbón	39
II.1.3.1	Gasificación integrada a ciclo combinado	40
II.1.4	Lavadores ( <i>scrubbers</i> )	43
II.1.5	Celdas de combustible	43
II.1.6	Energía solar	46
II.1.6.1	Conversión fotovoltaica	47
II.1.6.2	Conversión fototérmica	50
II.1.7	Energía eólica	53
II.2	La preservación del medio ambiente y el futuro del suministro de energía eléctrica	56

### CAPITULO III CARACTERISTICAS TECNICAS DE LA COGENERACION

III.1	Definición de cogeneración	61
III.2	Clasificación de los sistemas de cogeneración	65
III.2.1	Ciclo superior ( <i>topping</i> )	65
III.2.1.1	Con turbina de vapor	66
III.2.1.2	Con turbina de gas	67
III.2.1.3	Con motores de combustión interna	69
III.2.1.4	Con turbina de gas y turbina de vapor, ciclo combinado	70
III.2.2	Ciclo inferior ( <i>bottoming</i> ) -	74
III.2.2.1	Ejemplo de ciclo inferior en una planta siderúrgica integrada	75
III.3	Selección de esquemas de cogeneración aplicables	77

**CAPITULO IV**  
**POTENCIAL DE LA COGENERACION EN MEXICO**

<b>IV.1</b>	<b>Historia de la cogeneración</b>	80
IV.1.1	Historia de la cogeneración en México	82
<b>IV.2</b>	<b>Beneficios de la cogeneración</b>	83
IV.2.1	Beneficios directos	83
IV.2.2	Beneficios indirectos	84
<b>IV.3</b>	<b>Aspectos relevantes para la aplicación de sistemas de cogeneración en la industria</b>	85
IV.3.1	Marco legal	85
IV.3.1.1	Reglamento actual	85
IV.3.2	Gas natural en México	92
IV.3.2.1	Combustibles usados para la generación de electricidad	92
IV.3.2.2	Oferta y demanda de gas natural en México	94
IV.3.3	Financiamiento	95
IV.3.3.1	Financiamiento con recursos propios	98
IV.3.3.2	Financiamiento con créditos	100
IV.3.3.3	Arrendamiento financiero	101
IV.3.3.4	Financiamiento por ahorros compartidos	103
IV.3.3.5	Financiamiento por ahorro neto	104
IV.3.3.6	Otras alternativas de financiamiento	105
<b>IV.4</b>	<b>Situación actual de la cogeneración en México</b>	108
IV.4.1	Cogeneración antes de la nueva reglamentación	108
IV.4.2	Cogeneración con la nueva reglamentación	115
<b>IV.5</b>	<b>Potencial de la cogeneración en México</b>	118



**CAPITULO V**  
**EFFECTOS DEL AUMENTO DE LA EFICIENCIA EN LA PRESERVACION**  
**DEL MEDIO AMBIENTE**

<b>V.1</b>	<b>Evaluación ecológica de proyectos de generación eléctrica</b>	124
V.1.1.	Preocupaciones ecológicas actuales	124
V.1.2.	Costos sociales como criterio de evaluación	127
V.1.3	Cuantificación de costos ambientales	129
<b>V.2</b>	<b>Análisis comparativo de disminución de emisiones contaminantes entre un sistema convencional y un sistema de cogeneración</b>	133
V.2.1	Disminución de emisiones contaminantes	134
V.2.1.1	Comparación entre un sistema convencional utilizando combustóleo para generar energía eléctrica y térmica, versus un sistema de cogeneración utilizando el mismo combustible para generar la misma energía	134
V.2.1.2	Comparación entre un sistema convencional utilizando gas natural para generar energía eléctrica y térmica, versus un sistema de cogeneración utilizando el mismo combustible para generar la misma energía	135
V.2.1.3	Comparación entre un sistema convencional utilizando combustóleo para generar energía eléctrica y térmica, versus un sistema de cogeneración utilizando gas natural para generar la misma energía	137
	<b>Conclusiones</b>	140
	<b>Bibliografía</b>	144
	<b>Anexos</b>	147

## INDICE DE FIGURAS

Figura :

I.1	Planta hidroeléctrica	6
I.2	Planta termoeléctrica que usa combustóleo o gas natural	7
I.3	Planta termoeléctrica que utiliza carbón	8
I.4	Planta termoeléctrica que utiliza vapor geotérmico	9
I.5	Planta termoeléctrica con turbinas de gas	10
I.6	Planta termoeléctrica de ciclo combinado	11
I.7	Planta termoeléctrica con motor de combustión interna	12
I.8	Planta termoeléctrica con reactor de fisión nuclear de agua ligera en ebullición	13
I.9	Planta termoeléctrica con reactor de fisión nuclear de agua ligera a presión	14
I.10	Sistema energético	15
I.11	Efecto invernadero	21
II.1	Evolución de las eficiencias de las turbinas de vapor y gas	35
II.2	Turbina de gas aeroderivada con inyección de vapor utilizada en un ciclo de cogeneración	36
II.3	Planta de ciclo combinado que utiliza el proceso de combustión en lecho fluidizado a presión	39
II.4	Gasificación integrada a ciclo combinado	41
II.5	Planta generadora de electricidad mediante celdas de combustible	44
II.6	Formas de captación de la energía solar	47
II.7	Sistema de generación eléctrica de luz solar (SEGS), localizado en California, E.U.A.	51
II.8	Tipos de colectores térmicos solares	52
II.9	Tipos de aerogeneradores	54
II.10	Aplicaciones de la energía eólica	55
III.1	Producción separada de electricidad y calor y su combinación en un sistema de cogeneración	62
III.2	Planta generadora de ciclo combinado	62
III.3	Comparación de las eficiencias de una planta termoeléctrica convencional y un sistema de cogeneración	63

III.4	Comparación de un sistema para generar únicamente vapor y un sistema de cogeneración	64
III.5	Ciclo Superior ( <i>Topping</i> )	65
III.6	Cogeneración con turbina de vapor	67
III.7	Cogeneración con turbina de gas	69
III.8	Cogeneración con motor de combustión interna	70
III.9	Cogeneración con turbina de gas y turbina de vapor, ciclo combinado	71
III.10	Generación convencional de electricidad	72
III.11	Cogeneración con motor alternativo	72
III.12	Cogeneración con turbina de vapor	73
III.13	Cogeneración con turbina de gas	73
III.14	Ciclo inferior ( <i>Bottoming</i> )	74
III.15	Sistema de cogeneración de ciclo inferior en una planta siderúrgica integrada de México.	76
III.16	Rendimiento de sistemas de cogeneración en función de la relación calor/electricidad	78
IV.1	Modalidades de cogeneración	88
IV.2	Consumos de gas por sectores	92
IV.3	Combustibles usados para la generación de electricidad en 1992	93
IV.4	Consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica 1985-1992	93
IV.5	Oferta y demanda de gas natural en México	94
IV.6	Importaciones de gas natural en México	95
IV.7	Zonas productoras de gas natural	96
IV.8	Principales gasoductos	96
IV.9	Factores que influyen en la realización de un proyecto de cogeneración	97
IV.10	Desarrollo del autoabastecimiento eléctrico en México con turbinas de vapor y gas hasta 1993	111
IV.11	Capacidad instalada de autoabastecimiento por año con turbinas de vapor y gas hasta 1993	112
IV.12	Autoabastecimiento eléctrico por sectores industriales con turbinas de vapor y gas hasta 1993	113
IV.13	Capacidad estimada de cogeneración por sectores industriales hasta octubre de 1994	117
IV.14	Escenarios de desarrollo para la cogeneración en México	121
IV.15	Escenarios de nuevos empleos en el marco del desarrollo de la cogeneración en México	123

## INDICE DE TABLAS

Tabla :

I.1	Características generales de los contaminantes	17
I.2	Repercusión de diferentes gases en el efecto invernadero	22
II.1	Ventajas de IGCC sobre plantas convencionales	42
II.2	Principales tipos de celdas de combustible	45
II.3	Factores de emisión de diferentes combustibles utilizados en México	57
II.4	Potencial hidroeléctrico en México	58
II.5	Distribución del potencial hidroeléctrico en México	59
III.1	Características de los combustibles utilizados en el generador de vapor de la figura III.15	77
IV.1	Recursos propios	99
IV.2	Financiamiento con créditos	101
IV.3	Arrendamiento financiero	102
IV.4	Financiamiento por ahorros compartidos	103
IV.5	Financiamiento por ahorros netos	105
IV.6	Unión temporal de empresas	106
IV.7	Capacidad instalada por sector y tipo de planta en KW a dic. 1993	109
IV.8	Autoabastecimiento eléctrico (turbina de gas o vapor) por sectores industriales	110
IV.9	Grado de cogeneración sectorial	114
IV.10	Capacidad instalada de cogeneración en México hasta 1993	115
IV.11	Capacidad de cogeneración por sector y tipo de planta en MW con la ley actual en 1994	116
IV.12	Capacidad de cogeneración por sector hasta octubre de 1994	116
IV.13	Capacidad instalada a diciembre de 1993	118
IV.14	Potencial nacional de cogeneración por sectores industriales	119
IV.15	Máximo potencial de cogeneración en México	120
V.1	Costos internos y externos de algunas alternativas de generación eléctrica	131
V.2	Composición del combustible utilizado	134
V.3	Diferencias en consumo energético y emisión de contaminantes para las dos formas de generar electricidad que se plantean	135
V.4	Composición del combustible utilizado	136

## INDICE DE TABLAS

### Tabla :

I.1	Características generales de los contaminantes	17
I.2	Repercusión de diferentes gases en el efecto invernadero	22
II.1	Ventajas de IGCC sobre plantas convencionales	42
II.2	Principales tipos de celdas de combustible	45
II.3	Factores de emisión de diferentes combustibles utilizados en México	57
II.4	Potencial hidroeléctrico en México	58
II.5	Distribución del potencial hidroeléctrico en México	59
III.1	Características de los combustibles utilizados en el generador de vapor de la figura III.15	77
IV.1	Recursos propios	99
IV.2	Financiamiento con créditos	101
IV.3	Arrendamiento financiero	102
IV.4	Financiamiento por ahorros compartidos	103
IV.5	Financiamiento por ahorros netos	105
IV.6	Unión temporal de empresas	106
IV.7	Capacidad instalada por sector y tipo de planta en KW a dic. 1993	109
IV.8	Autoabastecimiento eléctrico (turbina de gas o vapor) por sectores industriales	110
IV.9	Grado de cogeneración sectorial	114
IV.10	Capacidad instalada de cogeneración en México hasta 1993	115
IV.11	Capacidad de cogeneración por sector y tipo de planta en MW con la ley actual en 1994	116
IV.12	Capacidad de cogeneración por sector hasta octubre de 1994	116
IV.13	Capacidad instalada a diciembre de 1993	118
IV.14	Potencial nacional de cogeneración por sectores industriales	119
IV.15	Máximo potencial de cogeneración en México	120
V.1	Costos internos y externos de algunas alternativas de generación eléctrica	131
V.2	Composición del combustible utilizado	134
V.3	Diferencias en consumo energético y emisión de contaminantes para las dos formas de generar electricidad que se plantean	135
V.4	Composición del combustible utilizado	136

V.5	Diferencias en consumo energético y emisión de contaminantes para las dos formas de generar electricidad que se plantean	137
V.6	Composición del combustible utilizado	138
V.7	Diferencias en consumo energético y emisión de contaminantes para las dos formas de generar electricidad que se plantean	138
V.8	Diferencias en consumo energético y emisión de contaminantes para 20,526 MW	139

## INTRODUCCION

En los últimos dos o tres decenios el cuidado del ambiente se ha convertido en una preocupación central de todas las sociedades del mundo. Esto se manifestó primero en los países industrializados y ricos, pues en ellos se conjugaban las mayores perturbaciones ambientales y los más abundantes recursos para atenuarlas; pero en los últimos 10 años la preocupación ecológica se ha extendido a casi todo el resto del orbe. Hay importantes razones para que así sea.

En las naciones pobres o de reciente industrialización los problemas del entorno natural suelen ser ahora más severos que en los países avanzados, pues los agrava la explosión demográfica y los prolonga la escasez de medios materiales e institucionales para resolverlos. Además, por primera vez en la historia, la perturbación de los ambientes naturales ha crecido tanto y a tasas tan altas que tiende a afectar a los sistemas globales que controlan el clima y crean condiciones para la vida en el planeta.

Todo ello tiene un origen muy simple: la economía y la población del mundo han crecido exponencialmente en este siglo. Del equivalente a 600,000 millones de dólares en 1900, hoy la actividad económica mundial importa 13,000,000 de millones de dólares, es decir, se ha multiplicado 20 veces. Y si, como se espera, la población mundial crece de 5,000 millones a 10,000 millones de personas entre hoy y el año 2050, la actividad económica actual quizás se quintuple; en tal caso, a mediados del próximo siglo llegaría a ser 100 veces mayor que la de principios del siglo XX.

En este mismo período el sector eléctrico ha crecido aún más que la población y la economía, y es muy probable que continúe de esta manera. Esta alta demanda de electricidad tiene una razón poderosa: que la electricidad como forma final de entrega o uso de energía es muy ventajosa por su limpieza, seguridad y versatilidad. En efecto, tanto en usos residenciales como en la industria y los servicios (incluyendo la transportación) las opciones eléctricas son más limpias que sus alternativas, y son de versatilidad mucho mayor.

A cambio de esa limpieza de uso final, los efectos ambientales son considerables en la etapa de generación de la electricidad. De hecho, la mayor parte de los efectos ambientales del sector eléctrico ocurre en esta etapa.

## INTRODUCCION

---

Las alternativas para generar electricidad están determinadas por las fuentes de energía primaria disponibles en cada caso. Las fuentes primarias principales de que dispone hoy el mundo son el carbón, el petróleo, el gas, la hidroenergía, la energía nuclear, la geotermia, la energía solar, el viento, las mareas y la biomasa. La tecnología para el aprovechamiento masivo y económico de las últimas esta aún en etapas iniciales o intermedias, en comparación con las primeras, y por lo tanto son opciones cuya contribución actual sólo puede ser relativamente pequeña.

En México las fuentes primarias más importantes para generar electricidad son el petróleo, la hidroenergía y la geotermia.

De lo anterior podemos decir, que cualquier aumento de la eficiencia en la generación de energía eléctrica contribuirá a disminuir su impacto ambiental, ya que requerirá menos combustible para producir una cantidad dada de energía eléctrica. Una manera de lograr este aumento de la eficiencia es mediante la producción combinada de energía eléctrica y calor, lo que se conoce con el nombre de *cogeneración*.

Por lo tanto, en el presente trabajo pretendemos mostrar las ventajas que ofrece la cogeneración para la preservación del medio ambiente.

En el capítulo I se presentan los principales impactos ambientales debidos a la generación de energía eléctrica, para dar paso al siguiente capítulo en donde se plantean y describen algunas medidas para limitar dichos impactos.

El capítulo III contiene los principales aspectos técnicos referentes a la cogeneración.

En el capítulo IV se realizan el diagnóstico y las perspectivas de los sistemas de cogeneración aplicados a las principales industrias de proceso del país, tomando en cuenta sus aspectos legales, técnicos y económicos.

Finalmente, en el capítulo V se muestra la contribución a la preservación del medio ambiente de la cogeneración mediante un análisis comparativo de emisiones contaminantes entre este último sistema y un sistema convencional.



## **CAPITULO I**

### **IMPACTOS AMBIENTALES DE LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA**

#### **1.1 Características técnicas de los sistemas de generación de energía eléctrica**

Un sistema para el suministro de energía eléctrica esta constituido por una gran diversidad de cargas eléctricas repartidas en una región, por las plantas generadoras para producir la energía eléctrica consumida por las cargas, una red de transmisión y de distribución para transportar esa energía de las plantas generadoras a los puntos de consumo y todo el equipo adicional necesario para lograr el suministro de energía se realiza con la calidad requerida.

La energía eléctrica suministrada por un sistema eléctrico procede principalmente de alguna de las siguientes fuentes:

- Aprovechamiento de caídas de agua.
- Combustibles fósiles (petróleo, gas natural, carbón).
- Fisión nuclear.

Otras fuentes que han tenido una utilización limitada hasta la fecha son la energía geotérmica y la energía producida por las mareas. También se han utilizado para la generación de pequeñas cantidades de energía eléctrica en forma intermitente la fuerza del viento y la energía solar.

#### **1.1.1 Tecnologías convencionales para la generación de electricidad**

A continuación se hace una breve descripción de los tipos más usuales de plantas generadoras de energía eléctrica, mencionando las partes esenciales. En realidad las plantas tienen, además, otros dispositivos y sistemas necesarios para operarlas con seguridad, para mejorar su eficiencia y para disminuir los impactos ambientales.

En una planta hidroeléctrica, como se muestra en la figura 1.1, mediante el aprovechamiento de una diferencia de nivel, la energía potencial del agua almacenada en un embalse producido por una presa construida en un lugar favorable, se convierte en energía cinética que mueve a la turbina hidráulica que a su vez impulsa al generador eléctrico.

En la figura 1.2 se muestra el diagrama esquemático de una planta termoeléctrica que utiliza como combustible combustóleo o gas natural. El poder calorífico del combustible se convierte en calor mediante su combustión en el generador de vapor de agua; el vapor se conduce a la turbina donde su energía cinética se convierte en energía mecánica que se transmite al generador eléctrico acoplado a la turbina de vapor, para producir energía eléctrica. El vapor que sale de la turbina se convierte en agua en el condensador, enfriándolo mediante un sistema de enfriamiento; el agua se inyecta al generador de vapor para completar el ciclo termodinámico.

Si en lugar de utilizar un combustible líquido (combustóleo) o gaseoso (gas natural) se utiliza un combustible sólido (carbón), como se indica en la figura 1.3, se requiere pulverizar dicho combustible y controlar las cenizas volátiles producto de la combustión del carbón mediante un precipitador electrostático, de manera que no se envíen a la atmósfera.

En el caso de una planta geotermoeléctrica, (figura 1.4), el vapor para impulsar la turbina se obtiene de pozos geotérmicos y si éstos producen una mezcla de vapor y agua es necesario primero separar el vapor mediante un separador, para inyectar vapor seco a la turbina.

En la figura 1.5 se muestra el diagrama esquemático de una planta generadora de electricidad con turbinas de gas; la turbina es impulsada por gases de combustión comprimidos y a alta temperatura que se obtienen por la combustión de un combustible gaseoso (gas natural) o líquido (diesel) en una cámara de combustión en la que se inyecta, además del combustible, aire a presión.

Como los gases que salen de la turbina de gas están a una temperatura muy elevada pueden utilizarse para producir vapor de agua en un generador de vapor, que se conduce a

una turbina de vapor. Se tiene así una planta de ciclo combinado como se muestra en la figura I.6, con un generador impulsado por la turbina de gas y otro generador impulsado por la turbina de vapor.

Para alimentar cargas pequeñas en lugares alejados de la red eléctrica se puede utilizar un generador eléctrico movido por un motor de combustión interna, generalmente un motor diesel por su mayor eficiencia, como se muestra en la figura I.7, el cual utiliza como combustible diesel o una mezcla de diesel y combustóleo.

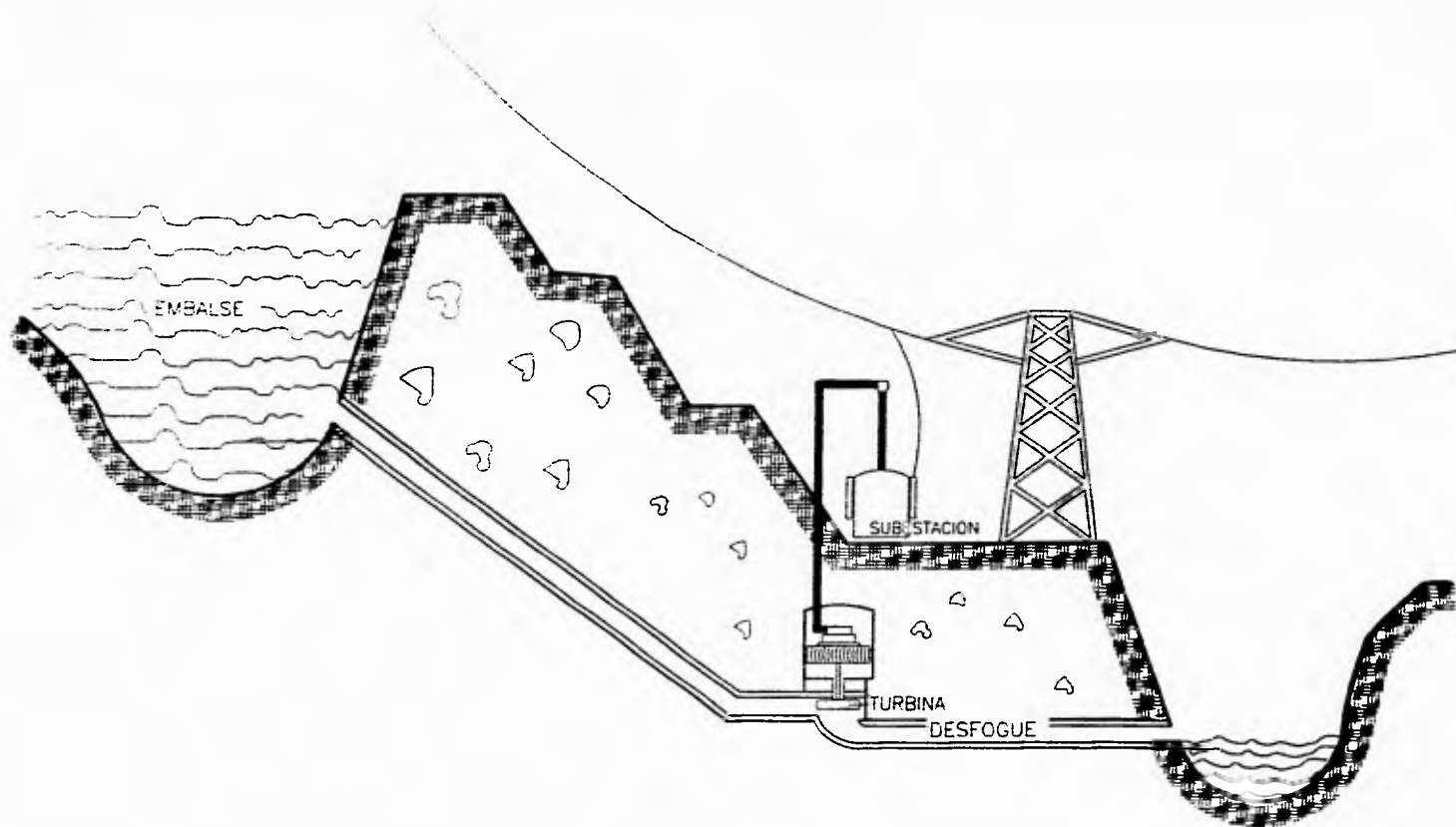
En una planta nucleoelectrica, en lugar de obtener la energía térmica para producir vapor de agua mediante la combustión de un combustible fósil, se produce el calor mediante la fisión nuclear del uranio 235 en el interior de un reactor. Existen varios tipos de reactores de fisión, como resultado de las distintas combinaciones de los elementos comunes: material fisionable, moderador y refrigerante. Los más comunes comercialmente son los dos siguientes, identificados por las siglas en inglés:

**BWR.** Reactor de uranio ligeramente enriquecido, moderado y enfriado por agua ligera en ebullición. (figura I.8).

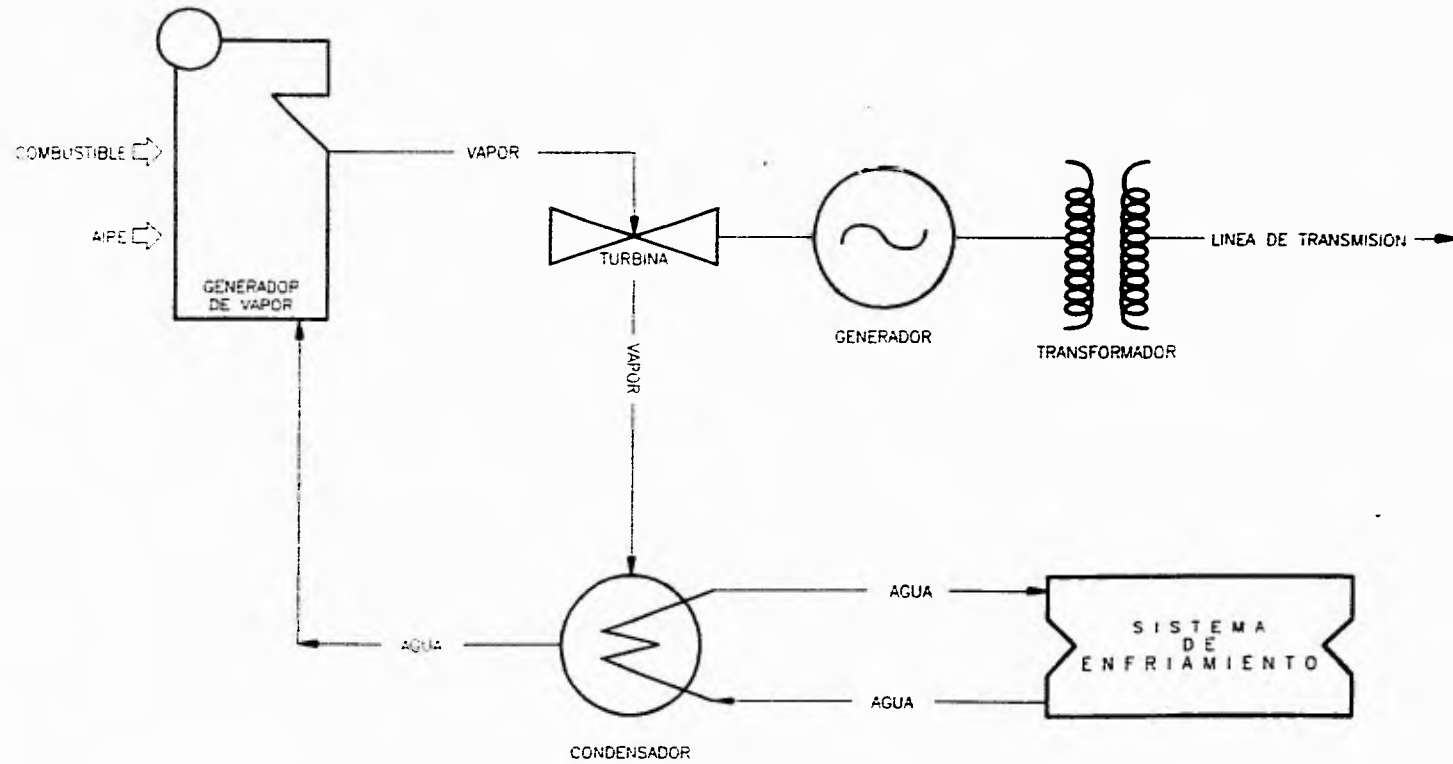
**PWR.** Reactor de uranio ligeramente enriquecido, moderado y enfriado por agua ligera a presión (figura I.9).

La localización de las plantas generadoras, en el caso de las plantas hidroeléctricas y maremotrices o de las plantas geotérmicas, está determinada por el lugar donde se dan las condiciones naturales para realizar una conversión económica de la energía en energía eléctrica (incluyendo en la evaluación de la economía del proyecto el costo de la transmisión de la energía eléctrica hasta los lugares de consumo). En general este tipo de desarrollos queda localizado lejos de los centros de consumo y requiere un sistema de transmisión de alta tensión para el transporte de la energía eléctrica.

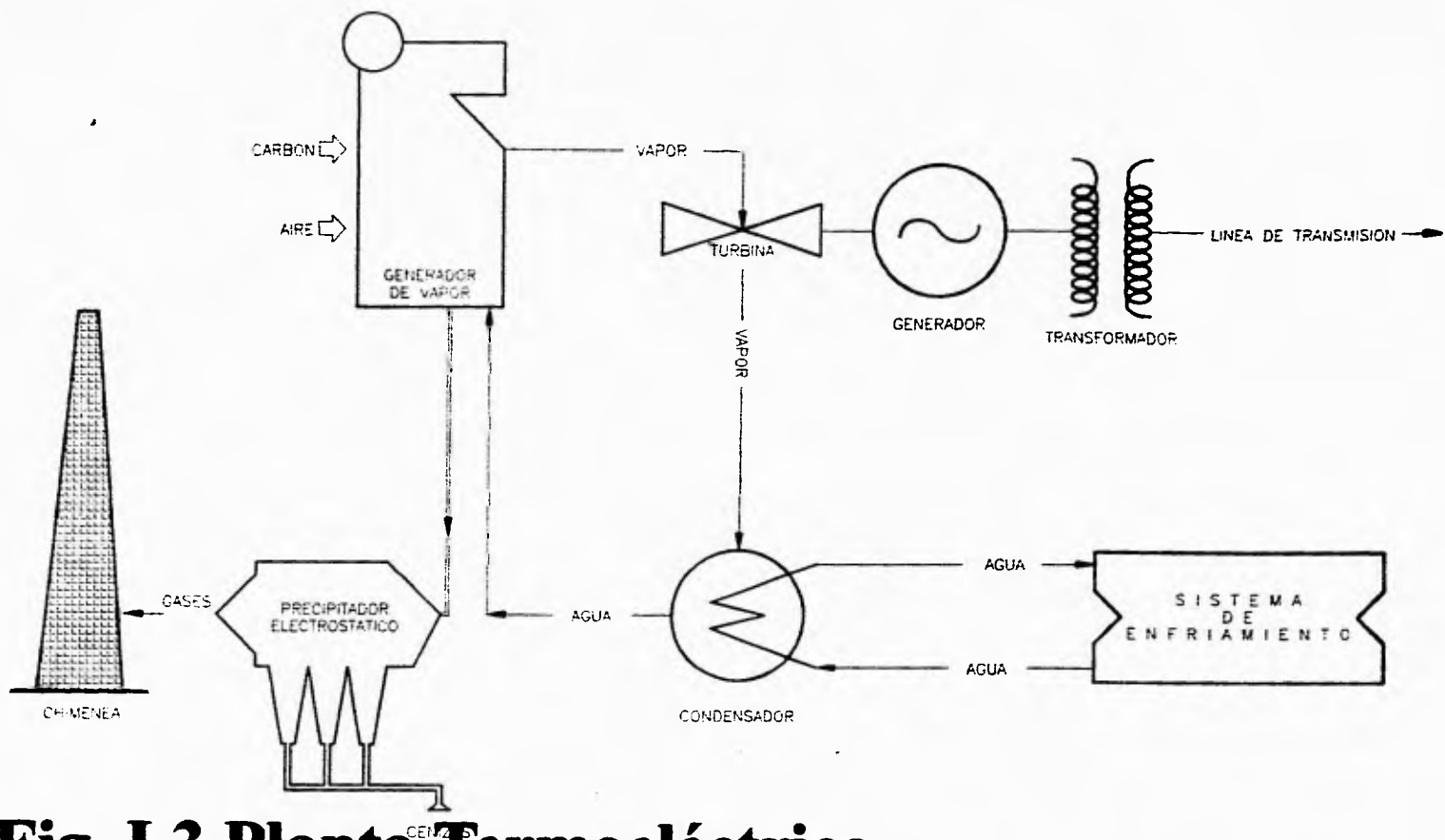
En lo que se refiere a las plantas termoelectricas que utilizan combustibles fósiles, resulta en general más económico transportar el combustible que la energía eléctrica, de manera que la tendencia en el pasado ha sido instalarlas cerca de los centros de consumo.



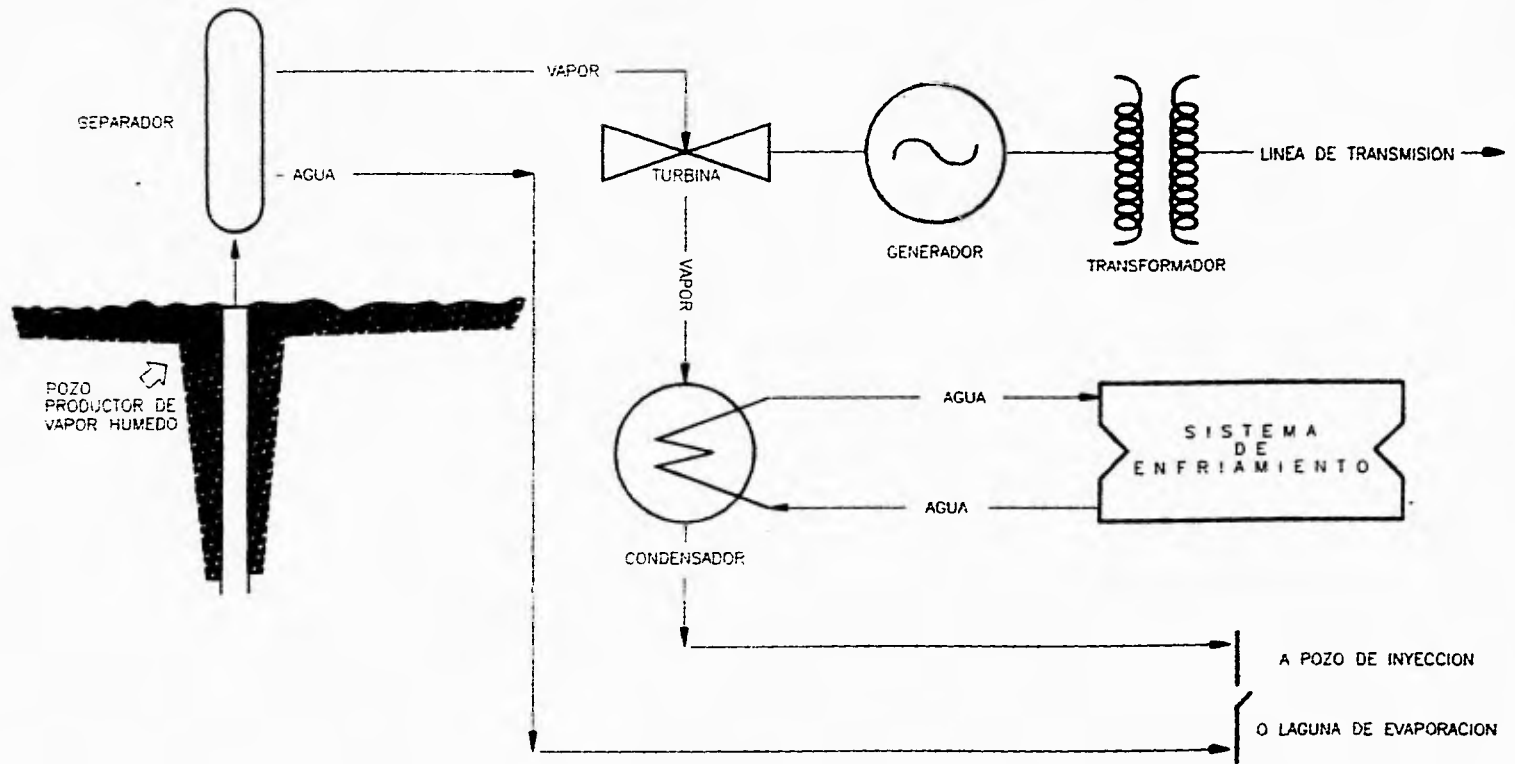
**Fig. I.1 Planta Hidroeléctrica**



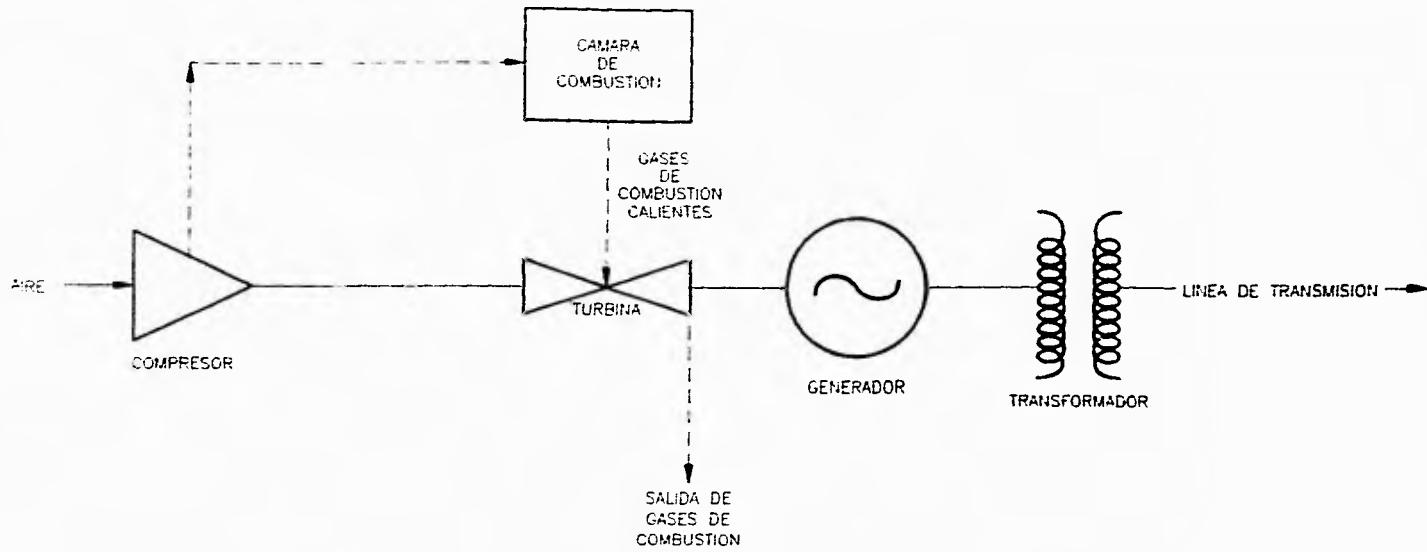
**Fig. I.2 Planta Termoeléctrica  
que usa combustóleo o gas natural**



