



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“ANÁLISIS DE LA COGENERACIÓN EN MÉXICO”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO-ELECTRÓNICO
P R E S E N T A N
MARÍA DE LOS ANGELES MALDONADO SUSANO
FERNANDO RESÉNDIZ MORALES

DIRECTOR DE TESIS:

ING. ARMANDO MALDONADO SUSANO



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F, 2007



INDICE GENERAL

	Página
INTRODUCCIÓN	I
CAPITULO 1 : BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA	1
INTRODUCCIÓN	2
1.1 OFERTA INTERNA BRUTA	2
1.1.1 Producción de Energía Primaria y Secundaria	4
1.2 CONSUMO NACIONAL DE ENERGÍA	7
1.2.1 Consumo Final Total	9
1.3.1 Consumo Final No Energético	10
1.3.2 Consumo Final Energético	10
1.3 SITUACIÓN ACTUAL DEL GAS NATURAL	14
1.3.1 Oferta Nacional de Gas Natural	14
1.3.2 Consumo Nacional de Gas Natural	16
1.4 PROSPECTIVA DEL GAS NATURAL	23
1.4.1 Oferta Nacional Esperada de Gas Natural	23
1.4.2 Demanda Nacional Esperada de Gas Natural	25
CAPITULO 2 : LA COGENERACIÓN	30
INTRODUCCIÓN	31
2.1 CONCEPTO DE COGENERACIÓN	31
2.2 SISTEMAS DE COGENERACIÓN	31
2.2.1 Clasificación de los sistemas de Cogeneración	35
2.2.2 Ventajas y desventajas de cada sistema de Cogeneración	50
2.3 BENEFICIOS Y DESVENTAJAS DE LA COGENERACIÓN	51
2.4 FACTORES QUE INCIDEN EN LA FACTIBILIDAD DE LOS PROYECTOS DE COGENERACIÓN	54
2.5 DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN	56
2.5.1 Diagnóstico energético para el diseño de sistemas de cogeneración	56
2.5.2 Selección del tipo de sistema	56
2.5.3 Dimensionamiento del sistema	57



2.6 EVALUACIÓN ECONOMICA	61
2.7 FINANCIAMIENTO	64
CAPITULO 3 : BARRERAS QUE IMPIDEN SU DESARROLLO	70
INTRODUCCIÓN	71
3.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LA COGENERACIÓN	71
3.1.1 Sector Eléctrico Nacional	73
3.1.2 Estructura Tarifaria	79
3.1.3 Expansión del Sistema Eléctrico Nacional 2006-2015	81
3.2 PROYECTOS DE COGENERACIÓN ACTUALMENTE OPERANDO EN MÉXICO	83
3.2.1 Localización, Capacidad y Generación de Energía Eléctrica	85
3.2.2 Actividad Económica Desarrollada, Energético primario y Sistema Utilizado	88
3.3 FACTORES QUE LIMITAN SU DESARROLLO	91
CAPITULO 4 : CASO DE ESTUDIO	95
INTRODUCCIÓN	96
4.1 GENERALIDADES DE LA EMPRESA	96
4.2 PROCESO DE PRODUCCIÓN	97
4.3 GENERALIDADES DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN	105
4.4 ANÁLISIS DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLE MENSUAL	107
4.4.1 Producción de Energía Eléctrica y Térmica por separado	107
4.4.2 Empleando Sistema de Cogeneración	113
4.5 ANÁLISIS DEL COSTO MENSUAL DEL COMBUSTIBLE	119
4.6 ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	121
4.7 VENTA DE EXCEDENTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA	127
4.8 COMPARATIVO DE LOS COSTOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA Y ELÉCTRICA	127
CAPITULO 5 : CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	129



ANEXO A : POTENCIAL NACIONAL DE COGENERACIÓN	136
ANEXO B : TARIFAS ELÉCTRICAS	147
ANEXO C : MARCO REGULATORIO	153
RELACIÓN DE TABLAS Y FIGURAS	171
BIBLIOGRAFIA	177



INTRODUCCIÓN

En México el sector energético constituye la base de la economía nacional, siendo el sustento y motor de su desarrollo, al intervenir de manera directa en los distintos sectores productivos que integran al país, los cuales dependen de la generación y distribución de energía.

En los últimos 20 años, la demanda de energía eléctrica ha aumentado a un ritmo más rápido que el crecimiento económico de México, mientras que la capacidad de generación ha crecido a un ritmo más lento, como consecuencia de la crisis económica y el endeudamiento externo en que se sumió el país durante la década de los ochenta y de las negociaciones realizadas con los organismos financieros internacionales, que limitaron el gasto público en infraestructura para el desarrollo

La década de los años ochenta se caracterizó por un entorno difícil, debido a las altas tasas de interés, la escasez de fuentes de financiamiento así como la caída de los precios internacionales del petróleo, trayendo como consecuencia menos ingresos fiscales para el gobierno mexicano e inestabilidad cambiaria.

Ante la problemática del gobierno para financiar las altas inversiones requeridas para satisfacer el crecimiento de la demanda de electricidad, éste recurrió al capital privado, para lo cual fue necesaria la modificación a los distintos reglamentos que rigen al sector energético., trayendo consigo la apertura del sector a la inversión privada, bajo distintas modalidades: productor independiente, autoabastecimiento, importación, exportación y cogeneración.

Los sistemas de cogeneración se desarrollaron para hacer frente a las crisis energéticas de los años ochenta, pero en la actualidad pueden considerarse como una buena opción para el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ya que el crecimiento de la demanda eléctrica para los próximos años en nuestro país requerirá de una mayor inversión en infraestructura la cual será un reto para la empresa eléctrica, por lo cual es necesario la búsqueda de nuevas alternativas que ayuden a satisfacerla.

La cogeneración es un sistema de generación distribuida, que evita pérdidas y costos de transporte y distribución al sistema eléctrico, además de contar con un rango amplio de eficiencias posibles, al diseñarse para cada proceso de demanda de energía térmica específica. Cabe resaltar que los elevados ahorros energéticos resultado de la alta eficiencia de estos sistemas no repercuten en el cogenerador directamente, si no en la reducción de las importaciones de energéticos realizadas por el país y en la disminución de los costos en infraestructura del sector eléctrico.

A pesar de que estos sistemas han demostrado ser eficientes, en México a diferencia de otros países no han tenido el crecimiento esperado.

El principal objetivo de la presente tesis es dar un panorama general de la situación actual de la cogeneración en nuestro país, así como analizar las causas que limitan su desarrollo y su integración al sector eléctrico.



Para ello se realizó una investigación bibliográfica de los principales factores que intervienen en su desarrollo, así como los que la limitan, dividiéndose ésta en cinco capítulos, los cuales muestran la información más importante sobre este tema y cuyo análisis se vuelve de gran importancia para comprender su situación actual en nuestro país.

Así mismo se presentan tres anexos, los cuales contienen información complementaria a los capítulos antes mencionados, en lo que respecta al potencial nacional de cogeneración, las tarifas eléctricas y al marco regulatorio que rige al sector eléctrico.

El capítulo I hace referencia al Balance Nacional de Energía en el cual se muestran las principales características que presentó el sector energético para el año 2005, destacando la oferta, el consumo y la producción nacional de energía primaria y secundaria en cada uno de los sectores productivos del país, así como la situación del gas natural para el mismo año y la perspectiva de demanda para los siguientes diez años.

El capítulo II describe qué son y en qué consisten los sistemas de cogeneración, así como sus principales características, las inversiones requeridas para su implementación, los métodos de financiamiento que existen actualmente para facilitar su aplicación en los sectores interesados, además de mencionar las ventajas y desventajas que presentan entre sí, resaltando los beneficios más representativos y sus posibles efectos a nivel nacional, para la empresa eléctrica y los usuarios.

El capítulo III contiene la información necesaria para analizar las posibles causas que limitan el desarrollo de la cogeneración en México, entre las cuales intervienen los factores de tipo económico y político. Además de dar un panorama general de la situación actual que presenta dentro del sector eléctrico, así como también hacer mención de los proyectos que actualmente se encuentran en operación destacando las principales características que los conforman.

En el capítulo IV se presenta un caso de estudio, en el cual se analiza un sistema de cogeneración, implementado en una industria cerámica, considerando la cantidad de combustible para producir la energía térmica y eléctrica que cubra las necesidades energéticas de la empresa, al emplear por un parte sistemas convencionales de generación y por otra sistemas de cogeneración, comparando los ahorros económicos y de combustible mensuales que obtiene la empresa, así como los ingresos por la venta de sus excedentes eléctricos.

En el capítulo V, se exponen las conclusiones referentes al caso de estudio analizado así como a las principales limitantes analizadas que impiden el desarrollo de la cogeneración, dando algunas recomendaciones para lograr eliminar las barreras que inhiben su aprovechamiento e incorporación al sector eléctrico, no solo como una media de ahorro energético sino como un complemento a sus necesidades de expansión.

Por último se incluye una lista de tablas y figuras referente a los capítulos expuestos en esta tesis y la bibliografía correspondiente a los textos empleados.



CAPITULO I

BALANCE NACIONAL

DE ENERGIA





INTRODUCCIÓN

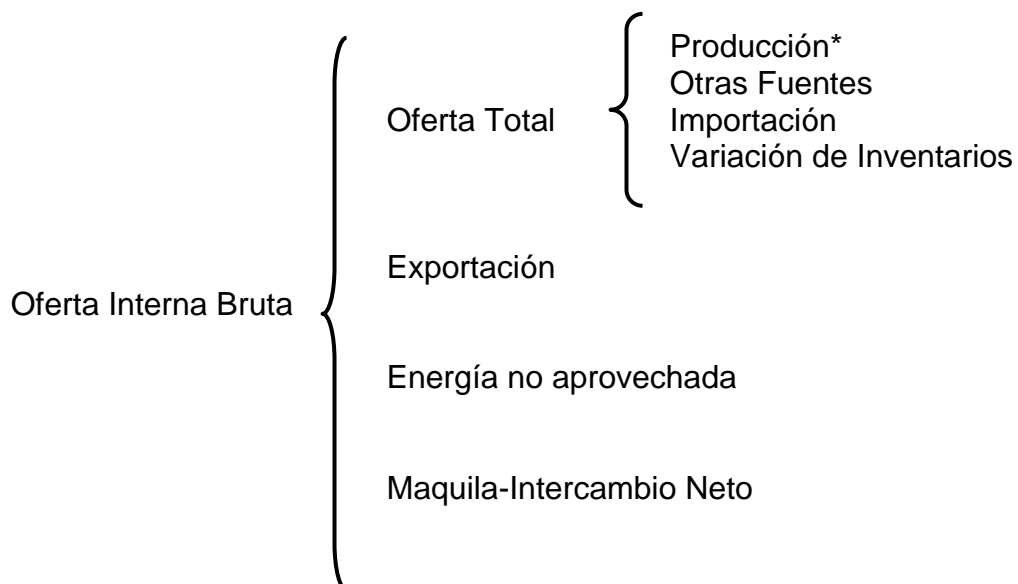
El Balance Nacional de Energía presenta información oficial sobre el origen y destino de la energía primaria y secundaria en México, revisa la información de los años anteriores e incorpora la información considerada de utilidad para el análisis del desempeño del sector energía así como para el diseño, formulación e implantación de las políticas públicas en la materia.

La información contenida en el Balance Nacional de Energía permite conocer y analizar detalladamente la estructura del sector energético, con el fin de evaluar la dinámica de la oferta y la demanda de energía, en el contexto de la economía del país, así como el potencial de los posibles procesos de sustitución de fuentes energéticas.

Todo ello para la creación de bases apropiadas que sirvan para la planeación del desarrollo sustentable del sector energético, y así coadyuvar al análisis de las políticas implantadas sobre eficiencia y diversificación de fuentes de energía, para garantizar un equilibrio oferta-demanda conforme al desarrollo económico y sustentable que la población requiera.

1.1 OFERTA INTERNA BRUTA

La oferta interna bruta, es equivalente a la oferta total menos la exportación, la energía no aprovechada y las operaciones de maquila-intercambio neto. Se integra en la siguiente forma:



*Principal actividad para nuestro análisis



● Oferta Total

Es la suma de la producción, otras fuentes, importación, variación de inventarios, tanto de energía primaria como secundaria.

Producción. Es toda la energía extraída del subsuelo, explotada y producida dentro del territorio nacional con el propósito de ser consumida.

Otras fuentes. Se refiere principalmente al gas residual de plantas de gas que PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) entrega a PEMEX Exploración y Producción (PEP) para ser utilizado en bombeo neumático y sellos en los campos productores de petróleo crudo y gas natural. Asimismo, se considera como de otras fuentes al gas de formación empleado por PEP el cual está compuesto por el gas recirculado de formación y el gas de pozos de alta presión.

Importación. Incluye las fuentes primarias y secundarias localizadas fuera de las fronteras, que ingresan al país para formar parte de la oferta total de energía.

Variación de inventarios. Contabiliza la diferencia entre la existencia inicial (1 de enero) y la existencia final (31 de diciembre) de productos almacenados.

● Exportación

Es la cantidad de energía primaria y secundaria vendida por el país, fuera del territorio nacional, la cual reduce la oferta interna bruta.

● Energía no aprovechada

Energía que, por la disponibilidad técnica y/o económica de su explotación, actualmente no está siendo utilizada. Las más comunes en éste rubro, pero decreciendo en importancia, son el gas natural que se pierde en el proceso de extracción y el petróleo crudo derramado.

● Maquila-intercambio neto

Éste rubro registra las negociaciones especiales de México con empresas extranjeras, por las cuales se entrega petróleo crudo a cambio de productos petrolíferos. En la actualidad se reciben gasolinas y naftas, querosenos y diesel.



BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA

1.1.1 Producción de Energía Primaria y Secundaria

Producción de energía primaria: Consiste en todas aquellas actividades encaminadas a la obtención de energía útil ya sea de forma directa o después de un proceso de extracción. En el año 2005 la producción nacional de energía primaria, totalizó 9,819.7 petajoules (PJ) cifra 5.5% inferior respecto al año anterior. El decremento se debió, en términos generales, a la menor producción de petróleo crudo; la cual disminuyó 9.8% de 2004 a 2005.

	2004 [PJ]	2005 [PJ]	Variación porcentual 2005/2004	Estructura porcentual 2004%	Estructura porcentual 2005%
TOTAL	10,390.177	9,819.714	-5.5	100	100
CARBÓN	198.847	215.998	8.6	1.9	2.2
HIDROCARBUROS	9,429.715	8,782.755	-6.9	90.8	89.4
Petróleo crudo	7,432.559	6,702.647	-9.8	71.5	68.3
Condensados	178.345	183.670	3.0	1.7	1.9
Gas natural	1,818.811	1,896.435	4.3	17.5	19.3
ELECTRICIDAD PRIMARIA	421.808	469.969	11.4	4.1	4.8
Nucleoenergía	100.634	117.880	17.1	1.0	1.2
Hidroenergía	254.391	278.434	9.5	2.4	2.8
Geoenergía	66.722	73.604	10.3	0.6	0.7
Energía eólica	0.061	0.050	-17.2	n.s.	n.s.
BIOMASA	339.806	350.996	3.3	3.3	3.6
Bagazo de caña	92.063	103.780	12.7	0.9	1.1
Leña	247.743	247.216	-0.2	2.4	2.5

Tabla I.1. Producción de Energía Primaria ¹

Del cuadro anterior, se puede observar que los hidrocarburos se mantuvieron como la principal fuente en la producción de energía primaria, aún cuando disminuyeron su participación de 90.8% en 2004 a 89.4% en el 2005, como resultado de los efectos causados por el paso de huracanes en las regiones petroleras de nuestro país.

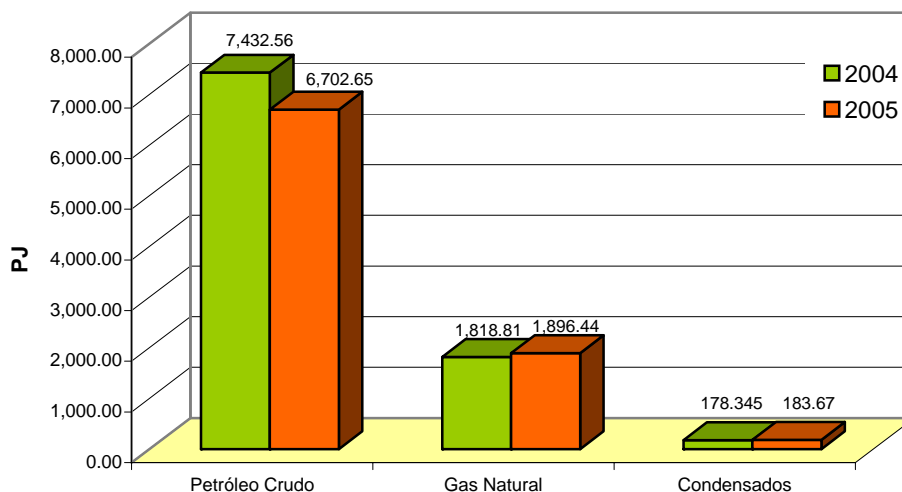


Figura I.1. Producción de Energía Primaria ¹



La producción del gas natural se concentró principalmente en las regiones Norte y Sur de las cuales se obtuvo el 38.1% y el 29.1% del total, respectivamente, mientras que en las regiones marinas se produjo el 32.8% restante.

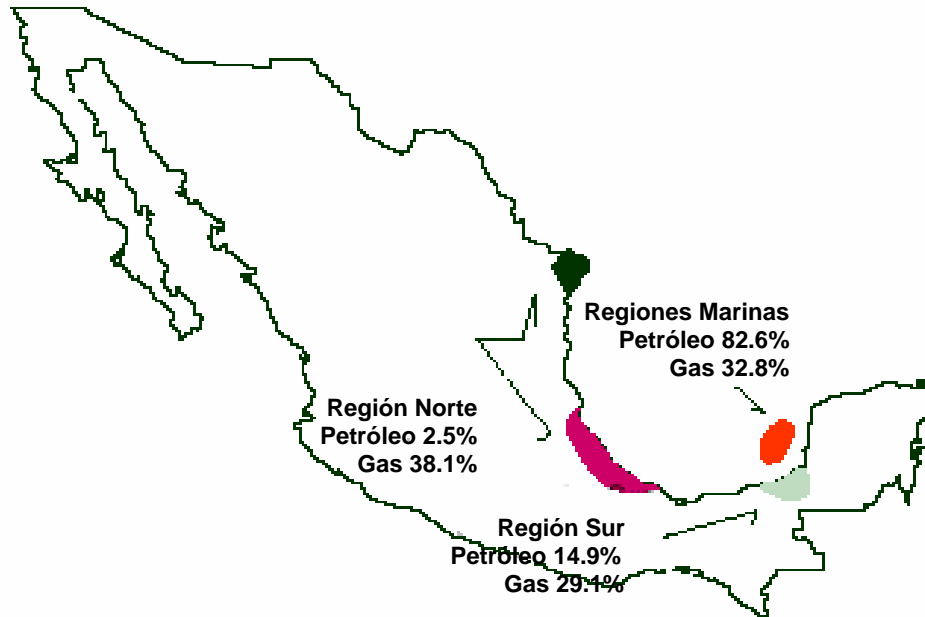


Figura 1.2. Regiones Productoras de Hidrocarburos ¹

Cabe señalar que el gas natural aumentó su producción debido a la demanda energética de los distintos sectores económicos del país, ya que este energético ha demostrado tener una alta eficiencia térmica, además que ha respondido al énfasis creciente en políticas de sustentabilidad, las cuales están encaminadas al uso de combustibles más limpios.

Debido a las características antes mencionadas, se estima que para el lapso de tiempo comprendido entre los años 2005 y 2015, la demanda nacional de gas natural experimentara un crecimiento de 2,772 mmpcd, mientras que por el lado de la oferta se estima que se llegará a una producción de 6,639 mmpcd para el año 2015.

Por otro lado la producción de energía eléctrica primaria, así como la biomasa aumentaron su participación en 4.8 % y 3.6% respectivamente, en comparación al año anterior.

Producción de energía secundaria: Consiste en la producción de energéticos derivados de las fuentes primarias y se obtienen en los centros de transformación, con características específicas para su consumo final.

Estos productos son: coque de carbón, coque de petróleo, gas licuado de petróleo, gasolinas y naftas, querosenos, diesel, combustóleo, productos no energéticos, gas seco y electricidad.



BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA

La siguiente tabla muestra la distribución de los principales energéticos producidos a partir de fuentes primarias de energía:

	2004 [PJ]	2005 [PJ]
TOTAL	5,448.042	5,294.503
COMBUSTIBLES SÓLIDOS	82.892	86.282
Coque de carbón	38.324	39.565
Coque de petróleo	44.568	46.717
PETROLIFEROS	3,216.943	3,004.495
Gas licuado	352.912	340.480
Gasolinas y naftas	1,054.764	936.715
Querosenos	128.769	122.630
Diesel	684.070	630.179
Combustóleo	996.428	974.492
PRODUCTOS NO ENERGÉTICOS	165.147	186.713
GAS SECO	1,231.978	1,228.718
ELECTRICIDAD	751.082	788.296

Tabla I.2. Producción de Energía Secundaria ¹

Para el año 2005 la producción de energía secundaria disminuyó 2.81% con respecto al 2004, en el sector de los petrolíferos y derivados del gas natural debido principalmente a las causas anteriormente mencionadas, mientras que los sectores restantes mostraron un ligero incremento.

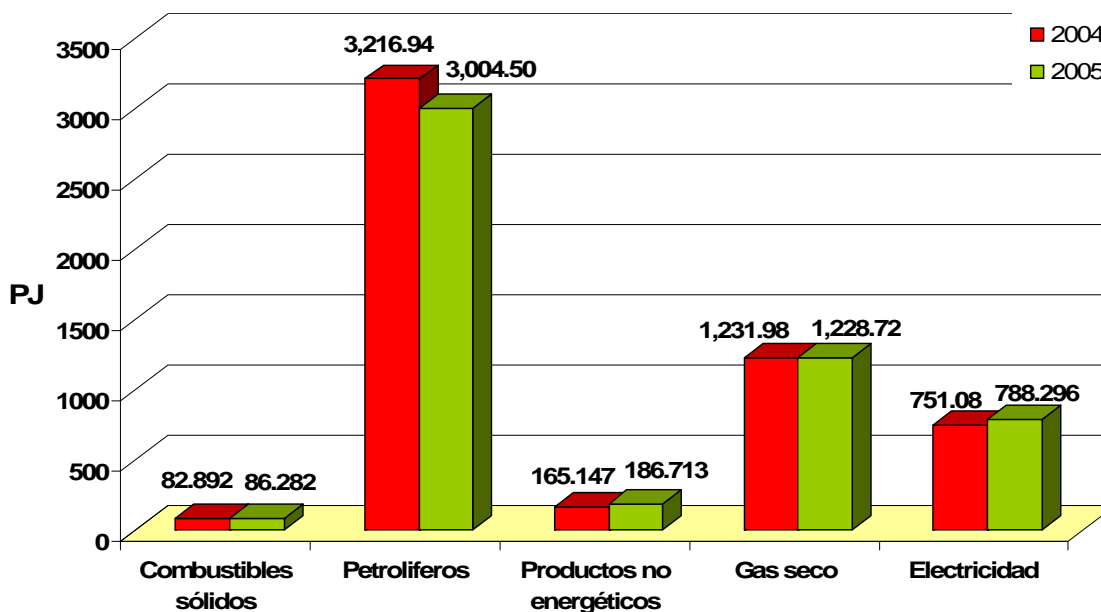
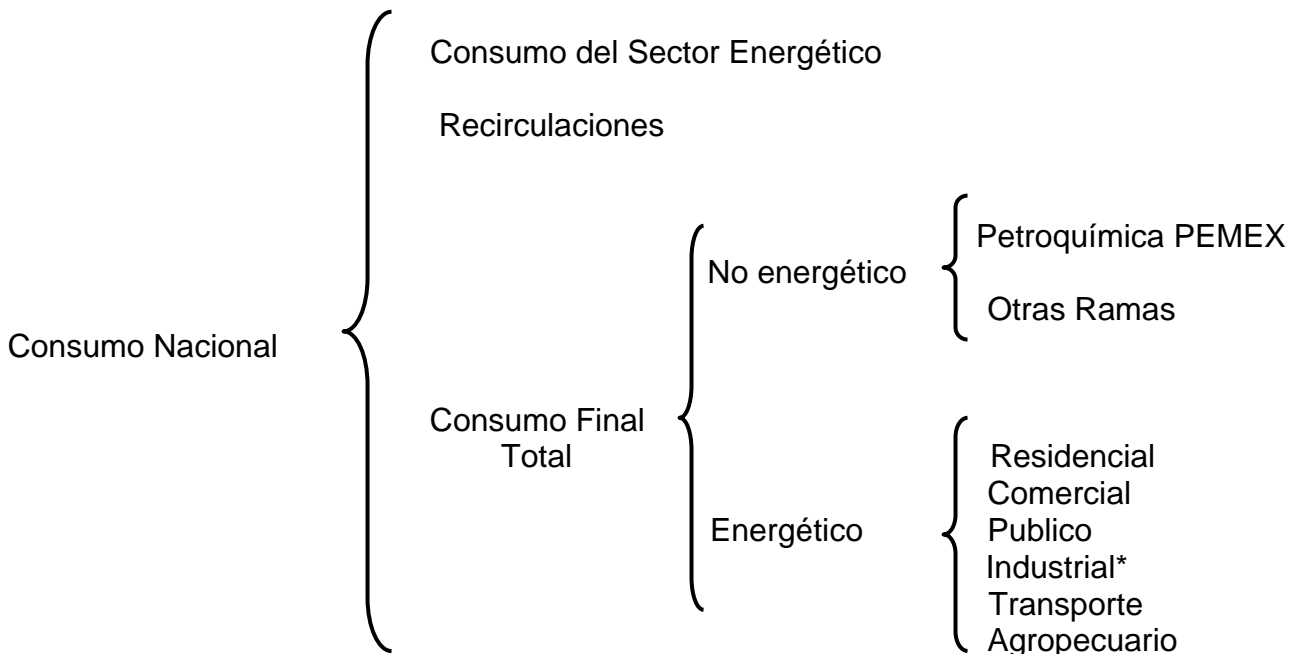


Figura I.3. Producción de Energía Secundaria ¹



1.2 CONSUMO NACIONAL DE ENERGÍA

El consumo nacional de energía se determina a partir de la suma de la oferta interna bruta de la energía primaria y de la energía secundaria, además se encuentra integrado por el consumo del sector energético, las recirculaciones y el consumo final total.



* Principal actividad para nuestro análisis

- **Consumo del Sector Energético:** Es la energía primaria y secundaria que el propio sector energético utiliza para el funcionamiento de sus instalaciones.
- **Recirculaciones:** Gas seco utilizado en bombeo neumático, el cual se define como un sistema artificial de producción que se emplea para elevar el fluido de un pozo de petróleo mediante la inyección de gas a través de la tubería de producción.
- **Consumo Final Total:** Es la energía y la materia prima que se destinan a los distintos sectores de la economía.

Consumo Final No Energético: Registra el consumo de energía primaria y secundaria como materia prima. Éste consumo se da en los procesos que emplean materias primas para la elaboración de bienes no energéticos, por ejemplo:

Petroquímica de PEMEX. Gas natural y derivados de petróleo que se emplean para elaborar plásticos, solventes, polímeros, caucho, entre otros.

Otras ramas económicas. Bagazo de caña utilizado para la fabricación de papel, tableros aglomerados y alimento para ganado.



BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA

Consumo Final Energético: Esta variable se refiere a los combustibles primarios y secundarios utilizados para satisfacer las necesidades de energía de los sectores residencial, comercial y público, industrial, transporte y agropecuario.

Residencial. Es el consumo de combustibles en los hogares urbanos y rurales del país.

Comercial. Es el consumo de energía en locales comerciales, restaurantes, hoteles, entre otros.

Servicio público. Éste sector incluye el consumo de energía en alumbrado público, bombeo de agua potable y aguas negras, y la tarifa temporal.

Industrial. Éste rubro comprende el consumo de energía de los procesos productivos del sector industrial.

Transporte. Incluye la energía consumida en los servicios de autotransporte, aéreo, ferroviario, marítimo y eléctrico.

Agropecuario. Es la energía consumida para desempeñar todas las actividades relacionadas directamente con la agricultura y la ganadería.