**Fig. I.3 Planta Termoeléctrica que utiliza carbón**

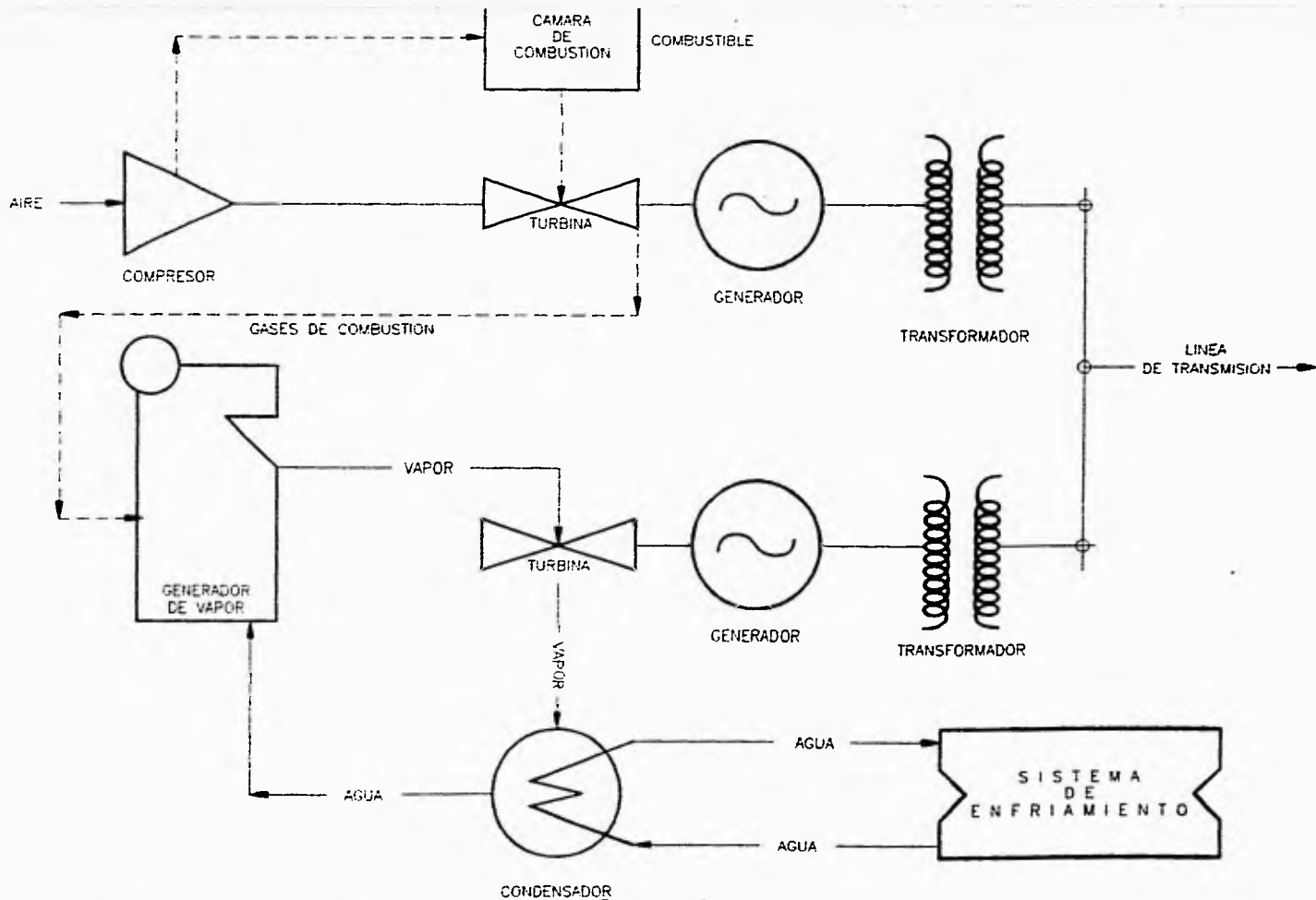


**Fig. I.4 Planta Termoeléctrica que utiliza vapor geotérmico**

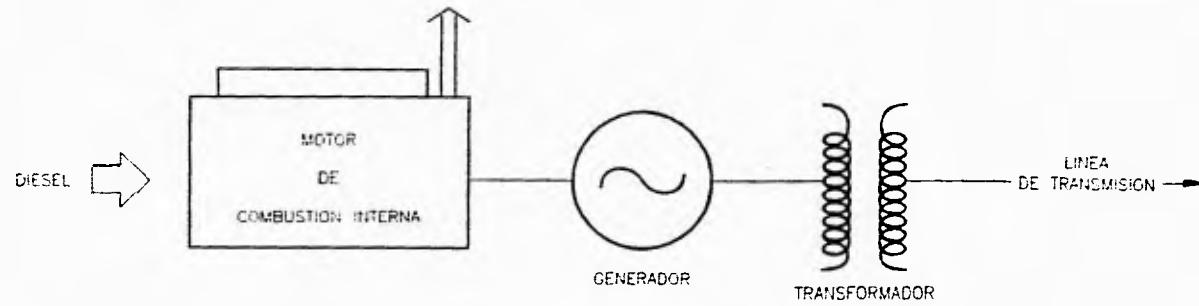


**Fig. I.5 Planta Termoeléctrica  
con turbinas de gas**

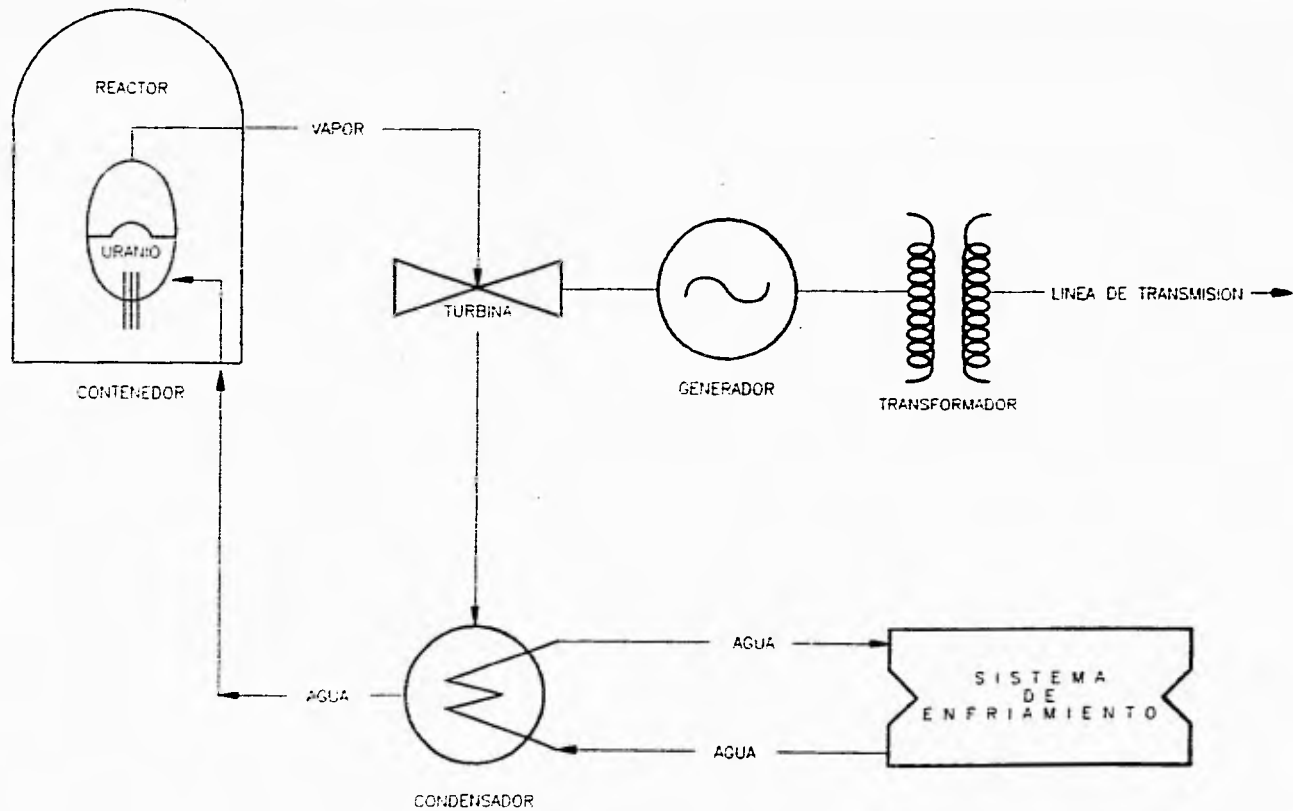




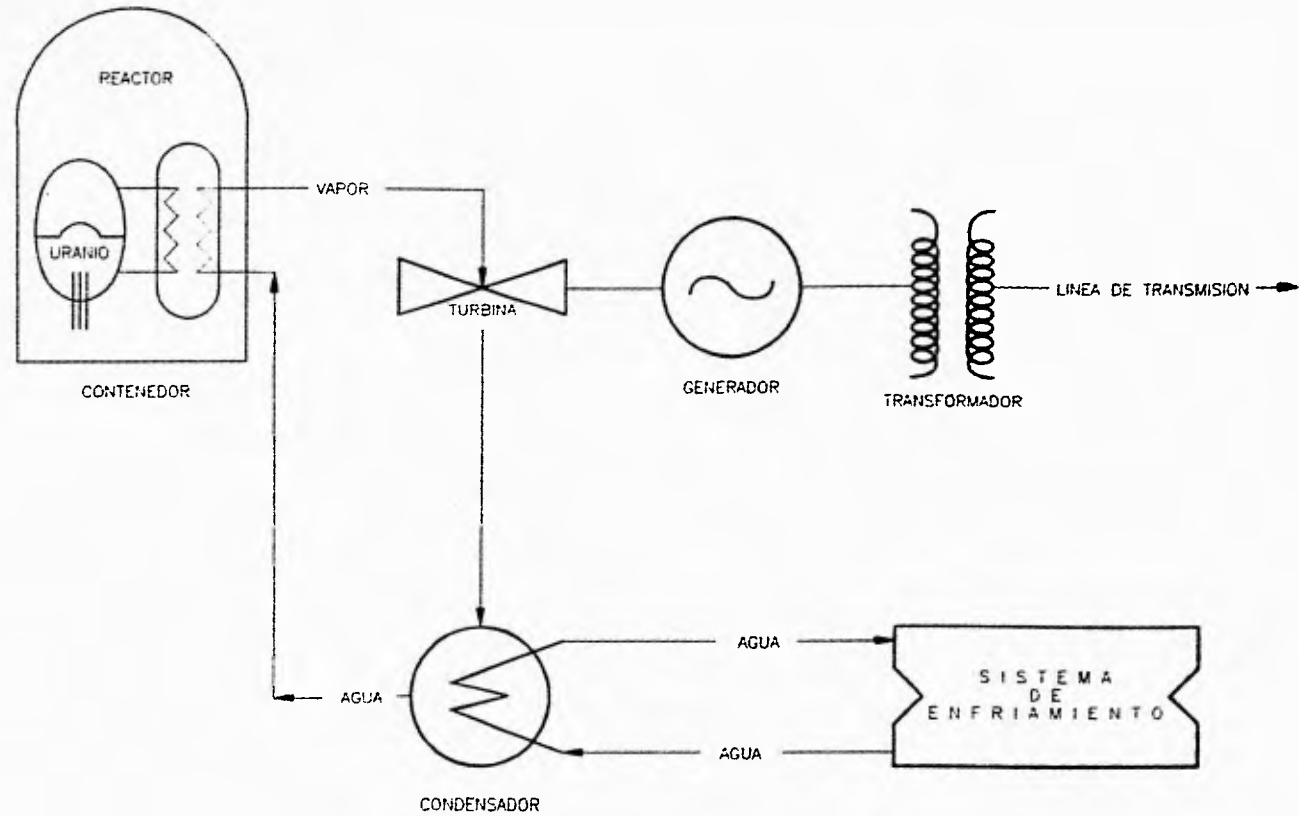
**Fig. I.6 Planta Termoeléctrica de ciclo combinado**



**Fig. I.7 Planta Termoeléctrica  
con motor de combustión interna**



**Fig. I.8 Planta Termoeléctrica  
con reactor de fisión nuclear  
de agua ligera en ebullición.**



**Fig. I.9 Planta Termoeléctrica  
con reactor de fisión nuclear  
de agua ligera a presión.**

Esto seguirá siendo aplicable para las plantas generadoras con turbinas de gas, que se usan para operar durante las horas de demanda máxima y durante emergencias. En cambio para las plantas con turbinas de vapor la utilización de grandes unidades generadoras, que permite reducir el costo por KW instalado, conduce a instalarlas en lugares donde puede disponerse de agua suficiente para la refrigeración (si esto no es posible se utilizan torres de enfriamiento, pero esta solución encarece la instalación), donde puedan obtenerse terrenos a un costo razonable y pueda disponerse de combustible barato. Todos estos factores y los problemas de contaminación atmosférica contribuyen a alejar este tipo de plantas de los centros urbanos y por lo tanto hacen necesaria la instalación de un sistema de transmisión de alta tensión.

En las plantas nucleares el costo del transporte del material de fisión es despreciable y no existe emisión de gases de combustión a la atmósfera, pero como en el caso anterior, el gran tamaño de las unidades, la necesidad de agua de refrigeración y consideraciones de seguridad hacen que tampoco se instalen en la proximidad de los centros de consumo.

## 1.2 Efectos ambientales de la producción y utilización de la energía eléctrica

El sistema energético, que se representa esquemáticamente en la figura 1.10, puede causar impactos ambientales en las diferentes fases de actividad determinadas por el flujo de energía desde las fuentes de energía primaria hasta el uso final de la energía.

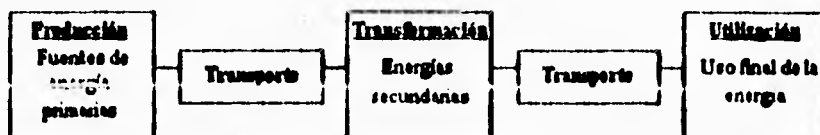


Figura 1.10 Sistema energético.

Estos impactos ambientales pueden ser de tres tipos:

- a) Contaminación material del aire, el agua, o el suelo.
- b) Contaminación energética: calor de desecho, ruido.

c) Contaminación estructural, causada por la alteración del medio ambiente: problemas de localización de instalaciones energéticas y de la infraestructura necesaria; minería del carbón y del uranio; lagos artificiales, etc..

Las estrategias para controlar estos problemas de impacto ambiental incluyen aspectos técnicos, económicos, sociales y políticos.

Entre los aspectos técnicos pueden jugar un papel importante el uso racional de la energía y el aprovechamiento de desechos, tanto energéticos como de materia orgánica e inorgánica.

Entre los problemas de impacto ambiental causados por el sistema energético destacan por su importancia los siguientes:

- Impactos ambientales debidos a la utilización de combustibles fósiles.
- Impactos ambientales debidos a la utilización de energía nuclear.

### ***1.2.1 Impactos ambientales debidos a la utilización de combustibles fósiles***

#### ***1.2.1.1 Aspectos generales de los contaminantes***

Todos los sistemas de conversión de energía mediante combustibles fósiles tienen el problema de producir cambios ambientales indeseables. Podemos definir la contaminación del aire como la presencia en la atmósfera de una o más sustancias o sus combinaciones, en cantidades tales y con tal duración que afectan la vida humana, animales, plantas, etc..

Entre los contaminantes podemos mencionar como los de mayor relevancia a los óxidos de azufre (SO<sub>x</sub>), óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), partículas suspendidas (PST), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), monóxido de carbono (CO), metano (CH<sub>4</sub>) y los hidrocarburos no quemados en su totalidad (HC), ver tabla I.1.

Cabe mencionar que el CO<sub>2</sub> no se considera propiamente como un contaminante, pero se incluye en la tabla por su alta contribución al efecto invernadero.

Tabla I.1.  
Características generales de los contaminantes.

Contaminante	Reacción química	Características generales
SO <sub>2</sub> Bióxido de azufre	$S + O_2 \rightarrow SO_2$	Gas incoloro de olor picante. Es de los más peligrosos; fue identificado como el causante directo de las muertes durante las crisis ecológicas que afectaron Tokio y Londres. Cerca del 95% de las emisiones provienen de la combustión del carbón natural.
NO <sub>x</sub> Oxidos de azufre		Son gases rojizos de olor picante. Los N <sub>2</sub> O, NO y NO <sub>2</sub> son los principales contribuyentes potenciales a la contaminación del aire. Más del 90% de los NO <sub>x</sub> producidos por el hombre son causados por el consumo de combustibles como el combustóleo y el carbón. Produce un tipo de smog que irrita los ojos, reduce visibilidad y afecta las vías respiratorias.
CO <sub>2</sub> Bióxido de carbono	$C + O_2 \rightarrow CO_2$	Se considera que la producción y uso de los combustibles fósiles supone el 30% de las emisiones de CO <sub>2</sub> a la atmósfera, produciéndose aproximadamente el 20% restante en los procesos de deforestación. El CO <sub>2</sub> es el componente individual más importante en la producción del efecto invernadero, aproximadamente el 50% de dicho efecto.
CO Monóxido de carbono	$C + \frac{1}{2} O_2 \rightarrow CO$	Se trata de un gas incoloro e inodoro. Es producto de la combustión incompleta de combustibles que contienen carbono; se combina con la sangre para formar la carboxihemoglobina, que es mortal en determinadas concentraciones.
CH <sub>4</sub> Metano	$C + 2H_2 \rightarrow CH_4$	Es un gas de olor desagradable. El metano se emite desde múltiples fuentes, algunas de ellas naturales, así como en la producción, transporte y en la combustión incompleta de los combustibles fósiles. Es el segundo gas en importancia respecto al efecto invernadero, aproximadamente el 20%.
PST Partículas suspendidas		Son partículas sólidas y líquidas dispersas arrastradas por el aire. Las partículas que causan mayor contaminación son las más pequeñas derivadas de los hidrocarburos. Representan un riesgo para los pulmones, reducen visibilidad, entre otras cosas.

Fuente: Investigación propia.

Los combustibles fósiles como el petróleo y el carbón contienen distintas cantidades de azufre, elemento que es liberado al ser quemados aquellos, saliendo por las chimeneas principalmente en forma de anhídrido sulfuroso.

La combustión de combustibles fósiles produce también la emisión de distintas combinaciones de nitrógeno, principalmente de óxidos de nitrógeno, que proceden, en parte, de sustancias nitrogenadas existentes en los combustibles y, además, de la oxidación del nitrógeno del aire durante la combustión. Las emisiones de óxidos de nitrógeno aumentaron en años pasados a un ritmo más rápido que las de azufre, lo cual se debe a que, con objeto de realizar una combustión más eficiente, se pasó a una temperatura de combustión más elevada, aumentando así la oxidación del nitrógeno del aire.

Al igual que otras emisiones contaminantes liberadas en la atmósfera, tanto el azufre como el nitrógeno vuelven más pronto o más tarde al suelo. Ello puede tener lugar a través de la absorción sucesiva de los anhídridos de azufre y de los óxidos de nitrógeno por parte de las superficies de agua, de las tierras o de la vegetación. Este proceso se conoce con el nombre de deposición seca.

No obstante, gran parte de esos anhídridos y óxidos tienen tiempo de reaccionar durante su estancia en la atmósfera, siendo oxidados por el oxígeno del aire y convertidos en ácido sulfúrico y ácido nítrico, respectivamente. Dichos ácidos llegan después a la superficie terrestre a través de las precipitaciones atmosféricas, razón por la que se llama a este proceso deposición húmeda o, más comúnmente, lluvia ácida.

Las combinaciones del azufre y del nitrógeno que son objeto de deposición seca en estado gaseoso permanecen en la atmósfera en promedio unas 24 horas antes de ir a parar al suelo, mientras que las combinaciones convertidas en ácidos por oxidación en el aire pueden permanecer allí durante varios días. Ello implica que una parte considerable de esas emisiones ácidas contaminantes de la atmósfera puede ser esparcida por los vientos más allá de las fronteras del país donde tienen su origen, a cientos, o quizás miles, de kilómetros de las fuentes de emisión.

Las investigaciones muestran que las aportaciones de ácidos al suelo influyen en la vida existente en el mismo. La actividad total de los organismos disminuye, lo cual implica



a su vez una velocidad menor de descomposición y transformación en el suelo. Se considera que todos estos factores pueden influir negativamente en el crecimiento de los bosques a más largo plazo, si bien aún no se ha podido comprobar este efecto. Ello puede ser debido, entre otros factores, al largo período de desarrollo de una generación de árboles, así como al hecho de que el aumento de la caída de nitrógeno, que se ha intensificado en los últimos años, ha implicado un efecto de abono que ha contrarrestado los efectos negativos de la acidificación del suelo.

Los lagos y las corrientes de agua están más expuestos a la acidificación que el suelo, habiendo sido precisamente en los lagos donde primero se notaron los efectos del aumento de los ácidos. La acidificación implica cambios radicales en todo el ecosistema de un lago o de una corriente de agua. La composición química del agua cambia, pudiendo causar, si el efecto es pronunciado, la desaparición de peces y plantas.

#### *1.2.1.2 Los combustibles fósiles y el aumento del bióxido de carbono en la atmósfera*

En la conferencia mundial sobre el clima, celebrada en 1979 en Ginebra (Suiza), la Organización Meteorológica Mundial abordó el tema del impacto de la liberación de energía producida por el hombre sobre el medio ambiente. En la declaración final de la Conferencia se expresa lo siguiente:

" Actualmente el hombre está modificando el clima en un contexto local y también, en cierto grado, a escala regional, sin estar consciente de este hecho. Hay indicaciones significativas de que las actividades antropogénicas en expansión resultarán en cambios regionales y aún globales del clima de la tierra. La posibilidad de que esto ocurra debe ser razón suficiente para una cooperación global para analizar las posibles tendencias futuras en el desarrollo del clima mundial y sus implicaciones sociales.

Podemos afirmar con cierto grado de certeza que el uso de los materiales fósiles, la tala de los bosques y los cambios en el cultivo de la tierra han causado un aumento del contenido de CO<sub>2</sub> en la atmósfera durante los pasados 100 años, de aproximadamente 15% y que el aumento es del orden de 0.4% por año.

El CO<sub>2</sub> juega un papel fundamental en la determinación del nivel de temperatura de la atmósfera terrestre y parece evidente que un aumento en el contenido de CO<sub>2</sub> en la atmósfera conducirá a un calentamiento global de las capas inferiores de la atmósfera, especialmente en las latitudes más altas. La utilización de modelos puede proporcionar alguna información sobre la distribución de la temperatura y otros parámetros meteorológicos, pero los detalles del mecanismo de los cambios se desconocen todavía en gran parte.

Puede esperarse que algunos efectos, a escala regional y global, serán identificables hacia fines del presente siglo y que crecerán en significación alrededor de mediados del siglo próximo. Este desarrollo cronológico corresponde aproximadamente al que será necesario para controlar, según se requiera, algunos aspectos de la economía mundial, incluyendo la agricultura y la utilización de la energía, en caso de que esto sea necesario".

### ***1.2.1.3 Efecto invernadero***

Sobre la tierra incide de manera permanente un flujo de rayos solares cuyo contenido energético (valorado por m<sup>2</sup> normal de superficie y por año) se estima en 340 KWh. La mayor parte de estas ondas luminosas atraviesan la atmósfera y alcanzan la superficie terrestre calentándola.

La Tierra devuelve hacia el espacio exterior una cantidad idéntica de energía y lo hace en forma de ondas térmicas (calor negro). La intensidad de esta emisión depende exclusivamente de la temperatura superficial de nuestro planeta.

De no existir la atmósfera, la Tierra devolvería una cantidad de energía similar a la recibida lo que produciría una temperatura en su superficie de tan sólo -13°C de temperatura, por lo que sería un planeta helado y carente de vida (similar a Marte). Sin embargo, la atmósfera actúa de forma de "gigantesco invernadero", que deja pasar sin demasiado impedimento los rayos del sol y ofrece una mayor resistencia a los térmicos, que en sentido contrario devuelve la Tierra. Este fenómeno es conocido como *Efecto Invernadero*, y produce un aumento de la temperatura superficial, hasta alcanzar unos 15°C de promedio, condición bajo la cual prolifera la vida. Ver figura 1.11.

Un amplio conjunto de cambios climáticos (temperaturas locales y globales más altas, cambios en las pautas de las lluvias, niveles de los mares superiores a los actuales, fuertes y frecuentes tormentas) se teme que se produzca en las próximas décadas si las concentraciones de ciertos gases en la atmósfera continúan creciendo. Los principales gases implicados en el efecto invernadero, son el bióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), el metano ( $\text{CH}_4$ ), el óxido nitroso ( $\text{NO}_2$ ), el ozono troposférico y los clorofluorcarbonatos (CFC). Estos gases son transparentes a la radiación solar, pero absorben la radiación infrarroja emitida desde la superficie de la Tierra que de otro modo se perdería en el espacio.

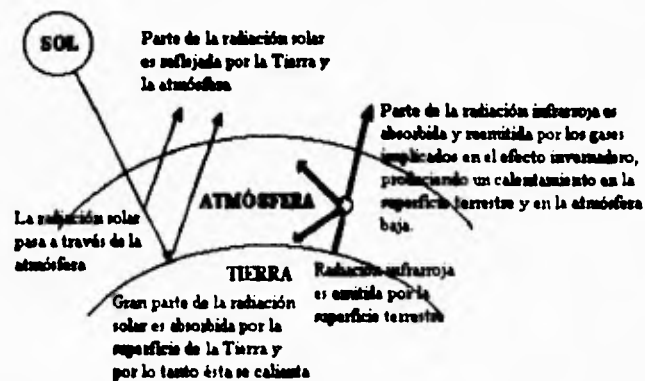


Figura 1.11 Efecto invernadero.

Las conferencias internacionales que últimamente han tratado este problema (Toronto, Río de Janeiro) han concluido sus trabajos enfatizando la necesidad de disminuir la dependencia de los combustible fósiles, incrementando la eficiencia en el uso de la energía y aumentando la utilización de los recursos energéticos no basados en el carbono.

En la tabla 1.2 se indica la repercusión de cada uno de los gases mencionados en el efecto invernadero:

Tabla I.2  
Repercusión de diferentes gases en el efecto invernadero.

Bióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	347 ppm	6 a 10 años	1.5 a 4.5 °C	Combustibles fósiles, abono forestal, erosión del suelo.
Ozono (O <sub>3</sub> ) (sólo cerca de la superficie)	30 ppb	30 a 90 días	0.9 °C	Indirectamente de los óxidos de nitrógeno, monóxido de carbono e hidrocarburos. (transporte, combustibles fósiles, industria)
(CFC)	0.4 ppb	50 a 100 años	0.5 °C	Propulsores de aerosol, refrigerantes y solventes, envolturas de plástico.
Óxido nitroso (N <sub>2</sub> O)	0.3 ppm	20 a 100 años	0.12 °C	Fertilizantes artificiales, combustibles fósiles, combustión biológica.
Metano (CH <sub>4</sub> )	1.65 ppm	4 a 7 años	0.09 °C	Cultivo de arroz, combustión biológica, combustibles fósiles, fugas de gas natural.
Amoniaco (NH <sub>3</sub> )	< 1 ppb	7 a 14 días	0.09 °C	Combustibles fósiles, plantas de tratamiento de aguas.
Tetracloruro de carbono (CCL <sub>4</sub> )	0.14 ppb	?	0.06 °C	Agentes de limpieza, industria.

Fuente: Schönwiese/Diekmann : " Der Treibhauseffekt ", DVA, 2<sup>da</sup> edición, 1988.

En un informe del Comité Intergubernamental sobre el Cambio Climático en Suecia en 1991 se concluyó lo siguiente:

El CO<sub>2</sub>, principal responsable del efecto invernadero, debe experimentar aproximadamente una reducción del 60% en sus emisiones para estabilizar su nivel actual de concentración en la atmósfera, mientras que otros compuestos de menor incidencia, como los óxidos de nitrógeno y los clorofluorcarbonatos (CFC) deben ver reducidas sus emisiones más del 70%. Sobre los CFC ya existe un acuerdo internacional para dejar de

fabricarlos en los próximos años debido a que son también los principales responsables del agujero de ozono. El metano, con una vida menor en la atmósfera, sólo debería sufrir reducciones del 15% o 20%.

Cuanto más se prolonguen las emisiones en los actuales niveles, mayores reducciones deberemos efectuar para estabilizar las concentraciones a un nivel determinado.

Datos obtenidos de la conjunción de diversos modelos, procesados con una computadora, que tratan de predecir el clima del futuro, indican que la temperatura media en la superficie del planeta aumentará 0.3°C por década si el incremento del consumo de combustibles fósiles sigue como hasta ahora. Esto significa que en el año 2025 la temperatura media podría ser un grado más alta que ahora y que en el 2100 se habrá elevado 3°C.

### ***1.2.2 Impactos ambientales de la utilización de energía nuclear***

El uso de la energía nuclear implica un riesgo específico: las radiaciones ionizantes. Se expondrá a continuación la naturaleza de esas radiaciones, sus efectos biológicos y las fuentes de radiación.

#### ***1.2.2.1 Naturaleza de las radiaciones ionizantes***

La radiación consiste en la emisión de energía en forma de partículas atómicas o radiación electromagnética como resultado de la desintegración de elementos radiactivos. Puede tratarse de partículas cargadas eléctricamente, como las partículas alfa ( $\alpha$ ) y beta ( $\beta$ ), de radiación electromagnética gamma ( $\gamma$ ) o de radiación neutrónica ( $n$ ).

La radiación alfa está formada por núcleos de helio que tienen doble carga positiva, por lo que su principal interacción con la materia es la ionización y es poco penetrante: toda la energía de transporte es cedida a lo largo de una trayectoria muy corta, unos cuantos centímetros en el aire y milésimas de milímetro en los tejidos de los organismos vivos.

La radiación beta está formada por electrones y como tiene una carga negativa también producirá ionización y es un poco más penetrante que la radiación alfa, pues alcanza unas decenas de centímetros en el aire. Otra forma de interacción con la materia es la excitación de la misma, transfiriendo su energía a los electrones que giran alrededor del núcleo.

La radiación gama es de naturaleza electromagnética, sin carga, por lo que no ioniza el medio de manera tan inmediata como la radiación alfa o la radiación beta; es muy penetrante y puede atravesar una distancia grande en el aire sin que sea absorbida una fracción significativa de su energía.

La radiación neutrónica está constituida por neutrones y no tiene carga alguna; su poder de penetración en los materiales es en general mayor que la radiación gama. No produce ionización en los átomos del medio de desplazamiento o choque de los electrones: el efecto predominante en este tipo de radiación es la interacción con los núcleos, excitándolos.

#### ***1.2.2.2 Efectos biológicos de las radiaciones ionizantes***

La radiación puede producir efectos biológicos al causar la destrucción o el deterioro de células de seres vivos.

Se evalúa el efecto de la radiación por la energía absorbida por unidad de masa de materia irradiada; esta energía se llama " dosis absorbida ". La unidad de dosis absorbida es el gray (Gy) que es igual a 1 Joule/Kg y que sustituye a la antigua unidad, el rad, cien veces menor.

Los efectos biológicos de las dosis absorbidas dependen de varios factores: el principal es la naturaleza de la radiación, pero también hay que tener en cuenta la rapidez con que se recibe la dosis y los órganos irradiados.

A fin de poder comparar los efectos biológicos producidos por la radiación se ha establecido un nuevo concepto: el de " dosis absorbida equivalente ", cuya unidad es el

Sievert (Sv), que sustituye a la antigua unidad, el rem, que era cien veces menor y cuya magnitud se obtiene multiplicando la dosis absorbida por un factor de calidad que depende de la naturaleza de la radiación.

La capacidad de penetración de las diferentes formas de radiación determina las modalidades de acción sobre el organismo.

Las radiaciones alfa son incapaces de penetrar la piel humana, pero pueden ser muy perjudiciales si un isótopo que emite radiaciones alfa, como, por ejemplo el plutonio, penetra al cuerpo a través de una herida o por inhalación o ingestión, causando en el lugar donde se deposita un intenso daño local.

Las radiaciones beta son algo más penetrantes que las alfa, pueden a veces penetrar la piel humana, pero generalmente sus efectos más graves se deben a la inhalación o a la ingestión de isótopos emisores de partículas beta, como el yodo 131, el cesio 137 y el estroncio 90. Debido a la semejanza química de estos radioisótopos con elementos absorbidos normalmente por el cuerpo humano, tienden a depositarse en ciertos órganos; por ejemplo el estroncio 90, que es químicamente parecido al calcio, se concentra en los huesos donde puede producir cáncer.

La radiación gamma, que como se dijo es muy penetrante, puede dañar órganos vitales del cuerpo. La mayor parte de los productos de fisión emiten radiación beta y gamma.

Si la radiación es muy intensa causa la muerte de un número elevado de células y, en consecuencia, de los órganos formados por dichas células, lo que puede a su vez causar la muerte del organismo. Si la intensidad de la radiación es menor, se causa daño a las células, que en ocasiones puede repararse, pero en otros casos se multiplica, produciendo cáncer en los tejidos o en los huesos o, en el caso de una célula reproductiva, puede causar un daño genético debido a una mutación, el que se transmite a las generaciones futuras.

Generalmente se distinguen los efectos precoces de la radiación y los efectos tardíos.

Los efectos precoces se refieren a los que aparecen poco después de la irradiación: desde algunas horas hasta un mes. Las manifestaciones varían según la dosis recibida.

Si la dosis recibida no excede 1 sievert, los síntomas son ligeros y los efectos son reversibles. Si la dosis es de 4 sieverts o mayor, los efectos son letales y la muerte sobreviene al cabo de veinte o treinta días.

La exposición de todo el cuerpo a una radiación mayor de 10 sieverts durante un corto período, como la producida por las bombas atómicas lanzadas sobre Hiroshima y Nagasaki, causa la muerte inmediata.

Los efectos tardíos pueden manifestarse al cabo de períodos de tiempo que pueden ser muy largos: cánceres y leucemias al cabo de decenas de años; mutaciones genéticas al cabo de varias generaciones.

Estos efectos plantean problemas muy diferentes según la dosis recibida y su naturaleza. Se acostumbra distinguir entre dosis débiles y dosis fuertes.

Por lo que hace a la dosis fuertes de radiación, se conocen los casos de experimentación con animales, de enfermos de cáncer tratados por radioterapia, de sobrevivientes de las explosiones atómicas de Hiroshima y Nagasaki, de personas irradiadas accidentalmente durante explosiones atómicas experimentalmente y de operarios expuestos profesionalmente a radiaciones, como radiólogos o mineros de uranio. En estos casos los efectos de la radiación, ya descritos, son evidentes y aumentan en función de la dosis.

Las dosis débiles son aquellas cuya magnitud es del orden de las variaciones observables de la radiactividad natural o bien de las radiaciones adicionales de origen médico. Corresponden a dosis que, integradas durante toda la duración de la vida, son siempre inferiores a 1 sievert.

La determinación de los efectos a largo plazo de estas dosis débiles de radiación constituye uno de los problemas fundamentales de la industria nuclear, ya que las



radiaciones que produce y a las que queda sometido normalmente el personal propio de la industria y la población en general, entran en esta categoría.

Actualmente se considera que no existe ningún límite inferior por debajo del cual no existan efectos cancerígenos y se supone que la incidencia del cáncer a dosis bajas es directamente proporcional a la dosis de radiación, en la misma proporción que la observada para dosis altas.

En Estados Unidos, la Agencia de Protección del Medio Ambiente (Environmental Protection Agency), que es el organismo encargado de establecer las normas sobre radiación, ha fijado un límite de 0.25 milisieverts por año para la dosis de radiación máxima permisible a la que puede estar sujeta la población en general como resultado del funcionamiento de instalaciones nucleares.

La dosis máxima laboral autorizada hasta 1992 era de 50 milisieverts por año, o sea 2.5 milirems/hora que es 100,000 veces inferior a la dosis letal (4 a 5 sieverts administrados durante dos horas), lo que significa que las dosis letales son mucho mayores que las radiaciones a que puede estar sometido el personal de la industria nuclear en condiciones normales y sólo puede presentarse en casos de accidente que produzcan una liberación importante de radiactividad, como ocurrió en la planta nucleoelectrónica de Chernobyl, en Ucrania, en mayo de 1986.

La Comisión Reguladora Nuclear de Estados Unidos ha hecho más estrictos los límites de exposición a la radiación, reduciendo la dosis laboral a 12.5 milisieverts por año. Esto se aplica a partir de 1993.

### **1.2.2.3 Fuentes de radiación**

Los efectos sobre el medio ambiente del uso de la energía nuclear para generar electricidad se producen durante las siguientes cuatro etapas:

- a) Operación del reactor
- b) Manejo y almacenamiento temporal del "combustible" irradiado.

- c) Reprocesamiento del " combustible " irradiado.
- d) Disposición final de los desechos radiactivos de larga vida.

Con referencia principalmente al problema de la radiación pueden señalarse los siguientes aspectos:

#### ***1.2.2.4 Funcionamiento de los reactores nucleares.***

Durante la etapa de utilización del material fisionable en el reactor, los riesgos están ligados a la emisión de radiaciones ionizantes y a la producción de productos de la fisión, que son en su casi totalidad radiactivos. Algunos de estos productos de fisión son gaseosos (como el kriptón 85 y el xenón 133), otros son volátiles y otros sólidos.

Los reactores nucleares funcionan en recintos herméticos, con varias barreras de contención, pero el fluido que sirve para enfriarlos y extraer el calor producido es contaminado debido a dos causas:

Primero, por los productos de fisión que pueden escapar de los tubos metálicos que constituyen las cubiertas que contienen al uranio, cuando se desarrolla algún defecto en los mismos;

Segundo, por productos de activación, debidos a la captura de neutrones, que atraviesan las paredes de los tubos que contiene el uranio, por elementos estables contenidos en el fluido de enfriamiento y en los materiales estructurales del reactor y del circuito primario.

Las fuentes de radiación asociadas al reactor son las cuatro siguientes:

*El " combustible " irradiado, que se extrae periódicamente del reactor.*

*Los efluentes líquidos que provienen de purgas y de la limpieza de los circuitos de enfriamiento del reactor o de los dispositivos asociados. Contienen productos de fisión y*

productos de activación, siendo los más importantes el tritio y el cesio 137. Estos líquidos se filtran y después se tratan en columnas de resinas intercambiadoras de iones.

*Los efluentes gaseosos*, consistentes en gases raros e iodo, que pueden proceder de fugas del circuito primario, arrastradas por el sistema de ventilación de los locales; contaminan débilmente un gran volumen de aire y son evacuados por la chimenea después de filtrados. Pueden proceder también de purgas del circuito primario, que contaminan fuertemente un volumen de aire relativamente pequeño; pueden ser evacuados después de filtrados o bien pueden ser tratados y confinados.

*Los desechos sólidos*, que son de dos tipos. Los filtros, resinas, lodos de decantación, residuos de evaporación, constituyen desechos de actividad media. Los objetos tales como ropa usada, telas, guantes, que han sido usados en labores de mantenimiento, constituyen desechos de baja actividad.

En resumen, el funcionamiento de una central nucleoelectrónica produce grandes cantidades de radioelementos. Una proporción pequeña es enviada al medio ambiente (efluentes líquidos y gaseosos) o transportada a un centro de almacenamiento (desechos sólidos). La mayor parte de los radioelementos producidos quedan en el combustible irradiado.

Los desechos que se dispersan en el medio ambiente, directamente o después de tratados, se controlan en forma estricta. Los desechos líquidos, después de almacenarlos y controlarlos, se descargan a una corriente de agua, o al mar, pero nunca a las aguas freáticas. El aumento de la radiactividad que producen es inferior a 1/100 de la concentración máxima admisible. La naturaleza de los desechos gaseosos varía según el tipo de reactor: en los de uranio enriquecido moderados y enfriados con agua ligera, consisten, esencialmente, en kriptón 85 y xenón 133. La irradiación provocada en el medio ambiente no excede de algunas milésimas de milsievert por año.

La presencia de estas sustancias radiactivas gaseosas, líquidas y sólidas en el medio ambiente implica cierto riesgo para los seres vivos, sobre todo de radiación interna por inhalación del aire o ingestión de agua o alimentos contaminados; en este último caso el

efecto puede amplificarse por concentración de las sustancias radiactivas a través de las cadenas alimentarias.

### ***1.2.2.5 Tratamiento del " combustible " irradiado***

En forma periódica se retira una parte del combustible del núcleo del reactor. En los reactores de uranio natural moderados y enfriados con agua pesada, del tipo CANDU, esto se hace sin necesidad de suspender el funcionamiento del reactor. En los reactores de uranio enriquecido moderados y enfriados con agua ligera, se requiere parar el reactor y se retira cada año la tercera parte del combustible.

El combustible irradiado es muy radiactivo y genera gran cantidad de calor. Algunos de los elementos producidos por la fisión del uranio tienen periodos radiactivos muy largos.

Este combustible irradiado se conserva primero localmente en albercas, bajo varios metros de agua, para disminuir las radiaciones ionizantes. A continuación se puede transportar a plantas de reprocesamiento.

El procesamiento del combustible es conveniente por dos razones:

- a ) Para reducir considerablemente el volumen de los desechos de muy alta actividad.
- b ) Para recuperar uranio y plutonio que quedan en el combustible irradiado, que pueden reutilizarse y obtener también diferentes radioelementos utilizado para varios fines.

En las plantas de reprocesamiento, las cubiertas de las barras de combustible se abren mecánicamente o químicamente; su contenido se deshace en ácido nítrico y se extrae el uranio y plutonio. Durante esas operaciones se liberan gases residuales: kriptón 85, yodos y vapor de agua con tritio. Queda un residuo líquido, muy rico en radioelementos, constituido por el 99.5% de los productos de fisión, que actualmente se almacena localmente.

Las plantas de reprocesamiento liberan efluentes líquidos y gaseosos, en magnitudes sensiblemente mayores que las plantas nucleares, pero muy inferiores a los límites impuestos por los reglamentos.

El inconveniente del reprocesamiento del combustible irradiado es que podría contribuir a la proliferación de las armas nucleares, ya que el plutonio recuperado podría usarse para ese fin. Por ese motivo el Organismo Internacional de Energía Atómica promueve actualmente que el combustible irradiado procedente de las plantas nucleoelectricas no se reprocese, especialmente en el caso de los países que no poseen el arma atómica.

#### ***1.2.2.6 Disposición final de los desechos radiactivos***

Este problema, que no tiene todavía una solución definitiva, reviste gran importancia debido a la larga vida de algunos de los residuos radiactivos. La duración de la actividad radiactiva se caracteriza por el periodo radiactivo, que es el tiempo necesario para que la mitad de los átomos de un radioelemento se desintegren, o sea para que su actividad se reduzca a la mitad. El plutonio 239, por ejemplo, tiene un periodo del orden de 24,000 años.

Se discutirá primero el problema de los efluentes gaseosos, después el de los residuos de actividad radiactiva mediana y débil y por último el de los desechos de alta actividad.

Por lo que hace a los efluentes gaseosos, el yodo 129 tiene un periodo de 16 millones de años, el kriptón 85 de 10.4 años y el tritio de 12.3 años. No plantean un problema inmediato, por que las emisiones actuales son reducidas, pero a largo plazo existe un riesgo de acumulación y será necesario, por lo tanto, desarrollar sistemas de absorción, que están actualmente en estudio y se planteará el problema del almacenamiento de esos productos.

Con respecto a los residuos de actividad baja o media, ya se trate de desechos o de efluentes líquidos, la primera etapa consiste en transformarlos en desechos sólidos y ahogarlos en concreto u otros productos adecuados, para después enterrarlos.

Los desechos de alta actividad, resultantes del reprocesamiento de los combustibles irradiados, contienen los productos de fisión propiamente dichos y cuerpos con núcleos pesados, llamados transuránicos y generalmente de periodo radiactivo muy largo. Se almacenan actualmente en forma líquida en depósitos de acero inoxidable. Para substituir el almacenamiento en forma líquida se ha desarrollado en Francia un método de vitrificación, que consiste en convertir los desechos líquidos, por evaporación, en un polvo que se mezcla con material vitrificante, para obtener, calentando la mezcla hasta su fusión y enfriándola, cilindros sólidos de material vitrificado. El material así obtenido reduce el volumen de los desechos a un décimo del volumen original líquido, se manipula más fácilmente y resiste bien la corrosión.

El siguiente paso consiste en disponer en forma segura para las futuras generaciones de estos desechos que conservarán su radiactividad por miles de años.

Algunas posibles soluciones están al nivel de estudios teóricos, por ejemplo, la transmutación de los elementos transuránicos de vida muy larga en productos de periodo radiactivo corto, sometiéndolos a un flujo intenso de neutrones.

La solución actualmente propuesta consiste en almacenar estos desechos de alta actividad a gran profundidad en formaciones geológicas estables, tales como domos salinos o rocas de granito. En estos lugares de almacenamiento se requiere, además de confinar la radiactividad, disipar el calor producido por la actividad radiactiva y esto durante periodos de tiempo muy largos.

## **CAPITULO II**

### **MEDIDAS PARA LIMITAR LOS IMPACTOS AMBIENTALES INCLUYENDO LA CONSERVACION DE LA ENERGIA**

#### **II.1 Nuevas tecnologías para la generación de energía eléctrica**

El desarrollo de nuevas tecnologías para la generación de energía eléctrica está motivado por la necesidad de disminuir los impactos ambientales de las plantas generadoras y mejorar la eficiencia del proceso de conversión utilizado para producir electricidad.

Como ya se dijo, uno de los problemas ambientales que influye en el desarrollo de los futuros sistemas de generación es el causado por la utilización de los combustibles fósiles (carbón, combustóleo, y gas natural) en las plantas termoeléctricas, lo que da lugar a impactos ambientales de mayor o menor magnitud, según el tipo de combustible, que pueden tener efectos a corto y a largo plazo. Estos impactos ambientales se manifiestan por la producción de óxidos de azufre y de nitrógeno, que a su vez causan la lluvia ácida; además la combustión de esos energéticos produce bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y este gas contribuye al aumento del efecto invernadero en la atmósfera, lo que podría producir a largo plazo un incremento de la temperatura de la superficie terrestre y un cambio global del clima.

Otro problema ambiental ligado a la generación de energía eléctrica se refiere a los posibles efectos sobre el medio ambiente y sobre los seres vivos del uso de la energía nuclear en reactores de fisión, debido a su riesgo específico: las radiaciones ionizantes.

La utilización de los recursos energéticos renovables, como la energía hidroeléctrica, la energía solar directa y la energía del viento, no implica los impactos ambientales antes mencionados y presenta, en consecuencia, ventajas ambientales indiscutibles.

La mejora de la eficiencia del proceso de conversión utilizado en las plantas generadoras de electricidad presenta un interés económico, al disminuir el consumo y por

lo tanto el costo de los energéticos utilizados, pero también contribuye a disminuir los impactos ambientales, ya que se producirá una cantidad dada de electricidad con una cantidad menor del energético en cuestión.

A continuación se describen brevemente varias tecnológicas en proceso de desarrollo que podrán contribuir en los próximos años a disminuir los impactos ambientales producidos por la generación de electricidad y a optimizar desde un punto de vista económico esa generación.

### ***II.1.1 Perfeccionamiento de las turbinas de gas***

Actualmente es clara la tendencia mundial a preferir, entre los combustibles fósiles, al gas natural en lugar del carbón o el combustóleo, ya que la utilización del gas en una planta termoeléctrica convencional produce menos emisiones contaminantes que la del combustóleo o el carbón. Si además el gas natural se utiliza en plantas generadoras más eficientes, como las de ciclo combinado, las emisiones por unidad de energía producida se reducen aún más.

La figura II.1 muestra el progreso permanente de los dispositivos de turbina de gas, su creciente eficiencia con respecto a la de turbinas de vapor.

En la industria eléctrica se han utilizado dos tipos de turbinas de gas: las turbinas de gas industriales, de diseño similar a las turbinas de vapor y concebidas específicamente para aplicaciones estacionarias y las turbinas de gas aeroderivadas, desarrolladas para impulsar los aviones y adaptadas para usos estacionarios.

Las turbinas de gas industriales se emplean, con una utilización anual elevada, en las plantas de ciclo combinado, que alcanzan eficiencias globales hasta del 50%. Estas turbinas se ofrecen comercialmente con capacidades de generación relativamente grande (de 70 a 135 MW). Se diseñan con relaciones de compresión bajas (de 8 a 16) y los gases de combustión salen de la turbina a temperaturas altas, de hasta 593°C, lo que permite producir vapor de alta calidad en un generador de vapor y hace, en consecuencia, que estén bien adaptadas para utilizarse en una planta de ciclo combinado.



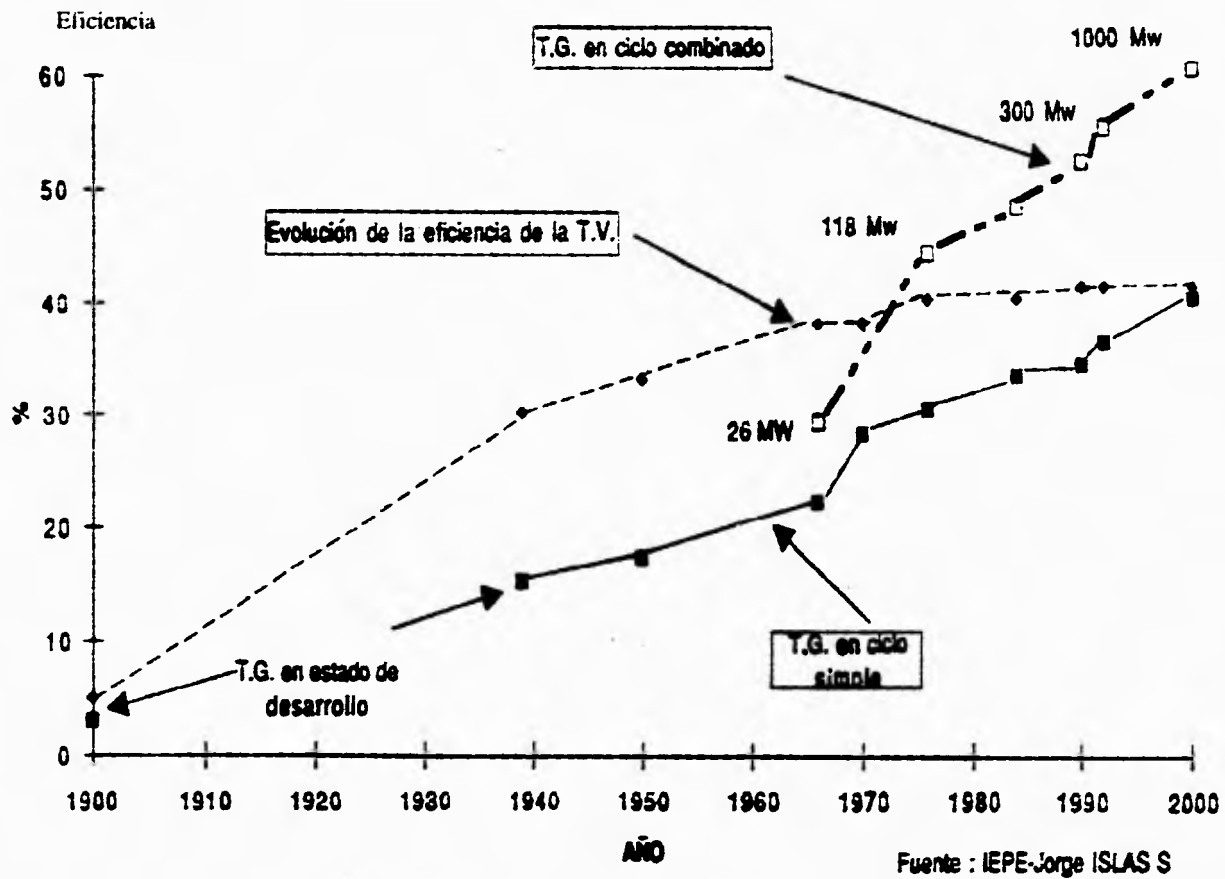


Figura II.1 Evolución de las eficiencias de las turbinas de vapor y gas

Las turbinas aeroderivadas tienen capacidades menores (30 a 35 MW como máximo) y relaciones de compresión altas (18 a 30), lo que las hace más eficientes, pero en cambio los gases de combustión salen menos calientes que en las turbinas de gas industriales por lo que no se prestan a ser utilizadas en un ciclo combinado. Se han empleado hasta ahora para la generación de los picos de la curva de carga, con utilidades anuales reducidas, ya que en esta aplicación presentan ventajas económicas y tecnológicas. Sin embargo, el perfeccionamiento de este tipo de turbinas en años recientes, impulsado por el interés de reducir los costos del transporte aéreo, permite suponer que sus aplicaciones estacionarias podrán ampliarse.

El desarrollo reciente más significativo para las aplicaciones estacionarias de las turbinas aeroderivadas ha sido la introducción a principios de los ochenta de la turbina de gas con inyección de vapor, en la que vapor a alta presión producido en un generador de vapor que aprovecha los gases de escape de la turbina se inyecta en la cámara de combustión, donde se calienta hasta la temperatura de admisión y después se expande en la turbina, con lo que se aumenta la potencia disponible y la eficiencia.

Las turbinas de gas aeroderivadas con inyección de vapor se prestan especialmente para las instalaciones de cogeneración (producción combinada de electricidad y calor), como la que se presenta en el diagrama de la figura II.2, que constituye el llamado ciclo Cheng. El vapor no requerido en el proceso se inyecta en la cámara de combustión, por lo que permite generar más electricidad.

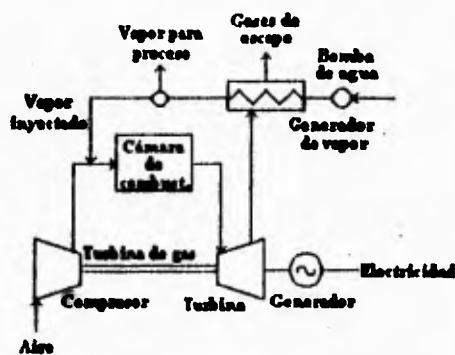


Figura II.2 Turbina de gas aeroderivada con inyección de vapor utilizada en un ciclo de cogeneración.

Otra posible aplicación de las turbinas de gas consiste en emplearlas en combinación con una planta de gasificación del carbón, lo que permitiría utilizar el carbón en forma menos contaminante para producir electricidad, a un costo similar al de una planta termoeléctrica convencional que queme carbón y tenga un sistema para desulfurar los gases resultantes de la combustión.

### ***II.1.2 Combustión del carbón en lecho fluidizado***

#### ***II.1.2.1 Proceso a la presión atmosférica***

Esta tecnología de combustión consiste en quemar el carbón triturado en un lecho atravesado por una corriente ascendente de aire, con una velocidad suficiente para soportar las partículas de carbón pero no para arrastrarlas, lo que permite disminuir los contaminantes en los gases resultantes de la combustión de la siguiente manera:

En primer lugar el lecho fluidizado permite quemar el combustible a temperaturas más bajas, del orden de 850°C, lo que disminuye la producción de óxidos de nitrógeno en comparación con los producidos en una caldera convencional, que requiere temperaturas más altas, superiores a los 1500°C: a temperaturas inferiores a 1300°C no se producen óxidos de nitrógeno debidos a la oxidación del nitrógeno del aire y los debidos al nitrógeno contenido en el combustible suelen corresponder al 10% del contenido de nitrógeno en forma de NO<sub>x</sub>.

En segundo lugar el lecho fluidizado permite alimentar partículas de materiales que contienen calcio, como la caliza o la dolomita, y que a la temperatura de operación del orden de 850°C absorben el dióxido de azufre producido a partir del azufre contenido en el combustible, formándose sulfato de calcio, que es un material sólido fácil de manejar. El carbón debe estar en forma granular y lo mismo el material absorbente y el material sólido resultante que se extrae de la caldera está compuesto de cenizas de carbón y sulfato de calcio.

Si este proceso para producir calor y vaporizar agua se realiza a la presión atmosférica y se utiliza en una planta termoeléctrica, el ciclo termodinámico de la planta y

su eficiencia no se modifican. La ventaja del proceso de combustión del carbón y de otros combustibles en lecho fluidizado a la presión atmosférica, identificado por las siglas AFBC (del inglés Atmospheric Fluidised Bed Combustion), consiste en que disminuye la contaminación atmosférica debida a los óxidos de azufre y de nitrógeno, logrando así una combustión más limpia del carbón.

### ***II.1.2.2 Proceso a presión***

El proceso de combustión en lecho fluidizado a presión, conocido por las siglas PFBC (del inglés Pressurised Fluidised Bed Combustion), se deriva el proceso AFBC, pero la combustión en lecho fluidizado se realiza en un recipiente mantenido a una presión de unos doce bars mediante la inyección de aire, que se utiliza para formar el lecho fluidizado cuyo funcionamiento mejora al aumentar la presión del aire. Al aplicar este proceso a una planta termoeléctrica que utilice carbón el ciclo termodinámico se modifica, convirtiéndose en una planta de ciclo combinado.

Como puede verse en el diagrama de la figura II.3, el vapor producido por la combustión del carbón en el lecho fluidizado se utiliza para mover una turbina de vapor que impulsa un generador eléctrico. Los gases resultantes de la combustión, a una temperatura de unos 850°C, después de pasar por unos limpiadores ciclónicos, se alimentan a una turbina de gas, que impulsa otro generador eléctrico y un compresor que proporciona el aire comprimido para el proceso de combustión en lecho fluidizado. Los gases de salida de la turbina se utilizan en un cambiador de calor o economizador para calentar el agua de alimentación a la caldera.

Mediante esta aplicación del ciclo combinado se logra aumentar la eficiencia de la planta termoeléctrica además de disminuir la contaminación debida a la combustión del carbón.

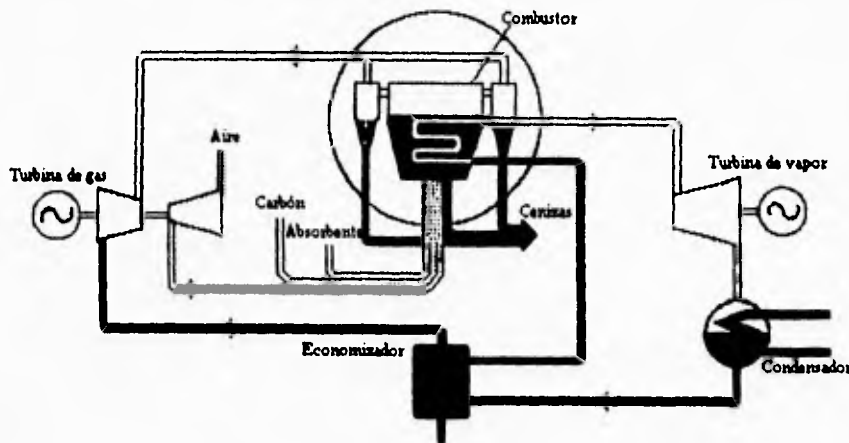


Figura II.3 Planta de ciclo combinado que utiliza el proceso de combustión en lecho fluidizado a presión.

### II.1.3 Gasificación del carbón

La gasificación del carbón y de otros combustibles sólidos y líquidos ha sido desarrollado en los últimos diez años como una alternativa ideal para la generación eficiente y limpia de electricidad, en sistemas de cogeneración y para la generación de gas de síntesis empleado en la elaboración de productos petroquímicos.

El carbón es uno de los combustibles fósiles más abundantes y por su precio relativamente bajo y estable, sería muy conveniente como fuente primaria de energía. Sin embargo, el uso de este combustible para la generación eléctrica en centrales térmicas convencionales implica seguir generando a eficiencias relativamente bajas y tener que instalar grandes y costosos equipos para el control de emisiones. Lo mismo podría decirse del combustóleo, la fuente más usada en la generación eléctrica en México.

En este contexto, la gasificación ha aparecido como una alternativa tecnológica para la generación de electricidad, a partir del carbón, de otros combustibles sólidos y del combustóleo, pero con los atributos de alta eficiencia de generación y bajos niveles de emisión de contaminantes.

La gasificación es un proceso mediante el cual el combustible reacciona con oxígeno (o aire) dentro de un recipiente a presión llamado gasificador. Esta reacción se lleva a cabo a temperaturas entre 800°C y 1900°C y a presiones entre 10 y 40 bars, lo cual ocasiona que las especies orgánicas más complejas que el metano (aceites, alquitranes, aromáticos, etc.) sean destruidas y que los productos predominantes sean el hidrógeno y el monóxido de carbono. A este producto se le llama gas de síntesis o más comúnmente, syngas. Debido a su composición y a que conserva entre el 75% y 89% de la energía almacenada (poder calorífico) en el combustible original, puede ser utilizado, con el tratamiento adecuado, como gas combustible o como materia prima en la elaboración de fertilizantes y petroquímicos.

Además del hidrógeno y del monóxido de carbono, los productos de gasificación contienen, en menores proporciones, dióxido de carbono, agua, metano, ácido sulfhídrico y muy pequeñas cantidades de amoníaco y sulfuro de carbonilo.

Las condiciones de operación en el reactor, así como las características finales del gas de síntesis, dependen del combustible y del tipo de gasificador empleados. Tres son los tipos de gasificadores que han sido desarrollados comercialmente: el de lecho fijo o denso, el de lecho fluidizado y el de flujo por arrastre. De entre ellos, el de flujo por arrastre es el más utilizado industrialmente, debido a su gran flexibilidad para gasificar diversos combustibles (carbón, combustóleo, coque, desechos, etc.) y a su alto grado de desarrollo.

#### ***11.1.3.1 Gasificación integrada a ciclo combinado***

Una de las mayores aplicaciones de la gasificación ocurre cuando se usa en la generación de electricidad mediante su integración a un ciclo combinado. La configuración típica de esta integración se ilustra en la figura 11.4 y se le conoce como IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle).

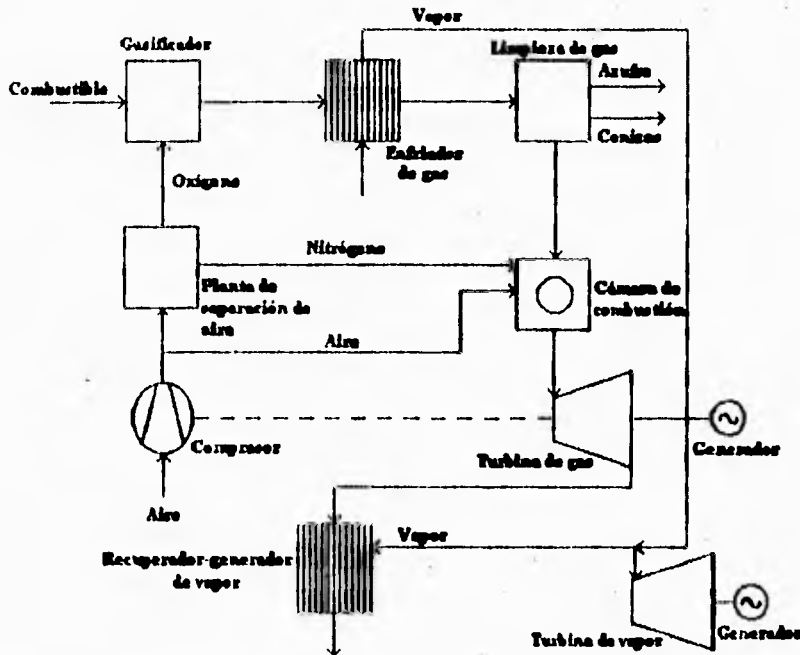


Figura II.4 Gasificación integrada a ciclo combinado.

Como puede apreciarse las plantas IGCC requieren, además del gasificador y del ciclo combinado, una unidad para la limpieza y acondicionamiento del gas de síntesis y una planta de separación de aire para el suministro de oxígeno al gasificador.

Las cenizas y los compuestos de azufre formados durante la gasificación se eliminan del gas de síntesis en la unidad de limpieza, la cual también incluye una sección de recuperación de azufre elemental. La solidificación de las cenizas y la remoción de los compuestos de azufre se lleva a cabo a temperaturas casi ambientales, por lo que el gas debe pasar primeramente por una etapa de enfriamiento. En esta etapa se aprovecha el calor en el gas para generar vapor, el cual se alimenta al ciclo de la turbina de vapor para incrementar la generación de electricidad.

El acondicionamiento del gas de síntesis para su combustión en la turbina de gas consiste en la saturación con agua y dilución con nitrógeno. Este acondicionamiento es necesario para abatir la formación de óxidos de nitrógeno y para aprovechar el nitrógeno disponible en la planta de separación de aire.

Este esquema de generación permite, al igual que en las termoeléctricas convencionales, el uso de combustibles sólidos y de combustóleo como fuente primaria de energía, pero incrementa la eficiencia y disminuye las emisiones contaminantes. En el cuadro II.1 se resumen las ventajas que las plantas IGCC presentan sobre las carboeléctricas convencionales. Estos valores reflejan parámetros típicos de ambas plantas.

Tabla II.1  
Ventajas de IGCC sobre plantas convencionales.

	Convencional con Saturación	IGCC
Eficiencia, %	38	42
Emisiones/ gr/GJ		
NOx	490	85
SO2	500	20
Partículas	12	4

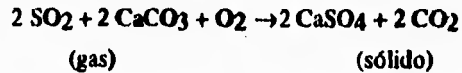
Fuente: Boletín IIE. Enero-Febrero 1994. Proyectos de demostración.

En cuanto al costo de inversión, el Electric Power Research Institute (EPRI) en su Technical Assesment Guide (1991) ha reportado un costo de 1,375 dólares estadounidenses por kW para las plantas carboeléctricas de 250 MW con equipo de control de emisiones (desulfurador y desNO<sub>x</sub>). Shell Synthetic Fuels, uno de los tecnólogos de gasificación, ha estimado recientemente (1993) el costo de una IGCC de 257.5 MW en 1,400 dólares por kW, lo que indica que esta nueva tecnología de gasificación es altamente competitiva en la generación de energía eléctrica.



#### **11.1.4 Lavadores (scrubbers)**

Los *scrubbers* o lavadores son dispositivos usados para el control de partículas suspendidas totales (PST) y del SO<sub>2</sub>. En un *scrubber* simple, los gases de combustión pasan a través de un rocío de agua. Las gotas de agua absorben las partículas o las desvan de la corriente de gas y esas gotas son removidas por un separador ciclónico (centrífugo). Los *scrubbers* pueden ser usados en conjunto con otros químicos para remover SO<sub>2</sub> de los gases de escape. En este sistema llamado desulfuración de gas, el carbonato de calcio o carbonato de magnesio reaccionan en los *scrubbers* para formar sólidos de calcio o sulfato de magnesio que puede ser removidos con las otras partículas:



Los gases limpios que salen de los *scrubbers* son recalentados para reestablecer la flotación en la atmósfera y entonces salen a través de una chimenea convencional. La eficiencia de remoción del SO<sub>2</sub> usando la tecnología de los *scrubbers* puede alcanzar el 98%.

Un problema ambiental asociado con el uso de la tecnología de la desulfuración de gases es la disposición de los productos derivados de los procesos. Los productos derivados pueden ser removidos como desechos o ser recobrados y utilizados, generalmente para obtener ácido sulfúrico o azufre elemental. Los desechos generados en el proceso de los *scrubbers* son enormes: cada tonelada de carbón genera aproximadamente 0.4 toneladas de desechos acuosos concentrados. Europa y Japón utilizan exitosamente *scrubbers* con un nivel de remoción de SO<sub>2</sub> entre un 85% y un 95%.

#### **11.1.5 Celdas de combustible**

Las celdas de combustible son dispositivos que convierten la energía química de un combustible, normalmente hidrógeno obtenido de una mezcla gaseosa rica en hidrógeno y de un oxidante, normalmente oxígeno del aire, en electricidad, en un proceso que es el inverso de la electrólisis del agua.

Existe una gran variedad de celdas de combustible, pero todas se basan en el mismo principio. Una celda de combustible consiste en dos electrodos separados por un electrolito. Se suministra un gas rico en hidrógeno o hidrógeno puro al ánodo y aire u oxígeno al cátodo. El proceso varía según el tipo de celda: en las que tienen como electrolito ácido fosfórico las moléculas de hidrógeno se disocian en el ánodo en iones de hidrógeno, con carga positiva y electrones, con carga negativa; los iones de hidrógeno se mueven a través del electrolito, del ánodo al cátodo, donde reaccionan con el oxígeno y con los electrones suministrados por el circuito externo, formándose agua. Como puede verse en la figura II.5 se genera una corriente eléctrica debida a la transferencia de electrones del ánodo al cátodo por el circuito externo. En las celdas de combustible alcalinas se forman iones de hidróxido en el cátodo, que emigran al ánodo. En las de carbonato fundido el dióxido de carbono y el oxígeno reaccionan en el cátodo con los electrones provenientes del circuito externo, formando iones de carbonato que se trasladan a través del electrolito de carbonato fundido al ánodo. En todos los casos la generación de electricidad se debe al flujo de electrones del ánodo al cátodo a través del circuito externo.

El voltaje de cada celda de combustible que puede obtenerse es la diferencia en potencial electroquímico entre el hidrógeno y el oxígeno, menos las pérdidas debidas a limitaciones de difusión en los electrodos, las pérdidas en el electrolito, etc.. Una celda de combustible típica genera entre 0.5 y 1.0 Volt, dependiendo de la densidad de corriente; la potencia de cada celda depende de la superficie de la celda.

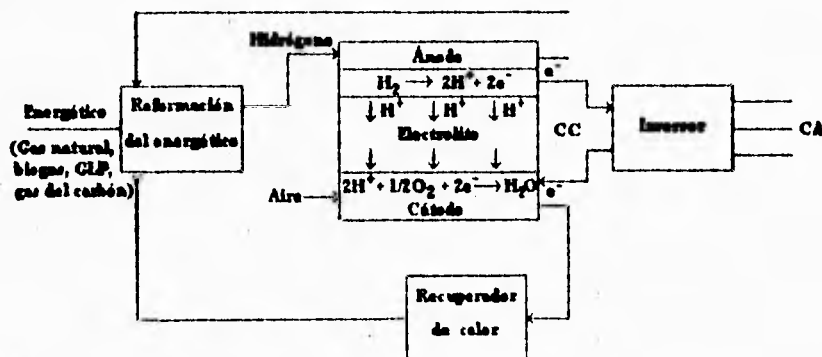


Figura II.5 Planta generadora de electricidad mediante celdas de combustible.

Las celdas se conectan en serie y en paralelo, para obtener los voltajes y corrientes deseados. Se forman pilas de celdas, colocando una sobre otra y como el proceso electroquímico se produce en cada celda individual, es necesario un sistema de alimentación de gas a cada unidad. El calor producido por la reacción electroquímica debe extraerse mediante un sistema de enfriamiento formado por placas o tubos, para mantener un ambiente isotérmico.

Los principales tipos de celdas de combustible y sus principales características se muestran en la tabla II.2.

Tabla II.2  
Principales tipos de celdas de combustible

Tipo	Combustible	Eficiencia	Temperatura de operación °C	Estado del arte.
Alcalinas	Hidrógeno puro	60 %	15 - 20	50 KW 20 000 h
Acido fosfórico	Gas natural, metanol	40 %	170 - 210	4,500 KW 40 000 h
Carbonato fundido	Gas natural, metanol	55 %	600 - 650	25 KW 10 000 h

Fuente: Investigación propia.

Las celdas de combustible alcalinas se han utilizado extensamente en aplicaciones espaciales y existe una capacidad industrial de producción de varios megawatts por año. Actualmente se desarrollan aplicaciones para la propulsión de vehículos y para instalaciones estacionarias para generar electricidad.

Las celdas de ácido fosfórico tienen ya más de 25 años de desarrollo y pueden considerarse como el tipo más maduro de celdas. Están disponibles comercialmente

sistemas de 20 y 50 MW, cuyo diseño está basado en el de una instalación de demostración de 11 MW realizada conjuntamente por empresas de Estados Unidos y de Japón.

Las celdas de carbonato fundido llevan más de 10 años de desarrollo. Existen instalaciones de demostración con pilas de celdas de 10 a 40 KW y se ha demostrado su operación durante alrededor de 10,000 horas.

Para aplicar las celdas de combustible a la generación comercial de energía eléctrica hay que integrarlas en un sistema que comprende básicamente tres subsistemas, como se muestra en la figura II.5, que son: la unidad para procesar el combustible que generalmente es gas natural, las celdas de combustible y un inversor para convertir la corriente continua producida por las celdas en corriente alterna. Además se utiliza generalmente un sistema de recuperación de calor para utilizar el calor producido por el proceso electroquímico en el tratamiento del combustible.

Entre las ventajas que presentan las instalaciones para generar electricidad a base de celdas de combustible pueden señalarse que no son contaminantes, ocupan poco espacio, pueden enfriarse con aire, son silenciosas y fáciles de operar y responden rápidamente a las variaciones de la demanda. Pueden localizarse cerca de las cargas que van a alimentar, contribuyendo así a una descentralización de la generación.

### **II.1.6 Energía solar**

La energía solar como fuente energética presenta como características más peculiares las siguientes:

- Pequeño o nulo impacto ecológico.
- Inagotable a escala humana.

Frente a ello, la energía solar también plantea ciertos problemas.

- Se produce de forma semialeatoria estando sometida a ciclos día-noche y estacionales invierno-verano.
- Llega a la tierra de forma dispersa.

- No se puede almacenar de forma directa, siendo necesario realizar una transformación energética

### II.1.6.1 Conversión fotovoltaica

La transformación directa de la radiación solar en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico presenta, entre otras cosas, una clara ventaja debido a su escasa incidencia sobre el medio ambiente en general y particularmente favorable en el caso del medio atmosférico, evitando emisiones de CO<sub>2</sub>, lluvia ácida, etc..

El aprovechamiento de la energía solar puede llevarse a cabo por diversos procedimientos. En la figura II.6 aparecen las diversas formas de captación y entre ellas la fotovoltaica con células solares mediante el efecto fotovoltaico. De esta forma se hace posible la transformación de la radiación solar en energía eléctrica.

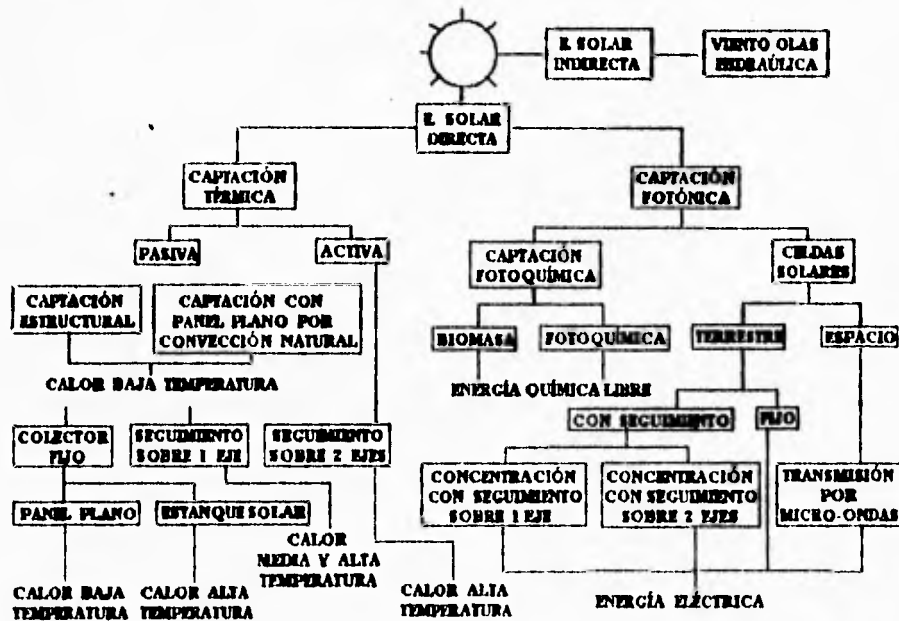


Figura II.6 Formas de captación de la energía solar.

Según la tecnología actualmente disponible, frente a aplicaciones de elevada potencia de generación, conectadas a la red general de distribución, la energía solar fotovoltaica presenta mayor interés hoy en día para cubrir consumos en lugares aislados. Debido a su sencillez, fiabilidad y operatividad, la energía fotovoltaica se viene empleando comercialmente para la generación eléctrica en el mismo lugar de la demanda, cubriendo pequeños consumos. Frente a otros tipos de energía, la solar fotovoltaica en esta aplicación tiene la ventaja de no precisar ningún suministro exterior (combustible) y no necesita una presencia especialmente relevante de otros tipos de recursos (agua, viento...).

Las aplicaciones principales de la energía solar fotovoltaica en sistemas autónomos se pueden clasificar en los siguientes grupos:

- Electrificación doméstica y servicios públicos: viviendas de uso permanente, viviendas de uso temporal, iluminación pública, instalaciones turísticas...
- Aplicaciones agrícolas y ganaderas: bombeo de aguas, sistemas de riego, iluminación de invernaderos, iluminación de granjas, sistemas de ordeña, refrigeración...
- Señalización y comunicaciones: navegación aérea y marítima, señalización de carreteras y ferrocarriles, repetidores y reemisores de radio y televisión, radioteléfonos, estaciones de toma de datos...

Una celda fotovoltaica se define como un dispositivo semiconductor que convierte directamente la energía luminosa en energía eléctrica. La gran mayoría de las celdas solares que actualmente están disponibles comercialmente son de silicio mono o policristalino. El primer tipo se encuentra más generalizado y aunque su proceso de elaboración es más complicado, suele presentar mejores resultados en cuanto a su eficiencia.

Una celda solar individual (con un área de unos 75 cm<sup>2</sup>) suficientemente iluminada es capaz de producir una diferencia de potencial de 0.4 V y una potencia de 1 W. Un panel solar está constituido por varias celdas iguales conectadas eléctricamente entre sí en serie y

y paralelo, de forma que la tensión y la corriente suministrada por el panel se incrementan hasta ajustarse al valor deseado.

Las celdas solares fotovoltaicas inicialmente fueron desarrolladas con la finalidad de ser aplicadas como fuentes de generación eléctrica en satélites artificiales (meteorológicos, de comunicaciones...). La comercialización de tecnologías fotovoltaicas en aplicaciones terrestres se inició al finalizar la década de los setenta, comenzando a extenderse durante los años ochenta.

Desde entonces la tecnología solar fotovoltaica está recurriendo constantemente a materiales y procesos de fabricación menos costosos, disminuyéndose considerablemente el precio de celdas y módulos durante los últimos años. Según algunos autores, desde 1973 los costos de los sistemas fotovoltaicos se han dividido por quince en términos constantes.

Igualmente en estos años, el campo de las aplicaciones se ha ampliado enormemente, fundamentalmente en instalaciones aisladas pero extendiéndose también al desarrollo en algunos países, a nivel experimental, de sistemas comerciales conectados a la red.

Estas dos circunstancias, bajada de costos y ampliación del mercado, han permitido un crecimiento rápido del mercado fotovoltaico mundial que ha pasado de 1 MW en 1978, a 57 MW aproximadamente en el año de 1991.