Para el año 2005 el consumo nacional de energía totalizó en 7,382.84 PJ, de los cuales 2,322.359 (31.5%) fueron consumidos por el propio sector energético, 651.317 PJ, (8.8%) corresponden a las recirculaciones y 4389.166 PJ (59.6%) al consumo final total, el cual a su vez está conformado por el consumo energético y el consumo no energético, cuya participación fue de 55.2% y 4.2% respectivamente.

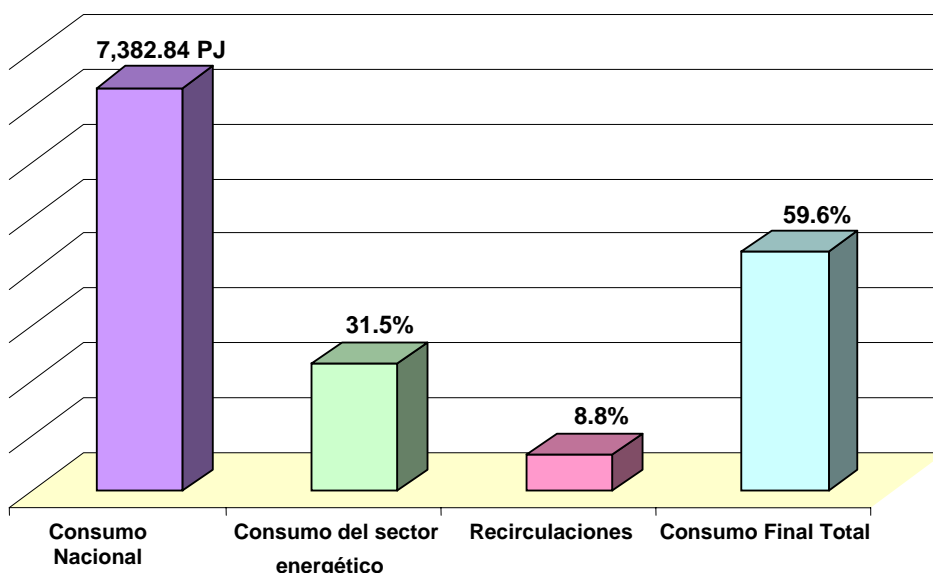


Figura I.4. Consumo Nacional de Energía ¹



1.2.1 CONSUMO FINAL TOTAL

El consumo final total de energía, totalizó en 4,389.2 PJ en el año 2005, el cual está constituido por el consumo final energético y el no energético cuya participación fue del 93% y 7% respectivamente, cifras que representan un decremento de 0.8% respecto a los 4,422.9 PJ en 2004.

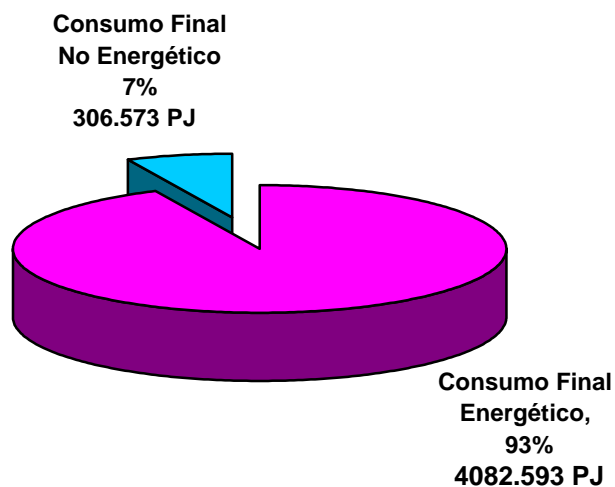


Figura I.5. Estructura del Consumo Final Total de Energía 2005¹

En 2005, dentro del consumo final energético, el sector transporte tuvo una participación del 42.5%, mientras que el sector industrial representó el 28.6%.

Por su parte, el agregado formado por los subsectores residencial, comercial y público registró una participación del 19.2% y el sector agropecuario contribuyó con el 2.8%. Por otra parte en el consumo final no energético PEMEX petroquímica representó el 4.3% de este total, y otras ramas económicas el 2.7%.

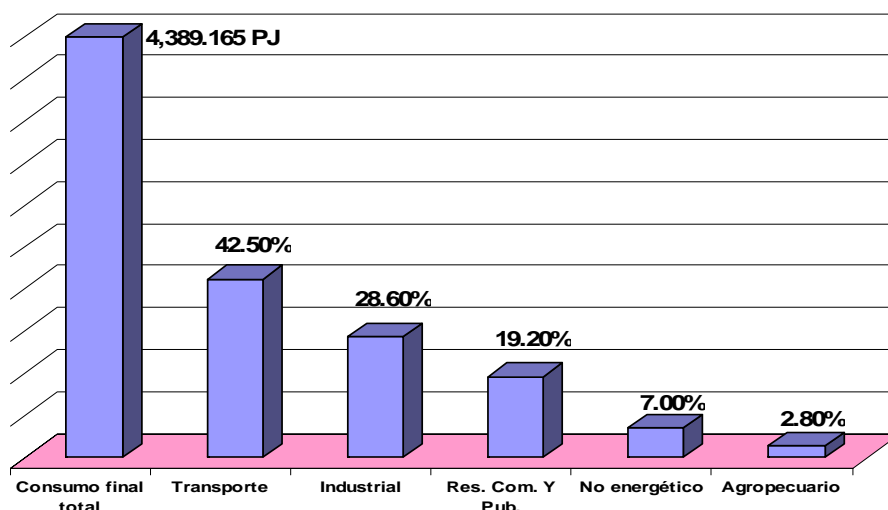


Figura I.6. Consumo Final Total de Energía 2005¹



1.2.2 Consumo Final No Energético

El consumo final no energético aumentó 8.0% respecto a 2004, al pasar de 283.851 a 306.573 PJ. De este total, 62.1% fue empleado por PEMEX Petroquímica, la cual utiliza como materia prima gas seco, etano, propano, butano y naftas; el restante 37.9% fue utilizado en otras ramas económicas en forma de asfaltos, lubricantes, grasas, parafinas y solventes, entre los más importantes.

	2004 [PJ]	2005 [PJ]	Variación porcentual 2005/2004	Estructura porcentual 2004%	Estructura porcentual 2005%
CONSUMO FINAL NO ENERGÉTICO	283.851	306.573	8.0	6.4	7.0
Petroquímica PEMEX	193.604	190.379	-1.7	4.4	4.3
Otras ramas económicas	90.246	116.194	28.8	2.0	2.7

Tabla I.3. Consumo Final Total No Energético ¹

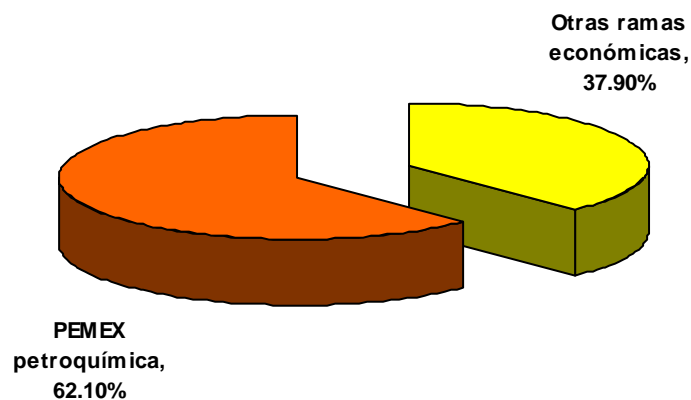


Figura I.7. Consumo Final Total No Energético ¹

1.2.3 Consumo Final Energético

El consumo final energético pasó de 4,139.1 PJ en 2004 a 4,082.6 PJ en 2005, decreciendo a una tasa de 1.4%.

	2004 [PJ]	2005 [PJ]	Variación porcentual 2005/2004	Estructura porcentual 2004%	Estructura porcentual 2005%
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	4,139.128	4,082.593	-1.4	93.6	93
Residencial, Comercial y público	859.579	842.182	-2	19.4	19.2
Transporte	1,911.899	1864.360	-2.5	43.2	42.5
Agropecuario	118.604	122.515	3.3	2.7	2.8
Industrial	1,249.045	1,253.535	0.4	28.2	28.6

Tabla I.4. Consumo Final Total Energético ¹



Sector Residencial, Comercial y Público

El sector residencial, comercial y público requirió 842.2 PJ en 2005, cifra inferior en 2.0% respecto al valor observado en 2004, que fue de 859.6 PJ. Durante 2005, del total de este sector, 83.6% corresponde al residencial, 13.6% al comercial y 2.8% a los servicios públicos (alumbrado público y bombeo de agua).

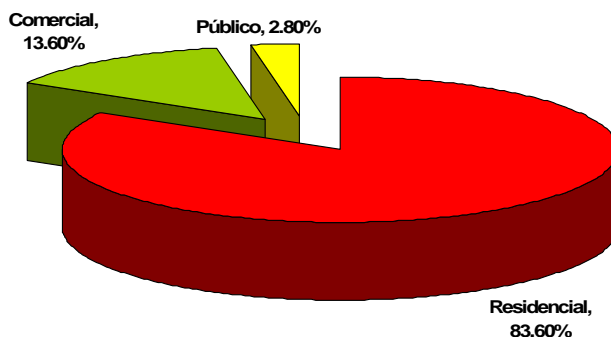


Figura I.8 Consumo Energético del Sector Residencial, Comercial y Público ¹

Para satisfacer las necesidades de cocción de alimentos, iluminación, calefacción, calentamiento de agua, usos comerciales y servicio público, entre otras, se utilizó gas licuado de petróleo, el cual participó con 39.1% del consumo total del sector, leña con el 29.4%, electricidad con el 26.5%, gas seco con el 4.4%, diesel y querosenos en conjunto con 0.6%.

Sector Industrial

El sector industrial consumió 1,253.5 PJ en 2005, cifra superior en 0.4% a los 1,249.0 PJ de 2004. De este total, 32.1% correspondió al gas seco, 28.3% a la electricidad, 11.1% al combustóleo, 8.6% al coque de petróleo, 8.0% al bagazo de caña, 5.5% al coque de carbón, 3.2% al diesel, 2.8% al gas licuado, 0.4% al carbón, mientras que la participación de los querosenos fue poco significativa.

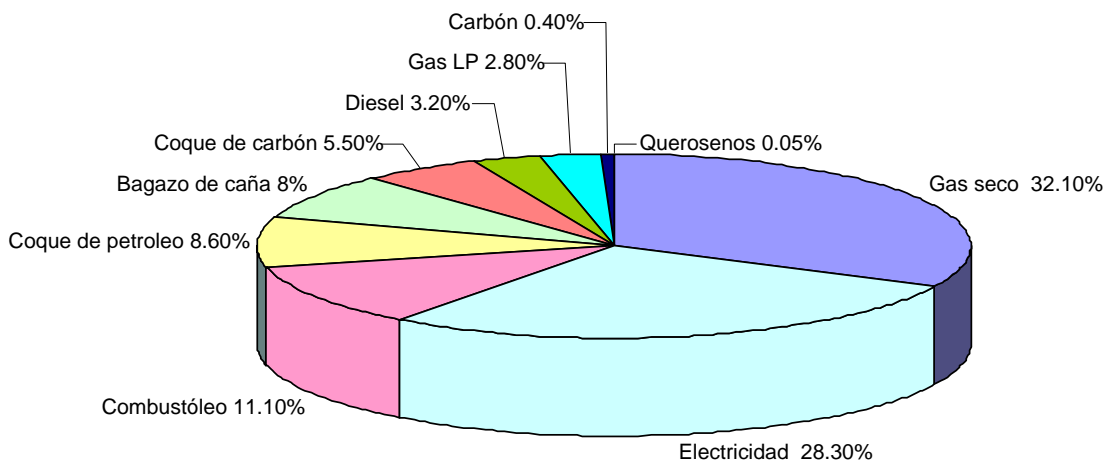


Figura I.9. Consumo Final Energético en el Sector Industrial ¹



BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA

Las principales industrias consumidoras de energía son: siderurgia, química, azúcar, petroquímica de PEMEX, cemento, minería, celulosa y papel, vidrio, cerveza y malta, fertilizantes, automotriz, aguas envasadas, construcción, hule, aluminio y tabaco representando en 2005 el 67.1% del total de los consumos industriales, mientras que las otras ramas participaron con el 32.9% del total.

El consumo de energía del sector industrial aumentó 0.4% entre 2004 y 2005, debido fundamentalmente al incremento en el uso de energía en las industrias antes mencionadas.

Los principales energéticos consumidos por dichas ramas industriales se muestran en la siguiente gráfica:

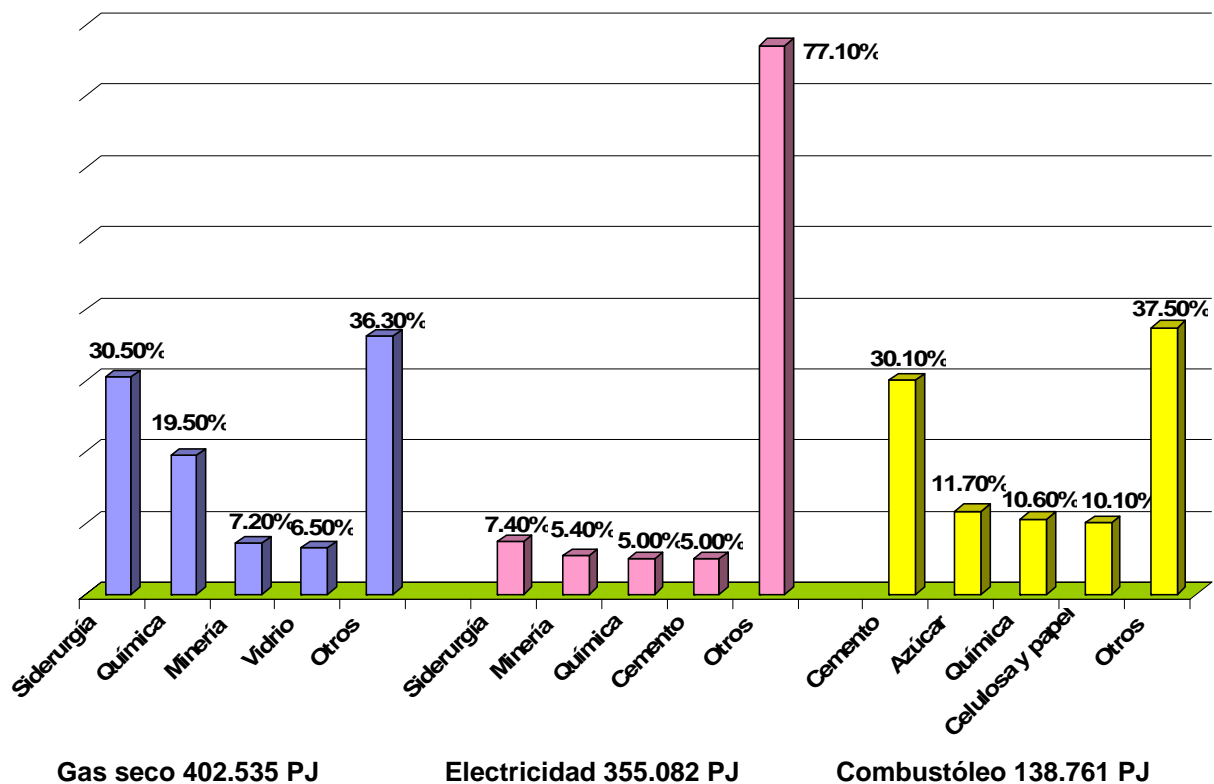


Figura I.10. Principales Ramas de Energéticos Industriales ¹

De lo anterior podemos concluir que el principal energético utilizado para el desarrollo de los procesos productivos de estas industrias es el gas seco el cual representa el 32.1% del total, seguido por la electricidad con 28.3% y por último el combustóleo con una participación del 11.1%.



BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA

Aún cuando el consumo final energético se vio afectado por el alza generalizada en los precios de todos los combustibles, ya que pasó de 4,139.1 PJ en 2004 a 4,082.6 PJ en 2005, decreciendo a una tasa de 1.4%, el gas natural continúa siendo el combustible más utilizado por el sector industrial.

En conjunto, para el año 2005 los derivados de los hidrocarburos participaron con el 74.7% del consumo final energético; la electricidad con el 15.0%; la leña con el 6.1%; el bagazo de caña con el 2.5%, el coque de carbón con el 1.7% y el carbón con el 0.1%.

En términos del tipo de energía, la primaria implicó el 8.6% del consumo final total, mientras que la energía secundaria representó el 91.4%.

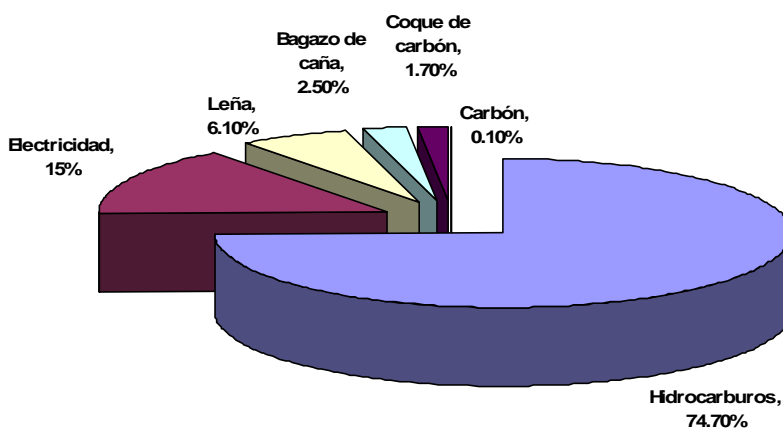


Figura I.11. Consumo Final Energético ¹



1.3 SITUACIÓN ACTUAL DEL GAS NATURAL

El aumento en el consumo del gas seco y otros combustibles derivados del gas natural en el sector industrial permiten conocer la importancia que tiene este gas para el desarrollo económico de México, sin embargo la volatilidad en el precio de este hidrocarburo ha traído como consecuencia la disminución de la participación del sector industrial en la actividad económica del país. En el año 2005, el precio del gas natural aumento aproximadamente un 15% respecto al año anterior al pasar de 7.02 a 8.08 dólares por MMBTU, repercutiendo directamente en el sector industrial nacional.

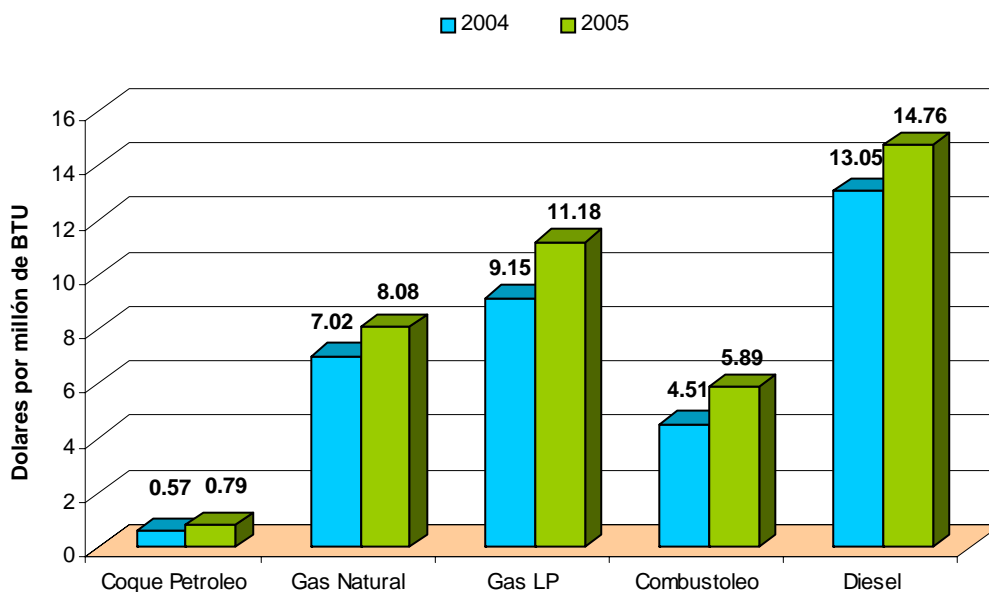


Figura I.12. Precio Gas Natural ²

1.3.1 Oferta Nacional de Gas Natural

Las reservas de gas natural se clasifican en tres categorías: reservas probadas, probables y posibles. La diferencia entre estas reservas radica en el nivel de certidumbre con el que se prevé podrán recuperarse los volúmenes calculados bajo condiciones económicamente rentables.

Reservas probadas: Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estima serán comercialmente recuperables en una fecha específica.

Reservas probables: Son aquellas reservas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de estos yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo.

Reservas posibles: Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables



BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA

Al 1 de enero de 2006, la agregación de las reservas remanentes probadas, probables y posibles de gas natural, también conocidas como totales, ascienden a 62,354.8 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc). De acuerdo con la ubicación de los yacimientos evaluados, en la región Norte se ubica 62.6% del total de las reservas, 18.3% en la región Sur y 19.1% restante en las regiones marinas.

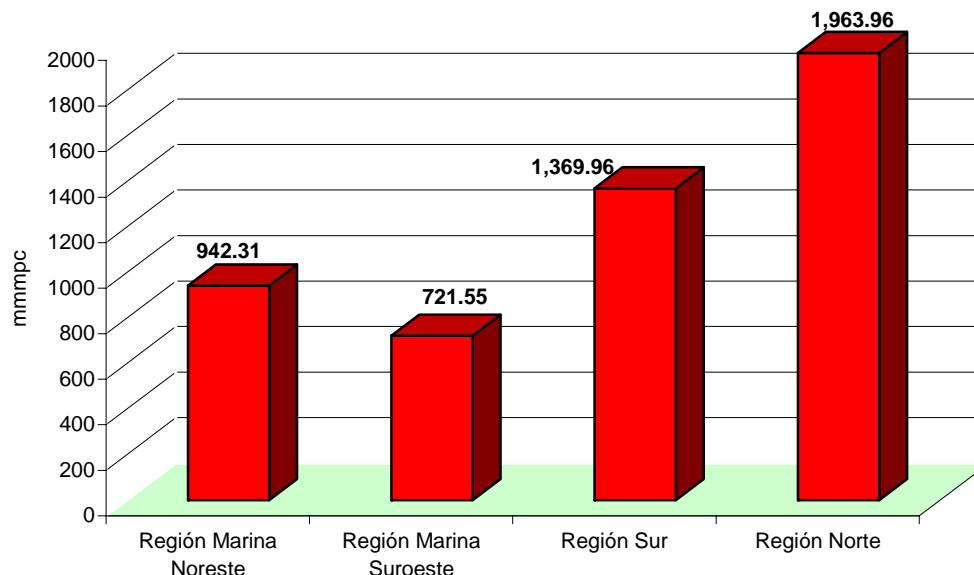


Figura I.13. Reservas Totales de Gas Natural por Región²

Para el año 2005, la producción de gas natural totalizó en 5,890 mmpcd, mientras que el total de gas importado se distribuyó como se muestra en la siguiente gráfica:

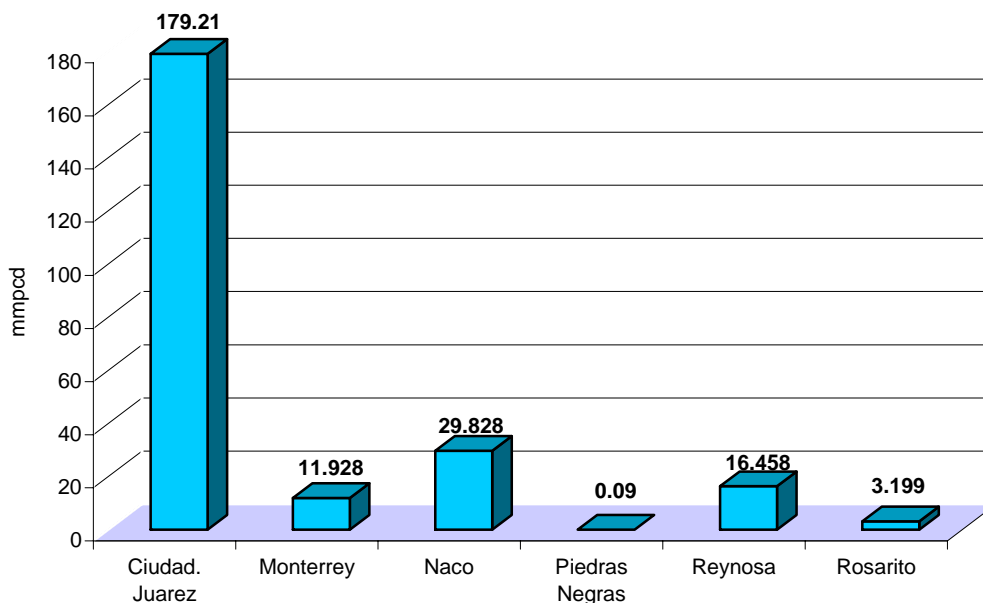


Figura I.14. Importación de Gas Natural²

1.3.2 Consumo Nacional de Gas Natural

Consumo Regional de Gas Natural

El consumo regional de gas natural, divide al país en cinco zonas: Noroeste, Noreste, Centro-Occidente, Centro y Sur-Sureste; y está estrechamente relacionado con la distribución de la infraestructura, así como con la ubicación de los centros industriales, actividades petroleras y concentración poblacional.



Figura 1.15. Regionalización del Mercado de Gas Natural²

Estos factores son los que principalmente han desarrollado el mercado de gas natural en México. Cabe señalar que, sólo ocho estados de la República Mexicana no presentan consumos de gas natural, los cuales son Baja California Sur, Colima, Guerrero, Morelos, Nayarit, Quintana Roo, Sinaloa y Zacatecas.

El mayor consumo del gas natural en el país se localiza en la región Sur-Sureste, donde se concentra 49.8%, ya que gran parte de las actividades petroleras se llevan a cabo en dicha demarcación.

La región Noreste le sigue en importancia al representar 25.5% del consumo nacional, participación sustentada en las actividades del sector eléctrico e industrial que allí se llevan a cabo.

Estos sectores han desarrollado el mercado en la región Centro, aunado a que la región ha experimentado un proceso de sustitución del combustóleo por gas natural derivado de los problemas ambientales durante la última década, principalmente en la Zona Metropolitana del Valle de México, consumiendo 10.3% del total.



BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA

La región Noroeste, que en 2005 representó 5.7%, ha visto impulsado su consumo por la actividad del sector eléctrico, debido a la llegada de los Productores Independientes de Energía (PIE´s) y a la sustitución de plantas de CFE que generaban a base de combustóleo.

La región Centro-Occidente demandó 8.8% restante, por el crecimiento del consumo en los sectores industrial y eléctrico.

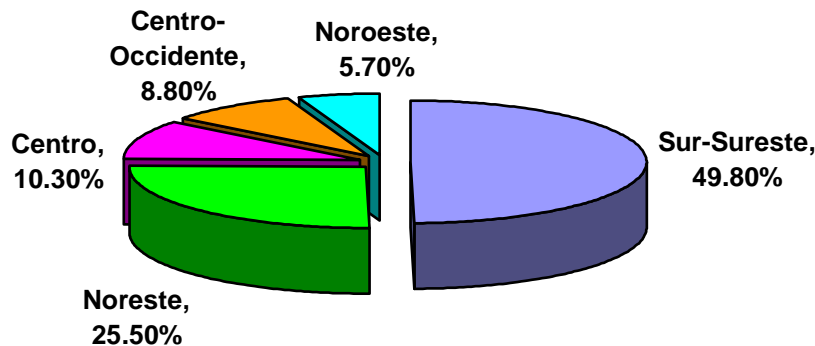


Figura I.16. Demanda de Gas Natural por Región²

Consumo de Gas Natural por Sectores

La distribución sectorial del consumo de gas natural quedó estructurada en 48.1% por el sector petrolero, 34.2% el sector eléctrico, 15.9% el sector industrial y el resto correspondió a los sectores residencial comercial y servicios.