En el corto o mediano plazo, las expectativas más conservadoras apuntan hacia un crecimiento anual del orden del 20%, con lo cual al final de esta década el mercado mundial podrá superar los 300 MW/año. Entre los diversos sistemas de aplicación, los que presentan mejores perspectivas son la electrificación de lugares aislados, fundamentalmente domésticos y agrícolas, así como los sistemas de bombeo. En el sector de telecomunicaciones se espera una cierta estabilización o pequeño crecimiento en relación a otras utilidades. También se espera un importante crecimiento de aplicaciones comerciales en conexión a la red, aunque en este caso, fuertemente condicionado a las medidas de apoyo público que se adopten por los diversos países.

El análisis de las repercusiones medioambientales del uso de la energía solar fotovoltaica como fuente de energía eléctrica puede comenzar con una comparación de los aspectos más generales que la distingue de otras alternativas de generación de energía eléctrica. En este contexto, comúnmente con otras energías renovables, la energía solar fotovoltaica es, frente a los combustibles fósiles, una fuente inagotable, contribuye al autoabastecimiento energético y es menos perjudicial para el medio ambiente, evitando los efectos del uso directo de los combustibles fósiles (contaminación atmosférica, residuos, etc.) y los derivados de su generación (minas, canteras, excavaciones, etc.).

### ***II.1.6.2 Conversión fototérmica***

Una parte muy importante de las aplicaciones de la energía solar está relacionada con la producción de calor para uso doméstico o industrial, o calor que luego se transforma en energía mecánica o en electricidad.

La energía solar al ser interceptada por una superficie absorbente se degrada, apareciendo el efecto térmico. Esto se puede conseguir sin mediación de elementos mecánicos; es decir de forma pasiva o con mediación de elementos mecánicos, o sea de forma activa.

Los sistemas térmicos solares usan colectores de concentración para enfocar luz solar y así producir altas temperaturas. Existen tres tipos de sistemas colectores de concentración: cilíndrico parabólico, que es usado para aplicaciones a media temperatura, paraboloides, y centrales de torre, que son capaces de generar altas temperaturas. La tecnología térmica solar tiene una gran aplicación que incluye generación de potencia eléctrica, procesos industriales de calor y producción metalúrgica y química.

*Los sistemas cilíndricos* trabajan por medio de reflectores parabólicos en una configuración cilíndrica para concentrar radiación solar dentro de un tubo posicionado en la línea de enfoque. El mayor beneficio de la concentración es la obtención de altas temperaturas, alrededor de 400°C. En la figura H.7 se muestra el Sistema de Generación Eléctrica de Luz Solar (SEGS), localizado en el sur de California. Construido en 1984 la



potencia eléctrica que se generó fue de 13 MW. Ahora el SEGS produce 280 MW y genera más del 90% de la electricidad mundial proveniente del sol (ver figura II.7 y II.8).

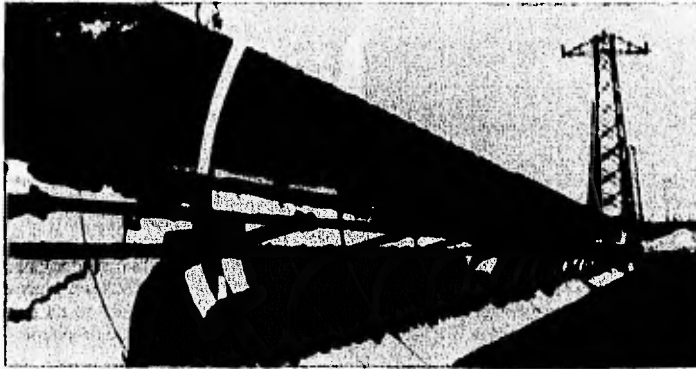
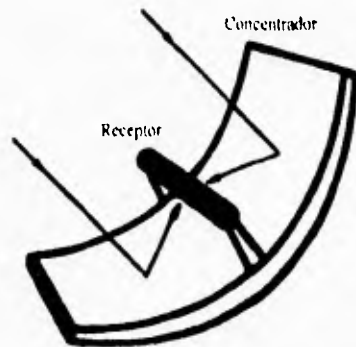


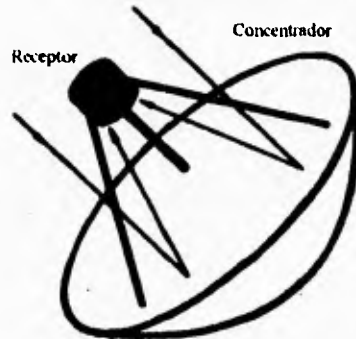
Figura II.7 Sistema de generación eléctrica de luz solar (SEGS), localizado en California, E.U.A.

*Los paraboloides* están constituidos por espejos parabólicos de revolución en cuyo foco se dispone el receptor solar en el que se calienta el fluido, (ver figura II.8).

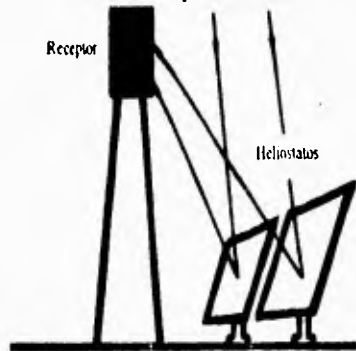
*Las centrales de torre* están formadas por un campo de espejos de alta reflexión (helióstatos) que reflejan la radiación sobre una caldera situada en lo alto de una torre central. El sol calienta un fluido en el receptor para elevar su temperatura a 650°C, que es usado en una turbina para generar potencia eléctrica, (ver figura II.8).



a) Sistema cilíndrico



b) Sistema paraboloide



c) Sistema central de torre

Figura II.8 Tipos de colectores térmicos solares.

El generar energía térmica, directamente del sol, sin que exista un proceso de combustión supone, desde el punto de vista medioambiental un procedimiento muy favorable por ser limpio, exento de contaminación, etc..

La única repercusión que se puede considerar para el caso de media y alta temperatura son los relacionados con los posibles usos del suelo y efectos paisajísticos que puede implicar su utilización.

### **11.1.7 Energía eólica**

Dentro de las posibilidades energéticas y medioambientales de las distintas energías renovables, la eólica por su carácter limpio e inagotable, permite un gran desarrollo como recurso renovable en aquellas áreas que cuentan con el potencial necesario para su aplicación.

El aprovechamiento de la energía eólica se realiza mediante el empleo de aeroturbinas, que pueden ser de muy diversos tamaños y potencias, e instalándose individualmente o en forma colectiva, recibiendo en este último caso la denominación de "parque eólico".

Una instalación eólica está constituida por un conjunto de equipos necesarios para transformar la energía contenida en el viento en energía eléctrica disponible. Esta transformación se lleva cabo por medio de aerogeneradores. Generalmente estas instalaciones cuentan con un centro de transformación y conexión a red o al consumo directo.

Los aerogeneradores conectados a la red suelen ser de media y alta potencia. Estos últimos aún se encuentran generalmente en fase de demostración a pesar de que sea posible ya encontrar instalaciones de varias máquinas agrupadas en el rango de 750 a 800 KW por unidad de aerogenerador.

En la figura 11.9, se ofrece una clasificación básica de los tipos de aerogeneradores más usuales que se encuentran en el mercado, independientemente de su tamaño.

El generar energía térmica, directamente del sol, sin que exista un proceso de combustión supone, desde el punto de vista medioambiental un procedimiento muy favorable por ser limpio, exento de contaminación, etc..

La única repercusión que se puede considerar para el caso de media y alta temperatura son los relacionados con los posibles usos del suelo y efectos paisajísticos que puede implicar su utilización.

### **11.1.7 Energía eólica**

Dentro de las posibilidades energéticas y medioambientales de las distintas energías renovables, la eólica por su carácter limpio e inagotable, permite un gran desarrollo como recurso renovable en aquellas áreas que cuentan con el potencial necesario para su aplicación.

El aprovechamiento de la energía eólica se realiza mediante el empleo de aeroturbinas, que pueden ser de muy diversos tamaños y potencias, e instalándose individualmente o en forma colectiva, recibiendo en este último caso la denominación de "parque eólico".

Una instalación eólica está constituida por un conjunto de equipos necesarios para transformar la energía contenida en el viento en energía eléctrica disponible. Esta transformación se lleva cabo por medio de aerogeneradores. Generalmente estas instalaciones cuentan con un centro de transformación y conexión a red o al consumo directo.

Los aerogeneradores conectados a la red suelen ser de media y alta potencia. Estos últimos aún se encuentran generalmente en fase de demostración a pesar de que sea posible ya encontrar instalaciones de varias máquinas agrupadas en el rango de 750 a 800 KW por unidad de aerogenerador.

En la figura 11.9, se ofrece una clasificación básica de los tipos de aerogeneradores más usuales que se encuentran en el mercado, independientemente de su tamaño.

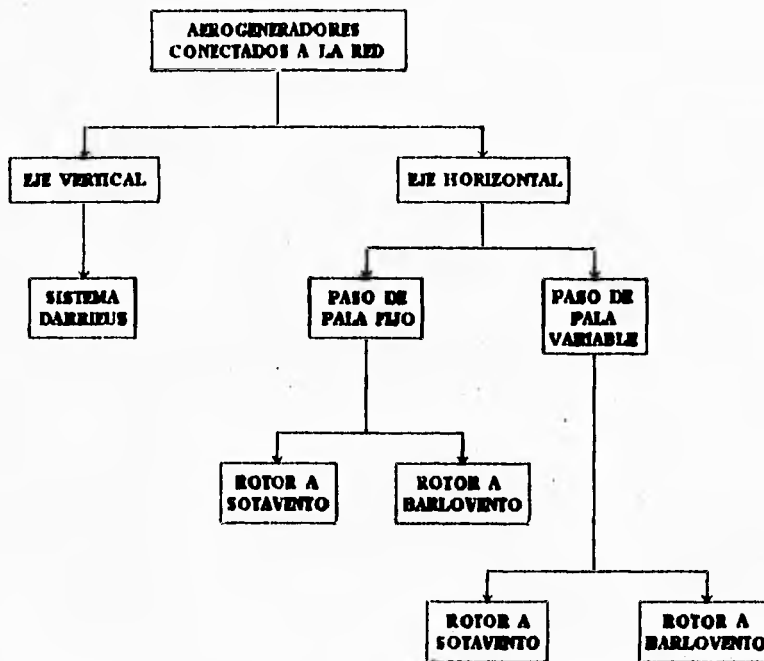


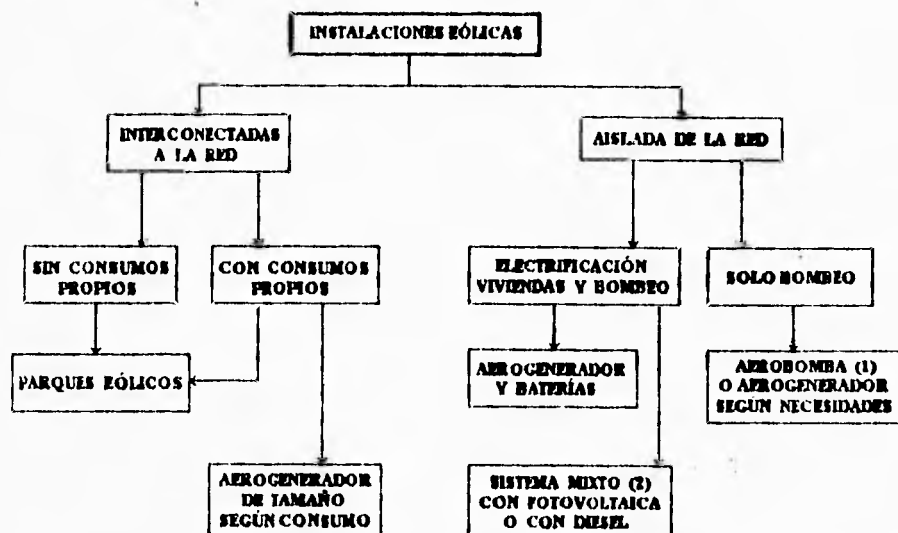
Figura II.9 Tipos de aerogeneradores.

El tipo de instalación depende fundamentalmente de las necesidades energéticas del usuario, del potencial eólico en el emplazamiento y de la disponibilidad de terrenos para satisfacer las necesidades energéticas.

Dentro de las formas habituales de aprovechamiento de la energía eólica se encuentran:

Instalaciones cuyo objetivo es proporcionar energía eléctrica a la red de distribución: se trata de parques eólicos de dimensión variable conectados en alta tensión a la red eléctrica de subtransmisión, o bien instalaciones menores con un aerogenerador de media potencia usualmente conectado a la distribución de media tensión.

- Instalaciones no conectadas a la red, normalmente de pequeña potencia, cuyo servicio es el bombeo o electrificación de viviendas aisladas, bien por sí mismas o acompañadas de otros sistemas: fotovoltaicos o diesel. Ver figura II.10.



(1) Normalmente para grandes caudales y/o profundidades suele emplearse aerogeneradores de media potencia y en ocasiones puede también interconectarse a la red (Investigación y desarrollo)

(2) Cuando el sistema es mixto con diesel, el aerogenerador suele ser de media potencia y en algunos casos interconectarse a la red.

Figura II.10 Aplicaciones de la energía eólica.

El efecto positivo que supone la generación eléctrica con energía eólica queda reflejada en primer término en los nulos niveles de emisiones gaseosas emitidas, en comparación con las producidas en centrales térmicas. Esto evita tanto elementos contaminantes como dióxido de azufre, partículas, etc., como la emisión de CO<sub>2</sub>.

De forma muy resumida se puede indicar que comparativamente con otras fuentes de energía, la eólica resulta claramente ventajosa al evitar aspectos tales como:

- Dispersión de sustancias tóxicas.
- Residuos sólidos.
- Calentamiento global.
- Lluvia ácida.
- Agotamiento de recursos.

Los impactos medioambientales que puede producir una instalación eólica van a depender fundamentalmente del emplazamiento elegido para su instalación, del tamaño de la propia instalación y de la distancia de ésta a las zonas de concentración de población.

Una instalación eólica de gran tamaño produce alteraciones del medio físico y alteraciones del medio socioeconómico. Las alteraciones del medio físico sólo afectan a la superficie ocupada y zonas colindantes, mientras que las alteraciones del medio socioeconómico suelen afectar a nivel local y regional.

## **II.2 La preservación del medio ambiente y el futuro del suministro de energía eléctrica**

La influencia que tendrán los problemas ambientales en el futuro desarrollo del suministro de energía eléctrica son, en primer lugar, que constituyen una motivación para usar energéticos más limpios para generar electricidad.

Hay que tener en cuenta que las emisiones globales de CO<sub>2</sub> debidas a la generación de electricidad representan el 40% de las emisiones que contribuyen al aumento del efecto invernadero. Esto es el resultado de la importancia que tienen los combustibles fósiles en la generación de electricidad. De los 327 EJ de energía eléctrica producidos en todo el mundo en 1987, los combustibles fósiles aportaron el 88.1%, liberándose a la atmósfera 20500 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>.

Para reducir los impactos ambientales es clara la tendencia mundial a usar preferentemente gas natural en lugar de carbón y combustóleo.

Tabla II.3  
Factores de emisión de diferentes combustibles utilizados en México.

Combustible	CO <sub>2</sub> Ton/TJ	NO <sub>x</sub> Ton/TJ	SO <sub>x</sub> Ton/TJ	Partículas Ton/TJ
Gas natural	15.30	0.250	0.00876	0.0259
Combustóleo	21.30	0.205	1.410	0.682
Carbón	25.80	0.740	0.542	0.167

Fuente: Bauer, M., Quintanilla, J., Domínguez, V. "El desafío ambiental al sistema energético Mexicano". XV Conferencia Mundial de Energía. 1992.

Como puede verse en la tabla II.3, la combustión del combustóleo produce 39% más bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) que la del gas y la del carbón 68.6%. Por lo que se refiere a la producción de óxidos de azufre (SO<sub>x</sub>), en el caso del gas natural es casi nula; en el del combustóleo obtenido en México muy importante, 2.6 veces lo producido por el carbón; el gas natural produce ligeramente más óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) que el combustóleo ya que su combustión se hace a una temperatura algo mayor; en la producción de partículas las emisiones producidas por el uso del gas son considerablemente inferiores a las producidas por el uso de combustóleo, e inferiores también a las producidas por el carbón.

Evidentemente la utilización de los recursos energéticos renovables, como la energía hidroeléctrica, la energía solar directa y la energía del viento, evita los problemas de contaminación atmosférica por los gases resultantes de la combustión y presenta, en consecuencia, ventajas ambientales indiscutibles. Desde el punto de vista económico la generación hidroeléctrica resulta competitiva con respecto a la generación de electricidad con combustibles fósiles y, además, existe un potencial hidroeléctrico no aprovechado muy importante, especialmente en los países en desarrollo. En la tabla II.4 se presenta una evaluación reciente del potencial hidroeléctrico de México, que indica que actualmente sólo se utiliza el 17% de la generación media anual posible, (ver también tabla II.5).



Los problemas ambientales que causa el uso de los combustibles fósiles y principalmente el de la producción de CO<sub>2</sub> y su posible repercusión en un cambio climático global, se han presentado por la industria nuclear como un argumento para promover la generación nucleoelectrica: sin embargo no parece probable que la virtual moratoria nuclear que existe actualmente en muchos países pueda desaparecer mientras no se resuelvan dos problemas tecnológicos fundamentales: el de la seguridad, mediante el desarrollo de una nueva generación de reactores caracterizados por ser intrínsecamente seguros y el de la disposición final de los desechos radiactivos de alto nivel y muy larga vida.

Cualquier aumento de la eficiencia en el proceso de conversión de los combustibles fósiles en energía eléctrica contribuirá a disminuir su impacto ambiental, ya que se requerirá menos combustible para producir una cantidad dada de energía eléctrica.

Por esa razón existe actualmente una preferencia en muchos países por las plantas de ciclo combinado, empleando gas natural como combustible, con las que pueden alcanzarse eficiencias del 50%, considerablemente mayores que en una planta termoeléctrica convencional.

Tabla II.4  
Potencial Hidroeléctrico en México.

Nivel de desarrollo	No. de proyectos	Potencia instalada MW	Generación media anual GWh
Identificación	416	28,788	81,362
Evaluación	61	5,786	15,191
Prefactibilidad	19	3,882	10,929
Factibilidad	13	3,941	10,728
Diseño	7	1,814	4,628
Construcción	4	1,608	4,006
Operación	42	7,850	25,747
Operación suspendida	3	69	269
<b>Total</b>	<b>565</b>	<b>53,738</b>	<b>152,860</b>

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Tabla II.5.  
Distribución del potencial Hidroeléctrico en México.

Región	No. de proyectos	Generación media anual	% generación total
Norte	13	1,196	00.8
Pacífico	159	38,103	24.9
Pacífico sur	142	35,623	23.3
Golfo	147	31,148	20.4
Sureste	104	46,790	30.6
Total	565	152,860	100.0

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Las plantas de ciclo combinado aprovechan las cualidades termodinámicas de las turbinas de gas en el rango de temperaturas altas y la eficiencia de las turbinas de vapor en el rango de temperaturas más bajas. En el esquema más utilizado la energía del combustible en la forma de gases de combustión muy calientes a presión se suministra a la turbina de gas, que impulsa a un generador eléctrico; los gases que salen de la turbina se utilizan en un cambiador de calor para vaporizar agua y mover una turbina que impulsa, a su vez, otro generador eléctrico.

Las plantas de ciclo combinado pueden utilizarse asociadas a un planta de gasificación de carbón, lo que permite una utilización más limpia de ese energético.

Resulta evidente que el uso eficaz y racional de la energía tienen un efecto favorable sobre el medio ambiente, ya que permite obtener los bienes y servicios necesarios con un menor consumo de energía y en consecuencia con un menor impacto ambiental.

Es un hecho plénamente demostrado en numerosos países que es posible mantener un desarrollo económico con un consumo de energía considerablemente menor por unidad de producto producido que en el pasado, cuando los bajos precios de los energéticos no incitaban a un uso más eficiente de éstos.

Por lo que hace a la industria eléctrica, actualmente es una práctica extendida de planeación, denominada planeación para el costo mínimo, el analizar si resulta más conveniente aumentar la capacidad de generación o, por el contrario, el invertir para impulsar la implantación de medidas de uso eficiente y ahorro de energía eléctrica. Existen nuevas tecnologías, tanto en iluminación como en diseño de motores y de aparatos eléctricos, o de sistemas que utilizan energía eléctrica, que permiten obtener los resultados deseados con consumos de energía eléctrica considerablemente menores a los tradicionales.

Por ejemplo las lámparas fluorescentes compactas consumen 80% menos energía eléctrica que las incandescentes, para el mismo nivel de iluminación y no requieren ningún dispositivo especial para su instalación.

Un aumento de la eficiencia de los motores eléctricos, que consumen más de la mitad de la energía generada, puede significar ahorros de energía eléctrica muy importantes con inversiones adicionales relativamente bajas, que se amortizan en períodos de tiempo muy cortos.

Igualmente el perfeccionamiento y el diseño de aparatos eléctricos domésticos, como refrigeradores, lavadoras, etc., puede reducir sus consumos de energía eléctrica a menos de la mitad.

Por otra parte pueden lograrse ahorros importantes de energía mediante la producción combinada de energía eléctrica y calor, lo que se conoce con el nombre de *cogeneración*. Frecuentemente esas dos funciones de generar electricidad y producir calor para procesos industriales o para calefacción se hacen por separado; si se combinan en un sistema de cogeneración puede lograrse una eficiencia considerablemente más alta que con los procesos separados.

Por lo que hace a la industria eléctrica, actualmente es una práctica extendida de planeación, denominada planeación para el costo mínimo, el analizar si resulta más conveniente aumentar la capacidad de generación o, por el contrario, el invertir para impulsar la implantación de medidas de uso eficiente y ahorro de energía eléctrica. Existen nuevas tecnologías, tanto en iluminación como en diseño de motores y de aparatos eléctricos, o de sistemas que utilizan energía eléctrica, que permiten obtener los resultados deseados con consumos de energía eléctrica considerablemente menores a los tradicionales.

Por ejemplo las lámparas fluorescentes compactas consumen 80% menos energía eléctrica que las incandescentes, para el mismo nivel de iluminación y no requieren ningún dispositivo especial para su instalación.

Un aumento de la eficiencia de los motores eléctricos, que consumen más de la mitad de la energía generada, puede significar ahorros de energía eléctrica muy importantes con inversiones adicionales relativamente bajas, que se amortizan en períodos de tiempo muy cortos.

Igualmente el perfeccionamiento y el diseño de aparatos eléctricos domésticos, como refrigeradores, lavadoras, etc., puede reducir sus consumos de energía eléctrica a menos de la mitad.

Por otra parte pueden lograrse ahorros importantes de energía mediante la producción combinada de energía eléctrica y calor, lo que se conoce con el nombre de *cogeneración*. Frecuentemente esas dos funciones de generar electricidad y producir calor para procesos industriales o para calefacción se hacen por separado; si se combinan en un sistema de cogeneración puede lograrse una eficiencia considerablemente más alta que con los procesos separados.

## CAPITULO III

### CARACTERISTICAS TECNICAS DE LA COGENERACION.

#### III.1 Definición de cogeneración

La cogeneración puede definirse como el uso secuencial de la misma fuente de energía para obtener potencia mecánica (con la que usualmente se impulsa un generador de energía eléctrica) y calor, que puede utilizarse en procesos industriales o en calefacción.

El caso más típico de cogeneración lo constituye un sistema formado por una planta termoeléctrica donde el vapor de agua obtenido mediante la combustión de combustibles fósiles entra primero, a temperatura y presión elevadas, a una turbina de vapor que desarrolla una potencia mecánica y hace funcionar un generador de energía eléctrica. El vapor que sale de la turbina, a temperatura y presión más bajas que las de entrada, se utiliza para proporcionar energía térmica a alguna instalación industrial que requiera vapor para algún proceso o bien a un sistema de calefacción. De esta manera se aprovecha la energía térmica contenida en el vapor que sale de la turbina, en lugar de desperdiciarla al condensar el vapor en el condensador.

Generalmente estas dos funciones de generar electricidad y producir calor se hacen por separado, con una eficiencia más baja que si se combinan en un sistema de cogeneración, como se muestra en la figura III.1.

Puede también considerarse como una forma de cogeneración la recuperación del calor producido por la combustión de subproductos y desechos tales como el gas de alto horno o la basura, o del calor contenido en los gases de combustión que salen de una turbina de gas como se muestra en la figura III.2, que representa una planta generadora de ciclo combinado.

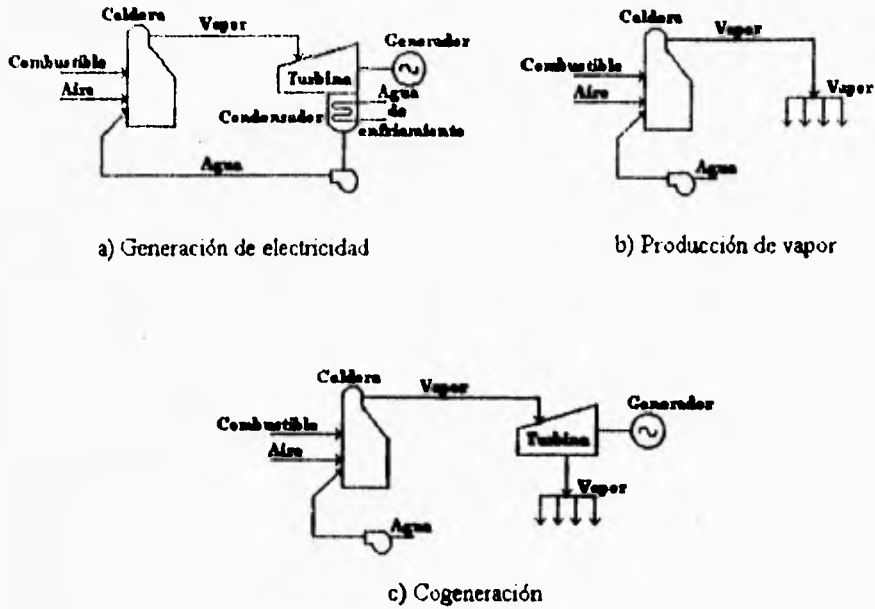


Figura III.1 Producción separada de electricidad y calor y su combinación en un sistema de cogeneración.

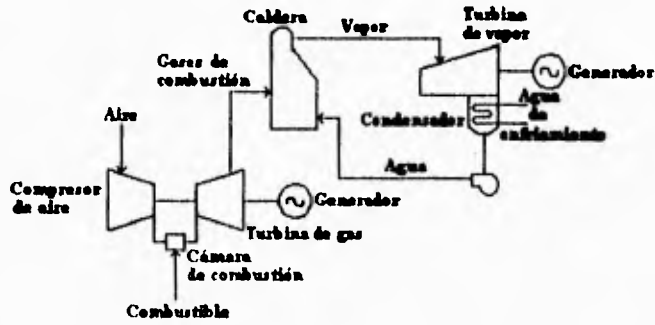


Figura III.2 Planta generadora de ciclo combinado.

En la figura III.3 se compara la eficiencia de una planta termoeléctrica convencional para generar únicamente energía eléctrica y un sistema de cogeneración.

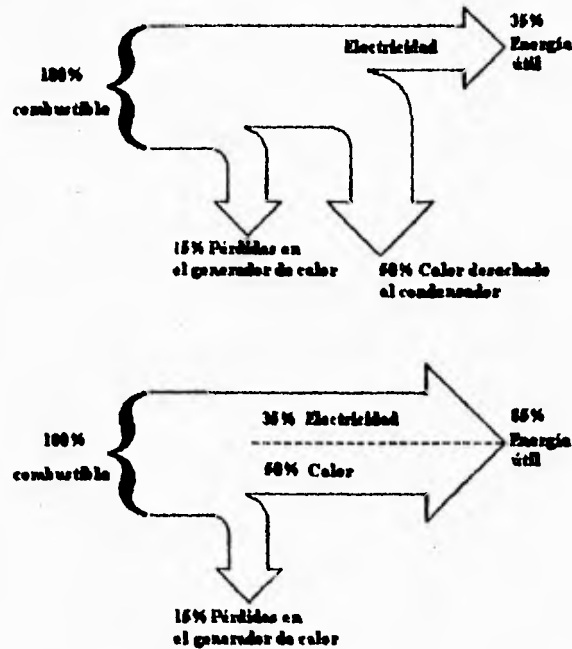


Figura III.3 Comparación de las eficiencias de una planta termoeléctrica convencional y un sistema de cogeneración

Si se compara un sistema para producir únicamente vapor para un proceso industrial con un sistema que además de generar vapor para ese proceso genere una cantidad adicional de vapor para mover una turbina acoplada a un generador y producir electricidad, como se muestra en la figura III.4 puede determinarse la cantidad de combustible por unidad de potencia eléctrica resultante y comprobar que es muy inferior que lo que se requiere para una planta termoeléctrica convencional.

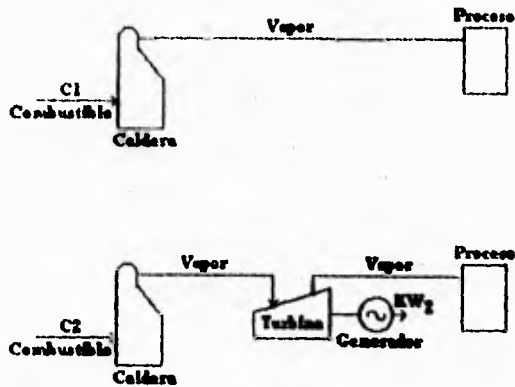


Figura III.4 Comparación de un sistema para generar únicamente vapor y un sistema de cogeneración.

El consumo unitario de combustible  $C$  (en Kcal / KWh) correspondiente a la generación de potencia eléctrica en el caso de la planta de cogeneración, está dado por la siguiente expresión :

$$C = \frac{C_2 - C_1}{KW_2 - (A_2 - A_1)}$$

donde :

$C_1$  = consumo de combustible por hora en el caso 1

$C_2$  = consumo de combustible por hora en el caso 2

$KW_2$  = potencia producida en el caso 2

$A_1$  = pérdidas de potencia en auxiliares en el caso 1

$A_2$  = pérdidas de potencia en auxiliares en el caso 2



El valor típico del consumo unitario de combustible correspondiente a la generación de potencia en una planta de cogeneración es de 1200 Kcal / KWh, mientras que en una planta termoeléctrica convencional, que sólo genera electricidad, el consumo unitario de combustible es del orden de 2400 Kcal / KWh, lo que muestra el interés económico y desde el punto de vista del uso eficiente de la energía, de las plantas de cogeneración.

### **III.2 Clasificación de los sistemas de cogeneración**

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

Los sistemas de cogeneración se clasifican fundamentalmente por la situación del elemento motor en el proceso productivo, y dentro de éstos, por el tipo de elemento motor.

#### **III.2.1 Ciclo superior (topping)**

Los sistemas de ciclo superior son aquellos en los que la energía mecánica es producida inicialmente y la energía térmica residual es empleada en instalaciones industriales o comerciales (ver figura III.5). La ventaja de estos sistemas es mayor mientras más bajas sean las presiones y temperaturas de la energía térmica requerida. Los sistemas de cogeneración de ciclo superior son extensivamente usados por las industrias de alimentos, papel y pulpa, refinación de petróleo y textiles por lo que este sistema es el más ampliamente utilizado.

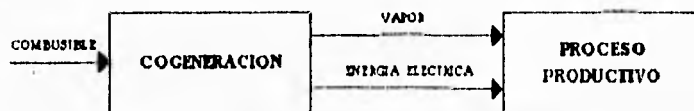


Figura III.5 Ciclo superior (Topping).

Los elementos motores normalmente utilizados en estos sistemas son:

- Turbina de vapor.
- Turbina de gas.
- Motor de combustión interna.
- Turbina de gas y turbina de vapor combinadas en un sistema llamado de ciclo combinado.

A continuación se explican las características más relevantes de estos sistemas con los elementos motores mencionados:

### ***III.2.1.1 Con turbina de vapor***

Una típica instalación de este tipo está configurada por una caldera convencional, donde se quema el combustible y genera un vapor de alta presión y temperatura, y una turbina de vapor de contrapresión o de condensación con extracciones, donde se aprovecha parte de la energía del vapor para generar energía mecánica y eléctrica, antes de pasar a ser utilizado en el proceso productivo.

Si embargo, el vapor de baja presión procedente de la turbina de vapor de contrapresión, o de las extracciones de la turbina de condensación, sólo es utilizable en el proceso de fabricación cuando en el mismo se requiera dicho vapor o energía térmica a nivel bajo de temperatura.

La clasificación de las turbinas de vapor en función de los requerimientos de vapor y energía eléctrica puede ser:

- De contrapresión pura.
- De contrapresión con extracción.
- De condensación pura.
- De condensación con extracción.

Los elementos motores normalmente utilizados en estos sistemas son:

- Turbina de vapor.
- Turbina de gas.
- Motor de combustión interna.
- Turbina de gas y turbina de vapor combinadas en un sistema llamado de ciclo combinado.

A continuación se explican las características más relevantes de estos sistemas con los elementos motores mencionados:

### ***III.2.1.1 Con turbina de vapor***

Una típica instalación de este tipo está configurada por una caldera convencional, donde se quema el combustible y genera un vapor de alta presión y temperatura, y una turbina de vapor de contrapresión o de condensación con extracciones, donde se aprovecha parte de la energía del vapor para generar energía mecánica y eléctrica, antes de pasar a ser utilizado en el proceso productivo.

Si embargo, el vapor de baja presión procedente de la turbina de vapor de contrapresión, o de las extracciones de la turbina de condensación, sólo es utilizable en el proceso de fabricación cuando en el mismo se requiera dicho vapor o energía térmica a nivel bajo de temperatura.

La clasificación de las turbinas de vapor en función de los requerimientos de vapor y energía eléctrica puede ser:

- De contrapresión pura.
- De contrapresión con extracción.
- De condensación pura.
- De condensación con extracción.

En la figura III.6 se muestra un esquema con este sistema.

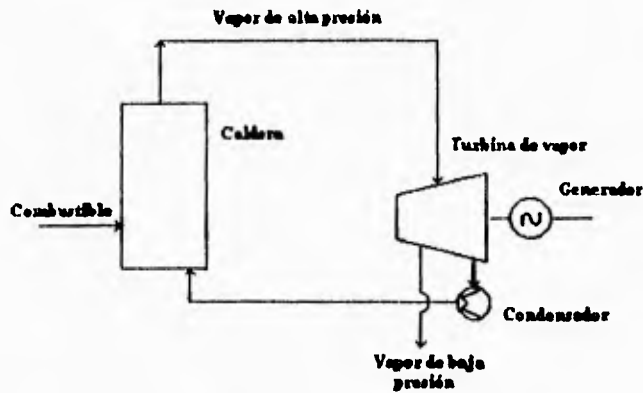


Figura III.6 Cogeneración con turbina de vapor.

### III.2.1.2 Con turbina de gas

En estos sistemas el combustible empleado puede ser líquido o gaseoso, pero el gas natural posee grandes ventajas. Entre éstas se pueden señalar el no requerir almacenamiento, mayor limpieza en el sistema de recuperación, proporcionar una vida superior a los álabes de la turbina, exigencias mucho menores en el mantenimiento y revisiones.

El combustible utilizado, junto con el aire comburente procedente del compresor del equipo, se quema en la cámara de combustión. Los gases calientes, a una temperatura próxima a 1200°C y a gran velocidad, pasan a través de los álabes de la turbina produciendo una energía mecánica que será transformada en energía eléctrica, por medio de un alternador acoplado.

Los gases de salida, conteniendo una cantidad importante de energía térmica, a una temperatura del orden de 550°C y con un porcentaje de oxígeno de 15 % aproximadamente, puede utilizarse directamente, por ejemplo en un proceso de secado, o bien introducidos en una caldera de recuperación para producir vapor para el proceso.

La cogeneración con turbina de gas tiene además la ventaja de la flexibilidad, dado que puede incrementarse la temperatura de los gases de escape por medio de la postcombustión, instalando un quemador adicional. Esto permite incrementar de forma considerable el nivel técnico de los gases.

Las turbinas de gas para usos industriales que se ofertan hoy en día en el mercado son básicamente de dos tipos: las turbinas industriales, y las aeroderivadas, obtenidas a partir de turbinas de gas utilizadas en la aviación. Existen aspectos claramente diferenciales en ambos tipos: entre los que cabe mencionar los siguientes:

- Las turbinas industriales, basadas en un diseño orientado hacia la utilización industrial, son mucho más robustas que las aeroderivadas, en las que la reducción de peso ha sido una consideración fundamental en su diseño.
- A pesar de que en la actualidad se ha logrado alcanzar en las turbinas industriales rendimientos muy interesantes, éstos todavía son inferiores a los obtenidos en las turbinas aeroderivadas.
- Las turbinas industriales, en líneas generales, han sido diseñadas con criterios más conservadores, tienen un costo por kW instalado inferior al de las aeroderivadas y su mantenimiento es más económico, exigiendo menos paradas programadas en la marcha del equipo. Su potencia máxima está actualmente en el orden de los 210 MW eléctricos con un rendimiento cercano a 35%.
- Las turbinas aeroderivadas suelen tener un costo por kW instalado superior a las industriales y requerir un mantenimiento más costoso, con unos periodos inferiores entre grandes revisiones, del orden de la mitad con relación a las turbinas industriales.
- La mayor ligereza de las turbinas aeroderivadas las hace idóneas cuando se requiere una reducida relación de peso/potencia. Por el contrario, se debe indicar que no suelen permitir utilizar combustibles pesados de baja calidad.
- Las turbinas aeroderivadas alcanzan rendimientos máximos del orden de 40% y temperaturas sobre los 1.300°C en las cámaras de combustión. Las potencias eléctricas

máximas alcanzadas con este tipo de turbinas oscila entre 40 y 50 MW.

- Los gases resultantes de la combustión están más calientes en el caso de las turbinas industriales que en las aeroderivadas por lo que las primeras son más adecuadas para los sistemas de cogeneración.

En la figura III.7 se muestra un esquema con este sistema.

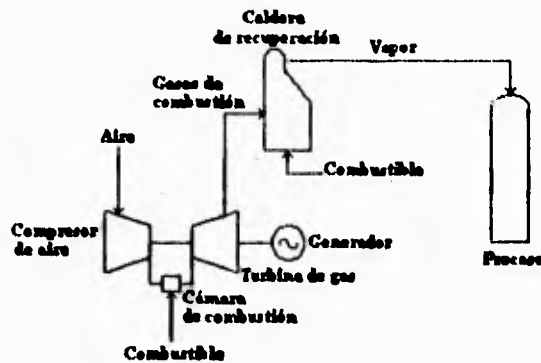


Figura III.7 Cogeneración con turbina de gas.

### III.2.1.3 Con motores de combustión interna

Estas máquinas tienen un rendimiento eléctrico entre 25 y 45% sobre la energía térmica del combustible, que en general es mayor que el rendimiento de las turbinas de gas. Esto significa que para la misma energía térmica con un motor alternativo se generaría más energía eléctrica que con una turbina de gas, aunque la energía térmica del motor es de menor temperatura.

El rango de potencias disponible en el mercado es inferior a la existente para las turbinas de gas; no obstante, hay un traslape entre las potencias más altas de los motores alternativos y las más bajas de las turbinas de gas. La elección de uno u otro equipo vendrá condicionada por un número de factores como:

máximas alcanzadas con este tipo de turbinas oscila entre 40 y 50 MW.

- Los gases resultantes de la combustión están más calientes en el caso de las turbinas industriales que en las aeroderivadas por lo que las primeras son más adecuadas para los sistemas de cogeneración.

En la figura III.7 se muestra un esquema con este sistema.

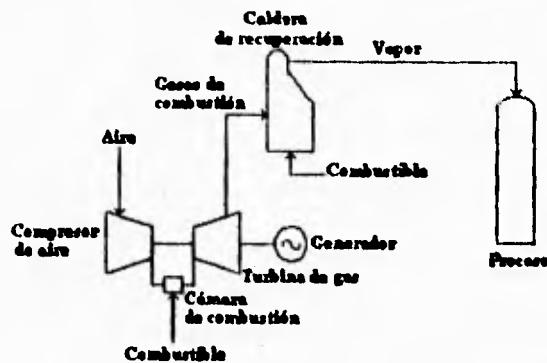


Figura III.7 Cogeneración con turbina de gas.

### III.2.1.3 Con motores de combustión interna

Estas máquinas tienen un rendimiento eléctrico entre 25 y 45% sobre la energía térmica del combustible, que en general es mayor que el rendimiento de las turbinas de gas. Esto significa que para la misma energía térmica con un motor alternativo se generaría más energía eléctrica que con una turbina de gas, aunque la energía térmica del motor es de menor temperatura.

El rango de potencias disponible en el mercado es inferior a la existente para las turbinas de gas; no obstante, hay un traslape entre las potencias más altas de los motores alternativos y las más bajas de las turbinas de gas. La elección de uno u otro equipo vendrá condicionada por un número de factores como:

- La relación entre la energía térmica y la energía eléctrica que requiera la industria.
- El nivel de temperaturas necesario de la energía térmica.
- El tipo de combustible disponible (gas natural, gas de refinería, diesel, etc.).
- Los requisitos de espacio, peso, nivel de ruido y vibraciones, emisiones, etc.

Los motores se pueden clasificar según el tipo de encendido en motores de explosión y en motores diesel. éstos últimos permiten relaciones de compresión más elevada lo que aumenta el rendimiento global pero exigen una construcción más robusta que los de explosión. Por el ciclo de combustión puede ser de dos tiempos o de cuatro tiempos; sin embargo, las velocidades de giro y el número de cilindros y de válvulas son menores, lo que aumenta la fiabilidad y disminuye las necesidades de mantenimiento. En los motores de dos tiempos se precisa una bomba de barrido y las características constructivas de los cilindros son más complejas que en el de cuatro tiempos. Hoy en día existen motores con potencias del orden de 40 MW eléctricos.

En la figura III.8 se muestra un esquema con este sistema.

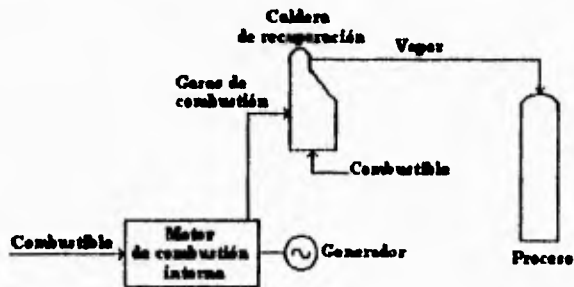


Figura III.8 Cogeneración con motor de combustión interna.

#### III.2.1.4 Con turbina de gas y turbina de vapor, ciclo combinado

Es una instalación basada en la integración de dos tipos de plantas antes descritos en las que existen dos equipos principales. Se denominan plantas de ciclo combinado.



Normalmente, se componen de una turbina de gas que genera energía mecánica, los gases de escape pasan por una caldera de recuperación donde se genera vapor a una presión superior a la demandada en el propio proceso, y este exceso de energía térmica es aprovechado en una turbina de vapor antes de enviar el vapor de baja presión al proceso de fabricación.

Los sistemas de ciclo combinado son de aplicación en aquellos sectores industriales con importantes consumos de energía eléctrica y en los que además puede aprovecharse el vapor de media o baja presión.

La instalación de un ciclo combinado ofrece la posibilidad de triplicar la generación de electricidad para una misma producción de vapor.

El rendimiento global de estos sistemas puede alcanzar entre 80 y 90%. En estas plantas el combustible extra requerido para generar la electricidad adicional obtiene un rendimiento térmico del orden de 60%, valor muy superior al que se logra en la mejor central térmica convencional más eficiente.

En la figura III.9 se muestra un esquema con este sistema.

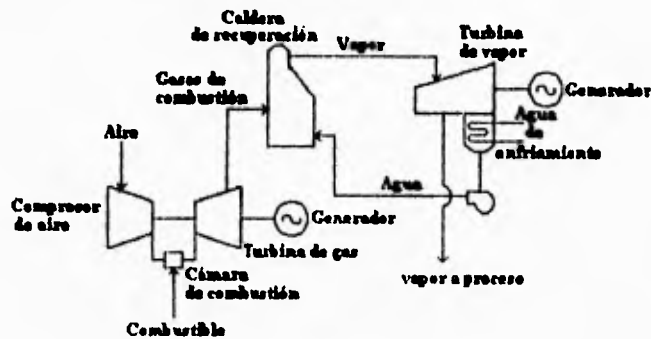


Figura III.9 Cogeneración con turbina de gas y turbina de vapor, ciclo combinado.

En las siguientes cuatro figuras se muestran esquemas de comparación de ahorros de energía según los elementos motores normalmente utilizados en sistemas de cogeneración.

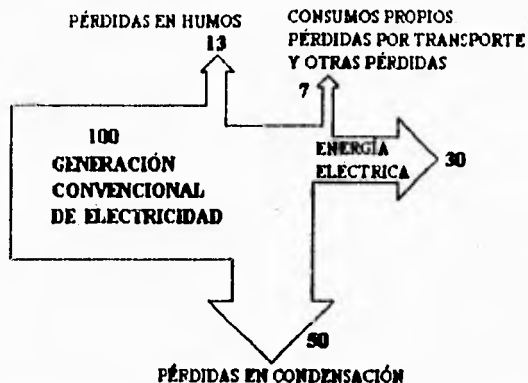


Figura III.10 Generación convencional de electricidad.

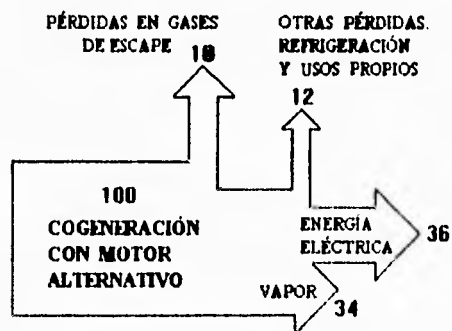


Figura III.11 Cogeneración con motor alternativo.

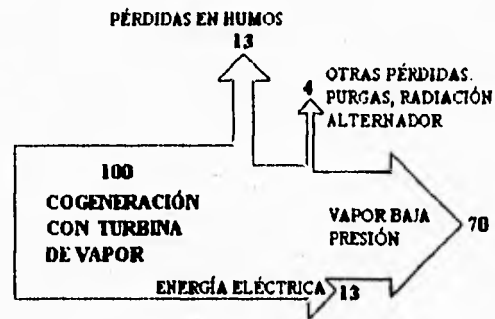


Figura III.12 Cogeneración con turbina de vapor.

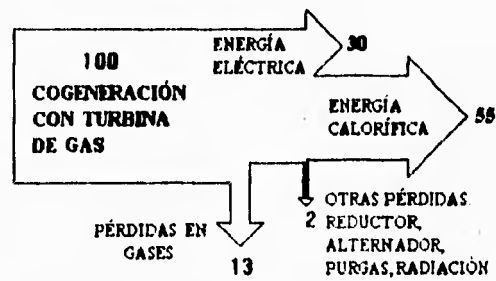


Figura III.13 Cogeneración con turbina de gas.

### III.2.2 Ciclo inferior (Bottoming)

Los sistemas de ciclo inferior son lo contrario a los sistemas de ciclo superior. Se denominan de este modo los sistemas que aprovechan los efluentes térmicos o combustibles residuales procedentes de la fase final del proceso productivo para accionar los equipos motores y así producir energía mecánica y electricidad (ver figura III.14). Las industrias en las que se puede aplicar este sistema de cogeneración requieren de un proceso a alta temperatura como lo son la siderúrgica, minera, cementera, etc..

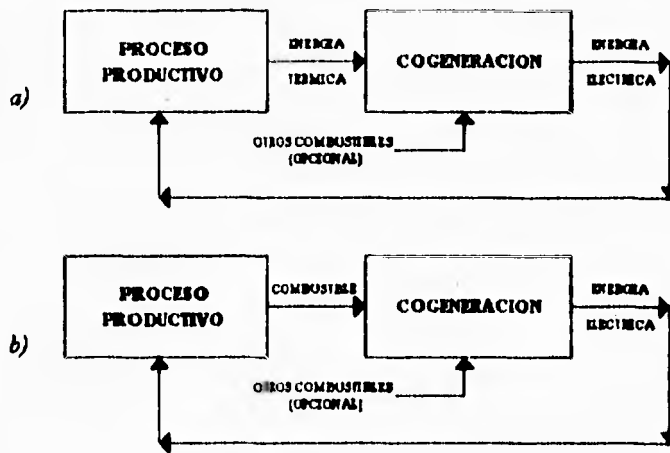


Figura III.14 Ciclo inferior (Bottoming).

Estos ciclos tendrán sentido cuando se disponga de una energía térmica residual importante procedente de un proceso industrial. Esta energía se podrá utilizar en una caldera de recuperación para la generación de vapor que al no ser en estos casos necesaria en proceso, se empleará para generar energía eléctrica en una turbina de vapor de condensación. También se debe considerar la posibilidad de utilizar como combustible productos residuales del proceso productivo, debidamente tratados y preparados, para quemarse en turbinas de gas, calderas, etc., y así generar energía mecánica y electricidad.

Un ejemplo donde se puede aplicar un sistema de cogeneración de ciclo inferior se describe a continuación:

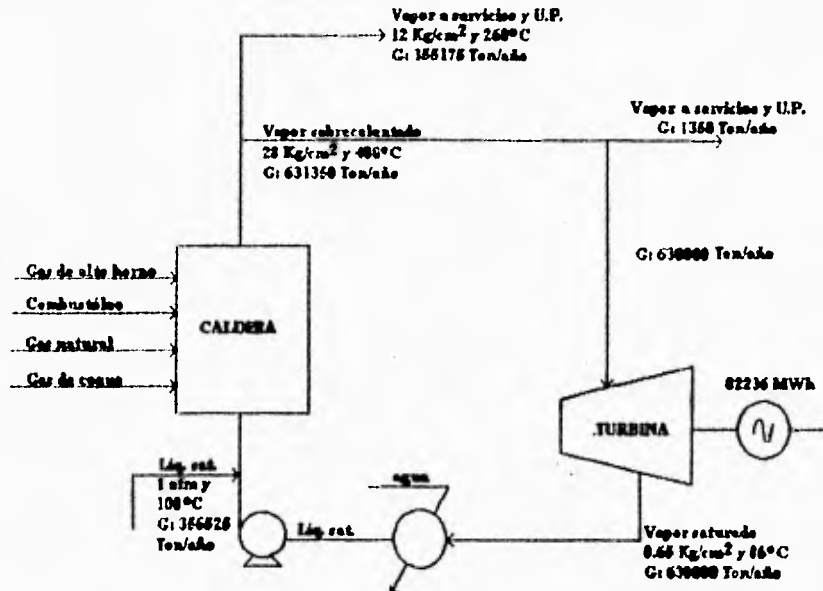
#### ***III.2.2.1 Ejemplo de ciclo inferior en una planta siderúrgica integrada***

La industria siderúrgica integrada comprende los procesos que van desde la fabricación de acero hasta la elaboración de productos finales. Cuentan, por lo tanto, con instalaciones para extracción y trituración de minerales, beneficio y reducción del mismo, aceración y por último para laminación de productos planos y no planos.

##### ***Cogeneración aprovechando los efluentes térmicos residuales en forma de vapor.-***

Dentro de una planta siderúrgica integrada donde se produce acero, una de las materias primas es el coque que sale incandescente de los hornos a una temperatura aproximada de 1,000°C y se enfría con agua, lo que provoca la evaporación de aproximadamente 0.5 m<sup>3</sup> de agua por tonelada de coque enfriado. Este proceso de extinción de coque a través de una caldera de recuperación y una turbina de vapor permite la producción de 120 KWh de electricidad por tonelada de coque.

***Cogeneración aprovechando combustibles residuales.-*** Dentro de los combustibles residuales que se producen en algunos procesos de una planta siderúrgica integrada se encuentran el gas de coque y el gas de alto horno, ambos se utilizan, entre otras aplicaciones, para quemarse en una caldera junto con gas natural y combustóleo para así generar vapor utilizable en las unidades de proceso, para servicios de la planta, y para generar energía eléctrica como se muestra en la figura III.15.



Fuente: " Consumo de energía en la industria siderúrgica ". Perfiles Energéticos Industriales No. 2  
PEMEX. 1985

Figura III.15 Sistema de cogeneración de ciclo inferior en una planta siderúrgica integrada de México.

En la tabla III.1 se muestran el consumo, el poder calorífico y la energía suministrada de cada uno de los combustibles utilizados en el generador de vapor de la figura III.15.

Tabla III.1

Características de los combustibles utilizados en el generador de vapor de la figura III.15.

Combustible	Consumo (m <sup>3</sup> /año)	Poder calorífico (Cal / m <sup>3</sup> )	Consumo (kg / año)
Combustóleo	22,200.7	10.019 x 10 <sup>6</sup>	222.429
Gas natural	67,923,500.0	8,540.0	580.067
Gas de coque	7,832,100.0	4,200.0	32.895
Gas de alto horno	73,513,000.0	730.0	53.665
<b>TOTAL</b>			<b>889.056</b>

Fuente: "Consumo de energía en la Industria Siderúrgica.". PEMEX. 1985.

### III.3 Selección de esquemas de cogeneración aplicables

Un concepto muy importante para la selección de esquemas de cogeneración es la relación térmica/eléctrica, es decir, la relación calor / electricidad (Q / E) característica de la empresa.

Esta relación (Q / E) determina el tipo de equipo y combustible a emplear (ver figura III.16), siendo los más comunes los siguientes rangos :

- a) Con turbina de vapor 2 a 30
- b) Con turbina de gas 1.2 a 5
- c) Con motor de combustión interna 0.5 a 2.1

En los proyectos posibles de cogeneración, con relaciones térmicas/eléctricas comprendidas entre 0.5 y 5 se requiere de combustibles gaseosos con mínimo contenido de azufre y vanadio, recomendándose la utilización de gas natural.

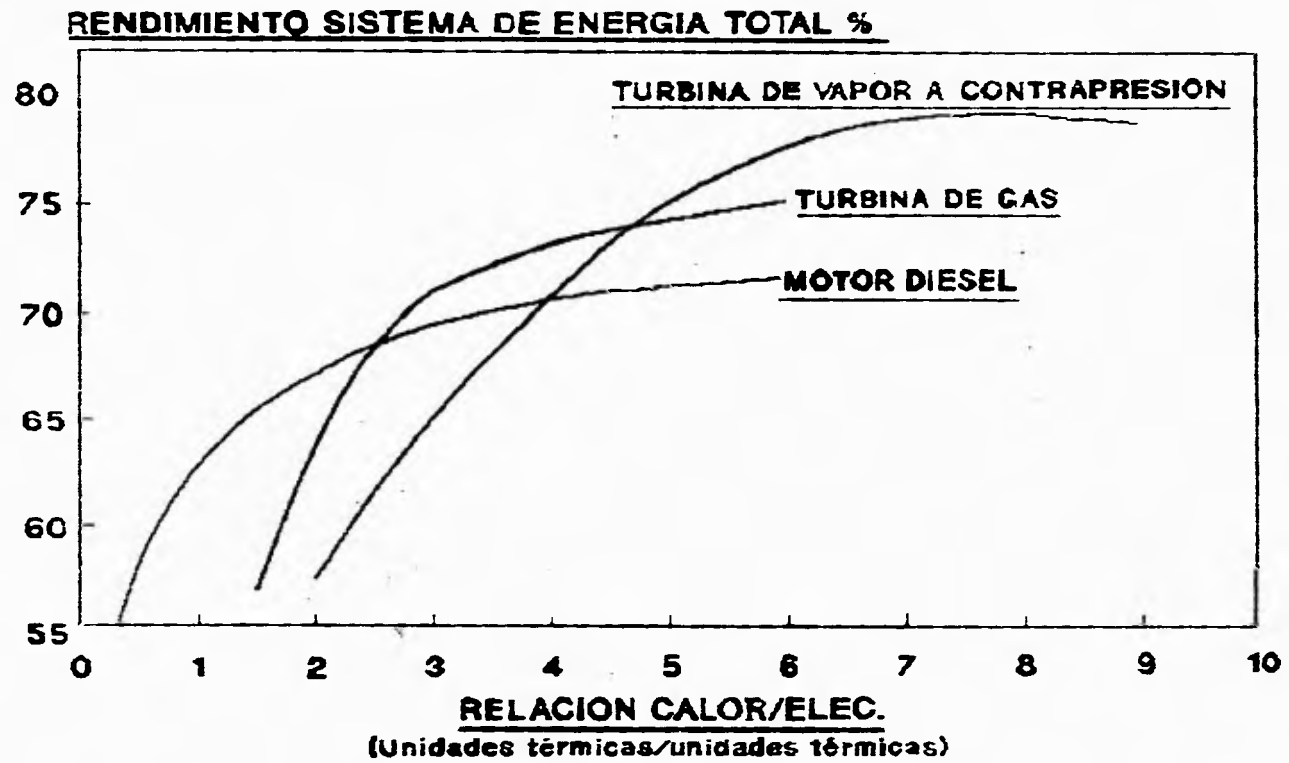


Figura III.16 Rendimiento de sistemas de cogeneración en función de la relación calor/electricidad



#### CARACTERISTICAS TECNICAS DE LA COGENERACION

Para otros proyectos, con relaciones térmicas/eléctricas mayores a 5, es recomendable utilizar calderas de recuperación, con cualquier tipo de combustible (dependiendo del proceso, costos de mantenimiento, impacto ecológico, etc.).

Cuanto más largos sean los períodos de tiempo en los que la relación (Q / E) se separen de la óptima para el sistema de cogeneración seleccionado, el ahorro de energía primaria por la implantación de un sistema de este tipo será menor y también su interés. El ahorro de energía es máximo cuando la relación entre el calor y la electricidad que demanda el usuario del sistema de energía total corresponden a los propios del sistema. Cuando se produce un desequilibrio en la demanda de uno de los tipos de energía, el sistema seguirá manteniéndose en su punto óptimo siempre y cuando se disponga de un receptor que pueda consumir el sobrante. Este receptor bien puede ser : otro proceso interno, otra planta industrial o la misma red eléctrica. Lo anterior permite relaciones (Q / E) óptimas para el sistema de cogeneración que se va a adquirir.

**ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

## **CAPITULO IV**

### **POTENCIAL DE COGENERACION EN MEXICO**

#### **IV.1 Historia de la cogeneración**

El concepto de cogeneración no es de reciente creación, su aparición se remonta a los inicios de la industria de la generación de electricidad, cuando la potencia mecánica requerida era desarrollada por medio de máquinas de vapor y transportada a través de sistemas mecánicos integrados por bandas y poleas; en forma conjunta a ello, el vapor a la salida de las máquinas era usado en algunos procesos productivos o destinado a la calefacción.

La importancia de las pequeñas máquinas de vapor y los sistemas de transmisión mecánicos se fue reduciendo a medida que se desarrollaban las calderas y las turbinas de gran capacidad, los generadores y los circuitos eléctricos que daban una mayor versatilidad y confiabilidad a los sistemas. Con ello, las máquinas motrices, constituidas por motores eléctricos pudieron ser colocadas en los sitios donde se requerían; sin embargo, el vapor se continuó empleando de manera conjunta para procesos de fabricación y otras aplicaciones.

Con el crecimiento de la industria de generación eléctrica y el aumento en la confiabilidad de las redes de distribución, la importancia de la cogeneración se redujo y las industrias optaron por comprar la energía eléctrica requerida. Las tecnologías de generación continuaron evolucionando, en especial las unidades para grandes potencias, por lo que comenzaron a instalarse centrales de generación con gran capacidad y sistemas interconectados; esto provocó que se redujeran los costos de la energía eléctrica y aumentaran las ventajas de comprarla.

En forma adicional a lo anterior se desarrollaron calderas de baja presión y otras tecnologías, que permitían a los industriales cubrir sus necesidades de vapor, dando como resultado que la cogeneración fuera atractiva únicamente para aquellos usuarios con la capacidad de alcanzar la economía de escala necesaria para poder competir con las grandes centrales y aquellos cuyas plantas generaban productos secundarios utilizables como combustible.

No obstante los problemas que enfrentó la cogeneración, estos sistemas no desaparecieron del todo y a partir de los sesenta la tendencia de decrecimiento cambió notablemente cuando la industria del gas realizó esfuerzos concertados, en lo que se llamó "mercado de energía total". Con este movimiento se pretendía promover el uso de sistemas que proporcionaran toda la potencia eléctrica y calor en el sitio donde se requieran, mediante la instalación de turbinas y máquinas de gas con recuperadores de calor para emplearse en procesos y calefacción. Sin embargo, los esfuerzos realizados no fructificaron como se esperaba, debido a que se tuvieron que afrontar problemas adicionales como: la falta de información suficiente que provocó que se instalaran equipos inadecuados y la oposición de las compañías eléctricas, al negarse a proporcionar la potencia suplementaria y de respaldo requerida.

Otro problema que ha tenido que enfrentar la cogeneración a lo largo de su historia son las leyes y reglamentos dictados en torno a ella, la mayoría de los cuales proporcionaban poco o nulo apoyo para su desarrollo.

A partir de 1973, a raíz de la crisis energética provocada por el aumento en los precios internacionales del crudo, los países desarrollados implantaron una serie de medidas encaminadas a reducir su dependencia del petróleo importado; una de ellas fue precisamente revisar e intensificar la cogeneración. Entre estos países podemos mencionar Estados Unidos, en el que el factor costos que en otros tiempos desalentará los proyectos de cogeneración, ahora los impulsaba más que nunca; además, como un apoyo adicional, el gobierno de ese país dictó legislaciones tendientes a alentar las inversiones, lo cual contribuyó al enorme crecimiento registrado en la década de los 80s.

En otros países ese mismo factor costos justificaba por sí solo la instalación de este tipo de sistemas en muchas industrias y comercios, por lo que algunas de ellas como la del papel y petroquímica, normalmente incluyen la cogeneración en sus procesos.

Actualmente, los sistemas de cogeneración son de uso común en los sectores industriales de varios países desarrollados, los cuales han alcanzado grandes beneficios debido a ventajas como:

- Se incrementó la oferta de electricidad mediante la instalación de plantas auto productoras y por la operación más eficiente en las ya existentes.
- Se mejoró la calidad en el suministro.
- Creció y se fortaleció el mercado de calores desperdicia y excedentes de electricidad.
- Se organizaron sociedades mercantiles para establecer sistemas de cogeneración entre varios propietarios.

#### *IV.1.1 Historia de la cogeneración en México*

El autoabastecimiento en México se contempla en nuestra legislación desde los años 40 y existe como parte integrante de muchos procesos entre los que se pueden mencionar los ingenios azucareros, las plantas siderúrgicas, las fábricas de la celulosa y el papel y el sector petrolero.

Si bien desde estos años se establecieron estos desarrollos, el autoabastecimiento únicamente sirvió para dar seguridad de suministro eléctrico y poco para objetivos de aumento de eficiencia energética y productividad.

La legislación de 1976 relativa al Servicio Eléctrico, con reformas en 1983 y su reglamento en 1991 menciona, entre otros objetivos, la conveniencia de la cogeneración.

Fue a partir de 1986 cuando el autoabastecimiento de energía eléctrica y la cogeneración de energía termoeléctrica están permitidas en el marco legal. Posteriormente, en 1990 se publica el Reglamento de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica para autoabastecedores, elaborado por la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (S.E.M.I.P.).

Tras la publicación del programa Nacional de Modernización Energética el 7 de mayo de 1990, que marcaba como una de las líneas prioritarias de actuación el ahorro y la utilización eficiente de la energía, se ha ido impulsando el campo de la cogeneración como una de las vías de consecución de este plan.

Un paso importante que se dio para cumplir las políticas energéticas fue la creación de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), por acuerdo presidencial del 26 de septiembre de 1989. Esta comisión funge como órgano de consulta tanto para entidades de la administración pública federal, de los gobiernos estatales y municipales, así como de los productores independientes.

En diciembre de 1992 se publicó en el diario oficial el decreto que reforma la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, donde se menciona de forma diferenciada los siguientes casos que no se consideran servicio público y que en consecuencia pueden ser realizados por particulares:

- autoabastecimiento de energía eléctrica.
- cogeneración.
- producción independiente.
- pequeña producción.
- importación y exportación.

## **IV.2 Beneficios de la cogeneración**

La implantación de un sistema de cogeneración en una empresa debe ser parte de un programa global de administración energética de la empresa. Forma parte, de hecho, de las medidas que más inversión requieren, pero de las que más beneficios económicos proveerán. Su implementación en la empresa proporcionará beneficios adicionales de desarrollo tecnológico en otras empresas dedicadas a la cogeneración, además de beneficios al sector energético:

### **IV.2.1 Beneficios directos**

Según estimaciones de la CONAE el desarrollo de la cogeneración permitirá:

- Posponer o sustituir inversiones en la Comisión Federal de Electricidad (CFE), del orden de 3,000 a 6,000 millones de dólares en los próximos años.

## POTENCIAL DE COGENERACION EN MEXICO

---

- Ahorro de combustibles de 160 a 340 millones de barriles de combustóleo equivalente en 15 años.
- Reducción de pérdidas por transformación y distribución de energía del orden de 500 a 1.700 GWh anuales.
- Reducción del costo de producción en las industrias que instalen sistemas de cogeneración.
- Reducción de emisión de gases y partículas contaminantes en sistemas con turbinas de gas, y reducción del orden de la mitad de CO<sub>2</sub>, comparado con el producido al quemar combustóleo, en plantas termoeléctricas convencionales.

### ***IV.2.2 Beneficios indirectos***

- Mejora de la competitividad de la industria mexicana.
- Formación y capacitación de personal técnico mexicano especializado y ampliación de oportunidades a firmas de ingeniería y consultoría nacionales.
- Creación de una nueva industria de fabricación de equipos, partes y componentes, y de servicios de operación y mantenimiento.
- Así como ha ocurrido en otros países, seguramente se desarrollarán en México empresas especializadas privadas promotoras, desarrolladoras y operadoras de sistemas de cogeneración (empresas de servicios de energía).
- El monto de las inversiones y la importancia de adecuados esquemas financieros, seguramente llevará a la creación de mecanismos y sociedades financieras que ofrezcan paquetes financieros especialmente diseñados para la cogeneración y para proyectos de ahorro de energía.

### **IV.3 Aspectos relevantes para la aplicación de sistemas de cogeneración en la industria**

Los aspectos más relevantes que se deben tomar en cuenta para la implantación de esta tecnología son:

- Marco legal.
- Suministro y contratos de gas natural.
- Financiamiento.

Partiendo de estos aspectos, se hace un breve análisis que nos puede dar una visión más amplia de la situación que actualmente predomina en el país.

#### ***IV.3.1 Marco legal***

##### ***IV.3.1.1 Reglamento actual***

En mayo de 1993 el ejecutivo federal expidió el nuevo *Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en México*, donde se establecen las bases y condiciones generales para que la industria privada se incorpore a alguno de los siguientes esquemas de generación eléctrica:

- autoabastecimiento
- cogeneración
- producción independiente
- pequeña producción
- importación y exportación

A continuación se explica en forma sencilla los 13 apartados más importantes de dicha disposición:

**1.- Planeación y pronósticos del Sector Eléctrico Nacional.**

- La Comisión Federal de Electricidad. (C.F.E.), elaborará y enviará a la Secretaría de Energía Minas e Industria Paraestatal. (S.E.M.I.P.), un documento de pronósticos de las tendencias del sector eléctrico para su aprobación, así como los programas para la realización de obras que se requieren para proporcionar el servicio público.
- Este documento servirá como información oficial para las partes interesadas, y será el marco de referencia para el programa de obras mencionado.

**2.- Disposiciones Generales.**

El sector privado podrá participar en :

**I** Generar electricidad para cualquiera de los siguientes propósitos:

- a) Ventas a la C.F.E.
- b) Consumo: autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción.
- c) Exportación: cogeneración, producción independiente o pequeña producción.
- d) Uso para emergencias causadas por interrupciones en el servicio público.

**II** Importar energía eléctrica para autoconsumo.

**3.- Permisos.**

La producción independiente, el autoabastecimiento, la cogeneración, la pequeña producción, la generación para la exportación y la importación de energía eléctrica para autoabastecimiento están sujetas a permiso previo por parte de la S.E.M.I.P.

Estos permisos tendrán una duración indefinida, excepto para la producción independiente que se otorgará por un período de 30 años.



**4.- Autoabastecimiento.**

El autoabastecimiento consiste en la utilización de energía eléctrica para consumo propio, en cualquiera de estos casos:

- Cuando la energía se origine en plantas destinadas a satisfacer las necesidades de los copropietarios o socios.
- Cuando el tenedor de permisos se comprometa a utilizar la energía eléctrica dentro un área autorizada por la S.E.M.I.P.

**5.- Cogeneración.**

Ésta se define como:

- a) La producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de la energía térmica que no se utilice en los procesos.
- b) La producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles que se produzcan en los procesos.
- c) Producción de energía eléctrica junto con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas.

Estas modalidades de cogeneración se ilustran en la figura IV.1 a), b), y c).

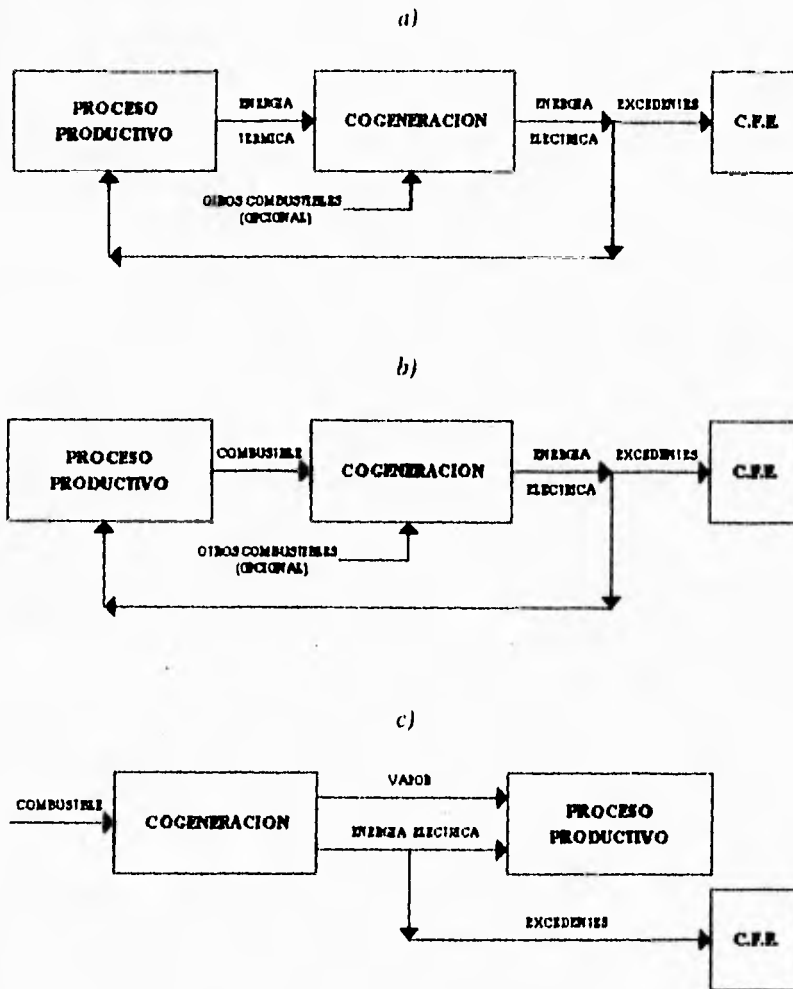


Figura IV.1 Modalidades de cogeneración.

Para obtener un permiso de cogeneración deben cumplirse algunos requisitos:

- 1) La energía generada se destinará a las instalaciones asociadas con el proceso de cogeneración.

2) Que se incrementen las eficiencias energéticas y económicos de todo el proceso de cogeneración.

3) El tenedor de los permisos tiene la obligación de vender a C.F.E. los excedentes de energía eléctrica.

#### **6.- Producción independiente.**

Ésta se define como la generación de energía eléctrica destinada exclusivamente para su venta a C.F.E., o bien para exportar, siempre y cuando provenga de una planta de más de 30 MW.

Los solicitantes de permisos para producción independiente deberán ser firmas constituidas de acuerdo con las leyes mexicanas y establecidas en México.

En caso de venta de energía eléctrica a C.F.E., deberá estar considerada previamente en la planeación y programa de la empresa.

#### **7.- Pequeña producción.**

Los permisos para pequeña producción pueden ser solicitados por mexicanos o firmas constituidas conforme a las leyes nacionales y localizadas en México.

Este tipo de generación eléctrica tiene como objetivo:

- La venta a C.F.E. cuando los proyectos no excedan la capacidad de 30 MW.
- Generar menos de 1 MW en pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan de energía eléctrica.
- La exportación hasta 30 MW.

**8.- Generación Adicional.**

El servicio público de energía eléctrica deberá utilizar el costo más bajo para la C.F.E. y que proporcione estabilidad, calidad y seguridad óptimas al sistema.

Con base en el documento de pronóstico realizado por la C.F.E., la S.E.M.I.P. indicará la ampliación o sustitución de capacidad que pueda requerirse para satisfacer la demanda de energía. Así mismo, estudiará las soluciones técnicas y los costos de los proyectos recomendados para satisfacer la demanda, evaluándolos como si se tratasen de proyectos de la C.F.E..

Esta Secretaría decidirá si la C.F.E. ejecutará un proyecto o si para realizarlo se invitará a participar a los inversionistas privados a través de una convocatoria.

La S.E.M.I.P. instruirá a la C.F.E. a preparar las convocatorias para la compra de capacidad necesaria; dichas convocatorias serán aprobadas por la Secretaría mencionada y pueden incluir una precalificación.

**9.- Convenios de adquisición de energía eléctrica en el corto y largo plazo.**

La C.F.E. celebrará convenios de adquisición de energía eléctrica para servicio público conforme a las características de despacho y operación del sistema con :

- a) Los adjudicatarios de las convocatorias de adición o sustitución de la capacidad de generación.
- b) Los permisionarios con excedentes de energía.

**10.- Despacho.**

La entrega de energía eléctrica a la red del servicio público se sujetará a las normas de despacho y operación de la C.F.E..

### ***11.- Servicios de transmisión***

- Los tenedores de permisos pueden solicitar los servicios de transmisión de C.F.E., los cuales serán proporcionados a través de un acuerdo e implicarán un cargo económico.
- Cuando C.F.E. no pueda proporcionar los servicios de transmisión con las instalaciones existentes, puede convenir con la parte solicitante la construcción de las instalaciones necesarias dividiéndose los costos.
- Los inversionistas privados podrán construir las líneas de transmisión que requieran solamente en aquellos casos donde están interconectados a la red de servicio público y cumplan con las Normas Oficiales Mexicanas.

### ***12.- Importaciones de energía eléctrica.***

A fin de satisfacer las necesidades de energía de una persona o compañía, se podrá comprar energía eléctrica de plantas de generación localizadas en otros países; esta adquisición se realizará mediante un convenio directo entre el suministrador y el consumidor.

### ***13.- Exportaciones de energía eléctrica.***

S.E.M.I.P. podrá conceder permisos de exportación de energía eléctrica a productores independientes, cogeneradores y pequeños productores. Para ello, el solicitante deberá incluir el convenio de compra o carta de intención .

A los tenedores de este permiso no se les permitirá vender en nuestro país la energía generada, excepto cuando se obtenga un permiso de la S.E.M.I.P. para cambiar el destino de la misma.

Esta dependencia evaluará las solicitudes de exportación considerando la oferta de energía en México, así como el tipo de combustible a utilizarse.

Con estas acciones se está procurando regular y efficientar un servicio que es indispensable en la actividad productiva y económica de nuestro país.

### **IV.3.2 Gas natural en México**

Dadas las ventajas de utilizar las turbinas de gas en un esquema de cogeneración, a continuación se presenta un análisis del mercado del gas natural en México.

En la figura IV.2 se muestra que PEMEX es el mayor consumidor de gas natural y a su vez es el único productor de éste.

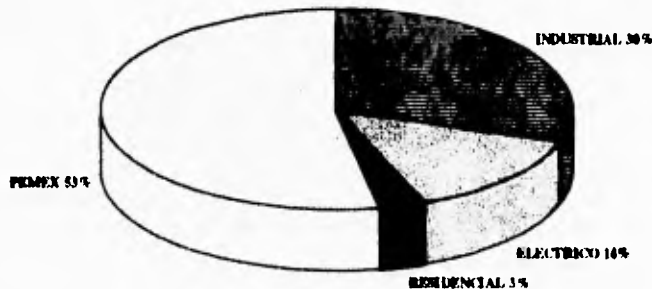


Figura IV.2 Consumos de gas por sectores.

#### **IV.3.2.1 Combustibles usados para la generación de electricidad**

No es sorpresa que el mayor mercado potencial de gas natural en México es el requerido para la generación de electricidad.

Como se ve en la figura IV.3, actualmente el combustóleo es el combustible dominante en las plantas de generación.

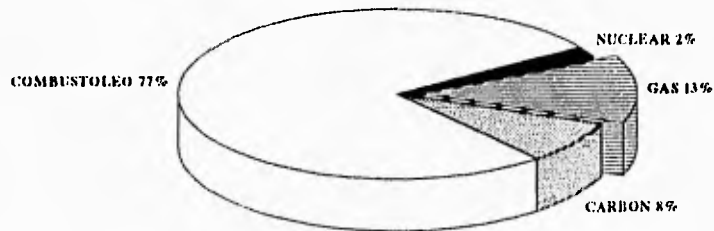


Figura IV.3 Combustibles usados para la generación de electricidad en 1992.

En la figura IV.4 se puede observar un incremento en la utilización del gas natural para la producción de electricidad en los últimos años.