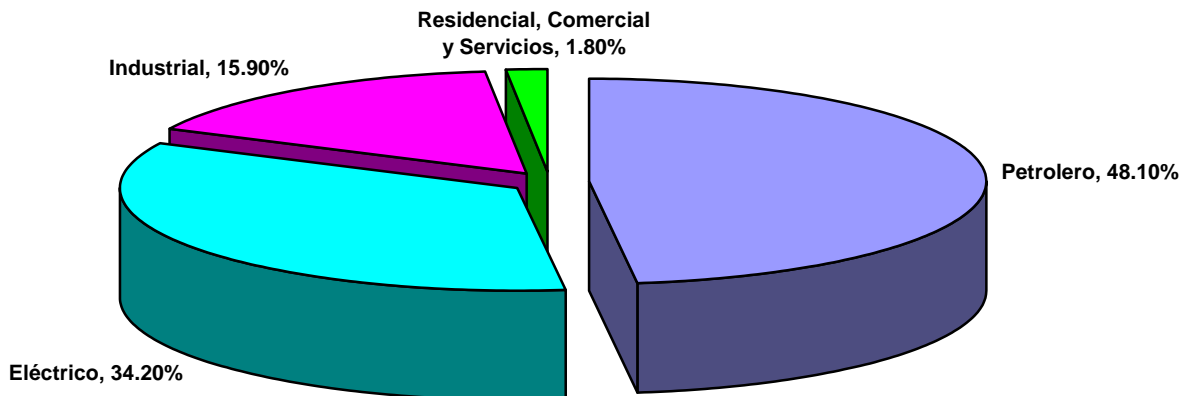


Figura I.17. Distribución del Consumo de Gas Natural por Sectores²



Sector Eléctrico

El volumen consumido de gas natural en el sector eléctrico nacional fue de 2,014 mmpcd durante 2005. De este consumo el 83.4% fue destinado a la generación del subsector público y 16.6% al subsector privado.

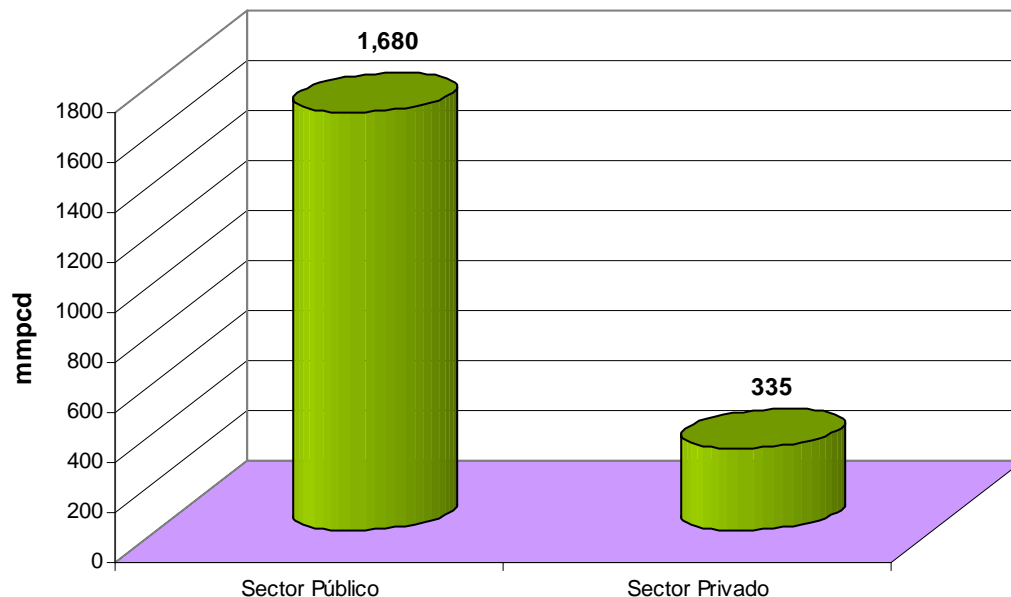


Figura I.18. Consumo de Gas Natural en el Sector Eléctrico²

Demanda de Gas Natural Subsector Público

En México, la generación de energía eléctrica se realiza a través de tecnologías disponibles en la actualidad, tales como son las centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, eólicas y una nuclear eléctrica. El gas natural se emplea principalmente en las centrales termoeléctricas convencionales a vapor, turbogas y ciclo combinado.

La instalación de turbinas de gas en plantas de ciclo combinado ha sido una opción tecnológica muy atractiva para la generación de electricidad en los últimos años, lo que ha fomentado el crecimiento de la demanda del gas natural en este segmento del sector a un ritmo de crecimiento anual de 13.0% entre 1995 y 2005.

A pesar de presentar el crecimiento más elevado para un combustible utilizado en el sector eléctrico público en la última década, la utilización del gas natural disminuyó 3.4% en el último año, debido a los incrementos en su precio, por lo que se diversificó la generación y se optó por centrales hidroeléctricas hacia el final del año, cuyos costos de generación eran menores que en los ciclos combinados.



Demanda de Gas Natural Subsector Privado

El consumo total de combustibles de origen fósil utilizados en las modalidades de autogeneración, autoabastecimiento, usos propios y cogeneración en 2005, registró un volumen de 483.4 millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente (mmpcdgne).

De este volumen, 69.2% provino del gas natural, 14.2% del coque de petróleo, 14.1% del combustóleo y sólo 2.4% del diesel

El consumo de gas natural para estas modalidades creció de 95 mmpcd a 218 mmpcd entre 1995 y 2005. Sin embargo el consumo de gas natural, coque de petróleo y combustóleo disminuyó en el último año, debido al alza de los precios en los energéticos, por lo que muchos permisionarios optaron por una generación distribuida.

El consumo de gas natural en el sector público, así como en el sector privado se muestra en la siguiente figura, con respecto a un total de consumo de 2,014 mmpcd a nivel nacional.

● **Sector Industrial**

La actividad del sector industrial en 2005, generó una caída de 3.2% en la demanda de combustibles para el sector respecto de 2004, registrando 1,780.4 mmpcdgne. Este comportamiento en la demanda fue provocado principalmente por el alza generalizada en los precios de todos los combustibles, aún así el gas natural continuó siendo el más utilizado del sector, con un grado de participación de 52%.

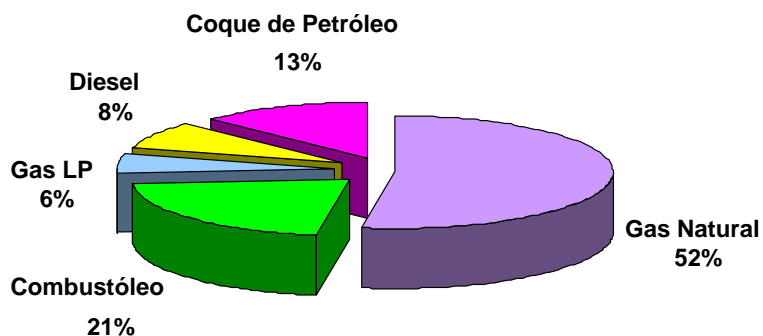


Figura I.19. Consumo Nacional de Combustibles en el Sector Industrial ²

El crecimiento del consumo de gas natural a lo largo del periodo 1995-2005, se debe a que ha desplazado al combustóleo como insumo energético del sector, por ser un combustible que presenta mayor eficiencia en su combustión y menores emisiones contaminantes, aunado a regulaciones ambientales cada vez más estrictas desarrolladas durante la década, que han estado ido prohibiendo el uso de combustibles formulados con alto contenido de azufre (como el combustóleo) en algunas zonas del país densamente pobladas y llamadas críticas en términos ambientales, llevando a muchos industriales a cambiar sus tecnologías para usar gas natural.



El consumo de gas natural por sector industrial se muestra en la siguiente figura:

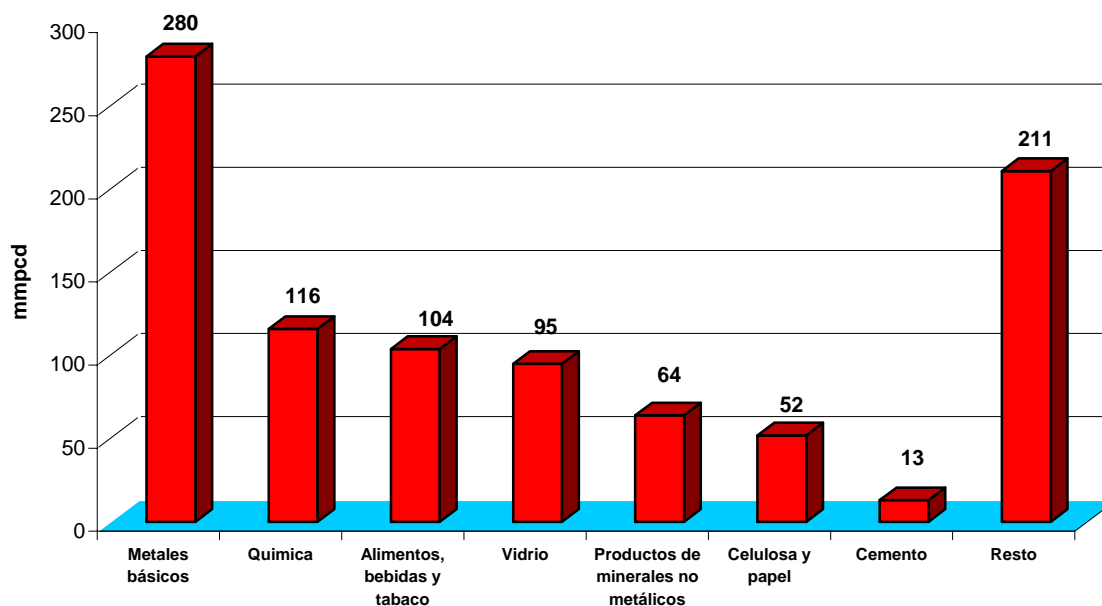


Figura I.20. Demanda de Gas Natural por Grupos de Ramas del Sector Industrial ²

El consumo de gas natural del sector industrial ha crecido a una tasa media anual de 1.6% en la última década, hasta alcanzar un volumen de 935 mmpcd durante 2005. La industria siderúrgica (de metales básicos) representó 29.9% del consumo del gas natural en el sector durante el año de referencia, volumen equivalente a 280 mmpcd, que la consolidó como la industria más intensiva en el uso de este hidrocarburo, la industria química le sigue a la siderurgia, ya que registro un volumen de 116 mmpcd.

Es importante destacar el comportamiento del grupo de ramas de alimentos, bebidas y tabaco, en cuanto al consumo de gas natural, ya que en 2005 se ubicó como la tercera división más importante de la industria, al registrar un volumen de 104 mmpcd.

Sector Petrolero

Los consumos de gas natural en el sector petrolero se conforman por la demanda de gas combustible que utilizan las subsidiarias (autoconsumos) para realizar sus actividades primordiales y por aquellos volúmenes destinados a recirculaciones internas de PEMEX Exploración y Producción (PEP), que corresponden principalmente a las cantidades de gas inyectado a los pozos para la obtención de un volumen mayor de petróleo crudo.

El aumento en los niveles de extracción de petróleo crudo y gas, entre otros, han implicado crecientes volúmenes de gas natural para el desarrollo de las actividades de PEMEX.

Al cierre de 2005, los autoconsumos del sector petrolero crecieron 5.6% respecto a los del año anterior, al registrar un volumen de total 1,483 mmpcd.



BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA

La distribución de gas natural en las subsidiarias de PEMEX quedó estructurada de la siguiente manera; PEMEX Exploración y Producción que consumió 692 mmpcd como gas combustible lo que representa el 46.7% del total, PEMEX Refinación registro 276 mmpcd es decir 18.6%, PEMEX Petroquímica 264 mmpcd lo que representa 17.8%, PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) registraron un consumo de 251 mmpcd es decir 16.9% del total. Considerando el gas empleado en las recirculaciones se obtiene un total de 2,833 mmpcd.

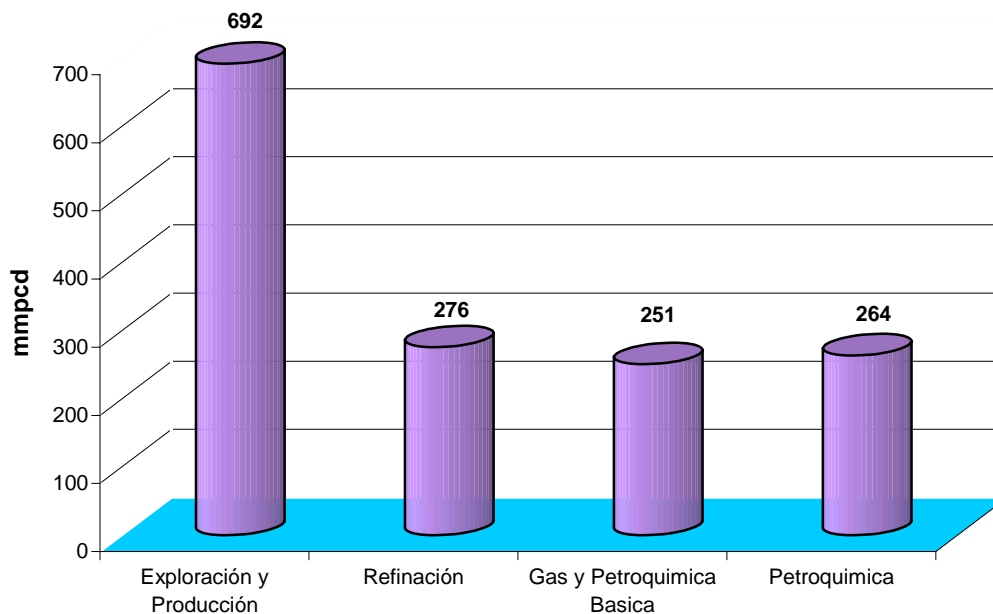


Figura I.21. Consumo de Gas Natural en el Sector Petrolero ²

● Sectores Residencial y Servicios

El sector residencial representa el consumo de combustibles en los hogares urbanos y rurales del país, donde la demanda principal es para la cocción de alimentos, calentamiento de agua, calefacción e iluminación.

Mientras el sector servicios es el consumo de energía en locales comerciales, restaurantes, hoteles, entre otros.

El consumo del gas natural ha mostrado un crecimiento paulatino en los sectores residencial y servicios en el periodo 1995-2005.

Esta situación se ha presentado, no sólo como un efecto moderado de sustitución del gas LP, sino como respuesta al crecimiento de la población que tiene acceso a ambos combustibles y que puede decidir entre las ventajas de usar uno u otro, considerando los precios al público de los mismos.



Analizando el comportamiento en la demanda, el sector residencial consumió el 80.7% (86 mmpcd) del total de gas natural, mientras que el sector servicios consumió el 19.2% del total.

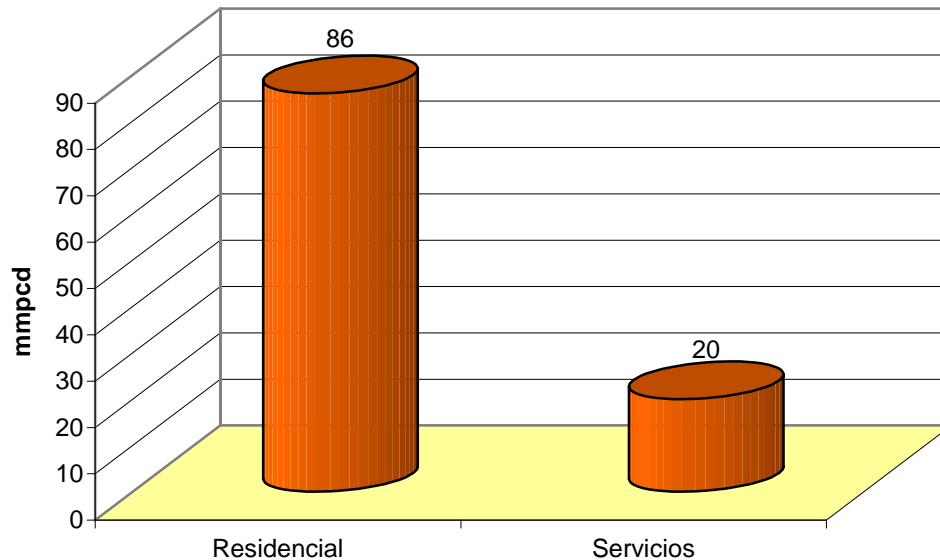


Figura 1.22. Consumo de Gas Natural en el Sector Residencial v Servicios²

Lo anterior se refleja en el aumento del uso de gas natural para el sector residencial, ya que en 1995 cinco de cada 100 mexicanos usaban gas natural, para 2005 dicho indicador aumentó a siete personas.

Mientras que la intensidad de uso pasó de 222.9 pies cúbicos anuales por habitante en 1995 a 294.9 pies cúbicos anuales por habitante, significando la única variación positiva para un combustible usado en el sector residencial, ya que el gas LP perdió 14.8% en su intensidad de uso y la leña 22.8%.

En el sector servicios, el gas natural sigue presentando un comportamiento poco definido, su demanda prácticamente se encuentra estancada y en 2005 por segundo año consecutivo consumió 20 mmpcd, volumen muy parecido al promedio entre los años de 1995 a 2005.



Sector Autotransporte

El Gas Natural Comprimido (GNC) es un combustible vehicular que prácticamente no contamina, su precio de referencia es más económico que las gasolinas y el gas LP, y su uso representa costos bajos de mantenimiento y alto rendimiento.

La utilización del GNC es mínima en México, a pesar de sus ventajas para la sociedad, si bien desde 1999 ha ido penetrando en el sector autotransporte del país, a 2005 sólo se consumieron 1.9 mmpcd de gas natural, que representaron 0.04% del total de combustibles consumidos en el sector autotransporte.

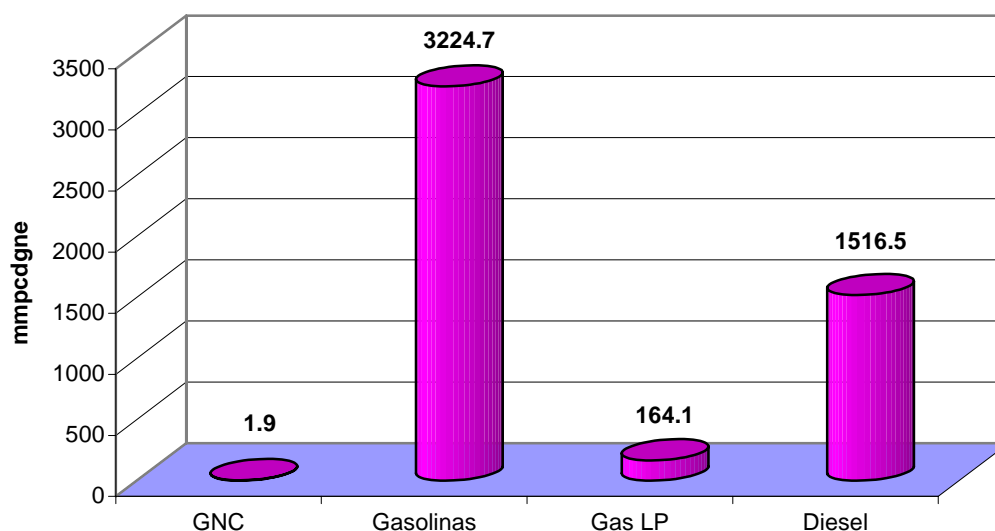


Figura 1.23 Consumo de Gas Natural en el Sector Autotransporte²

1.4 PROSPECTIVA DEL GAS NATURAL

1.4.1 Oferta Nacional Esperada de Gas Natural

La oferta de gas natural para los próximos 10 años, es el resultado de un ejercicio de planeación que se basa en una cartera de proyectos que contiene las oportunidades de inversión asociadas a las reservas y recursos prospectivos de hidrocarburos identificados y documentados en nuestro país, de acuerdo con los objetivos y estrategias del Plan de Negocios de PEMEX Exploración y Producción (PEP).

Para la oferta nacional se tienen dos escenarios (alto y medio). En el escenario alto de producción, se contemplan condiciones optimistas que le permitirían a la cartera de proyectos de PEP, inversiones por encima de los 142.5 miles de millones de pesos, entre 2006 y 2015, y que se reflejarían en nuevos proyectos, los cuales alcanzarían una producción de 7,601 mmpcd de gas seco entre la producción de PEP y PGPB.



BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA

El escenario medio de producción de PEP, es sin duda el más factible entre la cartera de proyectos de inversión, ya que considera las restricciones presupuestales que enfrenta hoy en día PEMEX, además reconoce los incrementos en el costo de los servicios en la industria.

Esta alternativa acumulará inversiones por 1,269 mil millones de pesos en el periodo 2006-2015, considerando la inversión para exploración y explotación, el posible desarrollo de aguas profundas y el proyecto Chicontepec, alcanzando en el último año una producción de 6,639 mmpcd de gas seco.

Considerando el monto de inversión adecuado a septiembre de 2006, el escenario promedia un presupuesto anual de 126,926 millones de pesos de 2006 entre el periodo 2006-2015, la inversión se va orientando hacia proyectos exploratorios, destacando las inversiones en aguas profundas y el proyecto Chicontepec, ya que durante 2015 son otorgados 32.4% y 14.7% de la inversión total de ese año, respectivamente.

La producción promedio de gas natural se mantiene por arriba de los 6,000 mmpcd, concentrándose en promedio 77.6% en los proyectos de explotación durante el periodo 2007-2015.

La disponibilidad de gas natural de PEP a PGPB observa una tendencia positiva durante el periodo prospectivo, alcanzando un nivel máximo de 6,620 mmpcd en 2010, mientras que al cierre de 2015 se estima que PGPB reciba 6,194 mmpcd.

El origen de la producción de gas natural entregado de PEP a PGPB durante el periodo provendrá del gas húmedo amargo y el húmedo dulce.

Hacia 2015 se procesará un volumen de 4,166 mmpcd de gas húmedo amargo en las endulzadoras, 1,118 mmpcd será gas húmedo dulce que llegará a las plantas criogénicas de PGPB y los restantes 910 mmpcd corresponderán a gas seco que provendrá directo de los campos productores.

SECTOR	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
TOTAL	4,923	5,408	5,758	6,164	6,322	6,620	6,598	6,603	6,476	6,364	6,194
Húmedo amargo	3,118	3,320	3,394	3,688	3,846	3,996	3,886	4,029	4,147	4,170	4,166
Seco	998	985	1,259	1,178	1,074	1,050	926	785	804	876	910
Húmedo dulce	807	1,104	1,105	1,294	1,402	1,573	1,785	1,790	1,525	1,317	1,118

Tabla I.5. Disponibilidad de Gas Natural de PEP a PGPB, 2005-2015 (mmpcd)²

Por el lado de la oferta nacional, ésta crecerá a un ritmo de 2.8% en el periodo 2005-2015, de tal manera que se llegará a una producción de 6,6194 mmpcd en el último año.

En el largo plazo, los principales proyectos de PEP que influirán en el crecimiento de la oferta de gas para PGPB son el proyecto Poza Rica (Lankahuasa y Chicontepec), Sur de Burgos y el proyecto de desarrollo de la Cuenca de Burgos, considerando los Contratos de Obra Pública Financiada (COPF) firmados hasta el primer semestre de 2006.



BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA

Se estima que para 2015 las importaciones de gas natural crezcan casi 1.5 veces con respecto a las realizadas en 2005, registrando un volumen de 2,198 mmpcd, de los cuales 68.2% provendrá del GNL de tres terminales de regasificación que operarán hacia el final del periodo de análisis (Altamira, Ensenada y Manzanillo).

Otro aspecto importante es la entrada en operaciones de tres terminales de GNL, en Altamira (2006), Ensenada (2008) y Manzanillo (2011), ya que tiene un gran impacto en el comercio exterior que seguirá el gas natural en México en los próximos 10 años, generando una capacidad de oferta diversificada, que ocasionará se lleven a cabo importaciones menores de Estados Unidos comparadas con 2005.

1.4.2 Demanda Nacional Esperada de Gas Natural

La demanda nacional de gas natural experimentará un crecimiento promedio anual de 3.9% al pasar de 5,890 mmpcd en 2005 a 8,662 mmpcd en 2015.

Se estima que la demanda total de gas natural se incrementará en 2,772 mmpcd entre los años 2005 y 2015, es decir, casi la mitad (47.1%) del valor de 2005.

El sector que mantendrá el mayor auge del mercado será el eléctrico, cuyo volumen crecerá 1,837 mmpcd en el periodo; a éste le seguirán los incrementos del sector petrolero de 417 mmpcd, el sector industrial con 397 mmpcd, el sector residencial con 83 mmpcd y los sectores servicios y de transporte vehicular con 20 y 19 mmpcd, respectivamente.

SECTOR	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
TOTAL	5,890	6,549	6,666	6,729	7,225	7,434	7,677	8,030	8,377	8,630	8,662
Petrolero	2,833	3,145	3,283	3,165	3,349	3,349	3,312	3,303	3,351	3,322	3,249
Eléctrico	2,014	2,342	2,264	2,391	2,726	2,791	3,020	3,330	3,571	3,794	3,851
Industrial	935	953	997	1,038	1,069	1,133	1,170	1,207	1,251	1,296	1,331
Residencial	86	87	96	106	115	124	134	144	154	162	169
Servicios	20	20	22	24	27	29	31	33	36	38	40
Transporte vehicular	2	2	4	5	7	8	10	12	15	17	21

Tabla I.6 Demanda de Gas Natural por Sector 2005-2015 (mmpcd)²

Sector Eléctrico

Se planea que en el servicio público de electricidad se adicionen a la capacidad instalada un total de 19,447 MW¹ hacia 2015. Se prevé que 72.4% de la capacidad que se incrementará hasta 2015, provendrá de los ciclos combinados, generando un incremento considerable en la demanda de gas natural durante el periodo 2005-2015.



BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA

La demanda de CFE, aumentará de 733 mmpcd a 1,440 mmpcd entre 2005 y 2015. Por su parte, LFC contribuirá en la demanda, mediante el proyecto de instalación de un parque de generación distribuida con una capacidad de 448 MW, los beneficios del ciclo combinado harán del gas natural el principal combustible y tendrá una presencia de 65.4% entre los combustibles usados.

SECTOR	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
TOTAL	1,679.7	1,991.2	1,913.0	2,035.9	2,370.6	2,435.2	2,664.4	2,975.0	3,215.3	3,438.9	3,438.9
CFE	733.0	811.5	549.1	573.2	720.9	736.2	846.9	1,080.6	1,285.8	1,407.2	1,440.0
LFC	28.8	21.9	21.6	7.2	5.9	5.9	5.9	9.0	5.9	6.8	5.9
PIE's	917.9	1,157.7	1,342.3	1,455.5	1,643.7	1,693.1	1,811.6	1,811.6	1,885.4	1,923.6	2,024.9

Tabla I.7. Demanda Nacional de Gas Natural para el Sector Público de Electricidad 2005-2015 (mmpcd)²

Sector industrial

Este sector ha venido disminuyendo su participación en la actividad económica del país, debido a la dificultad de obtener costos de producción más bajos derivado de problemas de tecnificación, aunado al incremento de los precios en los energéticos.

Las regiones que presentarán un mayor crecimiento en el consumo de gas natural son la Sur-Sureste y Centro con 5.3% y 4.1% anual, respectivamente en el periodo 2005-2015.

SECTOR	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
TOTAL	934.8	953.0	997.0	1,037.9	1,069.3	1,132.5	1,169.8	1,206.5	1,250.7	1,296.3	1,331.4
Noroeste	24.2	21.5	22.9	23.7	24.8	25.9	27.2	28.3	29.6	30.8	31.9
Noreste	347.9	361.0	382.8	392.7	403.5	420.7	431.0	445.8	458.8	473.3	487.7
Centro-Occidente	259.1	267.4	275.6	281.4	289.7	300.8	310.0	319.2	328.5	338.8	346.1
Centro	231.0	227.5	238.6	261.3	270.5	279.4	288.7	298.1	316.8	334.0	334.1
Sur -Sureste	72.6	75.4	77.1	78.8	80.8	105.7	112.7	115.1	117.0	119.4	121.6

Tabla I.8. Demanda Regional de Gas Natural Sector Industrial, 2005-2015 (mmpcd)²

El consumo de gas natural en el sector industrial representa 52% del total de combustibles, con respecto a los otros combustibles sustitutos, y se espera que en 2015 llegue a casi 60%.

El consumo esperado para 2015 de las principales ramas industriales se muestra en la siguiente figura, en la cual se observa que la mayoría de estas ramas tienden a un aumento en la demanda, a excepción de la industria del cemento que se espera disminuirá su consumo.



BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA

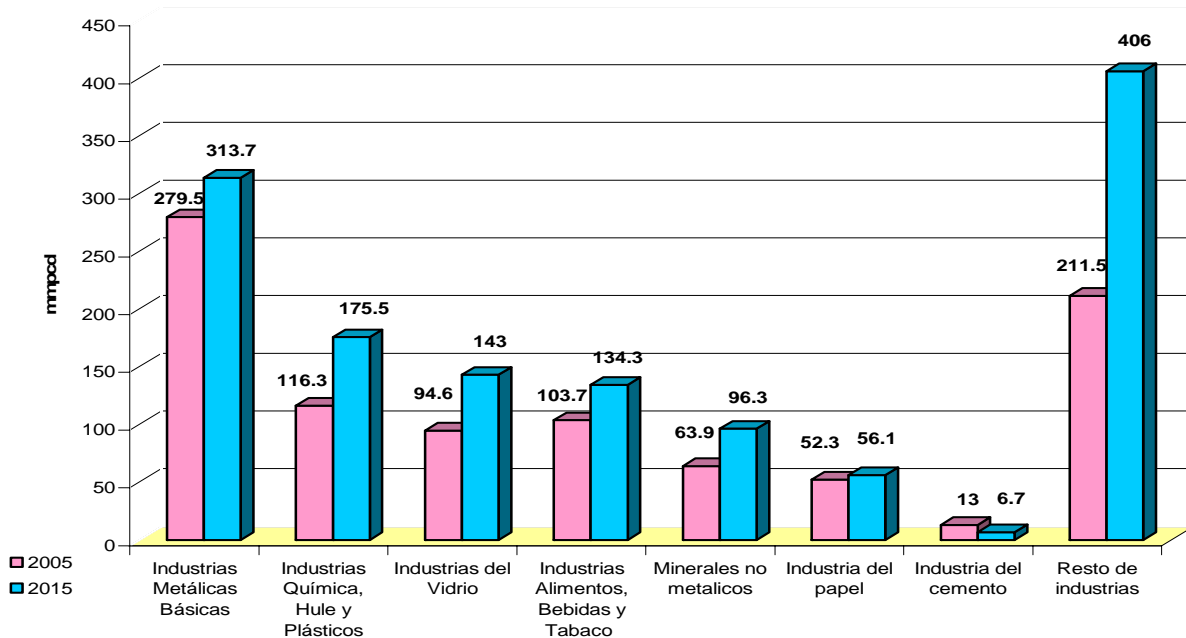


Figura 1.24. Demanda Esperada de Gas Natural en el Sector Industrial²

Sector petrolero

En 2005 la demanda de gas natural del sector petrolero representó 48.1% del total consumido a nivel nacional, porcentaje equivalente a 2,832.7 mmpcd.

El hidrocarburo fue utilizado principalmente como combustible en ductos, refinерías, plantas procesadoras de gas, bombeo neumático y en la generación de energía eléctrica, materia prima, entre otros usos.

SECTOR	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
TOTAL	2,832.7	3,144.6	3,283.3	3,165.0	3,281.6	3,349.2	3,312.3	3,303.2	3,351.4	3,322.3	3,249.4
AUTOCONSUMO	1,483.1	1,643.9	1,819.4	1,662.2	1,745.6	1,804.7	1,821.2	1,791.8	1,835.5	1,825.1	1,805.7
PEMEX Exploración y producción	692.4	789.1	910.2	724.6	734.3	750.1	733.1	662.0	665.3	656.0	641.6
PEMEX refinación	275.8	300.4	303.0	313.6	399.8	386.2	398.4	441.1	468.0	469.4	468.1
PEMEX Gas y Petroquímica Básica	250.9	273.7	291.0	307.5	312.2	326.6	331.4	358.7	342.5	340.4	336.5
PEMEX Petroquímica	2.63.5	280.1	314.7	316.0	299.0	341.3	357.8	359.6	359.2	358.8	358.8
PEMEX Corporativo	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
RECIRCULACIONES	1,349.6	1,500.7	1,463.9	1,502.8	1,535.9	1,544.5	1,491.1	1,511.4	1,515.9	1,497.2	1,443.7

Tabla 1.9 Demanda de Gas Natural del Sector Petrolero, 2005-2015 (mmpcd)²



En los próximos 10 años se espera que la demanda del sector petrolero crezca 14.7%, llegando al final del periodo de proyección a un volumen de 3,249.4 mmpcd. Del incremento esperado, 77.4% se deberá a los autoconsumos de las subsidiarias de PEMEX, y el resto corresponde a la participación del gas utilizado en las recirculaciones de PEP hacia 2015.

● Sector Residencial y Servicios

La demanda conjunta de gas natural en los sectores residencial y servicios para el periodo prospectivo crecerá a una tasa promedio de 7.0%, debido a la problemática para la instalación de nueva infraestructura de distribuidores y una mayor eficiencia en calentadores de agua, los cuales en el futuro tendrán una importancia relevante en la determinación de la demanda de gas natural.

En este sentido, la demanda de gas natural y gas LP para estos sectores crecerá en promedio a una tasa anual de 1.6%. El gas natural al final del periodo de proyección habrá ganado 6.7% del mercado de gas en estos sectores a pesar de los factores que limitaran su crecimiento.

La demanda de estos sectores representó 1.8% de la demanda total del país en 2005 y se espera que dicha participación llegue al final del periodo de proyección en 2.4% del total de la demanda de gas natural a nivel nacional.

● Sector autotransporte

Se espera que para 2015 la demanda de gas natural en el sector autotransporte aumente en 18.9 mmpcd, lo que significa un crecimiento promedio anual de 26.9%.

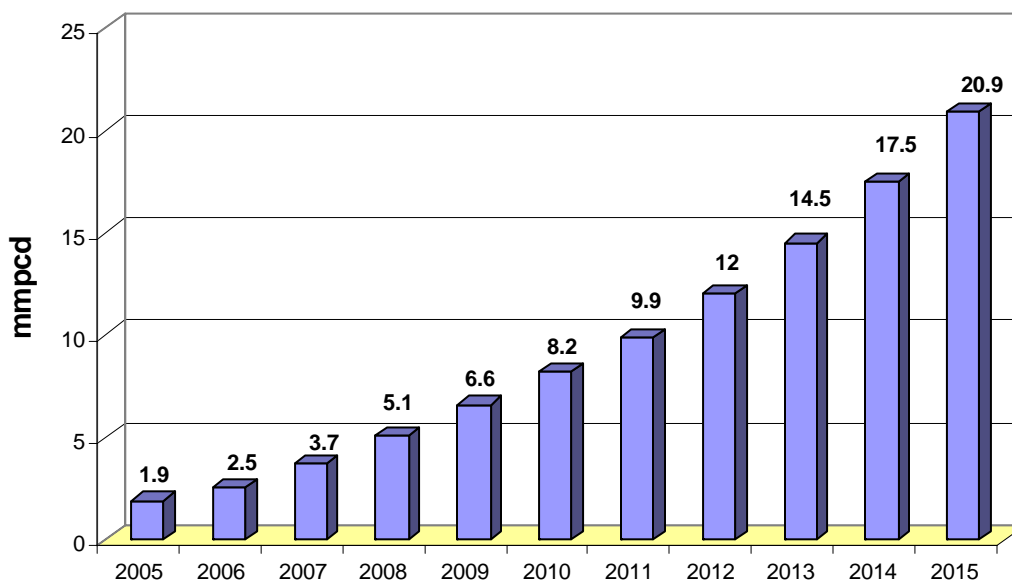


Figura I.25. Demanda de Gas Natural en el Sector Autotransporte, 2005-2015 (millones de pies cúbicos diarios)²



El gas natural no será un combustible sustituto importante respecto a las gasolinas, ya que éstas al final del periodo de proyección mantendrán 95.1% del mercado de combustibles en el sector autotransporte, el gas LP 4.5% y el GNC 0.4%. De esta forma, entre 2005 y 2015, la demanda de gasolinas se incrementará en 317.9 miles de barriles diarios (mbd); el gas LP y el GNC en 22.4 y 3.9 mbd de gasolina equivalente, respectivamente.

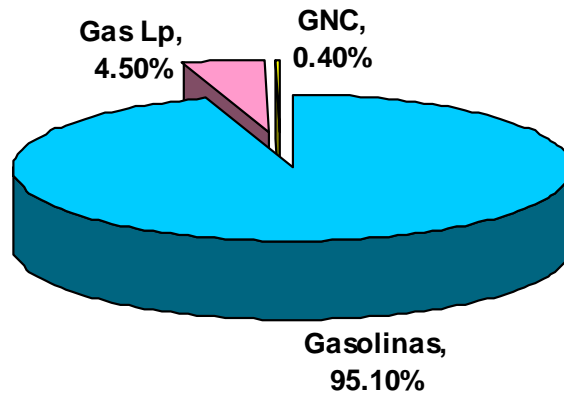


Figura I.26. Demanda de Combustibles para el Sector Autotransporte²



CAPITULO II LA COGENERACIÓN





INTRODUCCIÓN

En México, durante los últimos años, el precio de los energéticos ha registrado grandes fluctuaciones, particularmente el gas natural, consecuentemente se ha generado un aumento en las tarifas eléctricas, lo cual ha impactado directamente la competitividad de las empresas que hacen un uso intensivo de la energía.

El escenario descrito anteriormente obliga a buscar alternativas confiables para el suministro energético, tales como la implementación de medidas de ahorro y uso eficiente de energía, el uso de energías alternas así como la generación propia de electricidad por parte de las empresas, haciendo uso de los sistemas de cogeneración.

2.1 CONCEPTO DE COGENERACIÓN

La cogeneración se puede definir como, la producción secuencial de energía térmica y eléctrica y/o mecánica a partir de una fuente primaria de energía, estando esta producción ligada a un proceso industrial, comercial o de servicios.

En otras palabras los sistemas de cogeneración convierten la energía contenida en el combustible en dos tipos de energías utilizables por la industria.

- 1.- Energía eléctrica y/o mecánica
- 2.- Energía térmica, vapor útil o gases calientes para procesos

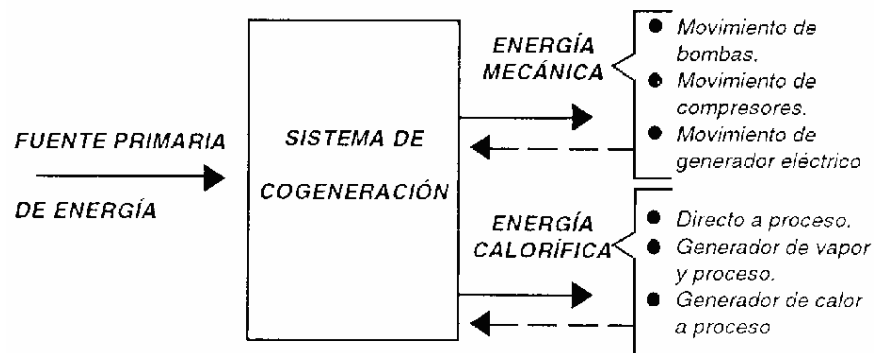


Figura II.1. Esquema General de Cogeneración³

La ventaja principal de los sistemas de cogeneración es un mejor aprovechamiento de los combustibles primarios utilizados en los sectores industrial, comercial y de servicios, es decir, la energía empleada para generar energía térmica y eléctrica es mucho menor a la utilizada en los sistemas convencionales de generación de energía térmica y eléctrica por separado, ya que se aprovecha el 84% de la energía contenida en el combustible para la generación de la energía eléctrica y calor a proceso (25-30% eléctrico y 54-59% térmico), mientras que en una termoeléctrica convencional sólo el 33% de la energía del combustible se convierte en energía eléctrica, ya que el resto se pierde a través del condensador, la caldera, entre otros elementos que componen a la planta.



LA COGENERACIÓN

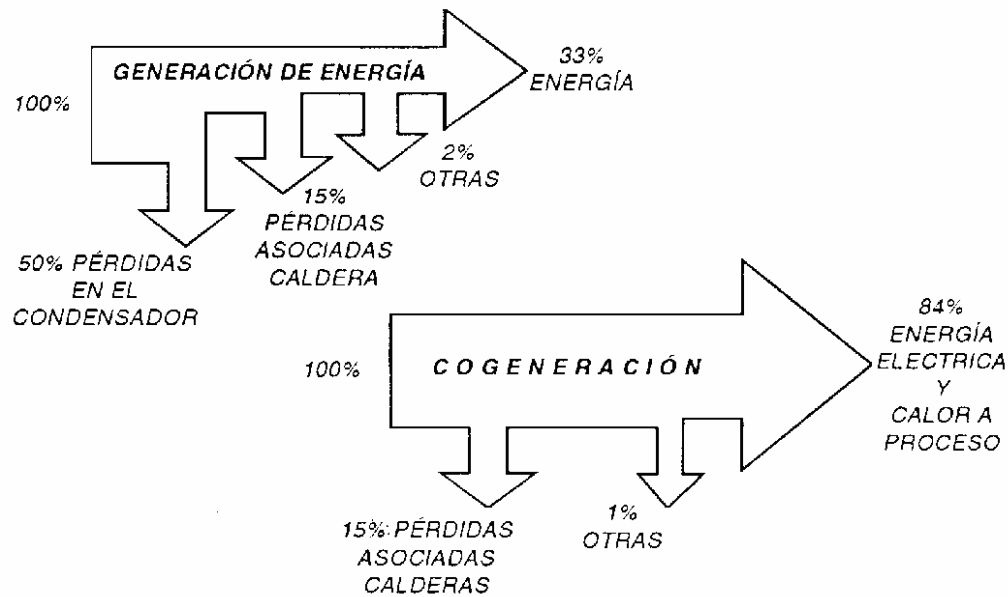


Figura II.2. Cogeneración contra Sistema Convencional³

Este aprovechamiento simultaneo de electricidad y calor permite obtener elevados índices de ahorro energético, así como una disminución importante de la factura energética, sin alterar el proceso productivo.

2.2 SISTEMAS DE COGENERACIÓN

Un sistema de cogeneración está constituido por los siguientes elementos:

Máquina principal o primotor	{ Turbina de gas Turbina de vapor Motor de combustión interna
Generador eléctrico	
Recuperadores de calor	{ Calderas de recuperación de calor Economizador Precalentador de aire Intercambiador de calor
Periféricos	{ Bombas Tuberías Tableros de control Sistemas eléctricos



Descripción de los principales componentes de un sistema de cogeneración.

- **Máquina Principal o Primotor**

Turbina de gas: Es una máquina térmica que desarrolla trabajo al expandir un gas caliente. Está compuesta por un compresor, una o varias cámaras de combustión y la turbina de gas propiamente dicha.

Turbina de vapor: Es una turbomáquina que transforma la energía de un flujo de vapor de agua en energía mecánica. Este vapor se genera en una caldera, de la que sale en condiciones de elevada temperatura y presión. En la turbina se transforma la energía interna del vapor en energía mecánica que, típicamente, es aprovechada por un generador para producir electricidad.

Motor de Combustión interna: Es un tipo de máquina que obtiene energía mecánica directamente de la energía química producida por un combustible que arde dentro de una cámara de combustión.

- **Generador eléctrico**

Es todo dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrico entre dos de sus puntos, llamados polos, terminales o bornes. Los generadores eléctricos son máquinas destinadas a transformar la energía mecánica en eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura (denominada también estator). Si mecánicamente se produce un movimiento relativo entre los conductores y el campo, se generará una fuerza electromotriz.

- **Recuperadores de Calor**

Caldera: Es un dispositivo cuya función principal es generar vapor con presiones superiores a una atmósfera para el funcionamiento de la turbina. El vapor es generado por la absorción de calor producido de la combustión del combustible.

Economizador: Cambiador de calor donde los gases de combustión transmiten otra parte de su energía con la cual aumentan la temperatura del agua de alimentación que va a la caldera, y mejoran la eficiencia del generador debido a que se recupera parte del calor que de otro modo se disiparía en la atmósfera.

Pre calentador de aire: Es un cambiador de calor, principalmente diseñado para precalentar el aire de los quemadores mediante el aprovechamiento térmico de los gases de combustión, aumentando considerablemente la eficiencia del proceso de combustión y reduciendo al mismo tiempo la contaminación al disminuir la cantidad de combustible quemado.



LA COGENERACIÓN

Intercambiador de calor: Un intercambiador de calor es un dispositivo diseñado para transferir calor de un fluido a otro, sea que éstos estén separados por una barrera sólida o que se encuentren en contacto.

- **Periféricos**

Bombas: Es un transformador de energía. Recibe energía mecánica, que puede proceder de un motor eléctrico, térmico, etc., y la convierte en energía que un fluido adquiere en forma de presión, de posición o velocidad.

Tuberías: Son quizás los elementos más importantes y sencillos en la conducción de fluidos. Son piezas cilíndricas, huecas, de diferentes materiales: fierro fundido, acero, cobre, aluminio, concreto, materiales plásticos, etc. El material depende del servicio y del fluido a conducir.

Tableros de control: Son los soportes de los sistemas de protección, control, alarmas, lámparas de señalización, etc. A través de los cuales se controla toda la instalación de que se trate.

Sistemas eléctricos: Están constituidos por la instalación eléctrica, las protecciones de los equipos, etc.

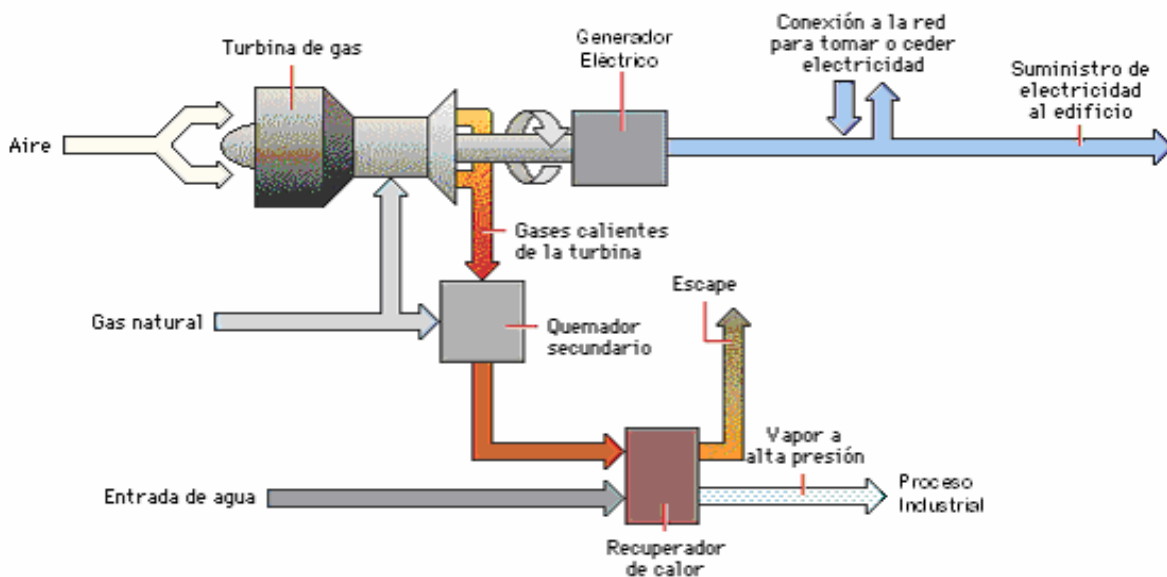


Figura II.3. Sistema de Coenergación⁴



2.2.1 Clasificación de los Sistemas de Cogeneración

Los sistemas de cogeneración se pueden clasificar de la siguiente manera:

- De acuerdo al orden de producción de electricidad y energía térmica:

Sistemas Superiores

Los sistemas superiores son aquellos en los que una fuente de energía primaria como el gas natural, diesel, carbón u otro combustible similar, se utiliza para la generación de energía eléctrica a través de la producción de un fluido caliente que se destina a producir energía mecánica. A la salida del sistema de generación eléctrica se obtiene calor o energía térmica residual como vapor o gases calientes que son utilizados posteriormente en los procesos industriales.

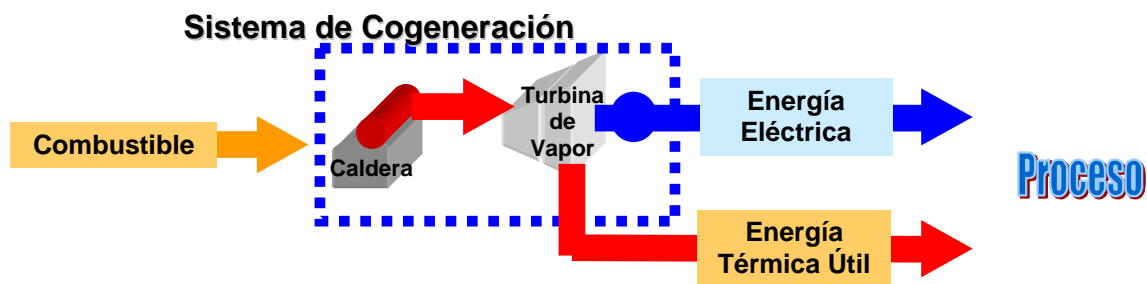


Figura II.4. Sistema Superior de Cogeneración⁵

Los sistemas superiores son ampliamente utilizados en los procesos de secado, cocimiento, o calentamiento de las industrias de pulpa y papel, petróleo, textiles, cerveza y alimentos entre otros.

Sistemas Inferiores

Los sistemas inferiores son aquellos en los que la energía primaria se utiliza en el proceso industrial y la energía calorífica no aprovechada en el mismo, como gases calientes de escapes de hornos o gases combustibles generados, se emplean en la generación de energía mecánica o eléctrica.

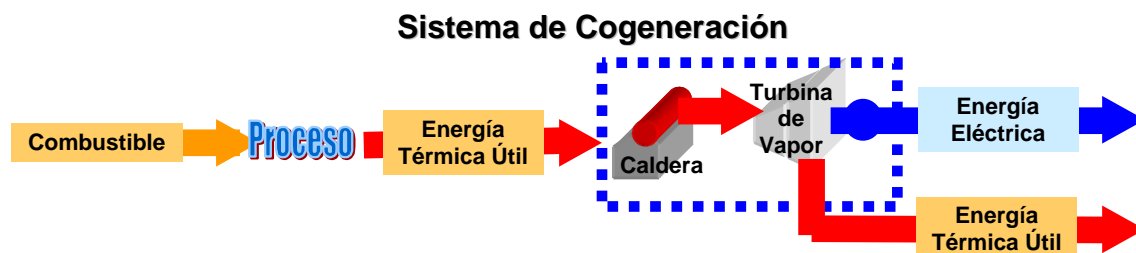


Figura II.5. Sistema Inferior de Cogeneración⁵

Estos sistemas son empleados en las industrias del cemento, acero, vidrio y química.



➤ **De acuerdo al tipo de primotor empleado:**

Sistemas de Cogeneración con turbina de gas

Las turbinas de gas funcionan bajo el Ciclo Brayton. Inicialmente el fluido de trabajo, generalmente aire, se comprime adiabáticamente en un compresor, el cual incrementa la presión de dicho fluido entre cuatro y treinta veces la presión atmosférica.

Al finalizar este proceso el aire comprimido entra en una cámara de combustión donde se inyecta y quema el combustible a una presión prácticamente constante, el aire comprimido posteriormente se calienta a temperaturas que van de 800 a 1200°C, los gases calientes producto de la combustión que salen de la cámara de combustión son expandidos en la turbina, hasta que alcanzan la presión atmosférica del entorno, produciendo potencia la cual se usa para mover al compresor y normalmente a un generador eléctrico o a cualquier otro equipo mecánico.

El combustible normalmente usado suele ser gas natural, pudiendo emplearse gas L.P. o gasóleo, aunque éste último resulta menos atractivo.

Las turbinas de gas pueden trabajar en ciclo abierto donde la descarga de la turbina es directamente a la atmósfera o bien en ciclo cerrado en donde el fluido de trabajo descargado por la turbina se recicla después de pasar por un intercambiador de calor.

Un ciclo compuesto de las tres etapas descritas anteriormente es lo que se conoce como “ciclo abierto” debido a que realmente no se completa el ciclo, mientras que el “ciclo cerrado” de turbina de gas se compone de cuatro procesos internamente reversibles:

- 1-2 Compresión isentrópica (en un compresor)
- 2-3 Adición de calor a presión constante
- 3-4 Expansión isentrópica (en una turbina)
- 4-1 Rechazo de calor a presión constante

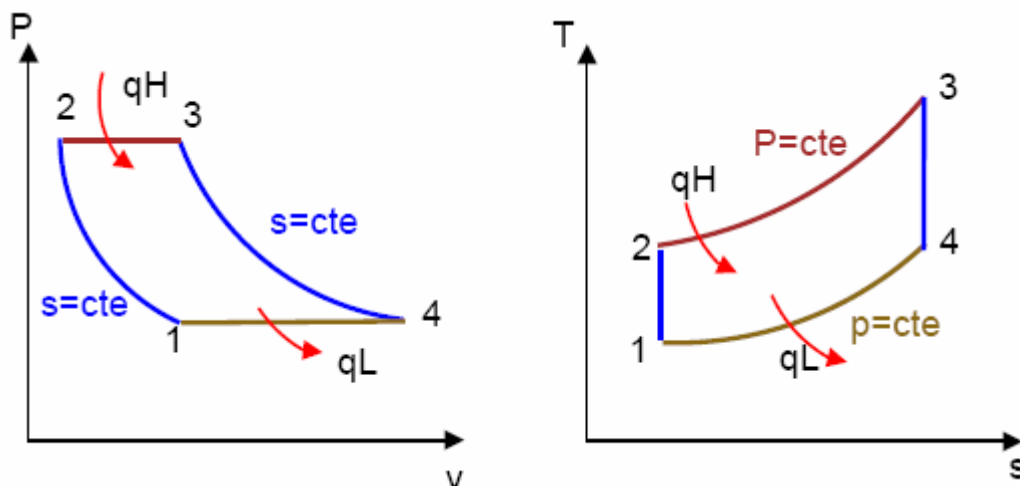


Figura II.6. Diagramas P-V y T-S ⁶

El sistema de ciclo cerrado tiene mayor costo inicial, sin embargo se reduce tanto la corrosión de los álabes de las turbinas como los costos de mantenimiento. En general la mayoría de las aplicaciones usan el sistema de ciclo abierto.

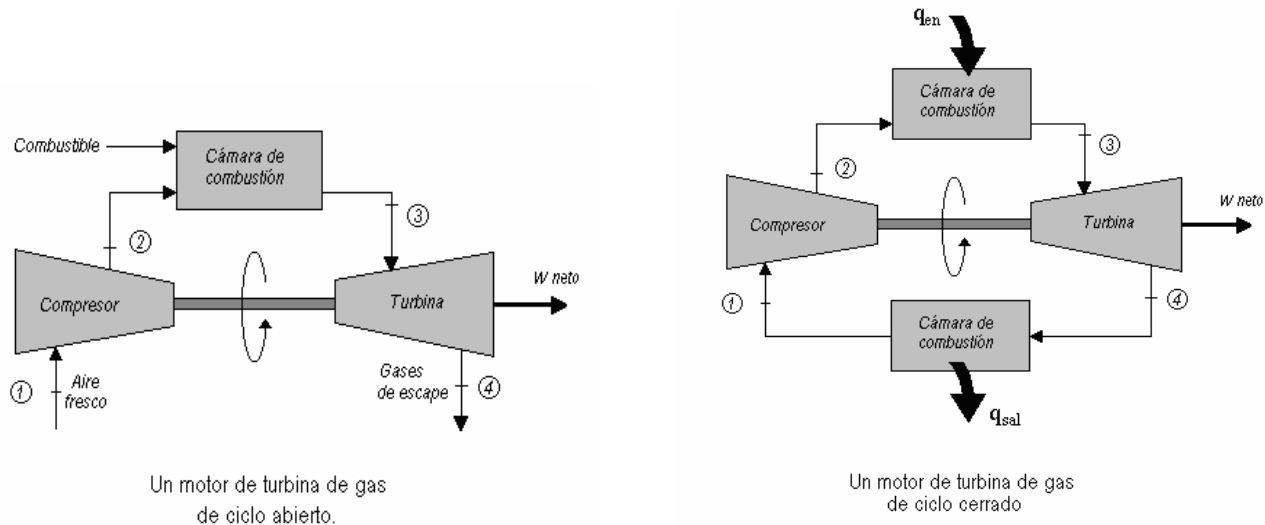


Figura II.7. Ciclo Cerrado y Ciclo Abierto⁶

Al emplear como fluido termodinámico el aire, el ciclo Brayton puede operar a temperaturas elevadas, por lo que es idóneo para aprovechar fuentes térmicas de alta temperatura y obtener un alto rendimiento termodinámico.