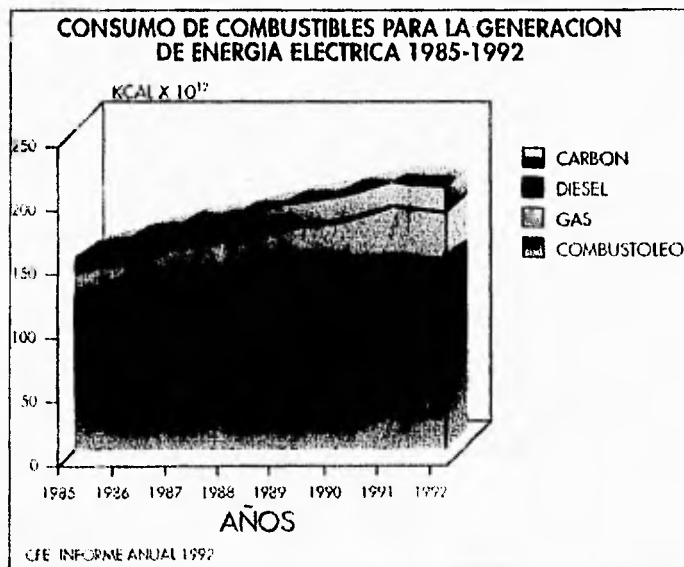


Figura IV.4 Consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica 1985-1992

**IV.3.2.2 Oferta y demanda de gas natural en México**

En la figura IV.5 se muestran la oferta disponible total, la oferta disponible sin incluir las importaciones y la demanda total del gas natural a nivel nacional.

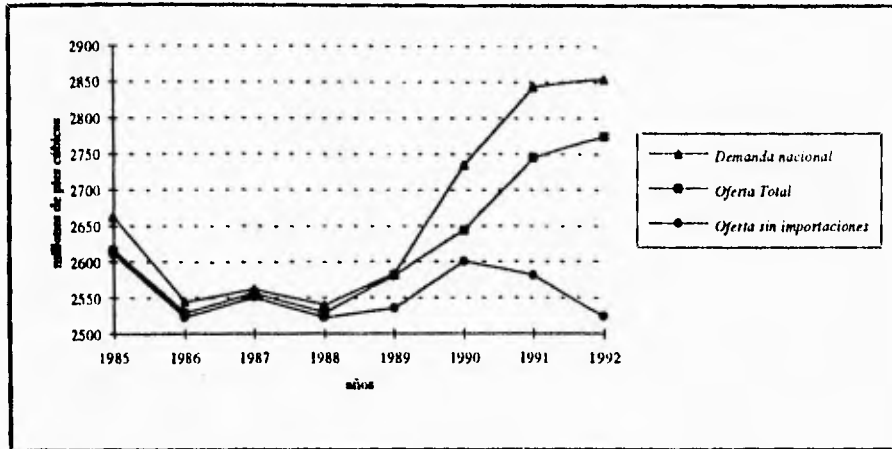


Figura IV.5 Oferta y demanda de gas natural en México.

Observando la figura anterior podemos ver que la demanda está ligeramente por encima de la oferta, lo que provoca que se tenga un mercado deficitario de gas natural en México.

Analizando estas tendencias creemos que PEMEX deberá realizar mayores inversiones en infraestructura para extraer, procesar y distribuir los volúmenes requeridos de gas natural para satisfacer la demanda que seguramente se incrementará con la instalación de plantas generadoras de electricidad con turbina de gas, en particular las plantas de cogeneración. Otra opción para poder cubrir la demanda sería incrementando las importaciones de Estados Unidos, siguiendo la tendencia actual como se observa en la Fig. IV.6.



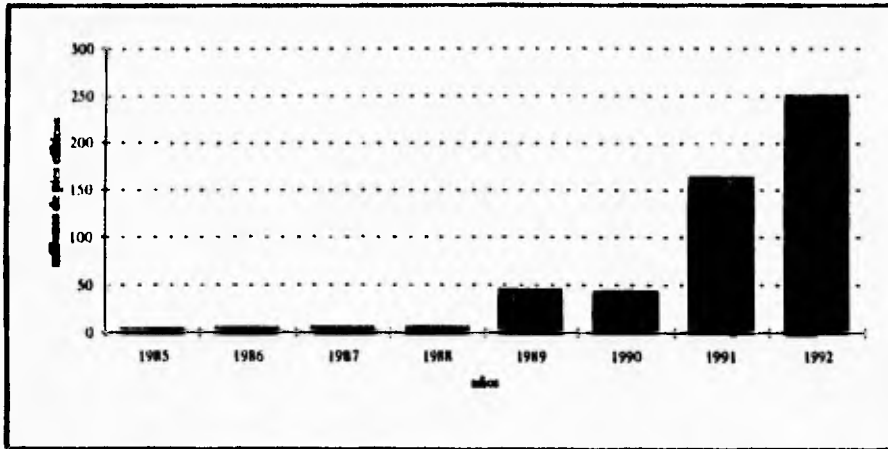


Figura IV.6 Importaciones de gas natural en México.

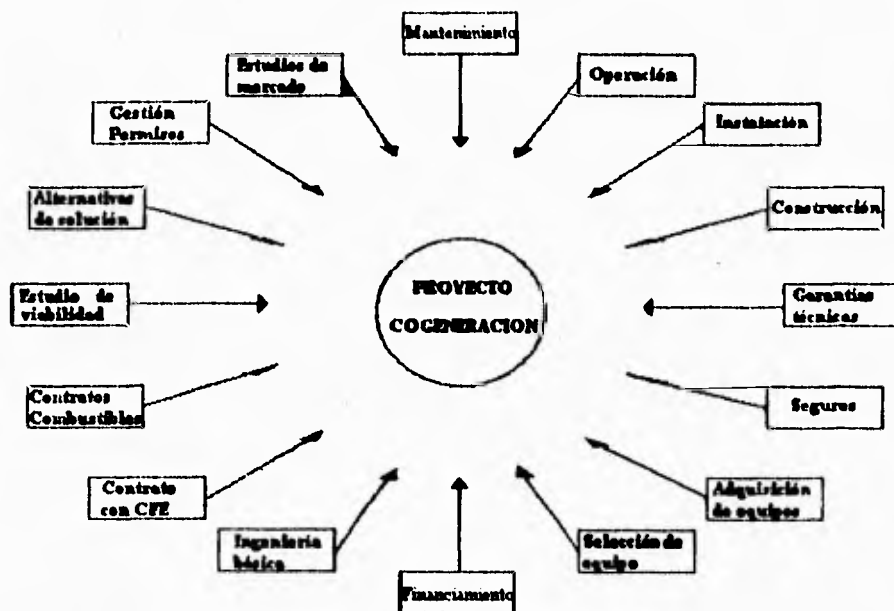
En lo correspondiente a la disponibilidad de gas natural, en la figura IV.7 se muestran las zonas productoras de gas natural en la República Mexicana, y en la figura IV.8 se presentan los principales gasoductos.

### **IV.3.3 Financiamiento**

La planeación de una expansión productiva, o la aprobación de un nuevo proyecto, incluye la participación de muchos factores, entre los cuales sobresalen las fuentes de financiamiento.

Los principales factores que intervienen en el desarrollo de un proyecto de cogeneración son los que se muestran en la figura IV.9.





Fuente: Seminario regional de cogeneración para el Valle de México, Mayo 1994.

Figura IV.9 Factores que influyen en la realización de un proyecto de cogeneración

Como se puede observar, son muchos los elementos y etapas a considerar y ninguno es mas importante que otro, ya que la falta u omisión de alguno de ellos resultaría en la realización ineficiente del proyecto o en su caso impediría su realización.

Indudablemente que el estudio de mercado, el de viabilidad, las garantías técnicas, los contratos de compra de combustible a largo plazo, la venta de excedentes de energía eléctrica y otros factores son muy importantes, pero de no contar con los recursos necesarios, el proyecto no podrá realizarse.

En el caso de los proyectos de cogeneración este elemento es fundamental, más aún si se toma en cuenta que las inversiones en éstos son importantes y que generalmente se consideran como proyectos colaterales, ya que no forman parte de la actividad industrial de

la empresa.

El desarrollo del proyecto se puede financiar, ya sea por los métodos tradicionales o por otras alternativas. Las primeras corresponden al desarrollo con *recursos propios de la empresa* o con *créditos* que obtiene ésta, y los segundos se refieren a sistemas más elaborados, mejor conocidos como *financiamiento por terceros*.

En el caso de proyectos "bondadosos", es decir, aquellos en la que la recuperación de la inversión está razonablemente asegurada y cuando ésta se obtiene en el corto plazo, como son la mayoría de los proyectos de cogeneración, algunas alternativas de financiamiento resultan interesantes, ya que permiten a las empresas usuarias de las energías cogeneradas, dedicar sus disponibilidades de capital a tareas prioritarias de su actividad industrial.

A continuación se describen las ventajas y desventajas de los sistemas tradicionales y algunas de las alternativas más usuales en los financiamientos por terceros.

#### ***IV.3.3.1 Financiamiento con recursos propios***

En este caso el desarrollo del proyecto será tan complicado o tan sencillo como lo desee el usuario, ya sea que asuma toda la responsabilidad del mismo, o que contrate a una empresa administradora de proyectos, para que atienda el número de funciones que considere conveniente encomendarle.

En ambos casos el usuario tiene el control total del proyecto y dado que lo está realizando con recursos propios no incrementa su endeudamiento. La propiedad de los equipos e instalaciones pasa a formar parte de sus activos de inmediato y podrá iniciar su depreciación conforme a la legislación correspondiente.

Sin embargo, al aplicar sus recursos de capital a este proyecto disminuye su capacidad para realizar otras inversiones en áreas relacionadas con su actividad industrial, área en la que está más capacitado que en proyectos de cogeneración, donde por la misma razón pudiera verse instalando una capacidad lejana a la óptima térmicamente, e inclusive

comprar equipos inadecuados u obsoletos.

Por otro lado, el usuario contrae la responsabilidad total del proyecto de cogeneración y también debe hacerse cargo de realizar todas o parte de las gestiones necesarias para obtener las autorizaciones y licencias e instalar y operar las nuevas instalaciones.

En la Tabla IV.1, se presentan las principales ventajas y desventajas del desarrollo de proyectos de cogeneración bajo la modalidad de Financiamiento con Recursos Propios, ya sea con administración total o parcial por parte del usuario.

Tabla IV.1  
Recursos propios

Ventajas	Desventajas
No se aumenta el endeudamiento del usuario.	Disminuye la capacidad del usuario para realizar inversiones relacionadas con su actividad industrial.
La propiedad de los equipos e instalaciones se adquiere de inmediato por el usuario	El usuario contrae toda la responsabilidad del nuevo proyecto.
El usuario mantiene el control total del desarrollo del proyecto.	El usuario debe realizar todas las gestiones para el establecimiento de la nueva instalación.
Ahorro inmediato en la facturación de energéticos para el usuario.	El usuario carece del conocimiento necesario de la tecnología disponible y su confiabilidad.
El ahorro en la facturación de los energéticos es en su totalidad para el usuario.	El usuario debe hacerse cargo de la operación, mantenimiento y reparación de los equipos.
	El responsable total técnico y financiero del proyecto es el usuario.

Fuente: CONAE

#### ***IV.3.3.2 Financiamiento con créditos.***

A falta de recursos propios, la alternativa que generalmente se usaría para el desarrollo de un proyecto sería la de conseguir créditos adecuados que permitan llevar a cabo el desarrollo del proyecto.

Aquí se agregarían dos elementos adicionales a los contemplados en la alternativa anterior. Una institución financiera y una aseguradora. La primera para aportar los fondos necesarios para el proyecto y la segunda para garantizar a la primera el pago del principal y los intereses correspondientes a los fondos aportados.

Por otro lado, al igual que en el caso anterior, el usuario tiene el control total del proyecto. Sin embargo, ahora sí incrementa su endeudamiento ya que está utilizando fondos externos para su desarrollo. La propiedad de los equipos e instalaciones también pasa a formar parte de sus activos de inmediato.

La responsabilidad del proyecto de cogeneración y las gestiones para su establecimiento serán del usuario y no debemos olvidar que el usuario conoce poco o nada de este tipo de proyectos, ya que su actividad industrial es diferente y por lo tanto requerirá de un buen asesoramiento para evitar incurrir en errores costosos.

Por último, destinará fondos a este proyecto, disminuyendo su capacidad de crédito para realizar otras inversiones en su actividad industrial.

En la tabla IV.2, se presentan las ventajas y desventajas de llevar a cabo un proyecto de cogeneración en esta modalidad de financiamiento con créditos, con administración total o parcial del usuario.

Tabla IV.2  
Financiamiento con créditos.

Ventajas	Desventajas
La propiedad de los equipos e instalaciones se adquiere de inmediato por el usuario	Aumenta el endeudamiento del usuario.
El usuario mantiene el control total del desarrollo del proyecto.	Disminuye la capacidad del usuario para realizar inversiones relacionadas con su actividad industrial.
Ahorro inmediato en la facturación de energéticos para el usuario.	El usuario contrae toda la responsabilidad del proyecto.
Los ahorros en la facturación de energéticos son en total para el usuario.	El usuario debe realizar todas las gestiones para el establecimiento de la nueva instalación.
	El usuario desconoce en detalle la tecnología disponible y su confiabilidad.
	La operación, mantenimiento y reparación de los equipos es responsabilidad del usuario.
	El usuario es el responsable total técnico y financiero del proyecto.

Fuente: CONAE

#### IV.3.3.3 Arrendamiento Financiero.

Una de las alternativas más atractivas, cuando no se cuenta con recursos propios o crédito, o cuando no se quieren destinar los anteriores al desarrollo de proyectos no relacionados con la actividad industrial de la empresa, es el llamado Arrendamiento Financiero, el cual ofrece varias ventajas comparado con los sistemas tradicionales de financiamiento.

El usuario en este caso, contrata con un tercero, al que llamaremos *arrendador*, el suministro a largo plazo, tanto de energía eléctrica como de energía térmica. Inclusive, pueden ser varios usuarios, los que no necesariamente consumirán ambas energías cogeneradas por el arrendador.

El arrendador se encarga de llevar a cabo todas las tareas necesarias para el desarrollo del nuevo proyecto, incluyendo el financiamiento, y a cambio de una cuota periódica o renta, el arrendador entregará al usuario o usuarios la energía eléctrica y térmica que han contratado.

El arrendador se hará cargo de contratar la compra e instalación de los equipos necesarios, tramitar las licencias y permisos, así como de la operación y mantenimiento de los equipos del proyecto. Además, el usuario tendrá la opción, si así lo desea, de adquirir las instalaciones una vez que éstas hayan generado las utilidades necesarias para pagar la inversión erogada por el arrendador, a un precio acordado entre ambos.

También existe la posibilidad de que el usuario sea el propio operador del equipo y varias otras alternativas, las que dependerán primordialmente de las necesidades del usuario.

Las principales ventajas y desventajas de esta opción se presentan en la tabla IV.3.

Tabla IV.3  
Arrendamiento Financiero.

Ventajas	Desventajas
No aumenta el endeudamiento del usuario.	El usuario debe garantizar un consumo a largo plazo de los energéticos cogenerados.
Los ahorros en la facturación de energéticos son suficientes para pagar el arrendamiento.	Se está sujeto a penalizaciones si la demanda disminuye o aumenta de ciertos límites.
La responsabilidad técnica y financiera es del arrendador.	El arrendador tendrá acceso a las instalaciones del proyecto.
La operación, mantenimiento y la reparación de los equipos los realiza el arrendador.	Se complica si intervienen varias empresas que sean los usuarios.
Ahorro inmediato en la facturación de energéticos para el usuario.	Se requiere que el usuario adquiera seguros y fianzas adicionales.
Las cuotas de arrendamiento forman parte del costo de operación del usuario.	
El usuario tiene la opción de adquirir el equipo al finalizar el arrendamiento.	

Fuente: CONAE



**IV.3.3.4 Financiamiento por ahorros compartidos.**

El financiamiento por ahorros compartidos es una variante del arrendamiento financiero, en el cual se sustituye el pago de la cuota de arrendamiento por un pago periódico previamente acordado, que resulta ser una porción del monto ahorrado por el usuario en la facturación de los energéticos. La ventaja adicional de este sistema es que existe una garantía por parte del arrendador en cuanto al monto de ahorro. Sin embargo, una dificultad importante es el control de los ahorros, la cual se complica si intervienen varios usuarios.

Participa en este esquema una institución aseguradora, para que en el caso de que el ahorro sea inferior a lo esperado ésta aporte la diferencia. De ser mayor el ahorro, la diferencia pasa a la compañía aseguradora.

En la tabla IV.4, se presentan las principales ventajas y desventajas de esta opción.

Tabla IV.4  
Financiamiento por ahorros compartidos.

Ventajas	Desventajas
No aumenta el endeudamiento del usuario.	El usuario debe garantizar un consumo a largo plazo de los energéticos cogenerados.
El ahorro en la facturación de los energéticos está garantizado por el arrendador.	Se está sujeto a penalizaciones si la demanda disminuye o aumenta de ciertos límites.
La responsabilidad técnica y financiera es del arrendador.	Se requiere que el usuario adquiera seguros y fianzas adicionales.
La operación, mantenimiento y la reparación de los equipos los realiza el arrendador.	Los ahorros en la facturación de los energéticos son inmediatos, pero inferiores al ahorro total.
Las cuotas de arrendamiento forman parte del costo de operación del usuario.	Se complica si intervienen varias empresas que sean los usuarios.
El usuario tiene la opción de adquirir el equipo al finalizar el arrendamiento.	Deben concertarse contratos de suministro de combustible a largo plazo, que regularmente son por el período de recuperación.
	Debe establecerse una garantía para el caso de variaciones desfavorables en el precio de los combustibles, difícil de lograr o muy costosa.

Fuente: CONAE

**IV.3.3.4 Financiamiento por ahorros compartidos.**

El financiamiento por ahorros compartidos es una variante del arrendamiento financiero, en el cual se sustituye el pago de la cuota de arrendamiento por un pago periódico previamente acordado, que resulta ser una porción del monto ahorrado por el usuario en la facturación de los energéticos. La ventaja adicional de este sistema es que existe una garantía por parte del arrendador en cuanto al monto de ahorro. Sin embargo, una dificultad importante es el control de los ahorros, la cual se complica si intervienen varios usuarios.

Participa en este esquema una institución aseguradora, para que en el caso de que el ahorro sea inferior a lo esperado ésta aporte la diferencia. De ser mayor el ahorro, la diferencia pasa a la compañía aseguradora.

En la tabla IV.4, se presentan las principales ventajas y desventajas de esta opción.

Tabla IV.4  
Financiamiento por ahorros compartidos.

Ventajas	Desventajas
No aumenta el endeudamiento del usuario.	El usuario debe garantizar un consumo a largo plazo de los energéticos cogenerados.
El ahorro en la facturación de los energéticos está garantizado por el arrendador.	Se está sujeto a penalizaciones si la demanda disminuye o aumenta de ciertos límites.
La responsabilidad técnica y financiera es del arrendador.	Se requiere que el usuario adquiera seguros y fianzas adicionales.
La operación, mantenimiento y la reparación de los equipos los realiza el arrendador.	Los ahorros en la facturación de los energéticos son inmediatos, pero inferiores al ahorro total.
Las cuotas de arrendamiento forman parte del costo de operación del usuario.	Se complica si intervienen varias empresas que sean los usuarios.
El usuario tiene la opción de adquirir el equipo al finalizar el arrendamiento.	Deben concertarse contratos de suministro de combustible a largo plazo, que regularmente son por el período de recuperación.
	Debe establecerse una garantía para el caso de variaciones desfavorables en el precio de los combustibles, difícil de lograr o muy costosa.

Fuente: CONAE

#### ***IV.3.3.5 Financiamiento por Ahorro Neto.***

Esta alternativa también es una variante del arrendamiento financiero, en el cual el proyecto es desarrollado por el arrendador, el que entrega al usuario o usuarios las energías cogeneradas a cambio de un pago periódico, equivalente a los ahorros totales que se obtendrán en la facturación de energéticos, respecto de la situación anterior al desarrollo del proyecto de cogeneración.

El usuario recibe una garantía de los ahorros que se tendrán, con los cuales se pagarán las erogaciones realizadas en el desarrollo del proyecto. Se incluye la participación de una institución aseguradora para garantizar los ahorros previstos, al mismo tiempo que se compromete el consumo de las energías cogeneradas por parte del usuario.

El arrendador se hace cargo de todo el proyecto, entregando las instalaciones como un proyecto " Llave en mano " para que lo opere el usuario, o en su caso el arrendador puede ser quien opere las instalaciones.

Como en los casos anteriores, el usuario tiene la opción de adquirir el proyecto al finalizar el arrendamiento a un valor de rescate previamente acordado.

En la tabla IV.5 se presentan las principales ventajas y desventajas de esta opción.

Tabla IV.5  
Financiamiento por ahorros netos.

Ventajas	Desventajas
No aumenta el endeudamiento del usuario.	El usuario debe garantizar un consumo a largo plazo de los energéticos cogenerados.
El ahorro en la facturación de los energéticos está garantizado por el arrendador.	Se está sujeto a penalizaciones si la demanda disminuye o aumenta de ciertos límites.
La responsabilidad técnica y financiera es del arrendador.	Se requiere que el usuario adquiera seguros y fianzas adicionales.
La operación, mantenimiento y la reparación de los equipos los realiza el arrendador.	Los ahorros en la facturación de los energéticos son inmediatos, pero inferiores al ahorro total.
Las cuotas de arrendamiento forman parte del costo de operación del usuario.	Se complica si intervienen varias empresas que sean los usuarios.
El usuario tiene la opción de adquirir el equipo al finalizar el arrendamiento.	Deben concertarse contratos de suministro de combustible a largo plazo, que regularmente son por el período de recuperación.
	El arrendador tendrá acceso a las instalaciones del proyecto.
	Debe establecerse una garantía para el caso de variaciones desfavorables en el precio de los combustibles, difícil de lograr o muy costosa.

Fuente: CONAE

#### IV.3.3.6 Otras alternativas de financiamiento.

Entre otras, existe la llamada "unión temporal de empresas", la cual consiste en el establecimiento de una nueva sociedad en la que participan una empresa promotora de proyectos industriales, en este caso proyectos de cogeneración, el fabricante de equipo, el desarrollador y otros inversionistas y de considerarse conveniente o necesario, también participan el usuario o usuarios.

Esta nueva sociedad especifica claramente el tiempo de participación de cada uno de

los socios, dando al usuario o usuarios, la primera opción de compra de la parte o partes que en un momento dado, por terminación del periodo de participación, se pongan a la venta. Además, el precio de venta de cada una de las partes se establece al inicio de la formación de la nueva sociedad.

Cada empresa formada bajo este sistema es diferente de las otras, ya que sus características dependerán de las necesidades del usuario o usuarios, así como de los energéticos que se consuman y los que se pongan a la venta.

La ventaja principal de este sistema es su gran flexibilidad y la participación en la nueva sociedad de personal técnico especializado que garantiza, entre otras, el diseño óptimo de las instalaciones. En la tabla IV.6 se presentan las principales ventajas y desventajas de esta opción.

Tabla IV.6  
Unión temporal de empresas.

Ventajas	Desventajas
Alta flexibilidad	El usuario no tiene control sobre las nuevas instalaciones.
Existe la opción de no aumentar el endeudamiento del usuario al no participar en la nueva empresa como accionista.	El usuario debe garantizar el consumo a largo plazo de uno o ambos energéticos cogenerados.
La responsabilidad técnica y financiera reside en la nueva empresa.	El usuario está sujeto a penalizaciones si la demanda disminuye o aumenta de ciertos límites prefijados.
El usuario no realiza ninguna de las gestiones necesarias para establecer la nueva empresa.	
Ahorro inmediato en la facturación de energéticos para el usuario.	
Posibilidad de incluir varios usuarios sin complicaciones.	
El usuario o usuarios pueden adquirir las instalaciones después de un periodo determinado.	

Fuente: CONAE

Finalmente debemos mencionar que para seleccionar la alternativa de financiamiento, lo más importante será conocer las necesidades y disposiciones económicas del usuario y proponer aquella que resulte más económica. La gestión del financiamiento se basará en la bondad económica de los proyectos de cogeneración ya citada.

#### **IV.4 Situación actual de la cogeneración en México.**

Para tener una idea del estado actual de la cogeneración en México se realizó un estudio de los permisos de autoabastecimiento de energía eléctrica otorgados por la Secretaría de Energía, Minas, e Industria Paraestatal ( S.E.M.I.P ) desde 1942 hasta 1994.

##### ***IV.4.1 Cogeneración antes de la nueva reglamentación***

Hasta 1993 el Padrón de permisionarios de autoabastecimiento de la S.E.M.I.P. contaba con un total de 4471 permisos. Para la finalidad de este estudio se descartaron aquellos permisos que involucraban:

- Permisos cancelados..
- Permisos para plantas para casos de emergencia.
- Permisos para plantas con capacidad menor a 500 KW ( excepto PEMEX ).

Descartando los permisos anteriores, se tiene una capacidad instalada al año de 1993 aproximadamente de 3.100 MW distribuida en diez sectores industriales considerados, como se ilustra en la tabla IV.7.

Tabla IV.7  
Capacidad instalada por sector y tipo de planta en KW a dic. 1993.

SECTOR	T. VAPOR	COMBUSTION INTERNA	T. GAS	HIDRAULICA	TOTAL
Petrolero	787,189	27,921	738,051	0	1,553,161
Metalúrgico	332,645	0	48,500	0	381,145
Papelero	215,650	0	38,500	0	254,150
Azucarero	181,959	0	0	0	181,959
PEGI *	145,300	0	32,000	0	177,300
Químico	145,350	6,400	0	0	151,750
Minero	91,192	37,554	0	3,045	131,791
Textil	83,135	508	0	0	83,643
Cervecerero	52,900	1,817	0	0	54,717
Otros **	41,100	17,367	800	60,000	119,267
Totales	2,076,420	91,567	857,851	63,045	3,088,883

Fuente: Investigación propia.

\* Planta Eléctrica del Grupo Industrial de Monterrey.

\*\* agrícola, fotográfica, cementera, maderera, alimenticia, y servicios estatales.

De igual forma, descartando:

- Permisos para plantas hidroeléctricas.
- Permisos para plantas con motores de combustión interna.

Los restantes permisos son para plantas que utilizan turbinas de vapor o turbinas de gas. Para el presente estudio se eligieron estas últimas plantas ya que es más factible desarrollar un sistema de cogeneración en sus instalaciones. Como se muestra en la tabla IV.8 se tiene a la fecha una capacidad total instalada cercana a los 3000 MW.



Tabla IV.8

Autoabastecimiento eléctrico ( turbina de gas o vapor ) por sectores industriales.

SECTOR	CAPACIDAD MW
Petrolero	1525
Metalúrgico	384
Papelero	254
Azucarero	182
Grupo Industrial	177
Químico	145
Mintero	91
Textil	83
Cerveceros	53
Otros	42
<b>TOTAL</b>	<b>2933</b>

Fuente: Investigación propia.

El desarrollo histórico del autoabastecimiento eléctrico mediante turbinas de vapor y turbinas de gas se muestra en las figuras IV.10, IV.11, y IV.12, y para cada sector industrial se muestra en el Anexo I.

En el libro de *Cuevas Salgado Jesús " Cogeneración Industrial en México "*, editado por el Programa Universitario de Energía , U.N.A.M. en 1989, se hizo un estudio para obtener el grado de cogeneración para cada sector industrial analizando sus procesos de autoabastecimiento eléctrico más representativos.

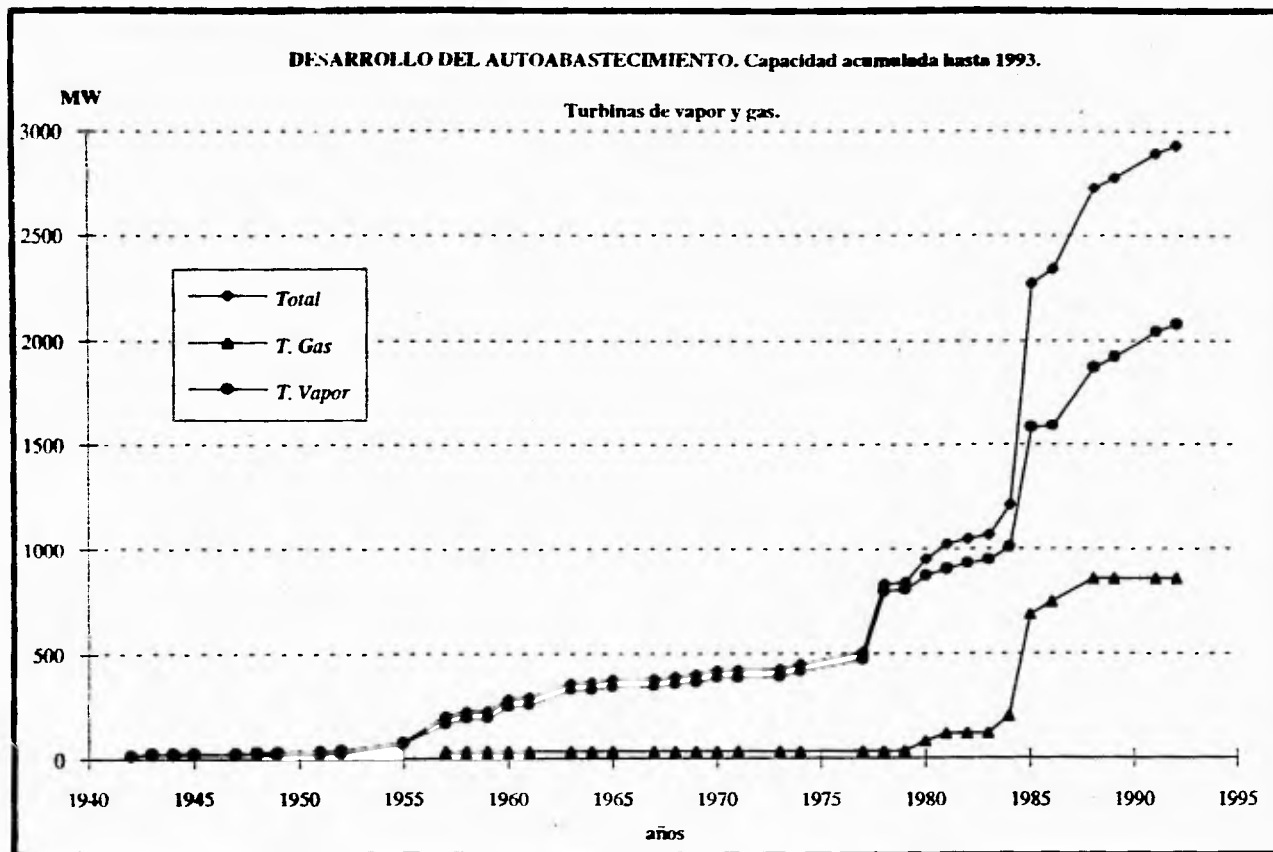


Figura IV.10 Desarrollo del autoabastecimiento eléctrico en México con turbinas de vapor y gas hasta 1993.

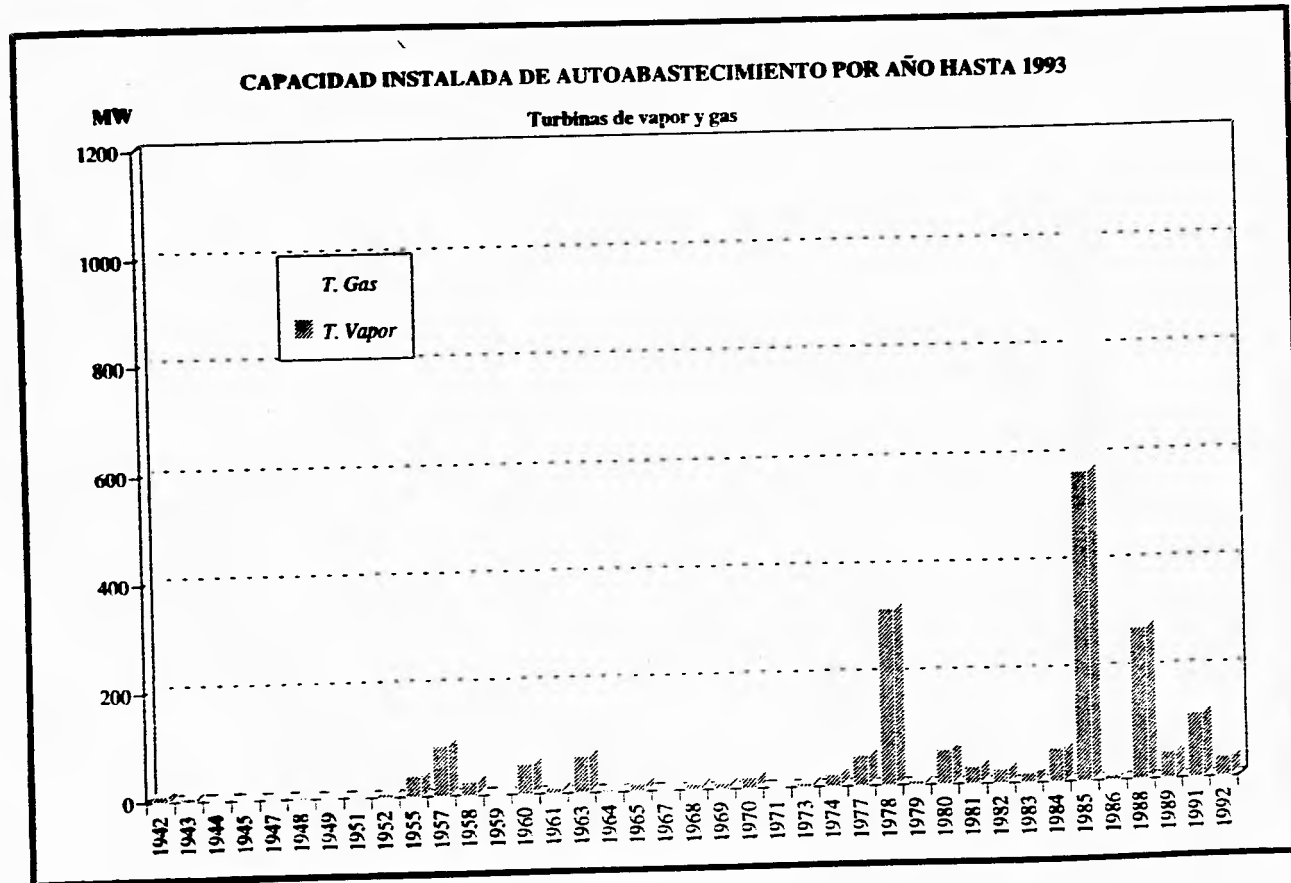


Figura IV.11 Capacidad instalada de autoabastecimiento por año con turbinas de vapor y gas hasta 1993.

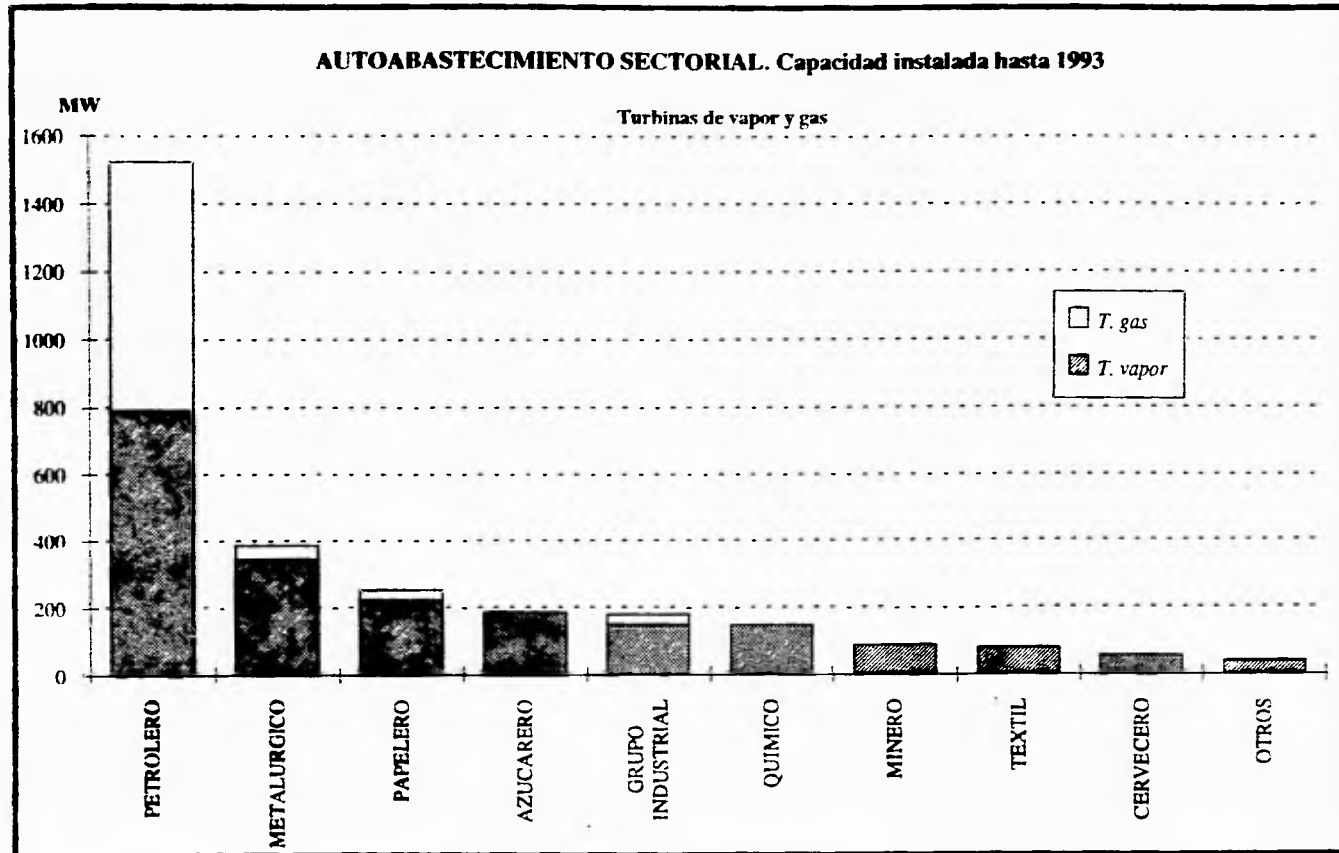


Figura IV.12 Autoabastecimiento eléctrico por sectores industriales con turbinas de vapor y gas hasta 1993.

El grado de cogeneración se refiere al cociente de dividir la capacidad instalada con algún esquema de cogeneración entre la potencia total.

Los grados de cogeneración que se obtuvieron son los siguientes:

Tabla IV.9  
Grado de cogeneración sectorial.

SECTOR	GRADO DE COGENERACIÓN %
Petrolero	78
Metalúrgico	88
Papelero	100
Azucarero	100
Grupo Industrial	100
Químico	100
Minero	73
Textil	100
Cerveceros	100

Fuente: Investigación propia.

Los otros sectores no se tomaron en cuenta por la complejidad en la obtención del grado de cogeneración correspondiente.

En base a los grados de cogeneración anteriores y a la capacidad instalada de autoabastecimiento en los diferentes sectores, podemos estimar la capacidad instalada de cogeneración en México hasta 1993.

Tabla IV.10  
Capacidad instalada de cogeneración en México hasta 1993.

SECTOR	CAPACIDAD AUTOABASTECIMIENTO MW	GRADO DE COGENERACIÓN %	CAPACIDAD COGENERACIÓN MW
Petrolero	1525	78	1190
Metalúrgico	384	88	338
Papelero	254	100	254
Azucarero	182	100	182
Grupo Industrial	177	100	177
Químico	145	100	145
Textil	83	100	83
Mínero	88	73	64
Cerveceros	53	100	53
<b>TOTAL</b>	<b>2933</b>		<b>2486</b>

Fuente: Investigación propia.

#### IV.4.2 Cogeneración con la nueva reglamentación.

Es hasta 1994 cuando la S.E.M.I.P. otorga permisos de generación eléctrica diferenciando al autoabastecimiento de la cogeneración.

Para octubre de 1994 se tienen permisos explícitos para cogeneración con una capacidad total de 302.55 MW, repartida en los siguientes sectores industriales:

Tabla IV.11

Capacidad de cogeneración por sector y tipo de planta en MW con la ley actual en 1994.

SECTOR	T. VAPORES	T. GAS	CICLO COMBINADO	TOTAL
Metalúrgico	0	0	225	225
Químico	0	50.35	15	65.35
Papelero	0	4.9	7.3	12.2
Totales	0	55.25	247.3	302.55

Fuente: Investigación propia.

En la tabla IV.12 y en la figura IV.13, se presenta la capacidad total de cogeneración estimada en cada sector industrial hasta octubre de 1994.

Tabla IV.12

Capacidad de cogeneración por sector hasta octubre de 1994.

SECTOR	CAPACIDAD COGENERACIÓN MW
Petrolero	1190
Metalúrgico	563
Papelero	266
Químico	210
Azucarero	182
Grupo Industrial	177
Textil	83
Minero	64
Cerveceros	53
<b>TOTAL</b>	<b>2788</b>

Fuente: Investigación propia.

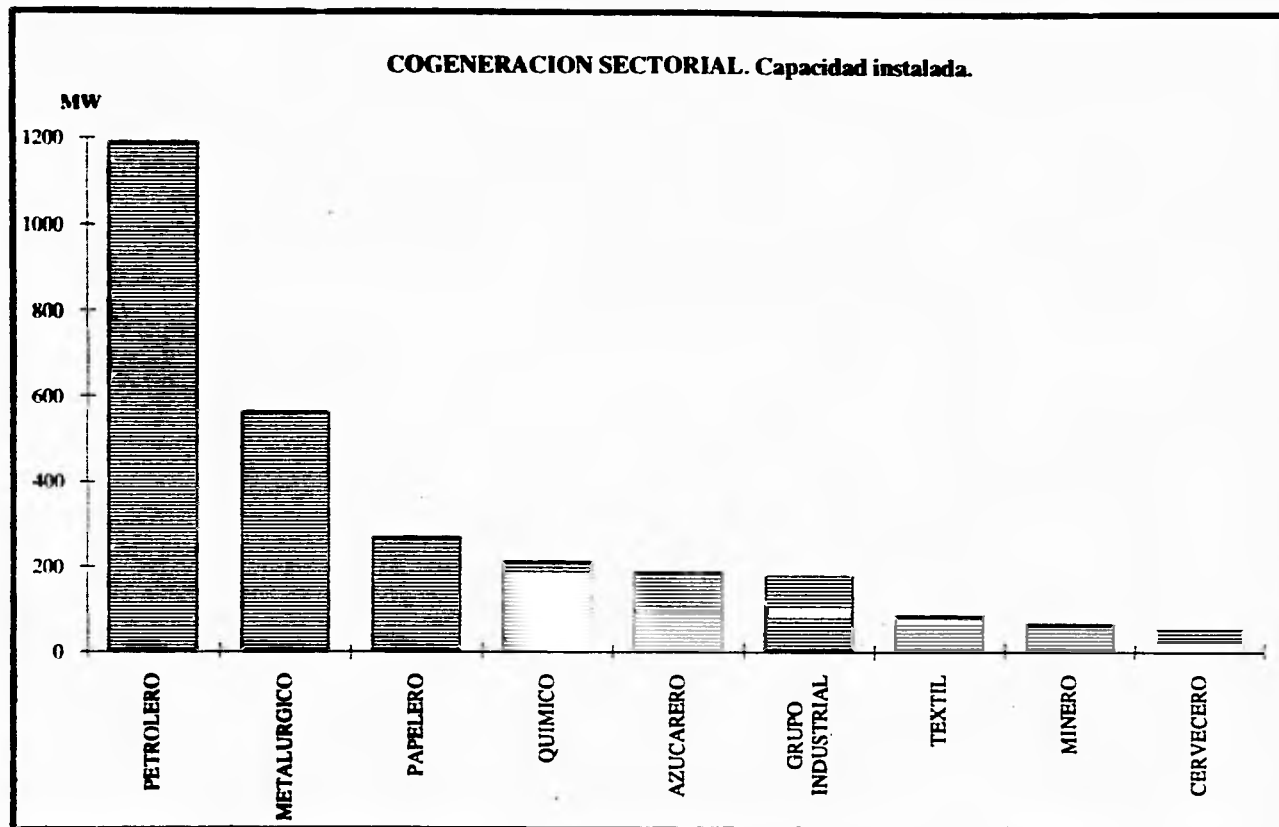


Figura IV.13 Capacidad estimada de cogeneración por sectores industriales hasta octubre de 1994.



**IV.5 Potencial de cogeneración en México.**

A diciembre de 1993, el Sector Eléctrico en México contaba con una capacidad instalada de 29,204 MW , cuya composición por tipo de central generadora se muestra en la tabla IV.13.

Tabla IV.13  
Capacidad instalada a diciembre de 1993.

TIPO	CAPACIDAD INSTALADA	
	MW	%
Hidroeléctrica	8,170	28.0
Combustóleo y gas	16,316	55.9
Carboeléctrica	1,900	6.5
Dual (combustóleo o carbón)	1,400	4.8
Geotérmica	743	2.5
Nuclear	675	2.3
<b>TOTAL</b>	<b>29,204</b>	<b>100.0</b>

Fuente: " Planeación del Sector Eléctrico en México en el nuevo marco regulatorio "  
XII Curso sobre planificación energética. P.U.E. Septiembre 1994.

Para satisfacer la demanda esperada de energía eléctrica en los próximos diez años, el país requerirá la instalación de 14,639 MW adicionales en el período 1994-2003. Al inicio de 1994, se encontraban 10 proyectos en proceso de construcción y 3 proyectos en pruebas preoperativas que añaden 5,752 MW a la capacidad instalada, siendo posible que en fecha próxima se inicie la construcción de otros 727 MW. Estas adiciones de capacidad, permitirán satisfacer el crecimiento de la demanda prevista hasta el año 1997. Los restantes 8,160 MW serán requeridos para hacer frente al crecimiento esperado en el período 1998-2003. Esta capacidad adicional podría ser construída en su mayoría por particulares bajo las modalidades autorizadas por la Ley, es decir, con proyectos de: *cogeneración*, *autoabastecimiento*, *productores independientes* y *pequeños productores*.

Dadas las características de alta eficiencia y múltiples beneficios en los proyectos de cogeneración, este tipo de proyectos es una fuente atractiva y aceptable en el Sistema Eléctrico Nacional y podrá competir ventajosamente con otros productores externos de C.F.E.

Los sectores con mayor susceptibilidad de desarrollar proyectos de cogeneración son aquellos cuya relación térmica/eléctrica es mayor a la unidad, esto significa que, para México en particular, los sectores con mayor potencial de cogeneración se encuentran en la Industria Petroquímica, Química, Hulera, Alimenticia, Bebida. Ver tabla IV.14.

**Tabla IV.14**  
Potencial Nacional de cogeneración por sectores industriales.

• Petroquímica, Química y Hulera.
• Alimentos y Bebidas.
• Celulosa y Papel, y Textil.
• Vidrio y Cerámica.
• Metalúrgica y Minera.
• Automotriz y Metalmecánica.

Fuente: CONAE.

El potencial teórico máximo de cogeneración en México es de 20,526 MW y el número de empresas que en principio podrían participar es de alrededor de 2,500, lo cual se presenta en la tabla IV.15.

Tabla IV.15  
Máximo Potencial de Cogeneración en México.

<b>MÁXIMO POTENCIAL DE COGENERACION EN MEXICO</b>		
<b>SECTORES</b>	<b>NUMERO DE EMPRESAS</b>	<b>POTENCIAL (MW)</b>
Químico y Petroquímico.	348	2,400 - 6,061
Celulosa y Papel.	139	1,150 - 2,993
Alimenticio.	348	880 - 2,236
Metalúrgico.	151	800 - 1936
Azucarero.	34	800 - 2112
Otros.	1391	300 - 980
PEMEX.	19	3,100 - 4,208
<b>TOTAL</b>	<b>2439</b>	<b>9,340 - 29,526</b>

Fuente: CONAE.

El potencial máximo teórico de cogeneración, no se podrá desarrollar al 100% dependiendo de diferentes circunstancias que obedecerán a la posición competitiva de desarrollo de cada sector en particular, la situación financiera de las empresas y a factores tecnológicos entre otros. Considerando estos elementos, la CONAE realizó tres proyecciones considerando un escenario alto, otro medio y finalmente uno bajo. Los resultados de estas proyecciones se muestran en la figura IV.14, en la que se puede apreciar que para el año 2003 el máximo estimado es de alrededor de 11,000 MW, el escenario medio arroja 6,750 MW y el mínimo es de 4,200 MW.

Esto comparado con la proyección de capacidad de la C.F.E. para ese mismo año, de alrededor de 44,000 MW, implica que la cogeneración representará entre 25 y el 9 % en sus proyecciones alta y baja respectivamente; sin embargo considerando que en otros países en los que la cogeneración se ha desarrollado antes que en México, la cogeneración representa del 8 al 15 % del total instalado, las proyecciones media y baja representan, hasta ahora, los escenarios más probables para México. Ver figura IV.14.

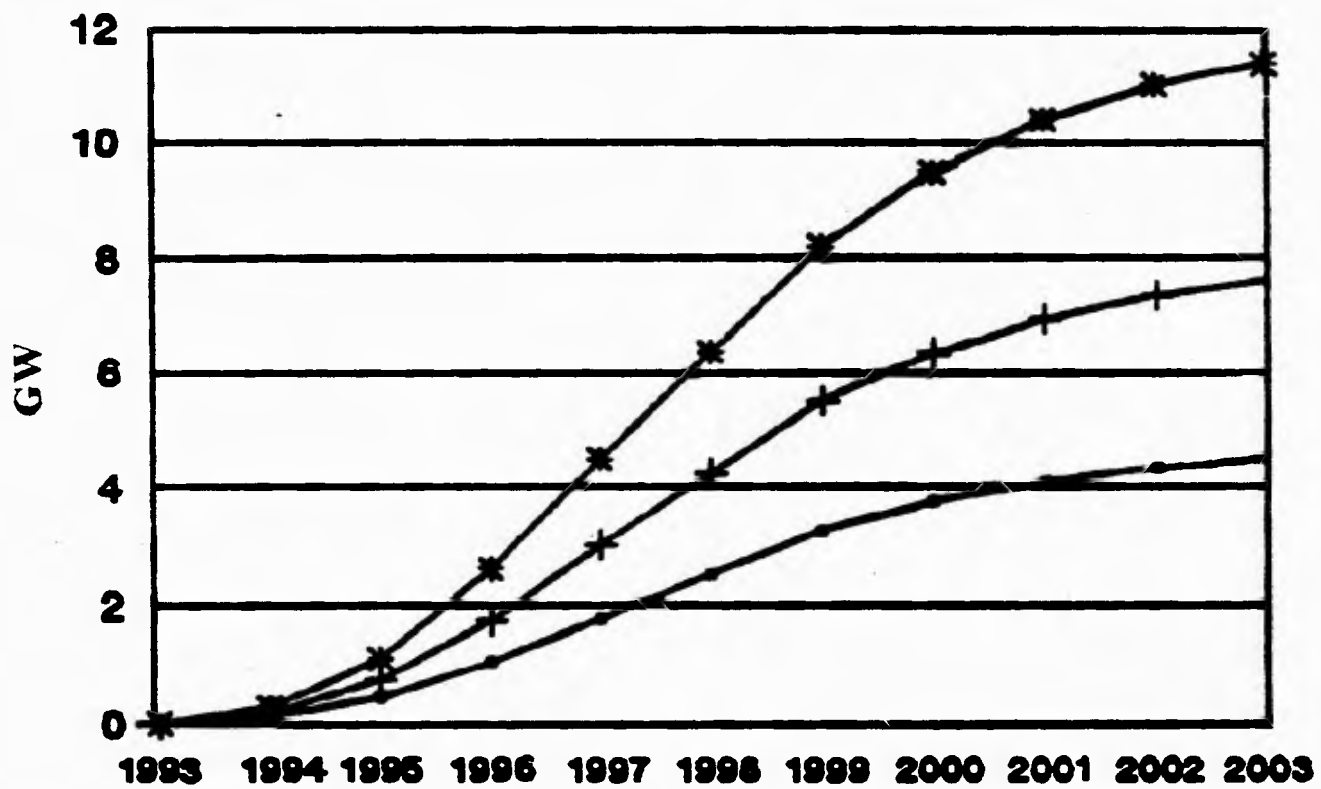


Figura IV.14 Escenarios de desarrollo para la cogeneración en México.

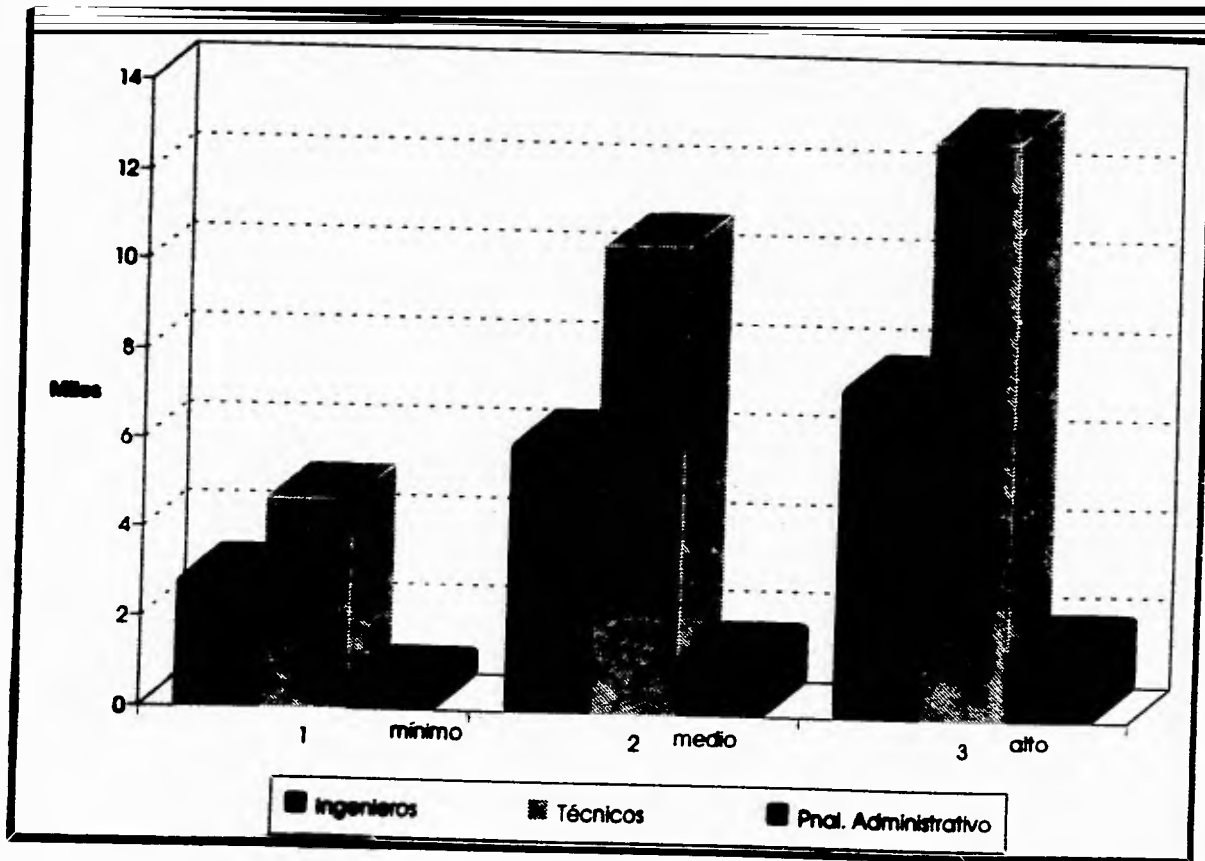
Lo anterior representa un mercado de oportunidad para todas aquellas empresas que de alguna manera se integran a los proyectos de cogeneración, ya sean nacionales u extranjeras, tales como fabricantes de equipo y refacciones, empresas de consultoría, de ingeniería, constructoras, desarrolladoras, promotoras, de financiamiento, de seguros, de mantenimiento, de operación, de monitoreo y control, y muchas otras más.

Para las empresas extranjeras, las oportunidades más importantes de participación, se encuentran en los rubros de servicios de ingeniería, proyecto y consultoría, suministro de equipos, sistemas de mantenimiento y refacciones, empresas desarrolladoras o promotoras y financieras, entre otros.

Otro punto importante del desarrollo de la cogeneración será la creación de nuevos empleos. Considerando el número de plantas que se puede desarrollar y las diferentes actividades que se requieren para la implementación de estos sistemas, se estima que entre técnicos, personal administrativo e ingenieros, los diferentes escenarios antes mencionados, generarán para el año 2003 entre 8,100 y 22,000 nuevos empleos conforme se puede observar en la figura IV.15.

En estos empleos, se consideran tanto el personal de operación, como el de construcción, el de proyectos, el de estudios, y el administrativo entre otros.

En conclusión y conforme se ha expuesto en esta sección del capítulo, el mercado potencial de la cogeneración en México, ofrece la oportunidad de participación a todas aquellas empresas, tanto nacionales como internacionales, que de una u otra forma se encuentran relacionadas con el desarrollo de estos sistemas o en general de nuevos proyectos industriales.



IV.15 Escenarios de nuevos empleos en el marco del desarrollo de la cogeneración en México.

## CAPITULO V

### EFFECTOS DEL AUMENTO DE LA EFICIENCIA EN LA PRESERVACION DEL MEDIO AMBIENTE.

#### V.1 Evaluación ecológica de proyectos de generación eléctrica.

##### V.1.1 Preocupaciones ecológicas actuales.

La evaluación de las opciones para el crecimiento del sector eléctrico y las políticas y prácticas de operación de sus instalaciones tienen que realizarse en el contexto de las preocupaciones ecológicas de la época actual, tanto locales como globales, entre las que sobresalen las siguientes:

**Contaminación de los océanos.** Alrededor del 90 % de los desechos que se vierten a los océanos permanecen concentrados cerca de la costa y por tanto afectan la pesca y todos los otros usos de esa zona. Cabe mencionar que, además de las descargas originadas en instalaciones costeras, la mayor parte de los desechos de todo tipo que se generan en cualquier parte del mundo finalmente llegan al mar.

**Especies marinas.** La cuarta parte de las proteínas animales que consume la especie humana provienen de animales marinos, principalmente peces. Es por tanto motivo de preocupación que la contaminación de los mares reduzca la magnitud y la diversidad de esta fauna.

**Calidad del agua.** El agua limpia es un recurso cada vez más limitado. Aparte del costo creciente de dotar a ciertas comunidades, la ingestión de agua contaminada es responsable de cerca de 25,000 muertes diarias en todo el mundo. La contaminación del agua afecta también a la vida acuática y a la recreación. Esos hechos deben tomarse en cuenta al evaluar proyectos eléctricos que usan agua dulce o que pueden contribuir a la contaminación del agua superficial o subterránea.

**Bosques y selvas.** Estos tienen importancia ecológica enorme, tanto local como mundial, por ser a la vez ecosistemas insustituibles, enriquecedores del suelo, reguladores de

procesos hidrológicos y que actúan como controles del clima regional y global. Los bosques de climas templados y fríos fueron reducidos drásticamente por el desarrollo de los países avanzados durante siglos pasados. Los de zonas tropicales están sujetos ahora a una presión similar. Pueden ser afectados por proyectos hidroeléctricos con vasos de gran extensión; también, en regiones geológicas con predominio de rocas ácidas, por proyectos con emisiones de óxidos de azufre y nitrógeno, que son precursoras de lluvia ácida.

**Diversidad biológica.** Algunos expertos sostienen que apenas se conoce el 4 % de todas las especies vivas que existen (mamíferos, peces, aves, invertebrados, plantas, etc.) y se estima que, por el impacto de actividades humanas, se está acelerando la extinción de muchas de ellas, cuyo papel actual y futuro desconocemos. Los proyectos de gran envergadura pueden contribuir a este proceso de extinción.

**Desechos peligrosos.** La disposición de éstos está sujeta a la eventualidad de accidentes de probabilidad baja pero de muy graves consecuencias. Los residuos nucleares de larga vida media constituyen una de las principales preocupaciones actuales a este respecto.

**Efecto invernadero.** Como ya se mencionó en otro capítulo, se ha postulado que la causa de este efecto es la acumulación en la atmósfera de bióxido de carbono, metano y algunos otros gases. Los proyectos termoeléctricos están entre las principales fuentes de uno de esos gases, por sus aportaciones de bióxido de carbono.

**Destrucción del ozono troposférico.** La emisión de clorofluorocarbonos está produciendo la destrucción de la delgada capa de ozono de la alta atmósfera, que tiene un efecto de escudo contra la intensidad de la radiación ultravioleta sobre la superficie terrestre.

**Aire limpio.** Niveles excesivos de bióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y partículas suspendidas en el aire tienen efectos dañinos en la salud. Se estima que más del 15% de los habitantes de zonas industrializadas están actualmente sometidos a esas condiciones. Los proyectos termoeléctricos pueden contribuir significativamente a estos efectos.



A causa de las preocupaciones ecológicas anteriores ocurren, sobre todo en países con grandes desigualdades sociales como México, tendencias que pueden afectar el desarrollo, suministro y costos futuros del servicio eléctrico. Por ejemplo:

1.- Por una parte, hay sensibilidad pública creciente sobre la importancia de los problemas ambientales. Tal sensibilidad comienza a generalizarse y ya ha dado lugar a que en México, siguiendo el ejemplo de otros países, se adopten disposiciones legales para protección del ambiente. Todo esto es conveniente.

2.- Sin embargo, la conciencia pública del problema es muy superficial y diversa. El ciudadano está poco o mal informado al respecto. Lo han influido, sobre todo, el simplismo y la propaganda de grupos que propugnan actitudes antitecnológicas e inconsistentes. Esto ha dado lugar a paradojas: hay oposición, con base ecológica, a casi cualquier proyecto concreto de generación eléctrica, independientemente de su ubicación, tecnología y efectos objetivos, y a la vez hay creciente demanda de energía eléctrica tanto en los países en desarrollo como en los más industrializados. En México, por ejemplo, aún después de un sustancial acercamiento de las tarifas a los costos reales, el crecimiento medio de la demanda entre 1989 y 1991 no ha sido inferior a 3.5 % anual, y ha llegado a 10 % anual en una zona del territorio.

3.- El público con alta sensibilidad acerca de los problemas ecológicos, si está mal informado, da lugar a los siguientes riesgos: a) que se adopten los proyectos con menor resistencia social y no los de menor impacto integral y más rentables; b) que los proyectos se encarezcan por exigencias excesivas de apariencia ecológica pero sin fundamento objetivo; c) que los intereses particulares se sobrepongan al interés general al decidir la ubicación de nuevos proyectos de generación eléctrica.

A fin de reducir estos riesgos se requiere información pública y educación sobre las características, costos y efectos de largo plazo de los diversos tipos de proyectos de generación eléctrica. Para que esta información tenga credibilidad y eficacia debe ser promovida no sólo por la industria eléctrica, sino además por el gobierno, el sector académico y los medios de comunicación. También puede contribuir a la selección y diseño racional de proyectos de generación eléctrica la cooperación internacional con bases macroeconómicas sanas, a fin de evitar que en países pobres se adopten sistemáticamente los

proyectos con menor inversión inicial y cuyos impactos ambientales y sociales sean mayores a la larga. Esto es, por ejemplo, lo que está ocurriendo al posponer proyectos hidroeléctricos en favor de termoeléctricos a causa de que los primeros requieren inversiones mayores y los costos del capital para ellos son muy altos; para fines prácticos, tal posposición equivale a una cancelación, pues conforme se intensifica el uso del suelo se hace más costoso e improbable el aprovechamiento del potencial hidráulico.

Por otro lado, el criterio central para evaluar el impacto ecológico de un proyecto no es cuánta contaminación o degradación produce en los componentes del entorno (aire, agua, suelo, fauna y flora, paisaje, monumentos), sino cuáles y de qué magnitud son los efectos de ello en cuatro aspectos principales: la salud, la diversidad biológica, la potencialidad económica y la riqueza cultural.

#### ***V.1.2 Costos sociales como criterio de evaluación.***

Es usual que algunos de los impactos ambientales de los proyectos eléctricos se reflejen en el precio que por la electricidad pagan los consumidores. Tal es el caso, por ejemplo, de los costos de usar combustibles más limpios o de lavar los gases de emisión de una termoeléctrica. Sin embargo, aún en ausencia de intenciones de subsidio, hay otros costos de efectos ambientales que no se reflejan en el precio; por ejemplo, los posibles costos de un cambio climático global causado por la acumulación de bióxido de carbono en la atmósfera, o gran parte de los costos asociados a los efectos en la salud de la presencia excesiva de óxidos de azufre y de nitrógeno en el aire. Por tanto, puede afirmarse que algunos costos sociales de los impactos de la industria eléctrica en el ambiente no están incorporados en el precio de la electricidad a los consumidores. Las empresas eléctricas tienden a transferir a sus clientes sólo los costos en que ellas mismas incurren, es decir, sus costos internos o comerciales. Los que ellas no tiene que sufragar, llamados costos externos o externalidades, existen no obstante: pero por no cuantificarse ni contabilizarse, no son pagados por los usuarios del servicio, sino por toda la sociedad sin advertirlo. Cuando las consecuencias ambientales son de muy largo plazo, esa transferencia de costos se hace a generaciones futuras. Son principalmente los costos de los efectos regionales o globales y los diferidos los que suelen excluirse de los precios. Por supuesto, lo mismo ocurre en cualquier otro servicio o industria. A causa de ello, los costos de las opciones de más alto

impacto ambiental siempre están subvaluados en comparación con los de sus alternativas de menor impacto, aunque tal subvaluación es de monto generalmente desconocido. Lo anterior no hace que automáticamente sea preferible la opción de menor impacto ambiental, cualesquiera que sean sus costos comerciales.

La única manera de aproximarse a la selección racional de proyectos (de generación eléctrica u otros) es incorporar en la comparación de opciones todos los costos externos y adoptar como criterio de elección la minimización del costo social, esto es, del valor presente de la suma de todos los costos internos y externos. A la dificultad de cuantificar cualquier costo externo se agrega así la de incluir *todos*, o al menos todos los significativos, pues conceptualmente no basta con incluir los costos externos asociados directamente a la construcción y operación del proyecto; habría de incluirse los costos ambientales de extraer, transportar y refinar los combustibles, en su caso, y los asociados a la fabricación de los materiales con que se construye la planta.

Por otra parte, cabe aclarar que se habla aquí de *costos* por convención derivada de que la mayoría de los efectos sobre el ambiente producidos por un proyecto son *detrimentales*. En rigor *costos* aquí significa *costos menos beneficios*, pues lo que interesa es el costo neto (o el beneficio neto) del proyecto.

El enfoque de minimización de costos netos totales (o maximización de beneficios netos totales) requiere superar serias dificultades para estimar correctamente todos los costos significativos. Hay el riesgo de estimar unos con mayor confiabilidad que otros, y la tentación de excluir aquellos de más difícil cuantificación. Sin embargo, tales dificultades y riesgos son inherentes a cualquier método cuantitativo, y por tanto no justifican el abandono de un enfoque racional. Además, el riesgo de que las decisiones sean inapropiadas es mayor si se omiten los análisis cuantitativos indicados o si éstos no se hacen de manera explícita. Por ejemplo, si cierta opción se descarta o soslaya por decisión unipersonal o por la presión de un grupo que no representa el interés general de la sociedad, ello equivale a asignar a dicha opción un costo infinito y en consecuencia adoptar un proyecto alternativo de mayor costo social, con pérdidas de utilidad desconocidas. Las restricciones a la ubicación de proyectos derivadas de la declaratoria de reservas ecológicas equivalen también a la asignación de costo indefinidamente alto a la perturbación de tales territorios, salvo que en estos casos, si las declaraciones respectivas están bien fundadas y legitimadas, este costo

impacto ambiental siempre están subvaluados en comparación con los de sus alternativas de menor impacto, aunque tal subvaluación es de monto generalmente desconocido. Lo anterior no hace que automáticamente sea preferible la opción de menor impacto ambiental, cualesquiera que sean sus costos comerciales.

La única manera de aproximarse a la selección racional de proyectos (de generación eléctrica u otros) es incorporar en la comparación de opciones todos los costos externos y adoptar como criterio de elección la minimización del costo social, esto es, del valor presente de la suma de todos los costos internos y externos. A la dificultad de cuantificar cualquier costo externo se agrega así la de incluir *todos*, o al menos todos los significativos, pues conceptualmente no basta con incluir los costos externos asociados directamente a la construcción y operación del proyecto; habría de incluirse los costos ambientales de extraer, transportar y refinar los combustibles, en su caso, y los asociados a la fabricación de los materiales con que se construye la planta.

Por otra parte, cabe aclarar que se habla aquí de *costos* por convención derivada de que la mayoría de los efectos sobre el ambiente producidos por un proyecto son *detrimentales*. En rigor *costos* aquí significa *costos menos beneficios*, pues lo que interesa es el costo neto (o el beneficio neto) del proyecto.

El enfoque de minimización de costos netos totales (o maximización de beneficios netos totales) requiere superar serias dificultades para estimar correctamente todos los costos significativos. Hay el riesgo de estimar unos con mayor confiabilidad que otros, y la tentación de excluir aquellos de más difícil cuantificación. Sin embargo, tales dificultades y riesgos son inherentes a cualquier método cuantitativo, y por tanto no justifican el abandono de un enfoque racional. Además, el riesgo de que las decisiones sean inapropiadas es mayor si se omiten los análisis cuantitativos indicados o si éstos no se hacen de manera explícita. Por ejemplo, si cierta opción se descarta o soslaya por decisión unipersonal o por la presión de un grupo que no representa el interés general de la sociedad, ello equivale a asignar a dicha opción un costo infinito y en consecuencia adoptar un proyecto alternativo de mayor costo social, con pérdidas de utilidad desconocidas. Las restricciones a la ubicación de proyectos derivadas de la declaratoria de reservas ecológicas equivalen también a la asignación de costo indefinidamente alto a la perturbación de tales territorios, salvo que en estos casos, si las declaraciones respectivas están bien fundadas y legitimadas, este costo

refleja una percepción social racionalmente válida. Una distorsión de signo contrario a la anterior ocurriría si se impusiera autoritariamente un proyecto por encima de opiniones sociales legítimas, o si se excluyeran ciertos costos ambientales significativos (aunque la decisión se apoyara en normas legales). Ambas acciones equivaldrían a asignar costo ambiental arbitrariamente bajo al proyecto en cuestión.

Así pues, para asegurar que la protección ambiental se incorpora de manera racional en la toma de decisiones del sector eléctrico, sin excesos ni insuficiencias, es indispensable dar el paso de incorporar los costos ambientales externos a la evaluación de proyectos. Después de esto todavía será posible un paso adicional, en este caso hacia la racionalización de las decisiones de los usuarios; en efecto, la única manera de hacer que los mecanismos del mercado trabajen en favor de la protección ambiental es, también, *internalizar las externalidades*, es decir, transformar la totalidad de los costos sociales en costos comerciales transferibles como precios al usuario final. Hoy la contaminación del aire en las grandes ciudades y la depredación de recursos naturales en todo el orbe siguen ocurriendo porque tales acciones están subsidiadas en gran escala. Esto se detendría si los precios reflejaran los verdaderos costos que para la sociedad tienen los bienes y servicio que cada quien usa, incluyendo los costos de la contaminación y del empobrecimiento ecológico.

En la transferencia de costos a los usuarios de la electricidad quizás debería considerarse sólo una excepción que sería transitoria: el caso de los incrementos de costos derivados de cambios en el conocimiento disponible o en las normas ambientales. En estos casos probablemente debería ser la sociedad toda, y no sólo los usuarios directos, la que pagara los costos del ajuste al nuevo conocimiento o las nuevas normas, mediante transferencia de recursos gubernamentales de la magnitud y durante el período necesario para amortizar las inversiones adicionales requeridas.

### V.1.3 *Cuantificación de costos ambientales.*

Hay en general tres posibles medidas del costo de un impacto ambiental:

1.- El monto de los daños inducidos. Por ejemplo: el valor de la producción agrícola perdida por los efectos ambientales; la disminución de productividad por daños a la salud de

una población afectada por los mismos efectos, más el costo de atender estos daños a la salud, etc..

2.- El costo de control o mitigación. Por ejemplo : los costos de recuperar la producción a los niveles previos al efecto ambiental; los costos de reducir las emisiones hasta niveles inocuos a la salud, etc..

3.- El monto del riesgo, por analogía con un seguro. Cuando en el mercado no existe el seguro correspondiente, pueden calcularse cotas superior e inferior de ese monto mediante la determinación de : a) el precio que se está dispuesto a pagar por evitar el riesgo (cota inferior), y b) la compensación que se está dispuesta a recibir por correr el riesgo (cota superior).

La tasa de descuento que debe usarse para calcular el valor presente de costos ambientales futuros tampoco está exenta de debate. Cuanto más baja es la tasa de descuento que se usa, más peso se da a los costos futuros. Algunos sostienen que, por consistencia, dicha tasa debe ser la misma que se aplica en los análisis económicos de inversiones. Otros, que debe utilizarse tasa de descuento cero, especialmente para riesgos a la salud o pérdida de vidas, pues una vida del futuro es, por razones morales, tan valiosa como una del presente. Finalmente, otros abogan por tasas de descuento no nulas pero inferiores a las usadas en el análisis convencional de inversiones (típicamente 3 % contra 6 a 7 %) y llaman, a tales valores reducidos, tasas de descuento sociales, para distinguirlas de las tasas de descuento de las empresas. Este último parece ser el enfoque más generalmente aceptado, y su justificación es que, tratándose de costos ambientales, interesan valores para el público y no para los inversionistas.

Con independencia de las incertidumbres y complicaciones involucradas, es clara la necesidad de adoptar un método cuantitativo que integre costos y beneficios sociales racionalmente y permita que las preocupaciones ecológicas se transformen en acciones prácticas. Para ello es necesario superar los enfoques basados en la simple identificación y clasificación de impactos, para pasar a cuantificar éstos y sus respectivos costos, presentes y futuros, y delinear opciones de acción bien diferenciadas, que puedan compararse entre sí a fin de escoger la que minimice el valor presente de los costos sociales. Además, se requiere estimular la investigación, tanto en los aspectos ecológicos como en los económicos, a fin de

mejorar la confiabilidad de los métodos con que se manejan unos y otros. Sin embargo, nada hará mejorar más rápidamente tales métodos que su uso en la práctica, sin importar las imperfecciones que actualmente puedan tener.

En la tabla V.1 se dan valores típicos de los costos internos e intervalos probables de los ambientales externos para proyectos de generación eléctrica basados en diversas fuentes primarias de energía. No se incluyen datos de proyectos hidroeléctricos porque los costos ambientales de éstos, más que los de cualesquiera otros, dependen de características particulares del sitio y del diseño.

Tabla V.1  
Costos internos y externos de algunas alternativas de generación eléctrica.

ALTERNATIVA	COSTOS INTERNOS (Intervalo Probable)	COSTOS EXTERNOS (Intervalo Probable)	COSTOS EXTERNOS
Termoeléctrica de vapor (combustóleo)	0.058 - 0.083	0.025 - 0.067	Costos externos asociados a emisiones de SO <sub>2</sub> (75%), CO <sub>2</sub> (17%), NO <sub>x</sub> (5%) y partículas (3%).
Termoeléctrica de vapor (carbón)	0.050 - 0.065	0.025 - 0.058	Costos externos asociados a emisiones de SO <sub>2</sub> (63%), CO <sub>2</sub> (25%), NO <sub>x</sub> (5%) y partículas (3%).
Termoeléctrica de vapor (gas)	0.064 - 0.100	0.007 - 0.010	Costos externos asociados a emisiones de CO <sub>2</sub> (76%), NO <sub>x</sub> (20%) y partículas (4%).
Nuclear	0.119 - 0.239	0.026 - 0.029	Costos externos asociados a riesgos por accidentes (79%), operaciones rutinarias (4%) y desmantelamiento (17%).
Solar y eólica	0.070 - 0.300	0.001 - 0.004	Costo externo por uso de suelo. Energía secundaria intermitente (de menor valor que la de las otras opciones)

- 1\* Incluyen inversión, combustibles, operación y mantenimiento. Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Programación, 1991.
- 2\* No incluyen costos externos anteriores a la operación. Fuente: Environmental Costs of Electricity, New York State Energy Research and Development Authority & U.S. Department of Energy, Oceana Publications Inc., New York, 1991, 769 pp.

Los datos de la tabla V.1 no deben tomarse sino como indicadores de la magnitud de las externalidades respectivas, y de ninguna manera como valores aplicables a proyectos

específicos. Al contrario, la tabla por sí misma hace patente la necesidad de cuantificar caso a caso las externalidades ambientales de los proyectos de generación eléctrica, dada la magnitud de ellas. Puede observarse que, a pesar de no estar incluidos los costos ambientales precedentes a la operación, el monto de las externalidades es en todos los casos comparable a los costos internos. Este hecho, y que los intervalos de posibles costos externos sean relativamente amplios, muestra con claridad que la decisión de optar, en casos particulares, entre una fuente primaria y otra (o dada la fuente primaria, entre un sitio y otro para ubicar el proyecto) tiene alta probabilidad de ser errónea si no se consideran y evalúan explícitamente las externalidades de cada caso.

Además de que los intereses sociales serían mejor servidos si las decisiones se tomaran incorporando los costos externos, las empresas eléctricas también cuidarían mejor sus propios intereses de ese modo. En efecto, es previsible que leyes y regulaciones futuras, tanto locales y nacionales como internacionales, impongan normas de control ambiental más exigentes durante la vida útil (30 a 50 años) de los proyectos eléctricos que hoy están gestándose. Por tanto sería una imprudencia financiera que las empresas invirtieran ahora en proyectos que después requirieran costosas adecuaciones ambientales o que tuvieran que ser abandonados antes de su amortización.

Otras conclusiones que pueden extraerse de la tabla V.1 son las siguientes:

1.- Los costos ambientales de proyectos termoeléctricos basados en combustóleo o carbón son los que muestran el intervalo de variación más amplio. Esto se debe a que tales costos son muy sensibles a la ubicación específica del proyecto. Una consecuencia práctica de ello es que la selección de sitios debe recibir gran atención en este tipo de proyectos.

2.- Los proyectos nucleares tienen cotas inferiores de costo ambiental muy similares a los proyectos termoeléctricos de combustóleo y carbón, pero parecen tener cotas superiores mucho más bajas.