Eficiencia del Ciclo Brayton

La eficiencia del Ciclo Brayton está definida por la siguiente relación:

$$\eta = 1 - \frac{1}{r_p^{(k-1)/k}}$$

Donde

$$r_p = \frac{p_2}{p_1}$$

Es la relación de presiones y k es la relación de calores específicos. La eficiencia térmica de un ciclo Brayton ideal depende de la relación de presiones de la turbina de gas y de la relación de calores específicos del fluido de trabajo.

La temperatura más alta en el ciclo ocurre al final del proceso de combustión y está limitada por la temperatura máxima que los álabes de la turbina pueden resistir. Esto también limita las relaciones de presión que pueden utilizarse en el ciclo.



LA COGENERACIÓN

Para una temperatura fija de la turbina, la salida de trabajo neto por ciclo aumenta con la relación de presiones, alcanza un máximo y después empieza a disminuir. Con una menor salida de trabajo por ciclo se necesita una tasa de flujo másico más grande para mantener la misma salida de potencia, lo cual no puede ser económico.

Para aumentar la eficiencia del ciclo Brayton se utiliza el proceso de regeneración que consiste en precalentar, mediante los gases de escape, el aire que entra a la cámara de combustión. Esto a su vez disminuye los requerimientos de entrada de calor, y por ende de combustible, para la misma salida de trabajo neto.

Sin embargo el uso de un regenerador sólo se recomienda cuando la temperatura de escape de la turbina es más alta que la temperatura de salida del compresor, de otro modo, el calor fluiría en dirección inversa y la eficiencia se reducirá.

Otro medio de incrementar la eficiencia es, mediante un interenfriador en el compresor, que tiene la función de enfriar el aire que maneja el compresor entre pasos del mismo, con el objeto de que este equipo requiera menos potencia para alcanzar la presión requerida.

No toda la energía del combustible es convertida a potencia, gran parte se deshecha en los gases de descarga de la turbina, los cuales pueden alcanzar temperaturas de 550 a 600°C.

Esta descarga es relativamente limpia y puede ser usada por medio de una caldera de recuperación para generar vapor de alta presión, vapor de baja presión o agua caliente y emplearlos en procesos industriales.

Dado que la combustión de las turbinas de gas se realiza con un gran exceso de aire, los gases de descarga tienen gran contenido de oxígeno, aproximadamente de 16 a 18%.

Esta descarga puede mantener una combustión, llamada poscombustión, que se puede realizar en la caldera de recuperación o en un ducto con quemadores.

Usando una combinación de turbina de gas con caldera de recuperación, con o sin poscombustión, se puede lograr satisfacer un amplio rango de requerimientos térmicos y eléctricos.

Otro método para incrementar la eficiencia de la turbina es mediante la inyección de vapor a alta presión en la salida del compresor, este método funciona a través del ciclo conocido como Ciclo Cheng, el cual presenta una mejora en la eficiencia termoeléctrica de un 21 a 32%, una reducción importante de NO_x y una amplia capacidad de absorción de las fluctuaciones de cargas térmicas y eléctricas sin desperdicio de energía.

El Ciclo Cheng funciona de la siguiente manera, la turbina produce electricidad al transformar la energía química del combustible y el calor de los gases del escape se utiliza para sobrecalentar el vapor saturado proveniente del recuperador de calor que produce el vapor.



LA COGENERACIÓN

Éste se inyecta a la cámara de combustión de la turbina para incrementar la masa. Este incremento de masa produce una mayor potencia de salida eléctrica. El agua una vez tratada, pasa por un economizador, colocado a la salida del recuperador de calor, para su precalentamiento y se alimenta al recuperador para obtener vapor saturado. Hay dos válvulas de salida del recuperador de calor que controlan la cantidad de vapor que se inyecta a la turbina y el que se utiliza en los procesos industriales.

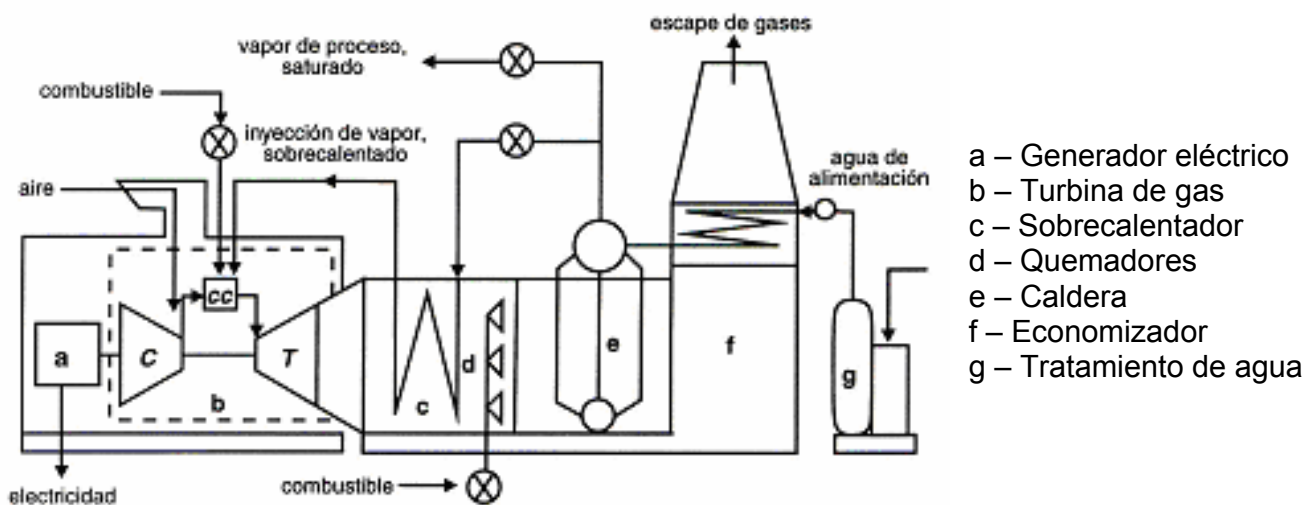


Figura II.8. Ciclo Cheng⁷

Es importante hacer notar que la inyección de vapor para la elevación de la potencia de salida de la máquina se realiza corriente abajo del punto donde se lleva a cabo la combustión, con objeto de no disminuir la eficiencia de combustión ni tener inestabilidad de flama por la introducción de grandes cantidades de vapor.

También se tiene una inyección, de mucho menor flujo, para el control de las emisiones NO_x , la cual se realiza por medio de una tobera en el punto en que se efectúa la combustión, dado que los flujos son menores no se perturba la combustión y permite tener un control fino de las emisiones.

Los sistemas de cogeneración con turbina de gas permiten obtener eficiencias eléctricas del 30% y eficiencias térmicas del 55%. Los gases de combustión tienen una temperatura de alrededor de 600°C y se pueden utilizar para el calentamiento directo de procesos, la generación de vapor o cualquier otro fluido caliente o para la postcombustión.



Sistema de Cogeneración con Turbina de Vapor

El Sistema de Cogeneración con turbina de vapor como elemento motor, es más sencillo, que el sistema con turbina de gas, aunque si se consideran los elementos necesarios para realizar el ciclo (caldera, condensador, bomba) la instalación es indudablemente más pesada y compleja.

El sistema usualmente está constituido por una caldera, donde el combustible usado calienta al fluido de trabajo, casi siempre agua, produciendo vapor sobrecalentado a presión y temperaturas elevadas. Posteriormente se produce la expansión del vapor de alta presión, en la turbina de vapor, que produce energía mecánica que se emplea para mover un generador eléctrico.

El vapor de escape de la turbina es condensado en un condensador y se recicla mediante bombas de aguas de alimentación al generador de vapor.

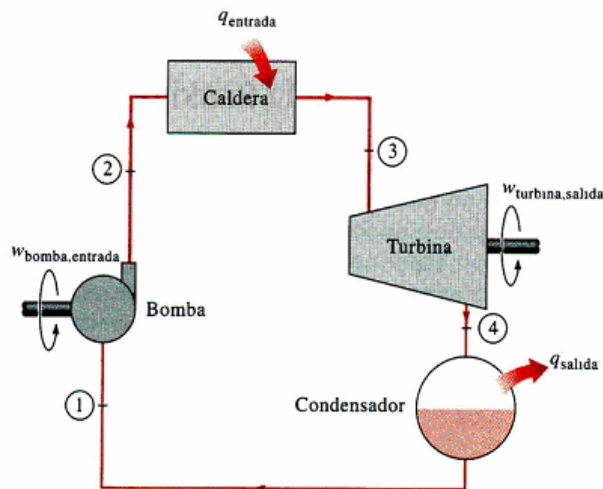


Figura II.9. Ciclo Rankine⁶

Por lo tanto el Ciclo Rankine ideal está constituido por los siguientes cuatro procesos:

- 1-2 Compresión isentrópica en una bomba
- 2-3 Adición de calor a presión constante en una caldera
- 3-4 Expansión isentrópica en una turbina
- 4-1 Rechazo de calor a presión constante en un condensador

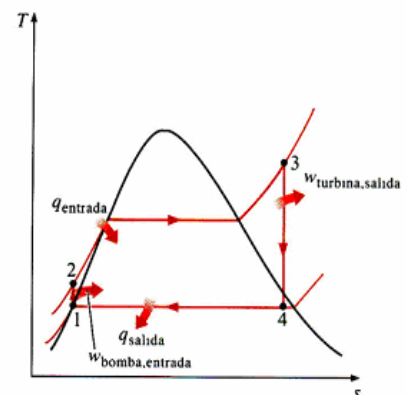


Figura II.10. Diagrama T-S⁶

El combustible utilizado para la combustión puede ser de cualquier tipo incluyendo carbón y residuos vegetales, ya que éste no se utiliza directamente en la turbina de vapor sino en la caldera para generar vapor sobrecalentado.

En función de los requerimientos de vapor y energía eléctrica en proceso, las turbinas de vapor a instalar pueden ser:

De contrapresión

Son aquellas en las que la presión del vapor de salida de la turbina se encuentra por encima de la presión atmosférica y es susceptible de ser empleado directamente en el proceso industrial, aunque la electricidad producida es relativamente baja con respecto a la energía térmica aprovechable y depende directamente de ésta.

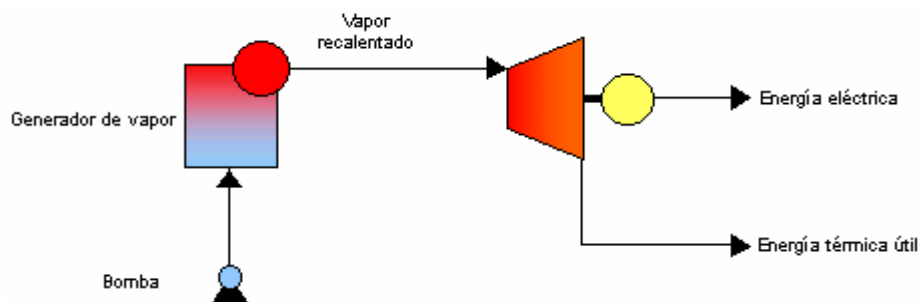


Figura II.11. Turbina de contrapresión⁵

De contrapresión con extracción

La turbina tiene una toma de vapor en la carcasa para alimentar un determinado servicio. La presión de extracción se mantiene constante al variar el caudal del vapor extraído por medio de un regulador de presión, que actúa sobre el vapor de entrada de la turbina. Si la extracción no se controla, un mecanizado en la carcasa es suficiente, pero en este caso, la presión del vapor extraído estará sometida a variaciones importantes en función del caudal de vapor de salida de la turbina.

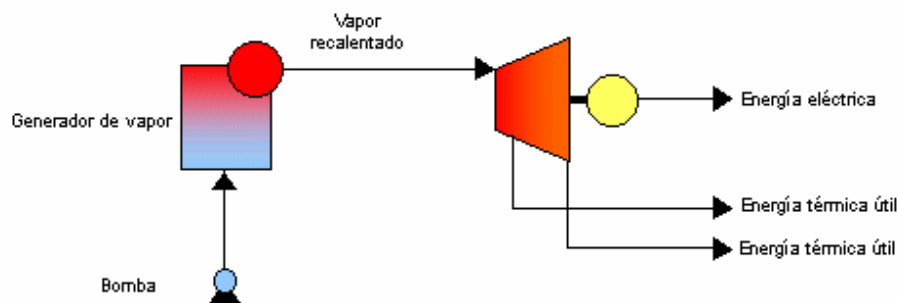


Figura II.12. Turbina de Contrapresión con Extracción⁵

De condensación

En este tipo de turbinas el vapor se expande desde la presión de entrada hasta una presión por debajo de la atmosférica, condensándose posteriormente y bombeándose de nuevo a la caldera.

Es el tipo de turbinas empleado normalmente en las centrales térmicas de producción de energía eléctrica. Con este tipo de turbinas no hay aprovechamiento de energía térmica, o bien un aprovechamiento térmico a un nivel muy bajo, como en calefacción de distrito, etc.

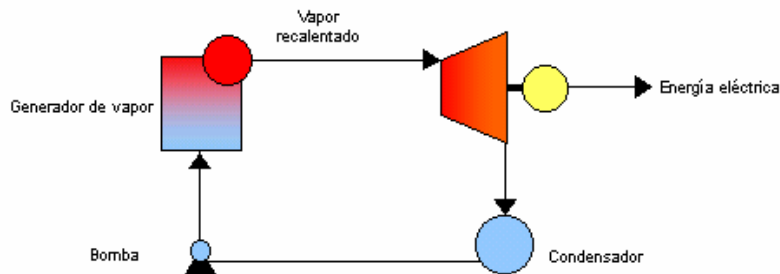


Figura II.13. Turbina de Condensación⁵

De condensación con extracción

En este tipo de turbinas el vapor se expande desde la presión de entrada hasta una presión por debajo de la atmosférica, condensándose posteriormente y bombeándose el agua de nuevo a la caldera.

Con este tipo de turbinas se aprovecha parte de la energía térmica útil, tiene más flexibilidad a variación de cargas debido al condensador, aunque la energía eléctrica es menor que en la de condensación pura.

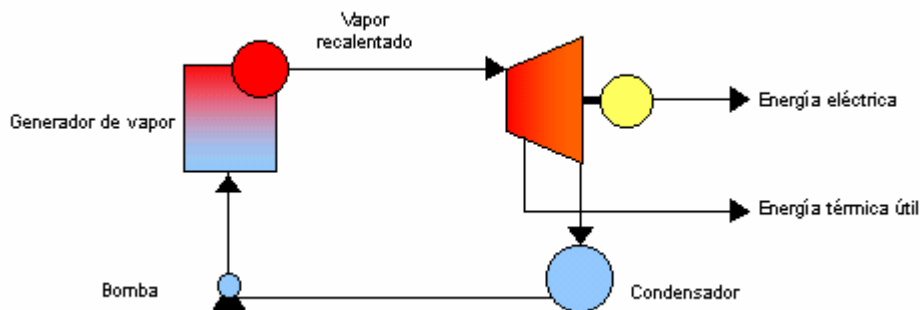


Figura II.14. Turbina de Condensación con Extracción de Vapor⁵



Eficiencia del Ciclo Rankine

La eficiencia del Ciclo Rankine está determinada por la siguiente relación:

$$\eta = \frac{W_{neto}}{q_{entrada}} = 1 - \frac{q_{salida}}{q_{entrada}}$$

El rendimiento del ciclo Rankine, depende de la temperatura promedio a la cual se añade el calor y de la temperatura promedio a la cual el calor es cedido, cualquier cambio en alguna de estas temperaturas producirá un aumento o una disminución en el rendimiento del ciclo.

Aunque por la condensación del vapor en el escape de la turbina se incrementa el aprovechamiento de la energía disponible para la generación de electricidad, como la expansión del vapor es mayor que si se emplearan turbinas no condensantes, todo el calor latente contenido en el vapor de escape de la turbina se descarga a la atmósfera por medio de torres de enfriamiento, llegando a ser el 40% de la energía suministrada.

La eficiencia de este sistema puede incrementarse al elevar la temperatura y presión del vapor de entrada a la turbina, o por la reducción de la presión del vapor a la descarga de la turbina, o bien por ambos métodos.

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

Las turbinas a contrapresión pueden proveer vapor a baja presión para satisfacer los requerimientos de algún proceso, lo que hace que su uso sea muy conveniente para sistemas de cogeneración.

Estos sistemas con turbina de vapor permiten obtener eficiencias eléctricas del 18% y eficiencias térmicas del 65%. El vapor saturado a la salida de la turbina puede ser utilizado directamente o indirectamente para el calentamiento directo de procesos, o cualquier otro fluido caliente.

Sistema de Cogeneración con Ciclo Combinado

Un ciclo de potencia combinado, es un ciclo basado en el acoplamiento de dos ciclos de potencia, de modo que el calor residual de un ciclo sea utilizado por el otro, parcial o totalmente, como fuente térmica.

Un ciclo combinado consiste en la utilización de un ciclo de turbina de gas (Brayton) como ciclo superior, con un ciclo de turbina de vapor (Rankine). Un ciclo superior es aquel cuyo calor residual tiene una temperatura que está por encima de la temperatura máxima del segundo ciclo, este nuevo ciclo denominado ciclo combinado tiene una eficiencia térmica más alta que cualquiera de los ciclos ejecutados individualmente.

El procedimiento es el siguiente: cuando el gas natural se inyecta en la turbina de gas entra en contacto con aire comprimido y en consecuencia arde. Los gases generados en la combustión hacen que se muevan los álabes de la turbina, lo que produce electricidad.

Estos gases salen de la turbina de gas a temperaturas muy elevadas (alrededor de 600°C), lo que permite aprovechar su energía térmica en una caldera de recuperación de calor que calienta agua y la convierte en vapor, que a su vez acciona otra turbina y vuelve a generar electricidad.

Generalmente más de una turbina de gas se necesita para suministrar suficiente calor al vapor. Además el ciclo de vapor implica regeneración, así como recalentamiento. La energía para el proceso de recalentamiento puede ser suministrada quemando algún combustible adicional en los gases de escape ricos en oxígeno.

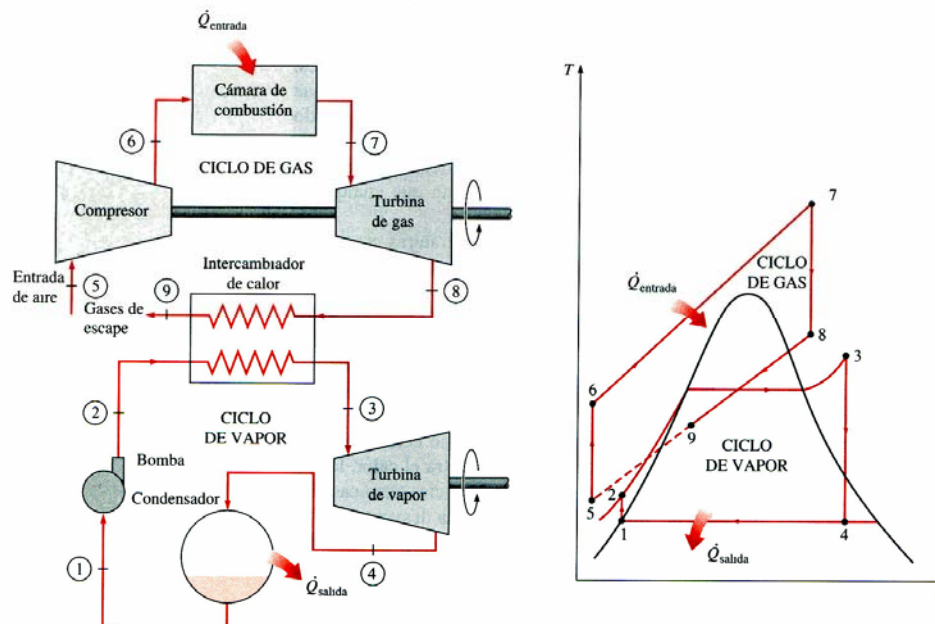


Figura II.15. Ciclo Combinado y Diagrama T-S⁶



LA COGENERACIÓN

Eficiencia Ciclo Combinado

La eficiencia del ciclo combinado se determina a partir de:

$$\eta = \frac{W_{neto}}{q_{entrada}}$$

Permiten obtener eficiencias eléctricas del 55% y eficiencias térmicas del 35%. El vapor saturado a la salida de la turbina puede ser utilizado para el calentamiento directo de procesos, o cualquier otro fluido caliente.

Sistema de Cogeneración con Motor Reciprocante

Una máquina reciprocante es básicamente un dispositivo cilindro-émbolo, como se muestra en la figura siguiente:

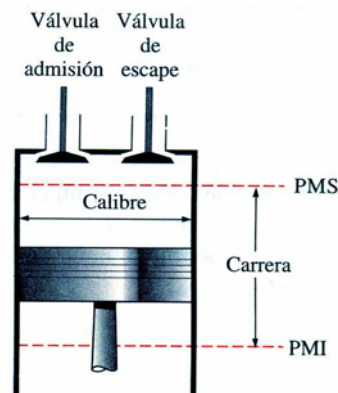


Figura II.16. Máquina Reciprocante⁶

El émbolo reciprocante en el cilindro se alterna entre dos posiciones fijas llamadas punto muerto superior, posición del émbolo cuando se forma el menor volumen en el cilindro, y punto muerto inferior, la posición del émbolo cuando se forma el volumen más grande en el cilindro.

La distancia entre ambos puntos es la más larga que el émbolo puede recorrer en una dirección y recibe el nombre de carrera del motor. El diámetro del pistón se llama calibre. El aire o mezcla de aire-combustible se introducen al pistón por la válvula de admisión y los productos de la combustión se expelen del cilindro por la válvula de escape.

Los motores reciprocantes o de combustión interna, funcionan a partir de este dispositivo y pueden usar una gran variedad de combustibles, como son: gas metano, gas LP, diesel, gasolinas y mezclas de combustibles gaseosos y líquidos, poseen la característica de una buena recuperación de calor y son muy adecuados para la cogeneración.



Los motores de combustión interna pueden clasificarse de acuerdo al ciclo termodinámico que utilizan en: Ciclo Otto y Ciclo Diesel.

Ciclo Otto (Motores de encendido por chispa)

En los motores que trabajan bajo el Ciclo Otto, inicialmente tanto la válvula de admisión como la de escape se encuentran cerradas y el pistón se encuentra en su posición más baja.

Durante la carrera de compresión, el pistón se mueve hacia arriba y comprime la mezcla de aire y combustible. Un poco antes de que el pistón alcance su posición más alta, la bujía produce una chispa y la mezcla se enciende.

La mezcla encendida produce un súbito incremento de presión y temperatura en el interior del cilindro. Los gases a alta presión impulsan al pistón hacia abajo, el cual a su vez obliga a rotar al cigüeñal, lo que produce una salida de trabajo útil durante la carrera de expansión o de potencia.

Después el pistón se mueve hacia arriba y evacua los gases de escape por la válvula de escape (carrera de escape), para descender por segunda vez introduciendo una mezcla fresca de aire y combustible a través de la válvula de admisión (carrera de admisión).

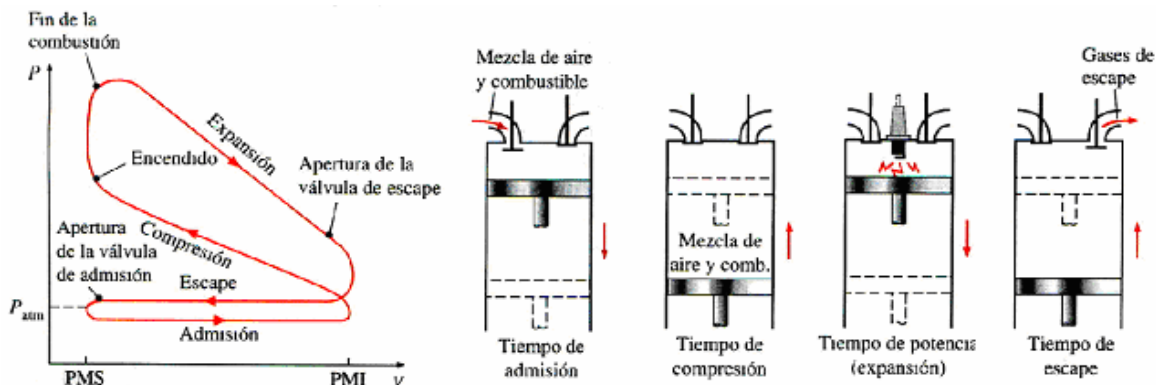


Figura II.17. Ciclo Otto en Motores de Encendido por Chispa⁶

Por lo tanto el Ciclo Otto ideal se compone de cuatro procesos reversibles internamente:

- 1-2 Compresión isentrópica
- 2-3 Adición de calor a volumen constante
- 3-4 Expansión isentrópica
- 4-1 Rechazo de calor



LA COGENERACIÓN

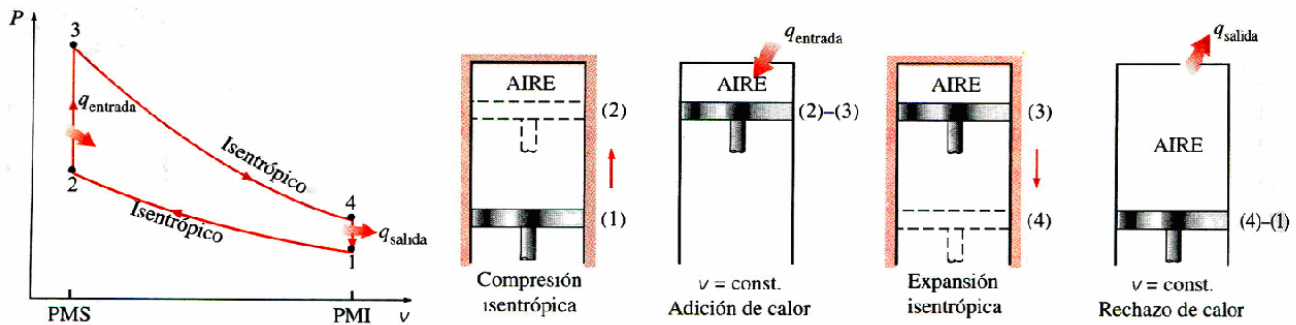


Figura II.18. Diagrama P-V⁶

El combustible utilizado para este sistema puede ser gasolina, gas LP o gas natural.

Eficiencia del Ciclo Otto

La eficiencia del Ciclo Otto queda definida como:

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

Donde

$$r = \frac{V_{\text{max}}}{V_{\text{min}}} = \frac{V_1}{V_2}$$

r es la relación de compresión y k es la relación de calores específicos c_p/c_v . Por lo tanto la eficiencia del Ciclo Otto ideal depende de la relación de compresión de la máquina y de la relación de calores específicos.

Una forma de elevar la eficiencia del motor es incrementar la relación de compresión. Sin embargo la temperatura de la mezcla se incrementa al comprimirse ésta y si la temperatura de la mezcla alcanza el punto de inflamación ocurre la detonación espontánea, lo que provoca un ruido audible denominado "golpeteo del motor", de tal manera que la relación de compresión debe estar por debajo de aquella que produce la detonación espontánea.

La disponibilidad de combustibles que permitan mayor relación de compresión limita alcanzar mayores eficiencias.



Ciclo Diesel (Motores de encendido por compresión)

En los motores que trabajan bajo el Ciclo Diesel, el aire se comprime hasta que su temperatura es superior a la temperatura de autoencendido del combustible, y la combustión inicia al contacto, cuando el combustible es inyectado dentro de este aire caliente en el interior del cilindro donde se produce la explosión.

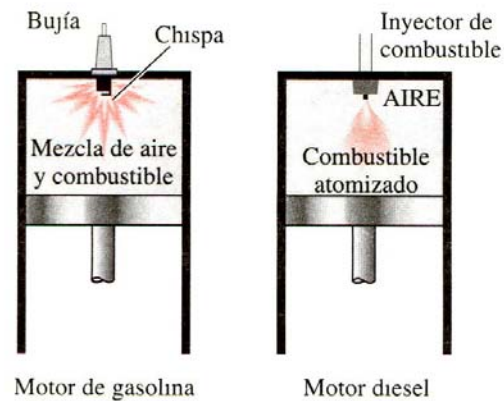


Figura II.19. Ciclo Diesel⁶

En los motores de encendido por chispa una mezcla de aire y combustible se comprime durante la carrera de compresión, mientras que las relaciones de compresión están limitadas por el comienzo de la detonación espontánea.

En los motores de encendido por compresión, solamente el aire se comprime durante la carrera de compresión, eliminando la posibilidad de la detonación espontánea.

Por lo tanto los motores diesel pueden ser diseñados para operar relaciones de compresión más altas y por lo tanto más eficientes.