3.- Entre los proyectos de gran potencia, los termoeléctricos basados en gas tienen el mayor atractivo ambiental, como ya se había mencionado anteriormente.



4.- En proyectos solares y eólicos la banda de posibles costos internos es mucho más ancha que la de costos ambientales, y por tanto seguirán siendo los primeros los que determinen su competitividad.

5.- El nivel y tipo de emisión de contaminantes de un proyecto de generación eléctrica se ha convertido en un factor significativo en la evaluación de la tecnología del sistema de generación.

En relación a la última conclusión, a continuación se analizará la disminución de emisiones contaminantes que se tendría al utilizar un sistema de cogeneración en lugar de un sistema convencional.

#### **V.2 Análisis comparativo de disminución de emisiones contaminantes entre un sistema convencional y un sistema de cogeneración.**

La incidencia de la cogeneración sobre el medio ambiente es doblemente positiva. La primera es en relación al aumento de la eficiencia: mientras que en soluciones convencionales para generación de energía eléctrica, tanto en instalaciones térmicas convencionales como con turbinas de gas, la eficiencia oscila entre 35 y 50%, en cogeneración más del 70% del potencial energético del combustible se transforma en energía útil para el usuario y en este sentido nos conviene resaltar la máxima de "el Kilowatt más limpio es el que no es necesario que se produzca". Y la segunda se refiere a que las modernas instalaciones de cogeneración, en general dotadas de eficientes medidas de prevención de la contaminación, resultan ser más limpias.

A continuación se ejemplifica uno de los beneficios que podría tener una empresa real en cuanto a la disminución de emisiones contaminantes que es, actualmente, uno de los problemas que más preocupa a la sociedad.

**V.2.1 Disminución de emisiones contaminantes**

Asumiendo como características de una industria X una demanda eléctrica de 24,000 KW eléctricos y demanda térmica de 48 kg/hr de vapor, tenemos:

**V.2.1.1 Comparación entre un sistema convencional utilizando combustóleo para generar energía eléctrica y térmica, versus un sistema de cogeneración utilizando el mismo combustible para generar la misma energía.**

En el sistema convencional, se tendría un consumo de combustible, para la generación eléctrica, de 5,148 kg/hr de combustóleo y para la generación de vapor, otros 5,148 kg/hr de combustóleo, para un total de 10,296 kg/hr. En cambio con un sistema de cogeneración se obtendría la misma producción de electricidad y de calor con un consumo de combustible de 5,148 kg/hr, lo que significa un ahorro en el consumo de combustible del 50 %.

En la tabla V.2 se indica la composición del combustible utilizado.

Tabla V.2  
Composición del combustible utilizado.

COMBUSTIBLE	COMBUSTOLEO
Carbono	83.7
Hidrógeno	10.3
Azufre	4.15
Nitrógeno	0.6
Oxígeno	0.3
Agua	0.95
Cenizas	N/A
Peso molecular	250
PCI (KJ/KG)	40,114.4

Fuente: Seminario regional de cogeneración para el Valle de México. CONAE 1994.

En la tabla V.3, se marcan las diferencias en consumo energético y emisión de contaminantes para las dos formas de generar energía que se plantean.

Tabla V.3  
Diferencias en consumo energético y emisión de contaminantes  
para las dos formas de generar electricidad que se plantean.

SISTEMA	CONVENCIONAL	COGENERACION	DIFERENCIA
Consumo de combustible	10,296 kg/hr	5,148 kg/hr	5,148 kg/hr
Generación de SOx	854.56 kg/hr	427.28 kg/hr	427.28 kg/hr
Generación de NOx	97 kg/hr	48.5 kg/hr	48.5 kg/hr
Generación de CO <sub>2</sub>	31,609.2 kg/hr	15,804.6 kg/hr	15,804.6 kg/hr
Generación de CO	240.24 kg/hr	120.12 kg/hr	120.12 kg/hr

Fuente: Seminario regional de cogeneración para el Valle de México. CONAE 1994.

Analizando la tabla V.3 se puede observar que el ahorro, tanto de combustible como de emisión de contaminantes, equivale al 50 %.

**V.2.1.2 Comparación entre un sistema convencional utilizando gas natural para generar energía eléctrica y térmica, versus un sistema de cogeneración utilizando el mismo combustible para generar la misma energía.**

En el sistema convencional, se tendría un consumo de combustible, para la generación eléctrica, de 6,293 kg/hr de gas natural y para la generación de vapor, otros 6,293 kg/hr de gas natural, para un total de 12,586 kg/hr. En cambio con un sistema de cogeneración se obtendría la misma producción de electricidad y de calor con un consumo de combustible de 6,293 kg/hr, lo que significa un ahorro en el consumo de combustible del 50 %.

En la tabla V.4 se indica la composición del combustible utilizado.

Tabla V.4  
Composición del combustible utilizado.

COMPONENTE	GAS NATURAL
CO <sub>2</sub>	0.86
Nitrógeno	0.3
Metano	95.71
Etano	2.94
Propano	0.16
I-Butano	0.02
N-Butano	0.01
	16.8
	34,346

Fuente: Seminario regional de cogeneración para el Valle de México. CONAE 1994.

En la tabla V.5, se marcan las diferencias en consumo energético y emisión de contaminantes para las dos formas de generar energía que se plantean

Tabla V.5  
Diferencias en consumo energético y emisión de contaminantes  
para las dos formas de generar electricidad que se plantean.

SISTEMA	CONVENCIONAL	COGENERACIÓN	DIFERENCIA
Consumo de combustible	12,586 kg/hr	6,293 kg/hr	6,293 kg/hr
Generación de SO <sub>x</sub>	cero	cero	cero
Generación de NO <sub>x</sub>	88 kg/hr	44 kg/hr	44 kg/hr
Generación de CO <sub>2</sub>	44,232 kg/hr	22,116 kg/hr	22,116 kg/hr
Generación de CO	cero	cero	cero

Fuente: Seminario regional de cogeneración para el Valle de México. CONAE 1994.

Analizando la tabla V.5 se puede observar que el ahorro, tanto de combustible como de emisión de contaminantes, equivale al 50 %. Cabe notar que al usar gas natural se disminuye en gran medida la emisión de SO<sub>x</sub> y CO, como ya se ha mencionado.

**V.2.1.3 Comparación entre un sistema convencional utilizando combustóleo para generar energía eléctrica y térmica, versus un sistema de cogeneración utilizando gas natural para generar la misma energía.**

En el sistema convencional, se tendría un consumo de combustible, para la generación eléctrica, de 5,148 kg/hr de combustóleo y para la generación de vapor, otros 5,148 kg/hr de combustóleo, para un total de 10,296 kg/hr. En cambio con un sistema de cogeneración se obtendría la misma producción de electricidad y de calor con un consumo de gas natural de 6,293 kg/hr, lo que significa un ahorro de 4,003 kg/hr.

En la tabla V.6 se indica la composición de los combustibles utilizados.

Tabla V.6

Composición de los combustibles utilizados.

COMPONENTE	COMBUSTOLEO % EN PESO	COMPONENTE	GAS NATURAL % MOL.
Carbono	83.7	CO <sub>2</sub>	0.86
Hidrógeno	10.3	Nitrógeno	0.3
Azufre	4.15	Metano	95.71
Nitrógeno	0.6	Etano	2.94
Oxígeno	0.3	Propano	0.16
Agua	0.95	I-Butano	0.02
Cenizas	N/A	N-Butano	0.01
Peso molecular	250		16.8
PCI (KJ/KG)	40,114.4		34,346

Fuente: Seminario regional de cogeneración para el Valle de México. CONAE 1994.

En la tabla V.7, se marcan las diferencias en consumo energético y emisión de contaminantes para las dos formas de generar electricidad que se plantean.

Tabla V.7

Diferencias en consumo energético y emisión de contaminantes para las dos formas de generar electricidad que se plantean.

Consumo de combustible	10,296 kg/hr	8,131 m <sup>3</sup> /hr (6,293.4 kg/hr)	4,002.6 kg/hr
Generación de SO <sub>x</sub>	854.56 kg/hr	cero	854.56 kg/hr
Generación de NO <sub>x</sub>	97 kg/hr	44 kg/hr	53 kg/hr
Generación de CO <sub>2</sub>	31,609.2 kg/hr	22,116.3	9,493 kg/hr
Generación de CO	240.24 kg/hr	cero	240.24 kg/hr

Fuente: Seminario regional de cogeneración para el Valle de México. CONAE 1994.

Analizando la tabla anterior se puede ver que la disminución de emisiones de SOx y CO es considerable, gracias al uso del gas natural.

De estos tres análisis se hacen claras las diferencias ecológicas entre un sistema convencional y un sistema cogenerativo.

Haciendo una extrapolación para el potencial de cogeneración estimado, se tendría lo siguiente :

Para un potencial de cogeneración estimado de 20,526 MW, se incrementan los números reportados en la tabla V.7. Este incremento se muestra en la tabla V.8.

Tabla V.8  
Diferencias en consumo energético y emisión de contaminantes para 20,526 MW

SISTEMA	CONVENCIONAL	COGENERACION	DIFERENCIA
Consumo de combustible	8,805,654 kg/hr	6,954,038 m <sup>3</sup> /hr (5,382,088 kg/hr)	3,423,566 kg/hr
Generación de SOx	730,862 kg/hr	cero	730,862 kg/hr
Generación de NOx	82,959 kg/hr	37,631 kg/hr	45,328 kg/hr
Generación de CO <sub>2</sub>	27,033,768 kg/hr	18,914,966 kg/hr	8,118,802 kg/hr
Generación de CO	205,465 kg/hr	cero	205,465 kg/hr

Fuente: Seminario regional de cogeneración para el Valle de México. CONAE 1994.

De la tabla V.8, podemos observar que se tendría una gran disminución de las principales emisiones contaminantes si se desarrollara el potencial de cogeneración estimado, utilizando gas natural, en vez de usar sistemas convencionales que utilicen combustóleo. De ahí la gran importancia que reviste el uso de la cogeneración, y más aún con gas natural, para generar energía térmica y eléctrica y así contribuir a la preservación presente y futura del medio ambiente tanto a nivel nacional como mundial.

## CONCLUSIONES

- La mayor parte de los efectos ambientales del sistema para el suministro de energía eléctrica ocurren en la etapa de generación.
- Estos impactos ambientales pueden ser de tres tipos:
  - a) Contaminación material del aire, el agua o el suelo.
  - b) Contaminación energética: calor de desecho, ruido.
  - c) Contaminación estructural, causada por la alteración del medio ambiente: problemas de localización de instalaciones energéticas y de la infraestructura necesaria; minería del carbón y del uranio, lagos artificiales, etc.
- Como se mostró en la tabla I.1, las principales emisiones contaminantes producidas en la generación de electricidad mediante combustibles fósiles son:  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$  y PST.
- Dentro de las medidas para limitar los impactos ambientales se encuentra el uso de nuevas tecnologías para generar electricidad, entre los que podemos mencionar:
  - Perfeccionamiento de turbinas de gas.
  - Combustión del carbón en lecho fluidizado.
  - Gasificación del carbón.
  - Lavadores (*scrubbers*).
  - Celdas de combustible.
  - Energía solar.
  - Energía eólica.
- Para reducir los impactos ambientales es clara la tendencia mundial a usar preferentemente gas natural en lugar de combustóleo, ya que es un combustible más limpio (ver tabla II.3). Por lo tanto, un sistema de cogeneración con turbina de gas resulta ser más favorable desde un punto de vista ecológico.
- Como se vio en el capítulo IV, son múltiples los beneficios tanto directos como indirectos que se pueden tener con la implantación de un sistema de cogeneración.



## CONCLUSIONES

---

- Los principales aspectos para la aplicación de sistemas de cogeneración en la industria mexicana son: el marco legal, el suministro y contratos de gas natural, y el financiamiento.
- Del estudio realizado al Padrón de permisionarios de autoabastecimiento eléctrico de la S.E.M.I.P., existe una capacidad instalada de autoabastecimiento de aproximadamente 3,100 MW al año de 1993 distribuida en diez sectores industriales considerados. En base a los datos obtenidos en este estudio y con los grados de cogeneración sectoriales obtenidos del libro de Cuevas Salgado Jesús, "Cogeneración Industrial en México", editado por el Programa Universitario de Energía, U.N.A.M. en 1989, existe una capacidad instalada de cogeneración de aproximadamente 2,500 MW al año de 1993 distribuida en nueve sectores industriales considerados. Ver tablas IV.9 y IV.10.
- Con las últimas modificaciones a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, hasta octubre de 1994 se han otorgado permisos de cogeneración diferenciándolos de autoabastecimiento, por un total de 302.55 MW. Ver tabla IV.11.
- Los sectores industriales con mayor potencial de cogeneración son los siguientes:
  - Petroquímica, química y huleira.
  - Alimentos y bebidas.
  - Celulosa y papel, y textil.
  - Vidrio y cerámica.
  - Metalúrgica y minera.
  - Automotriz y metal mecánica.
- El potencial teórico máximo de cogeneración en México es de alrededor de 20,500 MW y el número de empresas que en principio podrían participar es de aproximadamente 2,500. Ver tabla IV.15.
- El potencial máximo teórico de cogeneración no se podrá desarrollar al 100%, dependiendo de diferentes circunstancias que obedecerán a la posición competitiva de desarrollo de cada sector, en particular la situación financiera de las empresas y a factores tecnológicos entre otros. Considerando estos elementos, la CONAE realizó tres

## CONCLUSIONES

---

proyecciones considerando un escenario alto, otro medio y finalmente uno bajo. Los resultados de estas proyecciones se muestran en la figura IV.14, en la que se puede apreciar que para el año 2003 el máximo estimado es de alrededor de 11,000 MW, el escenario medio arroja 6,750 MW y el mínimo es de 4,200 MW.

- Esto comparado con la proyección de capacidad de la C.F.E. para ese mismo año, de alrededor de 44,000 MW, implica que la cogeneración representará entre 25 y el 9 % en sus proyecciones alta y baja respectivamente; sin embargo considerando que en otros países en los que la cogeneración se ha desarrollado antes que en México, la cogeneración representa del 8 al 15 % del total instalado, las proyecciones media y baja representan, hasta ahora, los escenarios más probables para México. Ver figura IV.14.
- La incidencia de la cogeneración sobre el medio ambiente radica en el aumento de eficiencia que se tiene en estos sistemas con relación a los convencionales; en este sentido nos conviene resaltar la máxima de "El kilowatt más limpio es el que no es necesario que se produzca".
- De la tabla V.8, podemos observar que se tendría una gran disminución de las principales emisiones contaminantes si se desarrollara el potencial de cogeneración estimado, utilizando gas natural, en vez de usar sistemas convencionales que utilizan combustóleo. De ahí la gran importancia que reviste el uso de la cogeneración, y más aún con gas natural, para generar energía térmica y eléctrica, y así contribuir a la preservación presente y futura del medio ambiente tanto a nivel nacional como mundial.
- Los resultados de este trabajo son un medio para que la población conozca cómo es un proceso convencional de generación de electricidad, los beneficios que otorga y los procedimientos para reducir los daños medioambientales que ocasiona.
- Además este trabajo trata de impulsar el uso de diferentes sistemas alternativos para la generación de electricidad, como es la cogeneración, que a pesar de la alta inversión, producen beneficios mucho más importantes como es la preservación del medio ambiente.

## CONCLUSIONES

---

- Por último es necesario ampliar nuestra conciencia sobre todo lo que implica generar electricidad. Se deben realizar estudios más profundos y dar un mayor apoyo para buscar otras fuentes alternativas y mejorar las actuales.

## BIBLIOGRAFIA

- CUEVAS SALGADO, JESUS, **Cogeneración Industrial en México**, Programa Universitario de Energía de la Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 1989.
- PETROLEOS MEXICANOS, **Consumos de Energía en la Industria Siderúrgica**, Perfiles Energéticos Industriales, México D.F. 1985.
- INSTITUTE FOR INTERNATIONAL RESEARCH, **Autogeneración y Cogeneración de Energía**, Ciclo de conferencias, México 1993.
- RESENDIZ NUÑEZ, DANIEL, **El Sector eléctrico de México**, Comisión Federal de Electricidad y Fondo de Cultura Económica, México D.F. 1994.
- COMISION NACIONAL PARA EL AHORRO DE ENERGIA, **Seminario Regional de Inducción a la Cogeneración para el Valle de México**, Documentos de trabajo, México D.F. 1994.
- ORLANDO JOSEPH, **Cogeneration Technology Handbook**, Government Institutes Inc., Estados Unidos de America, 1986.
- ROSADO AZCARATE, JOSE MANUEL; TOVAR VALENCIA, PABLO, **Estudio de Externalidades en la Generación de Energía Eléctrica**, Tesis de Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F., 1993.
- ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, **Renewable Electric Generation**, Estados Unidos de América, 1992.
- SAMPERIO ISLAS, JORGE; BOURGEOIS, BERNARD, **Turbinas de Gas ¿Un Nuevo paradigma tecnológico en la Industria Eléctrica?**, Seminario de la Comisión Federal de Electricidad, México D.F., 1992.
- RESENDIZ NUÑEZ, DANIEL, **Planeación del Sector Eléctrico de México, en el nuevo marco Regulatorio**, XII Curso sobre Planificación Energética organizado por el Programa Universitario de Energía de la Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F., 1994.
- SECRETARIA DE ENERGIA MINAS E INDUSTRIA PARAESTATAL, **Balance Nacional de Energía**, México D.F., 1991.
- SECRETARIA DE ENERGIA MINAS E INDUSTRIA PARAESTATAL, **Balance Nacional de Energía**, México D.F., 1992.

## BIBLIOGRAFIA

---

- SECRETARIA DE ENERGIA MINAS E INDUSTRIA PARAESTATAL, **Balance Nacional de Energía**, México D.F., 1993.
- OTTINGER; D. R., WOOLEY; N.A., ROBINSON; D.R. HODOS; S.E. BABB, **Environmental Cost of Electricity**, Pace University for Environmental Legal Studies, Oceana Publications, Inc. New York, Estados Unidos, 1991.
- RITTIE KEITH; GLAESSNER M. PHILIP, **How will Mexico Satisfy its growing appetite for Natural Gas?**, Conferencia "The Rule of Natural Gas in Meeting North American Environmental Needs", México D.F. 1994.
- COMISION NACIONAL PARA EL AHORRO DE ENERGIA, **Primeras Jornadas de Cogeneración**, México D.F. 1992.
- COMISION NACIONAL PARA EL AHORRO DE ENERGIA, **Segundas Jornadas de Cogeneración**, México D.F. 1993.
- INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACION Y AHORRO DE LA ENERGIA, **Energía Eólica. Manuales de Energías Renovables**, Editorial Misyt, España, 1992.
- INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACION Y AHORRO DE LA ENERGIA, **Energía Solar Térmica. Manuales de Energías Renovables**, Editorial Misyt, España, 1992.
- INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACION Y AHORRO DE LA ENERGIA, **Energía Solar Voltáica. Manuales de Energías Renovables**, Editorial Misyt, España, 1992.
- BAUER M; QUINTANILLA J; et. al., **El Desafío Ambiental al Sistema Energético Mexicano**, XV Conferencia Mundial de Energía, 1992.
- LEGISLACION SOBRE PROPIEDAD INDUSTRIAL, **Patentes-Marcas-Pesas-Medidas y Energía Eléctrica**, Tomo II, Editorial Andrade, México, D.F., 1994.
- CHAVEZ ALANIS FRANCISCO J.; MONTIEL FERNANDEZ MANUEL, **Gasificación, una alternativa tecnológica**, Artículo del Boletín del Instituto de Investigaciones Eléctricas, México, Enero-Febrero 1994.
- RESENDIZ MARTINEZ ADOLFO, **La Cogeneración una alternativa**, Artículo de la Revista Energía Racional del Fideicomiso de Apoyo al Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico, México, Marzo 1993.

#### **BIBLIOGRAFIA**

---

- **TOUSSAINT MAURICIO, Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en México, Artículo de la Revista Energía Racional del Fideicomiso de Apoyo al Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico, México, Agosto 1993.**
- **GASPARI TREVIÑO MATEO, El FIDE en la protección del medio ambiente, Artículo de la Revista Energía Racional del Fideicomiso de Apoyo al Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico, México, Julio 1993.**

# ANEXOS

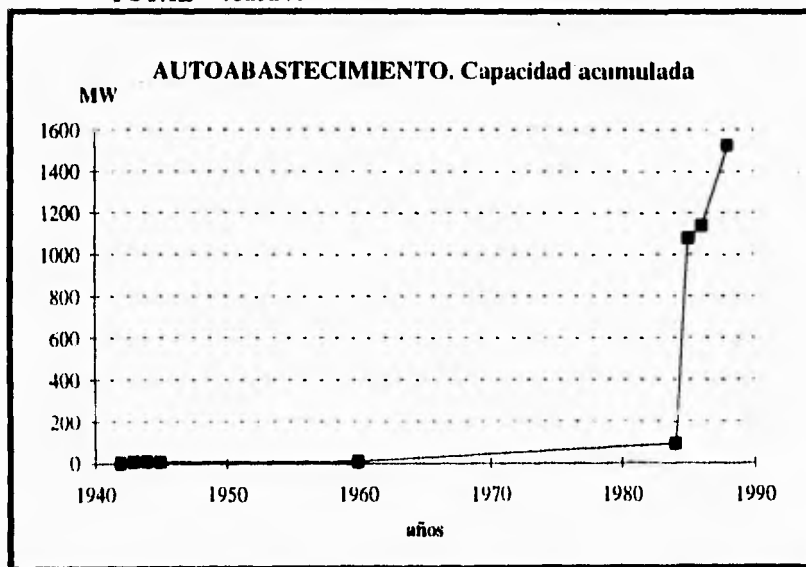
**Anexo I**    **Desarrollo histórico del autoabastecimiento eléctrico por sectores industriales con turbinas de vapor y gas hasta 1993.**

**PETROLERO**

Total de permisos - 46

Años	Capacidad KW	Años	Capacidad acum. MW
1988	387330	1988	1525
1986	60000	1986	1138
1985	984050	1985	1078
1984	85371	1984	94
1960	168	1960	8
1945	44	1945	8
1944	17	1944	8
1943	3684	1943	8
1942	4576	1942	5

**TOTAL 1525240**

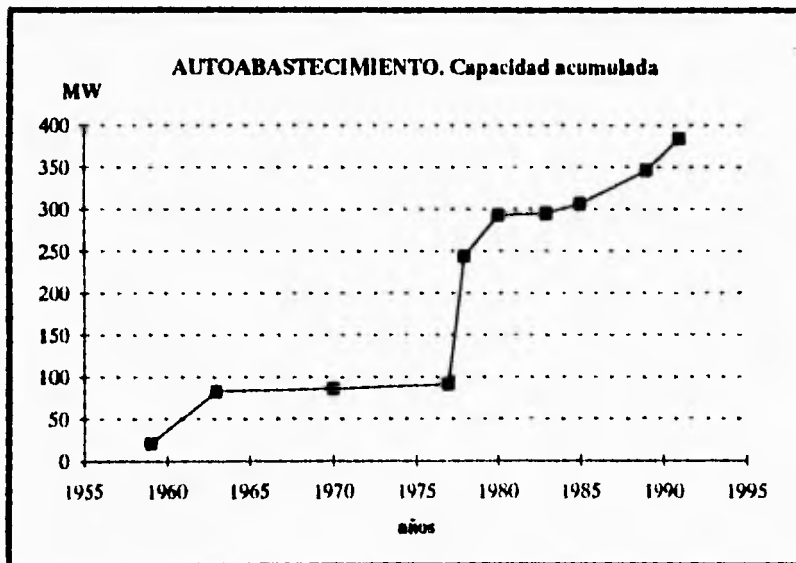


Fuente: Investigación propia.



**METALURGICO**  
Total de permisos - 16

Años	Capacidad KW	Años	Capacidad acum. MW
1991	37500	1991	384
1989	40000	1989	346
1985	11500	1985	306
1983	2000	1983	295
1980	48500	1980	293
1978	153330	1978	244
1977	5375	1977	91
1970	2600	1970	86
1963	61800	1963	83
1959	600	1959	21
1955	20540	1955	21
<b>TOTAL</b>	<b>383745</b>		



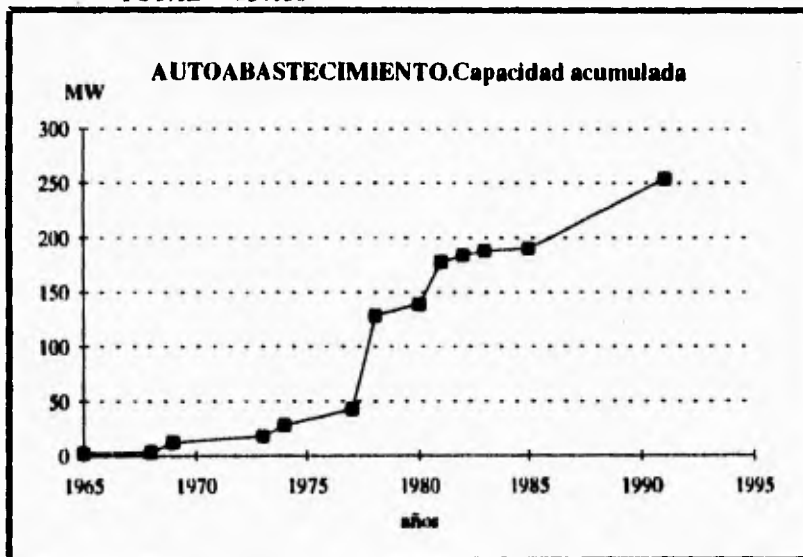
Fuente: Investigación propia.

**PAPELERO**

Total de permisos - 26

Años	Capacidad KW	Años	Capacidad acum. MW
1991	64600	1991	254
1985	1700	1985	190
1983	4000	1983	188
1982	6250	1982	184
1981	38500	1981	178
1980	10000	1980	139
1978	86350	1978	129
1977	14400	1977	43
1974	10000	1974	28
1973	6500	1973	18
1969	8600	1969	12
1968	1000	1968	3
1965	2250	1965	2

**TOTAL 254150**

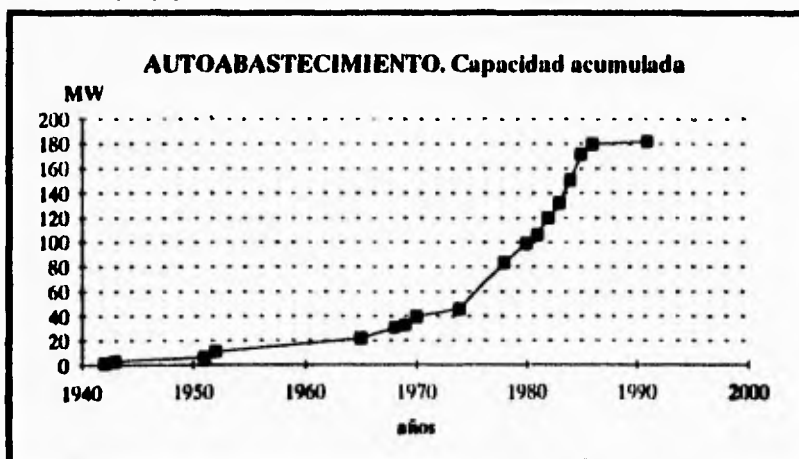


Fuente: Investigación propia.

## AZUCAR

Total de permisos - 42

Años	Capacidad KW	Años	Capacidad acum. MW
1991	2528	1991	182
1986	8000	1986	179
1985	20500	1985	171
1984	18700	1984	151
1983	12500	1983	132
1982	13650	1982	120
1981	7000	1981	106
1980	15250	1980	99
1978	37594	1978	84
1974	6500	1974	46
1970	7000	1970	40
1969	2232	1969	33
1968	8923	1968	31
1965	10620	1965	22
1952	4786	1952	11
1951	3200	1951	6
1943	2476	1943	3
1942	500	1942	1
<b>TOTAL</b>	<b>181959</b>		

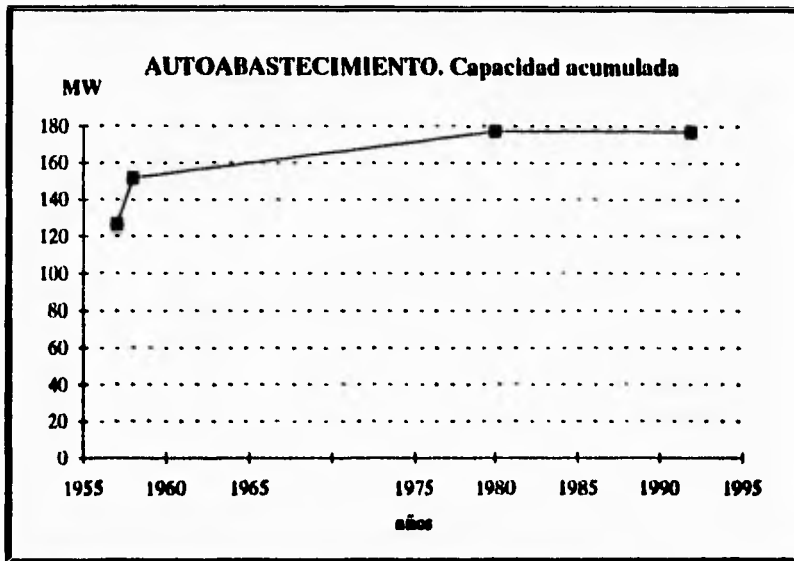


Fuente: Investigación propia.

**GRUPO INDUSTRIAL**

Total de permisos - 1

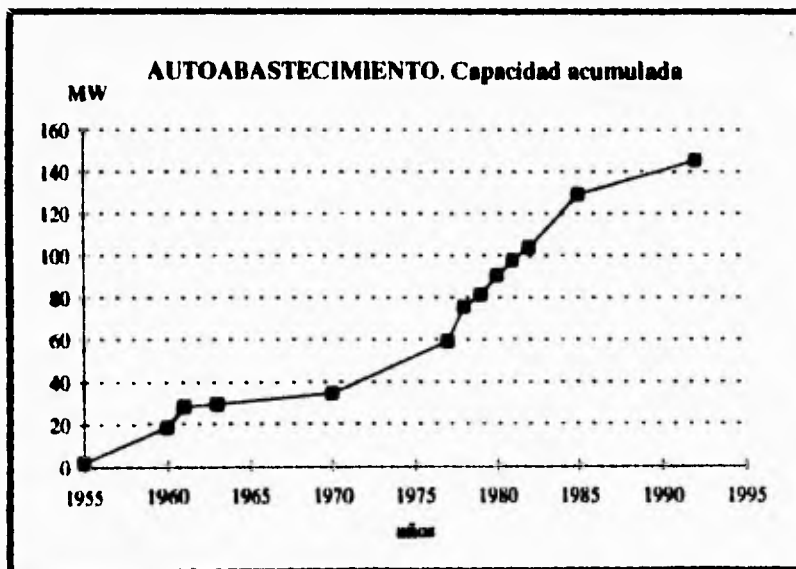
Años	Capacidad KW	Años	Capacidad acum. MW
1992	177300	1992	177
1980	25800 cancelado	1980	177
1958	25000 cancelado	1958	152
1957	126500 cancelado	1957	127
<b>TOTAL</b>	<b>177300</b>		



Fuente: Investigación propia.

**QUIMICO**  
Total de permisos - 20

Años	Capacidad KW	Años	Capacidad acum. MW
1992	16400	1992	145
1985	25000	1985	129
1982	6400	1982	104
1981	7250	1981	98
1980	9000	1980	90
1979	5850	1979	81
1978	16400	1978	75
1977	24500	1977	59
1970	5000	1970	35
1963	1500	1963	30
1961	9750	1961	28
1960	16900	1960	18
1955	1400	1955	1
<b>TOTAL</b>	<b>145350</b>		

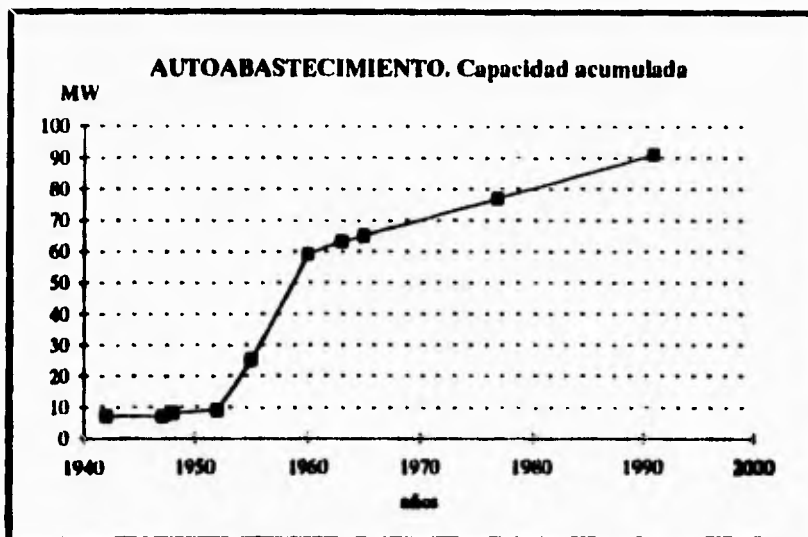


Fuente: Investigación propia.

## MINERO

Total de permisos - 12

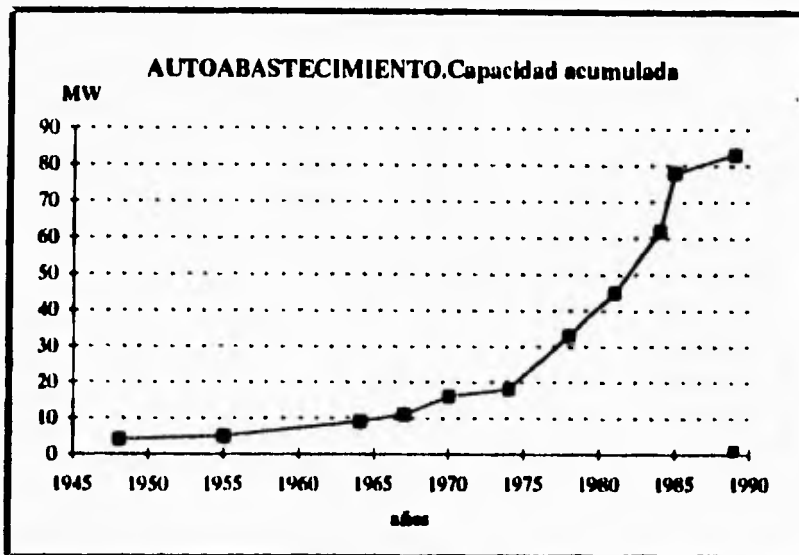
Años	Capacidad KW	Años	Capacidad acum. MW
1991	14200	1991	91
1977	12000	1977	77
1965	1500	1965	65
1963	4449	1963	63
1960	34453	1960	59
1955	15500	1955	25
1952	1250	1952	9
1948	750	1948	8
1947	250	1947	7
1942	6840	1942	7
<b>TOTAL</b>	<b>91192</b>		



Fuente: Investigación propia.

**TEXTIL**  
Total de permisos - 15

Años	Capacidad KW	Años	Capacidad acum. MW
1989	5000	1989	83
1985	16200	1985	78
1984	17000	1984	62
1981	12000	1981	45
1978	14560	1978	33
1974	2400	1974	18
1970	5300	1970	16
1967	1550	1967	11
1964	3925	1964	9
1955	1500	1955	5
1948	3700	1948	4
<b>TOTAL</b>	<b>83135</b>		

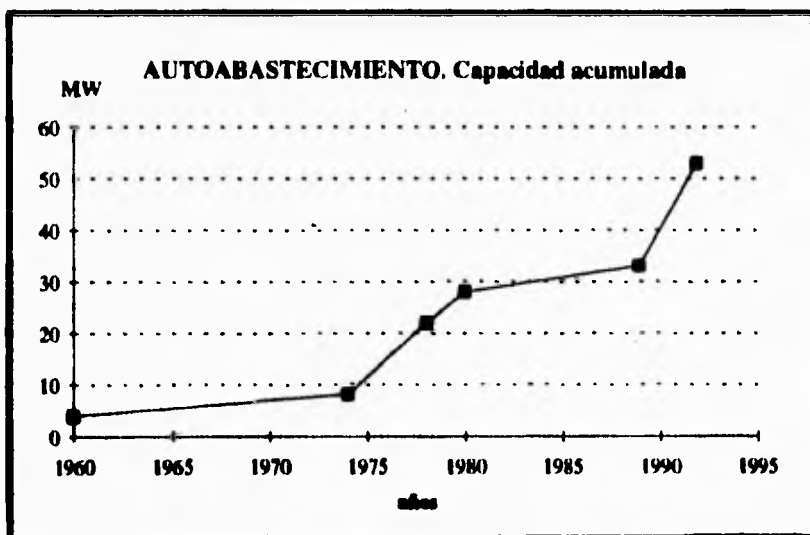


Fuente: Investigación propia.

**CERVECERO**

Total de permisos - 8

Años	Capacidad KW	Años	Capacidad acum. MW
1992	20000	1992	53
1989	5000	1989	33
1980	5500	1980	28
1978	14400	1978	22
1974	4000	1974	8
1960	4000	1960	4
<b>TOTAL</b>	<b>52900</b>		



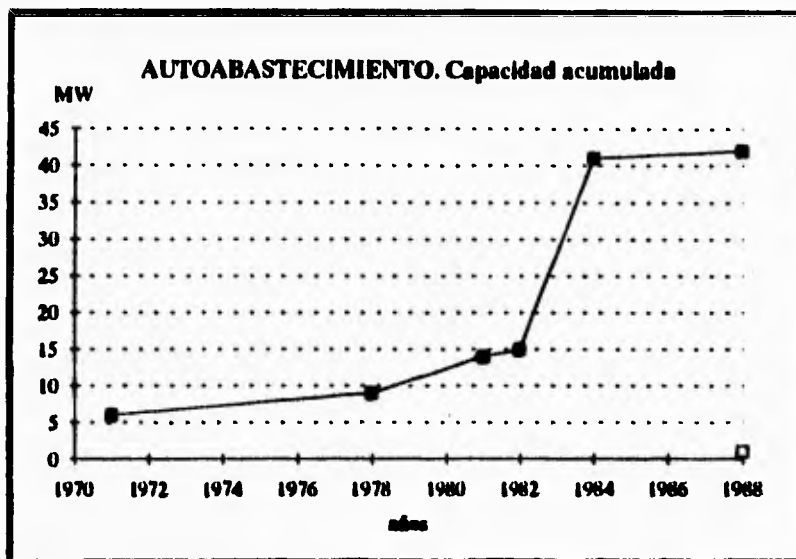
Fuente: Investigación propia.



**OTROS**

Total de permisos - 13

Años	Capacidad KW	Años	Capacidad acum. MW
1988	500	1988	42
1984	26520	1984	41
1982	800	1982	15
1981	5000	1981	14
1978	3000	1978	9
1971	700	1971	6
1949	2000	1949	5
1947	480	1947	3
1942	2900	1942	3
<b>TOTAL</b>	<b>41900</b>		



Fuente: Investigación propia.