El proceso de inyección de combustible en los motores diesel empieza cuando el pistón se aproxima al punto muerto superior y continúa durante la primera parte de la carrera de potencia.

Por lo tanto, en estos motores el proceso de combustión sucede durante un período más largo, debido a esta mayor duración, el proceso de combustión se obtiene como un proceso de adición de calor a presión constante, siendo éste el único proceso en el que el Ciclo Otto y el Ciclo Diesel difieren.



Los procesos restantes son los mismos para ambos ciclos:

- 1-2 Compresión isentrópica
- 2-3 Adición de calor a presión constante
- 3-4 Expansión isentrópica
- 4-1 Rechazo de calor a volumen constante

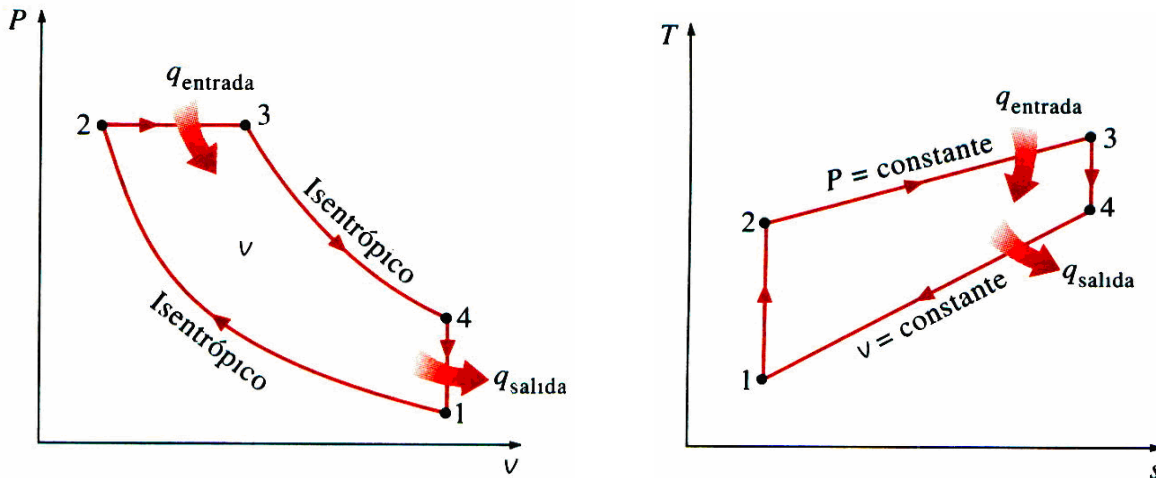


Figura II.20. Diagrama P-V y T-S⁶

El combustible utilizado para este sistema puede ser diesel, gasóleo o gas natural.

Eficiencia del Ciclo Diesel

La eficiencia del Ciclo Diesel está definida por la relación siguiente:

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

El rendimiento del ciclo disminuye a medida que la temperatura máxima aumenta, para aumentar la temperatura se necesita un gran aumento de calor y el resultado es un aumento relativamente pequeño de trabajo, esto se puede ver en el diagrama T-S, por que las líneas de presión constante y de volumen constante convergen.

Los motores, tanto Otto como Diesel, que funcionan a altas velocidades (entre 900 y 1800 RPM) pueden alcanzar eficiencias del 33 %. Cuando la velocidad se reduce, en motores diesel, pueden alcanzar eficiencias del 40%. Esta relativa alta eficiencia es la razón por la cual los motores reciprocantes son atractivos en pequeñas aplicaciones.



2.2.2 Ventajas y desventajas de cada sistema de Cogeneración

Las ventajas y desventajas de cada sistema de cogeneración se muestran en la siguiente tabla:

SISTEMA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Turbina de gas	Alta seguridad de operación Alta temperatura de la energía térmica producida Tiempo corto de arranque del sistema Mínimo requerimiento de espacio Eficiencia global del sistema 85% Eficiencias de conversión a energía térmica 55% Eficiencia de conversión a energía eléctrica 30% Capacidades desde 500 kW a 265,000 kW	Baja eficiencia en carga parcial Vida útil relativamente baja (10 años) Limitación en cuanto al combustible empleado Alto costo de inversión
Turbina de vapor	Alta seguridad de operación Larga vida útil (25 años) Posibilidad de emplear todo tipo de combustibles Eficiencia global del sistema 90% Capacidades de 500 kW hasta 100,000 kW o más	Altos costos de inversión Tiempo de arranque muy lento Baja relación de energía eléctrica / energía térmica (15%)
Ciclo combinado	Alta producción de electricidad Elevada eficiencia térmica Operación flexible	Limitante en cuanto al empleo de combustible Alto costo de inversión
Motor reciprocante	Alta eficiencia a baja carga Bajo costo de inversión Vida útil larga (25 años) Requiere poco espacio para su instalación Capacidad de adaptación a variaciones de la demanda Consumo medio de agua de enfriamiento Eficiencia global del sistema 70% Alta eficiencia de producción de energía eléctrica, hasta 40% Capacidades desde 15 kW a mayores de 20,000 kW	Altos costos de mantenimiento Baja temperatura de la energía térmica producida Dispersidad de la energía térmica recuperable (gases, agua y aceite)

Tabla II.1. Ventajas y Desventajas de los Sistemas de Coaeneración⁵



LA COGENERACIÓN

2.3 BENEFICIOS Y DESVENTAJAS DE LA COGENERACIÓN

Los beneficios que pueden redituar los sistemas de cogeneración tanto para nuestro país, los usuarios y para la empresa eléctrica, se mencionan a continuación:

PAIS	BENEFICIO	DESCRIPCIÓN
	Ahorro de Energía Primaria	El consumo de energía primaria es menor en un sistema de cogeneración que al producir de manera independiente la energía eléctrica y térmica.
	Disminución de Emisiones Contaminantes	La cogeneración reduce la emisión de contaminantes, por que utiliza menor cantidad de combustibles para generar la misma cantidad de energía, además de utilizar combustibles más limpios como el gas natural.
	Impacto Ambiental Mínimo	La reducción en la cantidad de combustible útil, reduce también el impacto ambiental causado por el transporte, refinado y extracción de la energía.
	Desarrollo Regional	En el caso de centros de desarrollo industrial se puede pensar en sistemas que proporcionen energía térmica y eléctrica a diferentes industrias.
	Creación de Nuevas Empresas	Fundamentalmente PYME, empresas en colaboración y otras formulas de cooperación entre partes interesadas.
	Reducción del capital de inversión en el sector eléctrico	Si los industriales que consumen grandes cantidades de energía cogeneran, el gobierno tiene que invertir menos para abastecer la demanda creciente de electricidad.

Tabla II.2. Beneficios de la Cogeneración para el País⁵

PAIS	DESVENTAJAS	DESCRIPCIÓN
	Normatividad	Se necesita contar con una reglamentación adecuada para regular y resolver los posibles puntos conflictivos que pueden presentarse entre el cogenerador y la empresa eléctrica.

Tabla II.3. Desventajas de la Cogeneración para el País⁵



LA COGENERACIÓN

	BENEFICIO	DESCRIPCIÓN
USUARIOS	Ahorro económico	El ahorro económico, proviene de la diferencia de costos que existe entre la energía eléctrica que compraba a la red y el combustible que emplea en su cogeneración. Esto se refleja en la disminución de la facturación energética.
	Independencia de la red de suministro de energía eléctrica	Una central de cogeneración representa disponer de una segunda fuente de energía eléctrica de alta confiabilidad, que puede ser interconectada en paralelo con la red.
	Aumento de la calidad de las Energías Eléctrica y Térmica	Las actuales tecnologías de control permiten asegurar una óptima calidad de la energía eléctrica generada tanto en tensión, como en frecuencias, características influenciadas por armónicas y desequilibrios de carga originadas por industrias cercanas a la red.
	Mayor control de los energéticos (energía eléctrica y térmica)	Debido a que la fuente se encuentra en el mismo lugar donde se necesita, el usuario puede prever los cambios y posibles variaciones de éstos.
	Aumento en la competitividad de la empresa	Esta se refleja en la disminución de los costos de producción.
	Seguridad	Las plantas de cogeneración disponen de modernos sistemas de control y seguridad que impiden la aparición de accidentes graves.
	Vida útil larga	Las plantas de cogeneración, adecuadamente mantenidas y operadas pueden estar funcionando por periodos de entre 20 y 30 años.
	Dimensiones de la planta adecuada a las necesidades de la industria	El sistema de cogeneración puede ser diseñado de acuerdo a las necesidades energéticas del proceso.
	Mayor aprovechamiento de los energéticos	Producción de dos o tres tipos de energía a partir de una misma fuente de energía primaria.
	Aprovechamiento de desperdicios industriales	Mediante quemadores de lecho fluidizado se logran aprovechar desperdicios industriales de bajo poder calorífico y alto contenido de humedad.
	Ingresos adicionales	La venta de excedentes eléctricos o térmicos le retribuye ingresos adicionales a la industria.

*Tabla II.4. Beneficios de la Cogeneración para los Usuarios*⁵

	DESVENTAJAS	DESCRIPCIÓN
USUARIO	Inversión adicional y desconocimiento del nuevo sistema	La instalación de los equipos de cogeneración supone una inversión adicional sobre la planta de producción, por otra parte se desconoce a fondo la metodología de instalación, funcionamiento y mantenimiento, por lo tanto es necesario recurrir a asesoría especializada

*Tabla II.5. Desventajas de la Cogeneración para los Usuarios*⁵



LA COGENERACIÓN

EMPRESA ELÉCTRICA	BENEFICIO	DESCRIPCIÓN
	Reducción de pérdidas de transmisión, transformación y distribución.	Los sistemas de cogeneración se ubican en los centros de consumo y no a distancia como sucede con las grandes plantas generadoras de electricidad de CFE, ya que estabilizan la tensión en la red al reducir la intensidad eléctrica circulante desde las subestaciones de distribución hasta los consumidores, reduciendo así las pérdidas de energía en la red.
	Mayor margen de planeación del sector eléctrico	Se refiere al desarrollo de nuevos proyectos de abastecimiento de energía eléctrica, en base a la demanda futura y considerando el potencial de las instalaciones de cogeneración.
	Liberación de la capacidad de la red y de las subestaciones eléctricas	Debido al crecimiento en el uso de sistemas de cogeneración, las necesidades de abastecimiento por parte de la empresa eléctrica disminuyen, reflejándose en una reducción de carga de la red eléctrica.
	Diferir inversiones en nuevas instalaciones	En base a la capacidad instalada que debería tener México para un determinado año en el futuro, si parte de esta capacidad fuera proporcionada por los sistemas de cogeneración, los recursos asignados para satisfacer dicha capacidad podrían ser ocupados para otros proyectos.
	Reducción de obras de generación eléctrica	Al ser instalados sistemas de cogeneración en la industria, la empresa eléctrica disminuye sus programas de obras públicas para satisfacer la demanda, con ello queda la posibilidad de destinar esta capacidad a otro consumidor.
	Beneficios económicos	Los costos de los proyectos de cogeneración son financiados por la industria, beneficiando a la empresa eléctrica al no tener que invertir directamente en ellos.

Tabla II.6. Beneficios de la Cogeneración para la Empresa Eléctrica ⁵

EMPRESA ELÉCTRICA	DESVENTAJAS	DESCRIPCIÓN
	Inestabilidad en la red eléctrica	La conexión de los equipos de las instalaciones de cogeneración a la red eléctrica, puede aportar una serie de problemas para regularla.
Reducción del mercado	La cogeneración supone una evidente reducción de mercado para las compañías eléctricas, a causa de autoabastecimiento de energía eléctrica por parte de los cogeneradores.	

Tabla II.7. Desventajas de la Cogeneración para la Empresa Eléctrica ⁵



2.4 FACTORES QUE INCIDEN EN LA FACTIBILIDAD DE LOS PROYECTOS DE COGENERACIÓN

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

Tipo de Combustible

El carbón sería el combustible más barato, sin embargo su aplicación en plantas de cogeneración no se justifica por el alto costo de inversión en los sistemas de transporte, manejo de carbón, ceniza y limpieza de los gases.

El combustóleo es altamente utilizado en calderas convencionales. Sin embargo su alto contenido de azufre y vanadio, lo hace fuertemente corrosivo y contaminante, requiriendo de un sistema de limpieza de gases muy costoso para poder cumplir con la ley de protección ambiental.

El diesel es un combustible menos contaminante que el combustóleo pero sumamente caro. Por lo que es económicamente rentable como respaldo.

El gas natural tiene la gran ventaja de ser un combustible muy limpio cuyos gases no requieren de una limpieza especial si se usa un sistema de combustión adecuado. Es el combustible ideal para turbinas de gas, pero se usa cada vez más en calderas convencionales.

Aunque en México cuesta aproximadamente 10% más por MMBTU que el combustóleo, dependiendo de su costo de transporte, puede resultar demasiado caro si la planta no se encuentra en una zona de alta demanda de gas o de fácil acceso a un gasoducto de suficiente capacidad.

Relación Calor / Electricidad

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

Variación en el Consumo de vapor

Cualquier tipo de caldera, recuperador o intercambiador de calor requiere de un cierto tiempo para satisfacer cambios en la demanda de vapor o agua caliente, mientras que las turbinas de vapor, responden inmediatamente a variaciones en el flujo.

Esto significa que, en caso de procesos que impliquen variaciones rápidas en el consumo de vapor, se recomienda, el uso de turbinas de vapor con extracción y condensación en forma directa o integradas en un ciclo combinado.



LA COGENERACIÓN

Esta solución requiere que las calderas generen una cantidad mayor que la demanda del proceso. El vapor excedente va a condensación y la electricidad excedente a la red pública.

Agua de Enfriamiento

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

Disponibilidad

La mayoría de los procesos industriales requieren de una disponibilidad ininterrumpida de vapor de proceso y electricidad. Las plantas de cogeneración pueden satisfacer este requisito si su concepto se define en forma adecuada. Para lograr esto hay que considerar la disponibilidad esperada de cada componente y prever los respaldos correspondientes. Las siguientes cifras son promedios calculados a base de estadísticas obtenida de entre 20 y 200 unidades de cada tipo.

Componente	Disponibilidad
Turbogrupos de gas	90.0%
Turbogrupos de vapor incluyendo caldera	91.2%
Calderas de recuperación	98.0%
Turbogrupos de vapor sin caldera	94.0%

Tabla II.8. Disponibilidad de los Sistemas de Cogeneración⁵

Costo de inversión

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

Protección Ambiental

Los límites de emisiones establecidos para la protección ambiental son de suma importancia en la evaluación de un proyecto, por su impacto en los costos de inversión y operación de las plantas de cogeneración.

Situación Geográfica

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



2.5 DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN

2.5.1 Diagnóstico energético para el diseño de sistemas de cogeneración

El diagnóstico energético es la herramienta fundamental para saber cuánto, cómo, dónde y por qué se consume la energía dentro de la empresa y establecer el grado de eficiencia de su utilización, para lo cual se requiere una inspección y un análisis energético detallado de los consumos y pérdidas de energía.

Se suele organizar el diagnóstico energético en dos etapas, fases o niveles secuenciales.

Diagnóstico Nivel 1

Es la recopilación preliminar de información y su análisis, basado en el análisis de datos de fácil obtención y sin requerir, en la mayoría de los casos, instrumentos de medición complejos; incluye una inspección de la planta, compilación de datos relacionados con energía, producción, mantenimiento y control técnico, mediciones con equipo de medición portátil, el análisis de los datos y las mediciones y la preparación de una memoria con las conclusiones de las observaciones y los análisis, para con ello identificar las fuentes evidentes de posible mejoramiento en el uso de la energía, tales como los servicios auxiliares de la planta, en los equipos de conversión primaria de los energéticos dentro de la empresa, tales como: generación y distribución de vapor, en los sistemas de aislamiento de los mismos, así como en el trapeo, fugas, retornos de condensado, venteos; en sistemas de aire comprimido, agua refrigeración, etc.

Diagnóstico Nivel 2

Es la continuación del Diagnostico Nivel 1, éste proporciona un análisis completo de toda la parte energética de una planta, tanto la de equipos y sistemas auxiliares como de los procesos, los aspectos de mantenimiento correctivo y preventivo y de control térmico, y su relación con el uso eficiente y racional de energía.

En la etapa de segundo nivel, se analizan los sistemas propios de los procesos de la empresa, es decir las unidades productivas que los componen, y se introducen los aspectos de calidad, mantenimiento y organización como elementos indirectos en el consumo de energía.

2.5.2 Selección del tipo de sistema de cogeneración

Después de realizar el diagnóstico energético se procede al análisis de la información obtenida para posteriormente seleccionar el sistema de cogeneración que mejor convenga para la empresa.

En el caso de proyectos nuevos en los que la cogeneración es una parte del proyecto general, la selección del esquema aplicable no se ve impactada por restricciones del espacio. Su programación contempla la satisfacción de las necesidades de instalación y del entorno que le rodea, en función de la posible exportación de energía hacia otros usuarios o al servicio público, atendiendo a la infraestructura que exista o que se tenga proyectado instalar.



LA COGENERACIÓN

Por otra parte, en la mayoría de las veces, el sistema de cogeneración implica una adaptación y, por lo tanto, además de los resultados del análisis termodinámico, es necesario considerar la disponibilidad de espacio, equipo existente que podrá o no aprovecharse y la capacidad de la red pública externa para exportar los excedentes de energía.

2.5.3 Dimensionamiento del sistema de cogeneración

La eficiencia en los sistemas de cogeneración está determinada por el uso de la energía térmica en los sectores de aplicación; industrial, petroquímica, comercial y de servicios.

Por otra parte, la economía de la cogeneración se justifica por la producción eléctrica y no por la producción de calor, ya que el valor de éste no permitiría recuperar las inversiones necesarias para llevar a cabo estos proyectos.

El índice de eficiencia que mejor se adapta al concepto de cogeneración es el rendimiento eléctrico (RE), el cual relaciona la demanda térmica (Q) con la demanda eléctrica (E) permitiendo visualizar la simultaneidad con que ocurren las demandas. La comparación de los perfiles de demanda térmica y eléctrica permite visualizar la simultaneidad con que ocurren los picos y valles de cada una de ellas estableciendo dos posibles comportamientos:

- 1) *La uniformidad que presente dicha relación, independiente de la carga con que trabaje el sistema.*

Este punto conducirá al dimensionamiento de un sistema simple, pero que tal vez requiera de una flexibilidad de respuesta rápida a cambios de carga, según lo indiquen los perfiles de demanda energética seleccionados. En todo caso el sistema resultará económico.

- 2) *Las variaciones, su magnitud y los valores máximos y mínimos que se presenten y con qué frecuencia, así como si ocurren en un determinado tiempo, tal vez dependiendo de alguna condición de operación del proceso.*

Este segundo punto dará como resultado la necesidad de diseñar un sistema que posea la flexibilidad de modificar su relación inherente Q/E (en su versión más simple), además de la indicada anteriormente.

Q/E	Usuario
$Q/E < 1$ o $Q/E \approx 1$	Empresas o industrias de consumo equilibrado, como fábricas de papel, industria química, petroquímica alimentaria y textil etc.
$Q/E > 0.5$	Empresas o usuarios consumidores de energía eléctrica, tales como grandes talleres electromecánicos, comerciales y de servicios.
$Q/E < 0.1$	Fábricas de cemento, cales, cerámicas, etc.

Tabla II.9. Valores de Relación Calor –Energía para distintas Aplicaciones⁵



LA COGENERACIÓN

Con el valor de Q/E, se puede obtener una primera aproximación de la tecnología que puede aplicarse para cada caso específico.

Sistema de cogeneración	Relación (Q/E)
Turbina de vapor	De 2 a 30
Turbina de gas	De 1.2 a 4
Motor de combustión interna	De 0.8 a 2

Tabla II.10 Sistema de Cogeneración y su valor de Q/E⁵

La eficiencia que el sistema de cogeneración puede alcanzar y la relación Q/E, se encuentran íntimamente relacionadas, tal como se muestra en la gráfica:

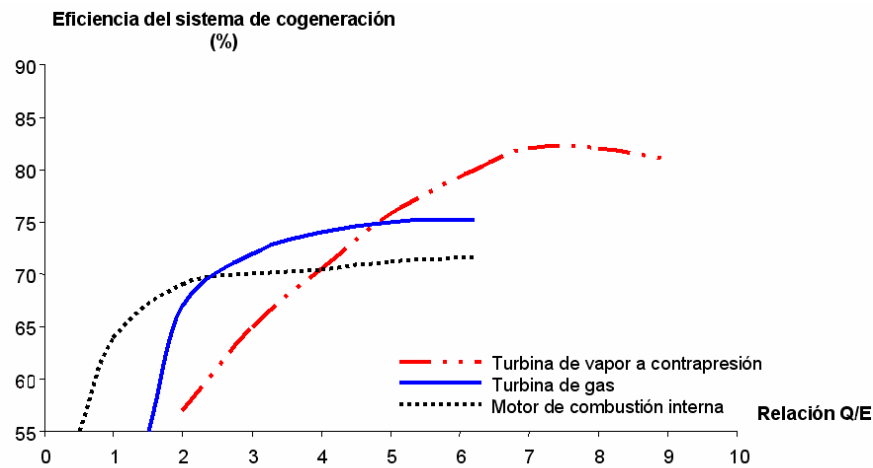


Figura II.21. Eficiencia del Sistema de Cogeneración⁵

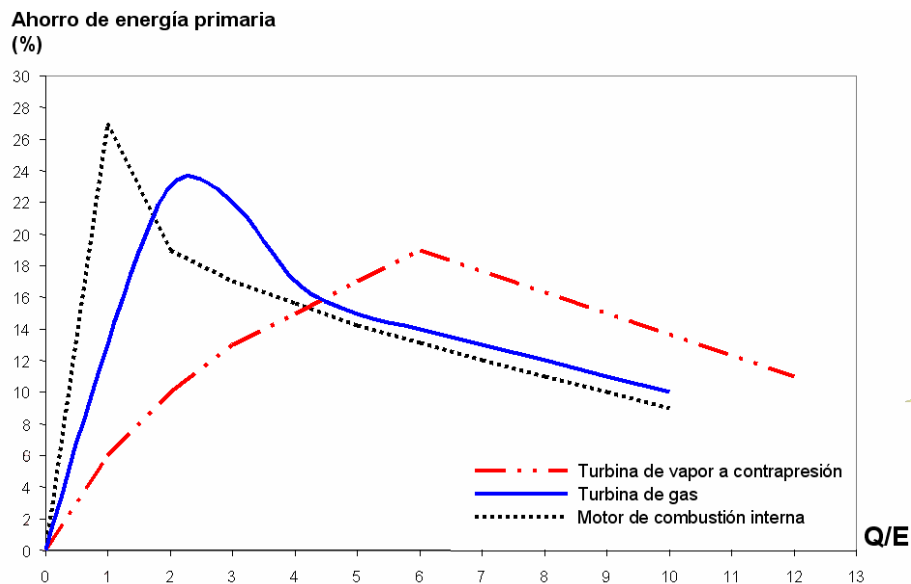


Figura II.22. Ahorro de Energía Primaria⁵



Por lo tanto un sistema de cogeneración puede diseñarse para satisfacer cualquiera de las condiciones siguientes:

- Satisfacción al 100% de requerimientos eléctricos
- Satisfacción parcial de requerimientos eléctricos
- Satisfacción al 100% de requerimientos térmicos
- Satisfacción parcial de requerimientos térmicos
- Satisfacción al 100% de requerimiento eléctricos y térmicos

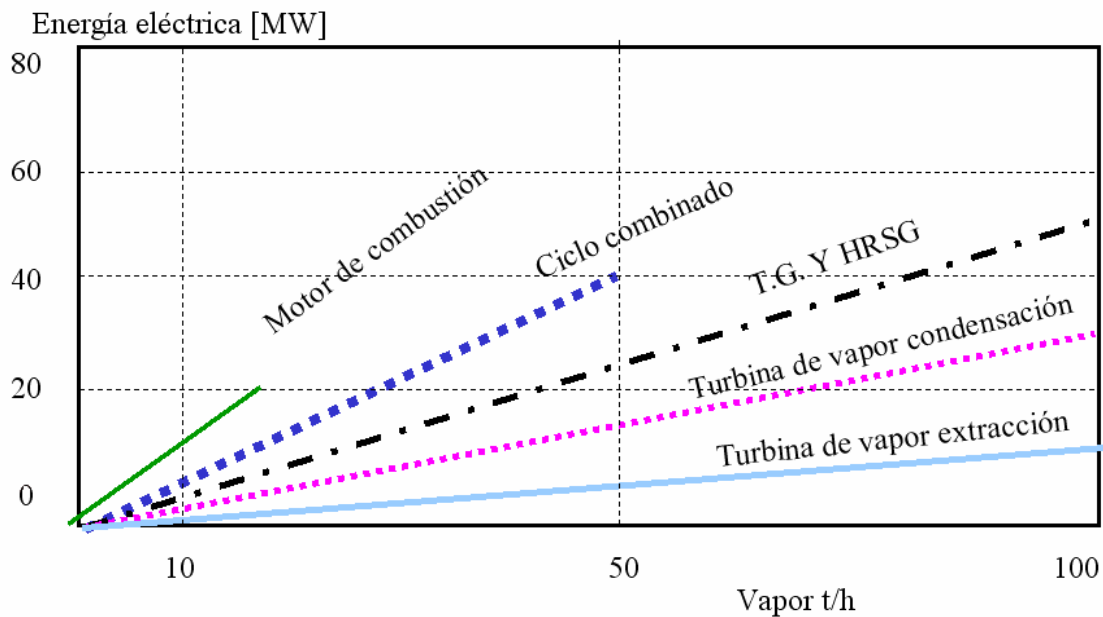


Figura II.23. Relación de Energía Eléctrica y Energía Térmica ⁵

Para ello se realizara un análisis de los requerimientos térmicos y eléctricos de la industria y dependiendo de este resultado se determinará cual esquema es el más conveniente tanto económica como técnicamente.

Posteriormente se determinara si existirán excedentes térmicos o eléctricos, éstos últimos podrán ser vendidos a la red de CFE o LyFC.

Por otra parte para cuantificar el aprovechamiento del combustible empleado en la generación eléctrica, se utiliza el índice conocido como ICN, conocido también como "Consumo Térmico Unitario de Cogeneración" o "Consumo de Combustible para Generación Eléctrica", que se encuentra expresado con la siguiente fórmula:

$$ICN = \frac{Q_s - \frac{Q}{\eta}}{E}$$



donde:

- Q_s = Calor suministrado, como combustible al sistema de cogeneración (kW)
- Q = Calor útil proporcionado (fluido caliente) por el sistema de cogeneración (kW)
- η = Eficiencia convencional de generación de energía térmica (%)
- E = Generación eléctrica del sistema de cogeneración (kW)

El ICN expresa la cantidad de combustible adicional que es necesario introducir al sistema de cogeneración con respecto al que se consumiría para producir el calor útil requerido mediante sistemas convencionales (por ejemplo una caldera de vapor) y la generación convencional de electricidad mediante unidades termoeléctricas.

Es de gran utilidad para comparar el comportamiento de distintos esquemas entre sí, su valor no sólo depende del sistema de cogeneración, sino también de la aplicación específica a la que se destine ya que en ella se definirá cuanto calor se tendrá como útil del potencial total que presente dicho esquema.

Los sistemas de cogeneración se deben diseñar para abastecer la totalidad de la demanda térmica ya que este esquema es el que arroja la mayor eficiencia energética del sistema, aunque en algunos casos se dimensionan con el objetivo de satisfacer la demanda eléctrica, e inclusive una combinación de las anteriores.

También dichos sistemas se pueden diseñar teóricamente a la medida exacta de cada empresa para cubrir los requerimientos de la demanda térmica y eléctrica que puede necesitar una instalación, sin embargo, los equipos disponibles en el mercado, normalmente no corresponden con dichas necesidades y siempre se tiene una generación mayor o menor de uno de estos energéticos, presentándose cuatro alternativas

- a. Cumplir con la energía eléctrica y requerir postcombustión para alcanzar el requerimiento de energía térmica.
- b. Cumplir con la energía eléctrica y tener que condensar o vender excedentes térmicos.
- c. Cumplir con la energía térmica y tener excedentes de energía eléctrica.
- d. Cumplir con la energía térmica y tener que comprar faltantes de energía eléctrica.

El diseño más eficiente desde el punto de vista energético, corresponde a aquel que satisface ciento por ciento los requerimientos térmicos de las instalaciones de que se trate, pudiendo vender los excedentes eléctricos a la red o comprando de ésta los faltantes si fuera el caso.



2.6 EVALUACIÓN ECONOMICA DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN

Para el análisis de un proyecto de cogeneración deben de considerarse parámetros muy específicos del mismo, entre los cuales se encuentran los siguientes:

- ♦ Inflación
- ♦ Precio del gas natural
- ♦ Costo de la energía eléctrica
- ♦ Costo de respaldo de energía eléctrica
- ♦ Factor de planta de la situación sin cogeneración y con cogeneración
- ♦ Compra de excedentes
- ♦ Costo de operación y mantenimiento
- ♦ Tasa de rendimiento del proyecto
- ♦ Tasa de interés considerada para analizar la rentabilidad del proyecto

La cogeneración requiere de inversiones elevadas y por lo tanto, como cualquier proyecto necesita un análisis exhaustivo para determinar el beneficio que aportarían dichas inversiones.

Se deben considerar los siguientes costos involucrados:

Costos de Inversión	Costos Directos (60%)	Tuberías y accesorios	12.0%
		Equipo e instalación eléctrica	10.0%
		Instrumentación	3.0%
		Obra civil y Estructural	35.0%
	Costos Indirectos (15%)	Ingeniería y detalle	4.0%
		Servicios de procuración y control de costos	0.5%
		Supervisión de construcción y montaje	2.0%
		Capacitación, pruebas y arranque	2.0%
		Refacciones	6.5%
Costos Varios (25%)	Impuestos de importación, IVA y otros impuestos	7.0%	
	Seguro, pólizas para transporte, construcción y operación	8.0%	
	Permisos y licencias municipales, estatales y federales	10.0%	

Tabla II.11. Costos de Inversión ⁵



LA COGENERACIÓN

Costos directos. Éstos se refieren a los costos del equipo principal así como los relacionados con la obra civil y estructural.

El costo de los equipos varía considerablemente con la capacidad, por tanto la mejor manera de conocer la inversión en un proyecto de cogeneración, será solicitar ofertas a los diferentes suministradores de cada una de las partidas que componen el proyecto.

- a) El grupo motor-alternador: Es la partida más importante en una instalación de cogeneración. El costo por kW instalado imputable al grupo es distinto según su elemento motor sea una turbina de gas, una turbina de vapor o bien un motor diesel o de gas.

En términos generales el costo por kW de capacidad descende, en el caso de las turbinas de gas y de las turbinas de vapor, a medida que aumenta la capacidad requerida, estando por debajo el de las turbinas de vapor con respecto al de las turbinas de gas.

Los motores diesel y motores a gas tienen un costo por kW inferior al de las turbinas de gas de potencia equivalente, siendo además menor su variación a medida que aumenta la capacidad requerida.

- b) Los sistemas de recuperación de calor son la otra gran partida que debe considerarse en los grupos de cogeneración. El costo por kW (potencia referida al elemento motor) en los sistemas de cogeneración se incrementa en función de la complejidad de los mismos y también disminuye con la capacidad.
- c) Los componentes menos relevantes a los mencionados que pueden englobarse en un solo grupo, son:
- Quemadores de postcombustión.
 - Instalación eléctrica (transformadores, interconexión, protección, cableado, etc.).
 - Equipos complementarios (tratamiento de agua, alimentación, desgasificadores, intercambiadores, bombas y ventiladores, acumuladores).
 - Conducciones de gas y vapor.
 - Compresor de gas, instalación de gas, grupos reguladores.
 - Proyecto, instalación, obra civil.

El conjunto de todas estas partidas variará fundamentalmente en función del equipo de cogeneración seleccionado. Normalmente el conjunto de los equipos englobados en éste inciso oscilan entre el 15 y el 30% del total de la inversión que se va a realizar.



LA COGENERACIÓN

Costos indirectos. Se componen principalmente de los costos de ingeniería básica y de detalle, de procuración, de supervisión de construcción, de capacitación, de pruebas y del arranque, costo de refacciones y mantenimiento (generalmente para dos años de operación):

El mantenimiento tiene una importancia decisiva en la disponibilidad de los equipos que componen la planta de cogeneración.

Por regla general los suministradores del equipo ofrecen contratos de mantenimiento de sus plantas de cogeneración, éstos incluyen un seguimiento constante del funcionamiento, el mantenimiento preventivo y la revisión, y en su caso, reparación anual, la que se puede realizar durante el período de paro de la industria.

El seguimiento en operación del sistema de cogeneración lo realiza normalmente el usuario, éste deberá mantener informado al fabricante de los aspectos siguientes:

- Temperatura de los gases de escape y potencia eléctrica generada, así como la uniformidad de temperatura en el escape,
- Frecuencia de arranques,
- Tiempo de arranque y parada,
- Distribución de los niveles de vibración, y
- Consumos de combustibles en función de la carga del equipo.

Los costos de operación y mantenimiento dependen del tipo de planta y del tipo de combustible consumido en los sistemas de cogeneración.

Costos varios. Los costos varios pueden tener un monto que varía de 25 a 30% sobre los costos directos, estimado con base en costo de maquinaria y equipo, dependiendo del país de origen de los equipos, la localización de la planta y la cobertura de los seguros, incluyendo:

Costos fijos. Son los costos que tiene que ejercer la empresa aún cuando no esté en operación, tales como:

- Sueldos. Son las percepciones económicas del personal de confianza y de empleados encargados de actividades directivas, administrativas, de supervisión y control.
- Salarios. Son los costos devengados para el personal que realice las actividades productivas directamente.
- Prestaciones. Las prestaciones de los empleados y asalariados.
- Depreciaciones. Es el fondo para la reposición de activos fijos a excepción de los terrenos, de acuerdo con la vida útil, según lo establecido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.



LA COGENERACIÓN

Costos Variables. Son los costos que están relacionados con la producción de energía eléctrica y que son:

- Costo de combustibles
- Costo de agua de reposición
- Costo de productos químicos

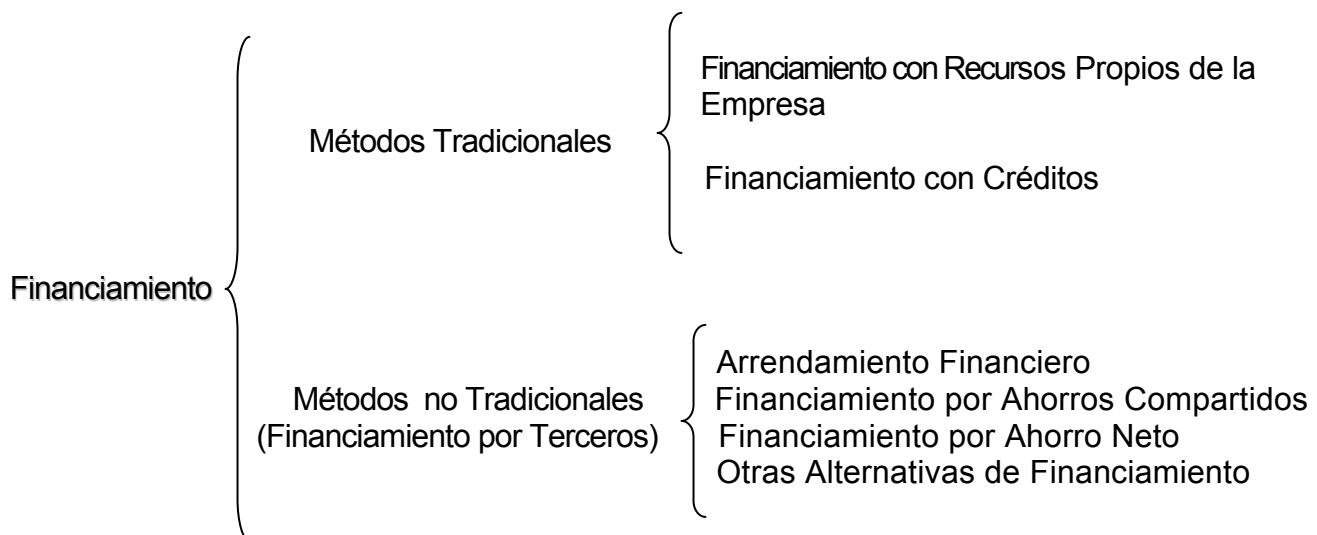
Costo financiero. Es el costo que corresponde a pagos de intereses originados por los préstamos otorgados por las instituciones financieras o los fabricantes de equipo para realizar las inversiones del proyecto y para el capital de trabajo.

Por lo tanto para seleccionar la alternativa de financiamiento más adecuada, será necesario conocer las necesidades y disposiciones económicas del usuario y proponer aquella que le resulte más económica, rentable y confiable.

2.7 FINANCIAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN

Para los Proyectos de Cogeneración, las fuentes de financiamiento son un elemento fundamental para su realización, más aún si se toma en cuenta que las inversiones en éstos son importantes y que generalmente se consideran como proyectos colaterales, ya que forman parte de la actividad industrial de una empresa.

El Desarrollo del Proyecto se puede financiar, ya sea por:





LA COGENERACIÓN

Métodos Tradicionales

a) 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, o que se contrate a una empresa administradora de proyectos para que atienda el número de funciones que considere conveniente encomendarle.

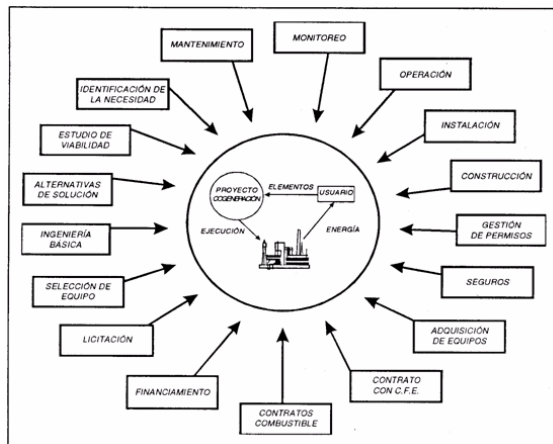


Figura II.24. Financiamiento con Recursos Propios⁸

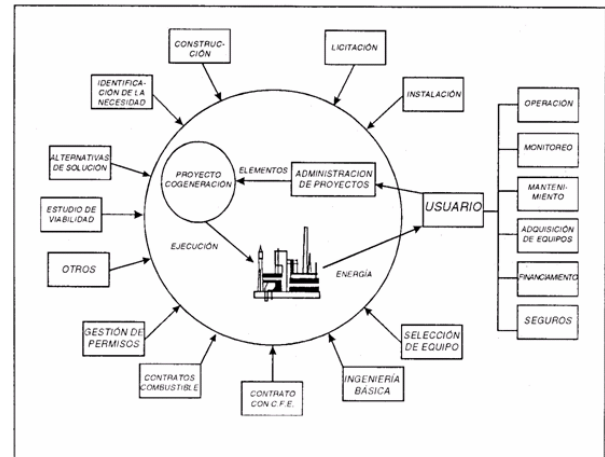


Figura II.25. Financiamiento con Recursos Propios y Contratación de Empresa Administradora de Proyectos⁸

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • El usuario adquiere de inmediato la propiedad de los equipos e instalaciones. • No se aumenta el endeudamiento del usuario. • Ahorro inmediato en la facturación de energéticos para el usuario. • El ahorro en la facturación de los energéticos es en su totalidad para el usuario. 	<ul style="list-style-type: none"> • Disminuye la capacidad del usuario para realizar inversiones relacionadas con su actividad industrial. • El usuario contrae la responsabilidad del nuevo proyecto. • El usuario debe realizar todas las gestiones para el establecimiento de la nueva instalación. • El usuario debe hacerse cargo de toda la operación, mantenimiento y reparación de los equipos. • El usuario es el responsable total técnico y financiero del proyecto.

Tabla II.12. Financiamiento con Recursos Propios⁸

b) Financiamiento con créditos

La alternativa que generalmente se usa para el desarrollo de un proyecto, a falta de recursos propios, es conseguir créditos adecuados que permitan llevar a cabo el desarrollo del proyecto. En este caso se agregarían dos elementos adicionales a los contemplados en la alternativa anterior: una institución financiera y una aseguradora.



LA COGENERACIÓN

La primera para aportar los fondos necesarios para el proyecto, y la segunda, para garantizar a la primera, el pago del capital y los intereses correspondientes a los fondos aportados.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • El usuario adquiere de inmediato la propiedad de los equipos e instalaciones. • El usuario mantiene el control total del desarrollo del proyecto. • Para el usuario el ahorro inmediato en la facturación de energéticos. • Los ahorros de la facturación de energéticos son en total para el usuario. 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumenta el endeudamiento del usuario. • El usuario contrae toda la responsabilidad del proyecto. • Disminuye la capacidad del usuario para realizar inversiones relacionadas con su actividad industrial. • El usuario debe de 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 técnico y financiero del proyecto.

Tabla II.13. Financiamiento con Créditos⁸

Métodos No Tradicionales

a) Arrendamiento Financiero

Una de las alternativas más atractivas, cuando no se cuenta con recursos propios o crédito, es el "Arrendamiento Financiero", el cual ofrece varias ventajas, comparado con los sistemas tradicionales de financiamiento.

El usuario en este caso, contrata con un tercero, una compañía energética que asume los riesgos tecnológicos y financieros del proyecto, desarrollándolo en sus fases de construcción y explotación, al que llamaremos "Arrendador", el suministro de energía eléctrica y térmica a largo plazo.

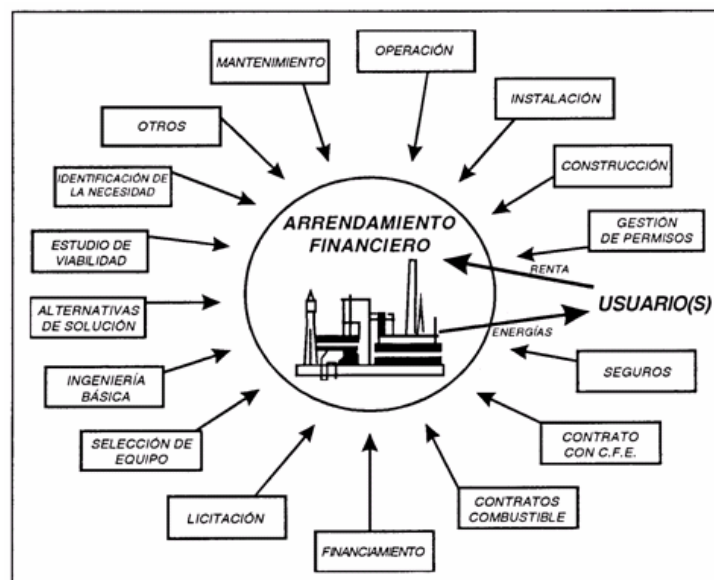


Figura II.26. Arrendamiento Financiero⁸



LA COGENERACIÓN

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • No aumenta el endeudamiento del usuario al utilizar este tipo de método no tradicional. • Los ahorros en la facturación de energéticos son suficientes para pagar el arrendamiento. • La responsabilidad técnica, financiera y legal es del arrendador. • La operación, mantenimiento y reparación de los equipos la realiza el arrendador. • Ahorro inmediato en la facturación de los energéticos para el usuario. • Las cuotas de arrendamiento forman parte del costo de operación. • El usuario tiene la opción de adquirir el equipo al finalizar el arrendamiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • El usuario debe garantizar el consumo a largo plazo de los energéticos cogenerados. • El usuario está sujeto a penalizaciones si la demanda disminuye o aumenta de ciertos límites. • El arrendador tendrá acceso a las instalaciones del proyecto. • La operación del sistema de cogeneración se complica si intervienen varias empresas como usuarios. • Se requiere que el usuario adquiera seguros y finanzas adicionales.

*Tabla II.14. Arrendamiento Financiero*⁸

b) **Financiamiento por Ahorros Compartidos**

El Financiamiento por ahorros compartidos es una variante del "Arrendamiento Financiero", en la 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 del 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 pasará a la compañía aseguradora.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • El ahorro en la facturación de los energéticos está garantizado por el arrendador. • La responsabilidad técnica y financiera es del arrendador. • La operación, mantenimiento y reparación de los equipos la realiza el arrendador. • Las cuotas pagadas por el usuario, forman parte del costo de operación del usuario. • El usuario tiene la opción de adquirir el equipo al finalizar el término del contrato. • Aumenta parcialmente el endeudamiento del usuario. 	<ul style="list-style-type: none"> • El usuario debe de garantizar un consumo a largo plazo de los energéticos cogenerados. • El usuario está sujeto a penalizaciones si la demanda disminuye o aumenta a ciertos límites prefijados. • Se requiere que el usuario adquiera seguros y finanzas adicionales. • Los ahorros en la facturación de los energéticos son inmediatos, pero inferiores al ahorro total. • El control de los ahorros se complica si intervienen varias empresas como usuarios. • Concertación de contratos para suministro de combustible a largo plazo. • Se establecen garantías para el caso de variaciones desfavorables en el precio de los combustibles.

*Tabla II.15. Financiamiento por Ahorros compartidos*⁸



c) Financiamiento por Ahorro Neto

Esta alternativa 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 a 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.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • No aumenta el endeudamiento de la empresa. • El ahorro en la facturación de los energéticos está garantizado por el arrendador. • La responsabilidad técnica y también financiera es del arrendador. • La operación, mantenimiento y reparación de los equipos la realiza el arrendador. • Las cuotas por concepto de energéticos siguen formando parte del costo de operación del usuario. • El usuario tiene la opción de adquirir el equipo al finalizar el financiamiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • Los ahorros en la facturación de energéticos sólo los recibe el usuario, después de que el proyecto se ha pagado. • El usuario debe garantizar un consumo a largo plazo de los energéticos cogenerados. • El usuario está sujeto a penalizaciones si la demanda disminuye o aumenta a ciertos límites prefijados. • Se requiere que el usuario adquiera seguros y fianzas adicionales. • El arrendador tendrá acceso a las instalaciones del proyecto. • El control de ahorros se complica si intervienen varias empresas como usuarios. • Concertación de contratos para suministro de combustible a largo plazo. • Se establecen garantías para el caso de variaciones desfavorables en el precio de los combustibles.

Tabla II.16. Financiamiento por Ahorros Neto ⁸

d) Otras alternativas de Financiamiento

Entre otras, existe la llamada "Asociación en Participación", 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 del equipo, el desarrollador y otros inversionistas y de considerarse conveniente o necesario, también participa el usuario o los 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 período 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.



LA COGENERACIÓN

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

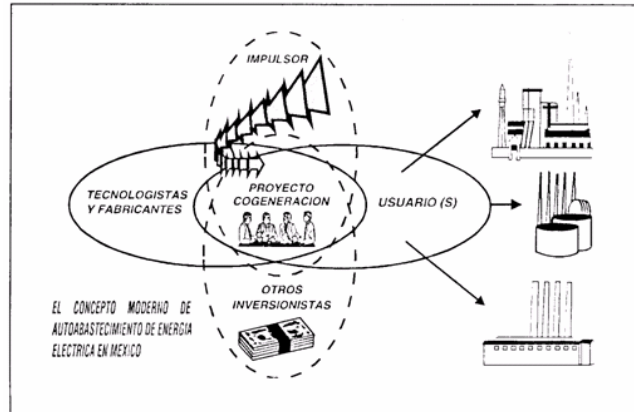


Figura II.27. Asociación en Participación⁸

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • Alta flexibilidad • Existe la opción de no aumentar el endeudamiento del usuario al no participar en la nueva empresa como accionista. • La responsabilidad técnica y financiera reside en la nueva empresa. • 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 a varios usuarios sin complicaciones. • El usuario o usuarios pueden adquirir las instalaciones después de un periodo determinado. 	<ul style="list-style-type: none"> • El usuario no tiene control sobre las nuevas instalaciones. • El usuario debe de garantizar un consumo a largo plazo de los energéticos cogenerados. • Se está sujeto a penalizaciones, si la demanda disminuye o aumenta a ciertos límites prefijados.

Tabla II.17. Asociación en Participación⁸

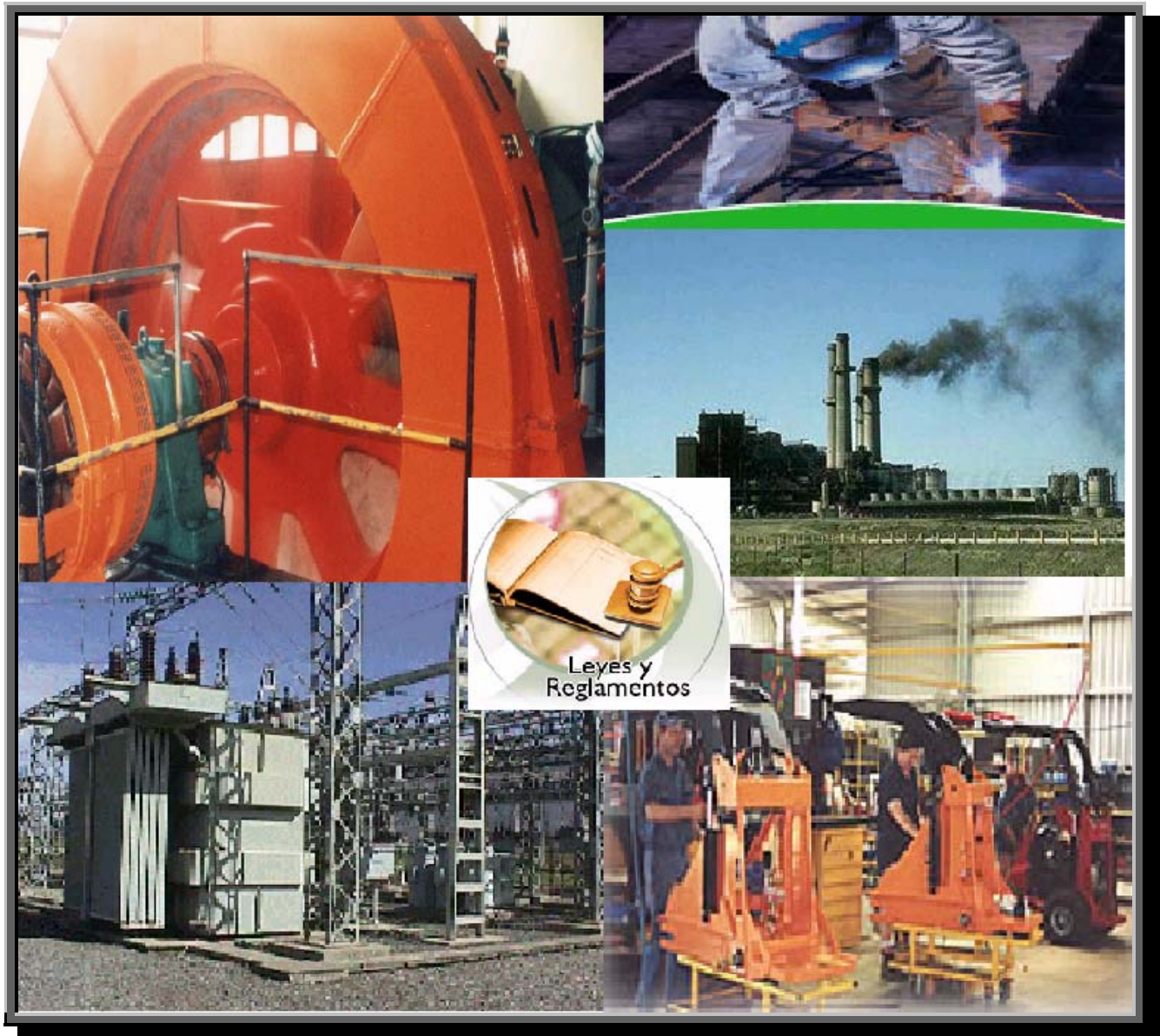


FACTORES QUE LIMITAN SU DESARROLLO

CAPITULO III

FACTORES QUE LIMITAN

SU DESARROLLO





INTRODUCCIÓN

Para conocer las barreras que limitan el desarrollo de la cogeneración en México, es indispensable ubicar su situación actual, así como determinar las características de los distintos factores que se involucran en su desarrollo, entre los que se encuentran, el marco regulatorio, la disponibilidad del capital, los costos de inversión, los precios de la electricidad, los precios de los combustibles, las necesidades energéticas del país, así como el potencial de cogeneración con el que se cuenta.

Estas características nos muestran el panorama actual de la cogeneración cuyo crecimiento no ha sido el esperado de acuerdo a los estudios realizados por la CONAE, en los cuales se tenía prevista una capacidad instalada de 3,507 MW, para el año 2006, cuando en realidad para el cierre de dicho año la capacidad instalada fue de 1,566 MW.

3.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LA COGENERACIÓN

En 1995, la CONAE elaboró un estudio sobre el Potencial Nacional de Cogeneración para determinar el potencial teórico de cogeneración aprovechable en los sectores industrial, comercial y PEMEX petroquímica. Posteriormente, en 1997 se adicionó el potencial de cogeneración que representaba PEMEX Refinación. Con base en este estudio, se estimó que el potencial teórico nacional de cogeneración se ubica entre 8,360 y 15,670 MW, dependiendo de la forma en que se obtenga la energía útil para el proceso de cada industria o comercio.

La distribución del Potencial Nacional de Cogeneración, entre los diferentes usuarios se muestra en el siguiente gráfico:

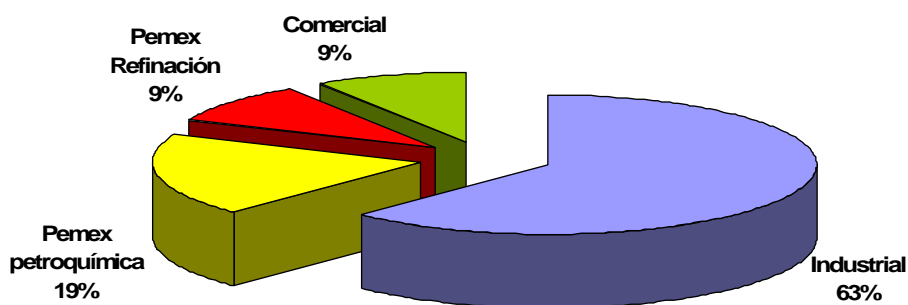


Figura III.1. Distribución del Potencial Nacional de Cogeneración⁹

Asimismo se encontró que los estados con mayor Potencial de Cogeneración son Jalisco, Veracruz, el Distrito Federal, Coahuila, Michoacán y Nuevo León, ya que en ellos se encuentran la mayor parte de las industrias del país, además de concentrarse en estas regiones el mayor consumo de energía.



FACTORES QUE LIMITAN SU DESARROLLO

Por otra parte el Potencial Nacional de Cogeneración en el Sector Industrial se encontró distribuido de la siguiente manera:

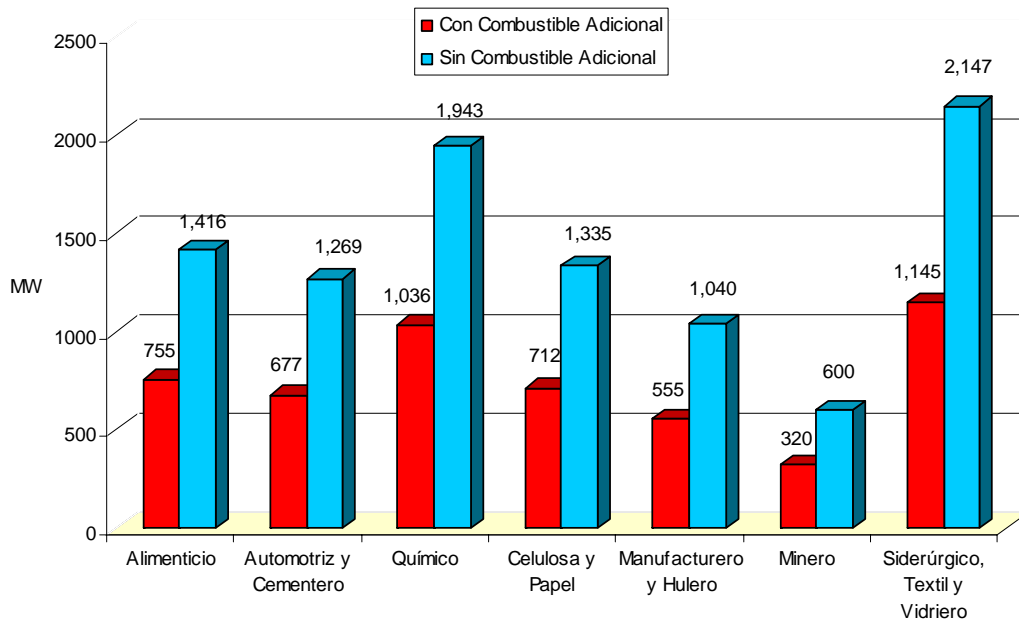


Figura III.2. Distribución del Potencial Nacional de Cogeneración Industrial por Subsector⁹

Destacando por su alto potencial las industrias químicas, siderurgias, textil y vidriera, ya que representan aproximadamente el 30% del total. Si se logrará utilizar el potencial de cogeneración con el que cuenta el país, podrían obtenerse los siguientes ahorros de combustible en los distintos sectores económicos en los que se realizó dicho estudio.

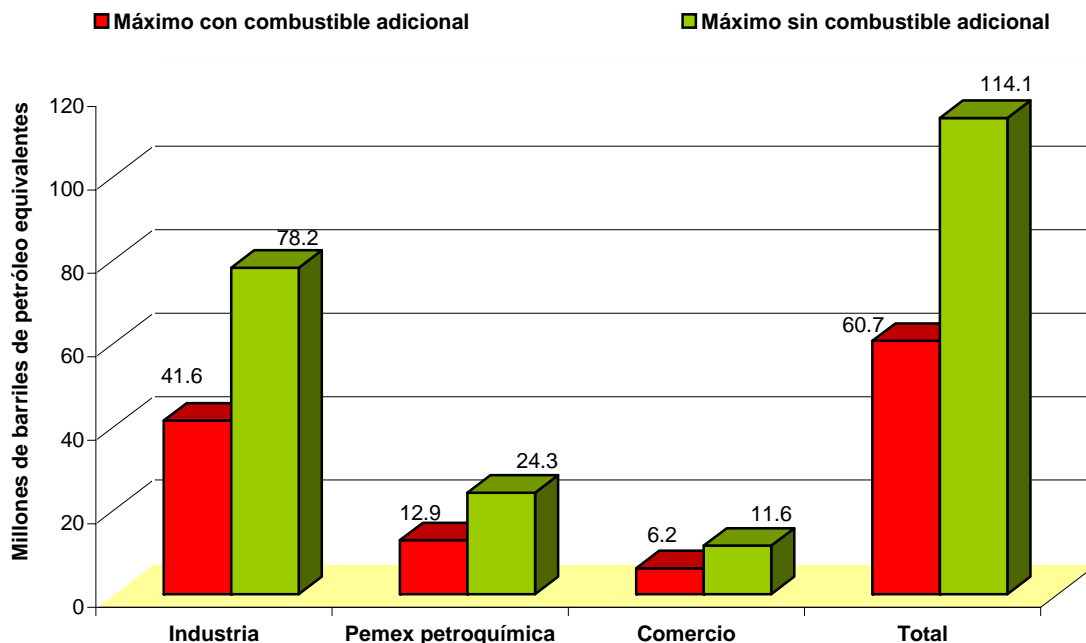


Figura III.3. Ahorro de Energía Primaria⁹



3.1.1 Sector Eléctrico Nacional

El Sector Eléctrico Nacional (SEN) está conformado por dos subsectores, el público y el privado. El subsector público se integra por CFE, LyFC, por el otro lado, el subsector privado agrupa las modalidades de cogeneración, autoabastecimiento, usos propios, exportación. y Productor Independiente de Energía (PIE), éstos últimos entregan su energía a CFE para el servicio público de energía eléctrica

Capacidad Efectiva Instalada

La capacidad instalada, a diciembre de 2005, registró un valor de 53,858 MW, lo que representó un incremento de 0.6% respecto a 2004. En términos de participación porcentual, al cierre de 2005 CFE representó el 69.5% y LyFC el 1.6% del total instalado, mientras que los PIE's (Productores Independientes de Energía) registraron una participación del 15.3%.

El sector privado bajo las figuras de autoabastecimiento y cogeneración contribuyeron con el 7.3% y 2.8% respectivamente, mientras que la capacidad instalada para fines de exportación de electricidad participó con el 2.5%.

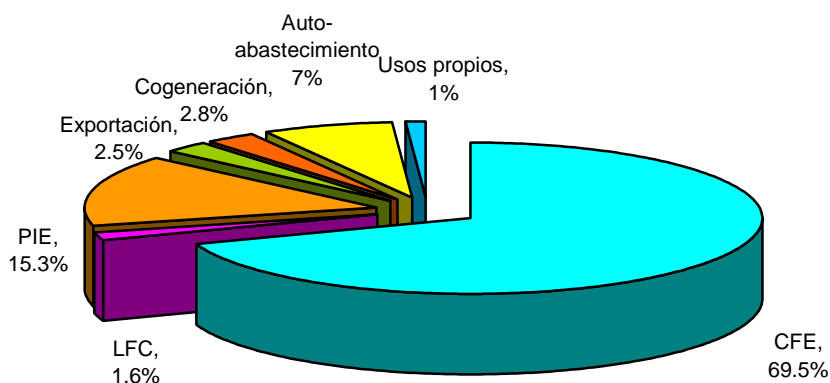


Figura III.4. Capacidad Efectiva Instalada ¹⁰

La mayor capacidad instalada por parte de permisionarios se concentró en grandes sociedades de autoabastecimiento y cogeneración, tales como: Iberdrola Energía Monterrey, Tractebel, Termoeléctrica Peñoles, Termoeléctrica del Golfo, Energía Azteca VIII y Enertek. Adicionalmente, es importante destacar que PEMEX tiene una importante capacidad autorizada para autoabastecimiento y cogeneración, la cual asciende a 2,088 MW.

A pesar del ligero incremento que presentó el sector privado de generación, la participación de la cogeneración sigue siendo mínima ya que sólo representa el 2.8% de la capacidad instalada, es decir 1,511 MW, sin embargo se estimaba que se podría desarrollar una capacidad de cogeneración en México al año 2006, de entre 3,507 MW y 6,578 MW, la cual no ha sido satisfecha.



Generación de Energía Eléctrica

En 2005, la generación total de energía eléctrica ascendió a 248,079 GWh, de los cuales las empresas suministradoras CFE y LyFC aportaron el 69.2%, los productores independientes de energía 19.1%, autoabastecimiento el 5.8%, cogeneración 2.9%, exportación el 2.5% y usos propios continuos el 0.6%.

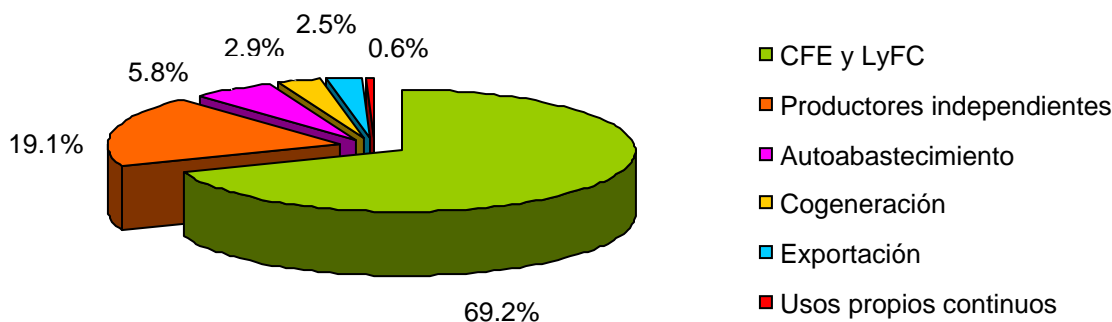


Figura III.5. Generación Total de Energía Eléctrica¹⁰

La generación correspondiente a la cogeneración equivale a 7,253 GWh, siendo ésta superior a la del año pasado.

Generación de Energía Eléctrica en el Sector Público

La generación de energía eléctrica para el servicio público en el año 2005 ascendió a 172,690 GWh, lo que representa un incremento de 5.0% respecto a 2004. En 2005, la generación de las centrales de ciclo combinado (73,381 GWh) superó a la suma de la generación eléctrica de las centrales de combustóleo y/o gas, turbogas y combustión interna (67,215 GWh).

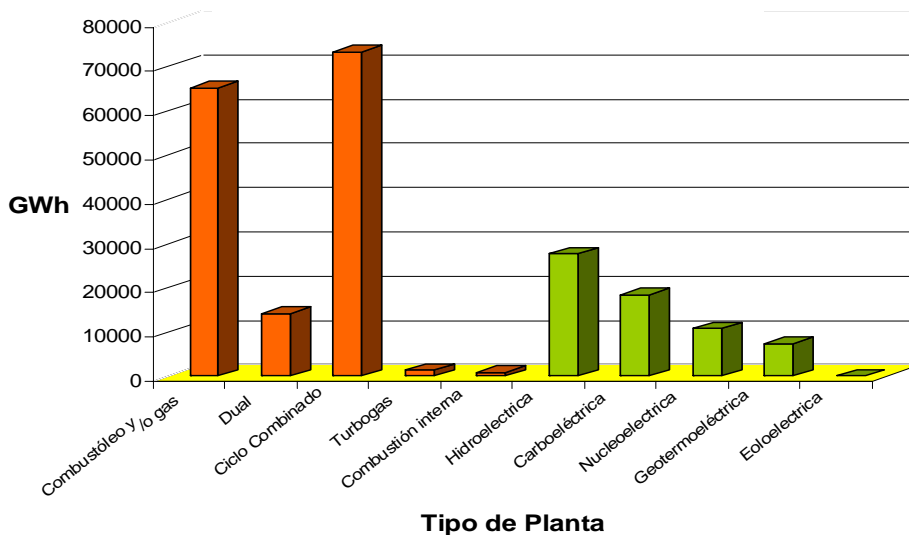


Figura III.6. Generación de Energía Eléctrica por Tipo de Planta¹⁰



FACTORES QUE LIMITAN SU DESARROLLO

Por otra parte, las centrales basadas en fuentes alternas en 2005 generaron 45,720 GWh de energía eléctrica, dentro de las cuales, las centrales hidroeléctricas representan la mayor participación de generación con 60.4% respecto al total de fuentes alternas.

En México en el caso del servicio público, las centrales termoeléctricas convencionales utilizan combustóleo y/o gas natural, las de ciclo combinado utilizan gas natural, las centrales turbogas consumen gas natural o diesel, las duales consumen carbón y combustóleo y las centrales de combustión interna en su mayoría consumen diesel, por lo tanto la generación de electricidad a base de hidrocarburos representa el 79.12% del total.

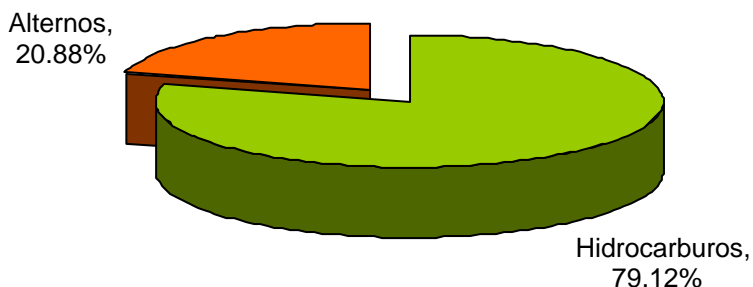


Figura III.7. Combustible Empleado en la Generación de Energía Eléctrica¹⁰

Generación de Energía Eléctrica en el Sector Privado

La generación de energía eléctrica en el sector privado o de permisionarios en 2005 registró valor de 75,389 GWh, lo que representó un ligero aumento de 2,089 GWh respecto a 2004, debido principalmente a los incrementos en la electricidad exportada y autoabastecida, de 37.8% y 3.7%, respectivamente, mientras que la electricidad generada por PIE's se mantuvo prácticamente sin cambio respecto a 2004.

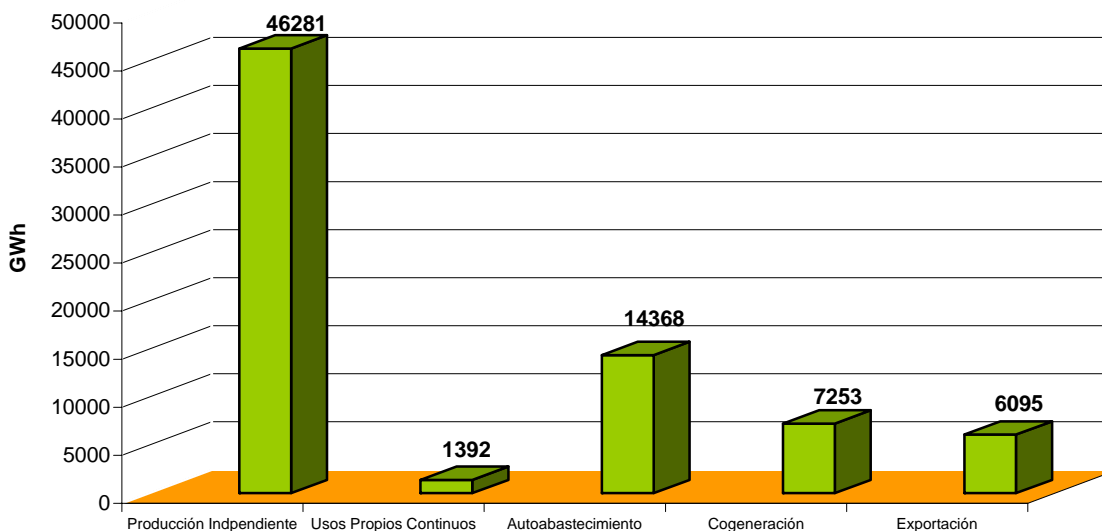


Figura III.8. Generación de Energía Eléctrica en el Sector Privado por Modalidad¹⁰



FACTORES QUE LIMITAN SU DESARROLLO

La evolución esperada de la capacidad instalada y la generación de energía eléctrica en las modalidades de autoabastecimiento y cogeneración se muestran en la siguiente grafica:

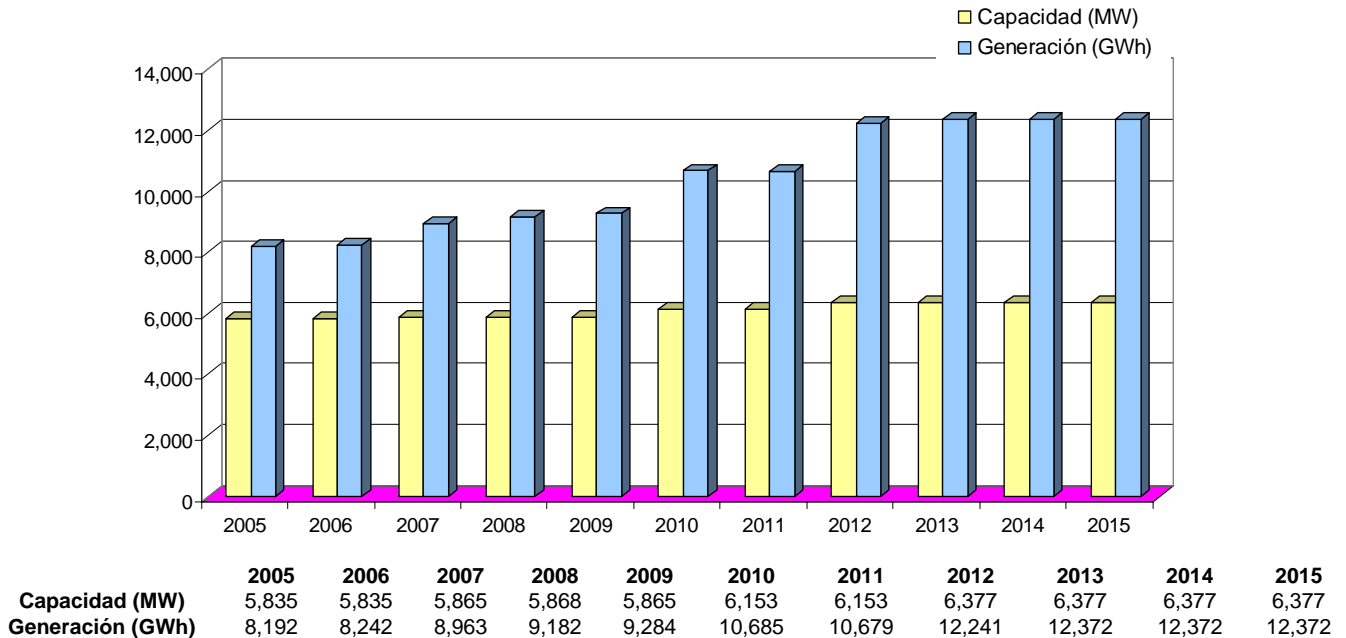


Figura II.9. Evolución de la Capacidad y Generación de Energía Eléctrica ¹⁰

El consumo total de combustibles de origen fósil utilizados en las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración, usos propios continuos y exportación de electricidad creció 12.1% anual entre 1996 y 2005, registrando un volumen de 483.4 millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente (mmpcdgne) en el último año. De este volumen, 69.2% provino del gas natural, 14.2% del coque de petróleo, 14.1% del combustóleo y sólo 2.4% del diesel.

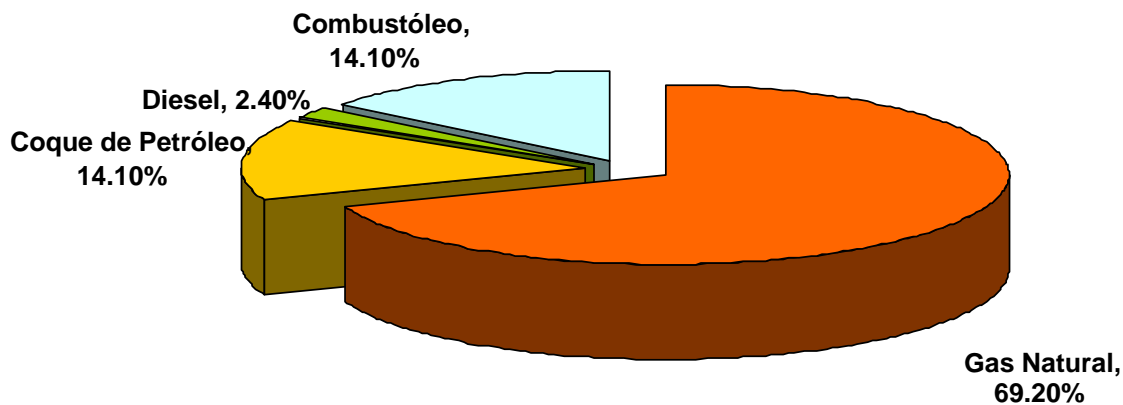


Figura III.10. Consumo de Combustibles para la Generación de Energía Eléctrica en el Sector Privado ¹⁰



FACTORES QUE LIMITAN SU DESARROLLO

El volumen consumido de gas natural en el sector eléctrico nacional fue de 2,014 mmpcd durante 2005. De este consumo en el último año, 83.4% fue destinado a la generación del sector público y 16.6% al sector privado.

Consumo Nacional de Energía Eléctrica

El consumo nacional de electricidad en 2005 ascendió a 191,339 GWh, lo que representó un crecimiento de 4.0% respecto a 2004.

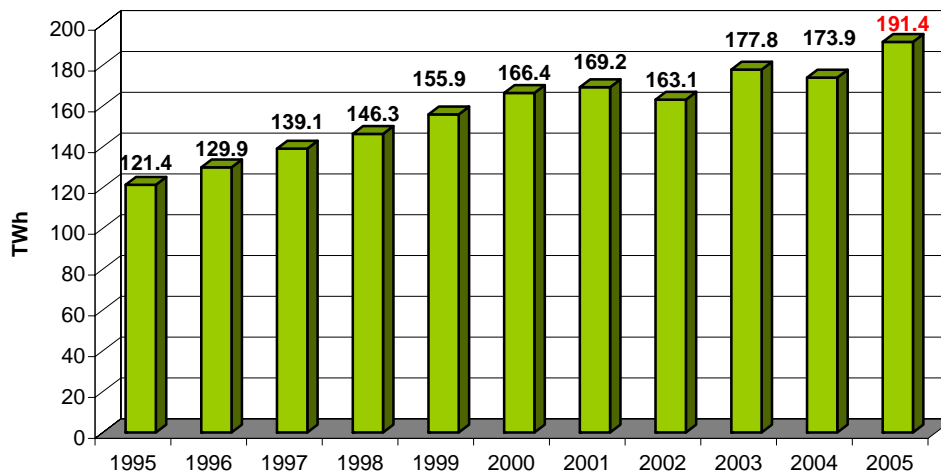


Figura III.11. Evolución del Consumo Nacional de Electricidad 1995-2005¹⁰

De acuerdo al consumo final, el consumo del sector eléctrico se clasifica en cinco sectores: bombeo agrícola, industrial, residencial, comercial y servicios.

En orden de magnitud, el sector industrial es el principal consumidor de energía eléctrica dada la infinidad de sistemas y procesos de producción que hacen uso de este tipo de energía. En 2005, este sector demandó el 58.7% del total consumido, por otra parte, el 24% del consumo lo realizó el sector residencial, el cual constituye el segundo gran consumidor de energía eléctrica, seguido por el sector comercial con 8% del total.

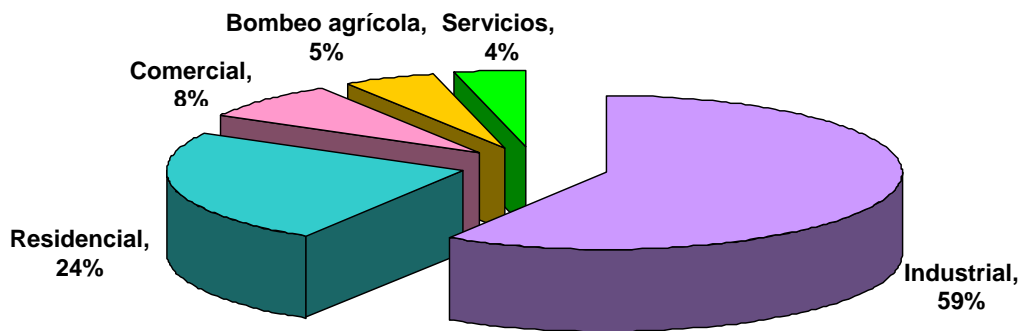


Figura III.12. Sectores de Consumo de Energía Eléctrica¹⁰



FACTORES QUE LIMITAN SU DESARROLLO

En México se tienen identificadas cinco regiones, para analizar la demanda de energía eléctrica: Noroeste, Noreste, Centro-Occidente, Centro, Sur-Suroeste. Los estados dentro de estas cinco regiones, que presentaron el mayor consumo de energía eléctrica, durante los últimos 10 años, fueron: Estado de México, Distrito Federal, Nuevo León, Veracruz, Jalisco y Sonora.



Figura III.13. Regiones con Mayor Consumo Eléctrico ¹⁰

Consumo Nacional de Energía Eléctrica Esperado

Para el periodo comprendido entre los años 2005-2015 se estima que el consumo nacional de electricidad muestre una tasa de crecimiento anual de 4.8%. Se espera que el consumo muestre un incremento de alrededor de 113 TWh al pasar de 191.3 TWh en 2005 a 304.7 TWh en 2015.

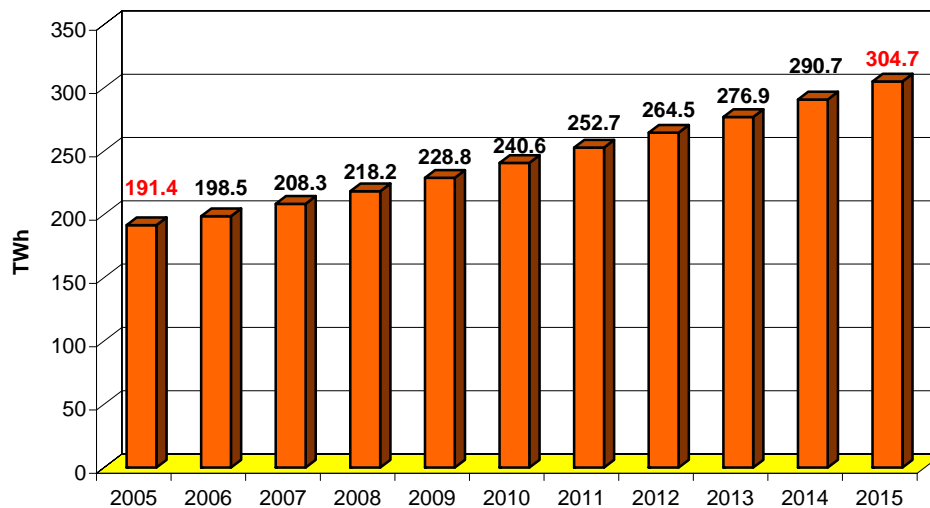


Figura III.14. Consumo Nacional de Energía Esperado ¹⁰



FACTORES QUE LIMITAN SU DESARROLLO

Este crecimiento estará impulsado principalmente por las ventas del servicio público, de entre las cuales destaca el sector industrial ya que se estima alcance una participación del 61.4% en 2015.

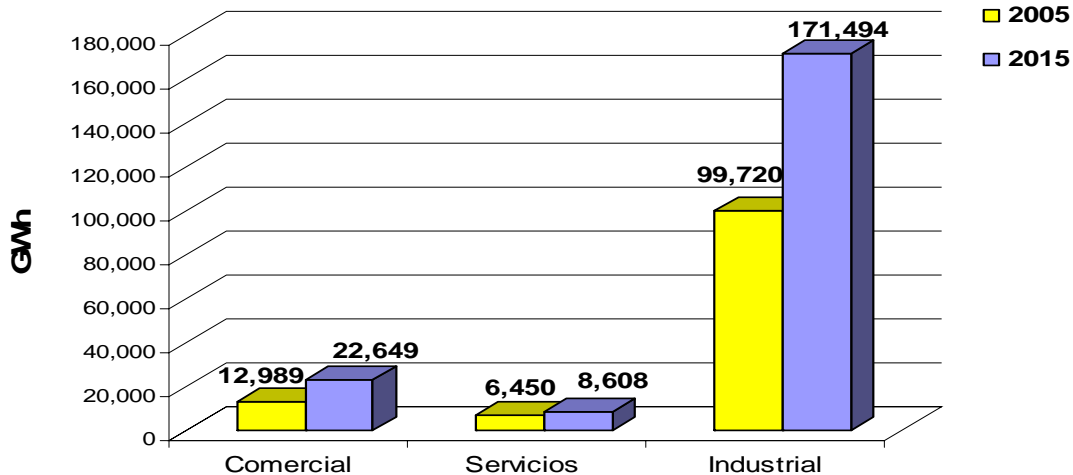


Figura III.15. Ventas Internas por Sectores¹⁰

3.1.2 Estructura Tarifaria

Las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica se clasifican de acuerdo con su uso y nivel de tensión en:

- ❑ Domésticas: 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F y DAC
- ❑ Servicios públicos: 5, 5A y 6
- ❑ Agrícola: 9, 9M, 9CU y 9N
- ❑ Temporal: 7
- ❑ Generales en baja tensión: 2 y 3
- ❑ Generales en media tensión: OM, HM y HMC
- ❑ Generales en alta tensión: HS, HSL, HT y HTL
- ❑ Respaldo en media tensión: HM-R, HM-RF y HM-RM
- ❑ Respaldo en alta tensión: HS-R, HS-RF, HS-RM, HTR,
- ❑ HT-RF y HT-RM
- ❑ Servicio interrumpible: I-15 e I-30

La estructura tarifaria del servicio en media tensión (MT) y alta tensión (AT) en uso general y respaldo, así como de la tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC), es más compleja en comparación con las tarifas doméstica, agrícola y servicios públicos, dado que están sujetas a costos marginales y al ajuste automático mensual que considera variaciones en los precios de los combustibles y la inflación.



FACTORES QUE LIMITAN SU DESARROLLO

Asimismo, tienen cargos por consumo y por demanda con diferencias regionales, horarias y estacionales. El resto de las tarifas tienen estructuras más sencillas, sin diferencias horarias. Todas las tarifas eléctricas se encuentran sujetas a ajustes mensuales, con excepción de las tarifas agrícolas de estímulo 9-CU y 9-N, que se ajustan anualmente.

Las tarifas residenciales (sin incluir la DAC), las agrícolas 9 y 9-M y las de servicios públicos, se ajustan mediante factores fijos. El resto (DAC, comerciales e industriales) se ajustan mediante una fórmula de ajuste automático que incorpora las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación.

Los factores fijos se autorizan generalmente en forma anual, mediante acuerdos específicos y se relacionan con las estimaciones de la evolución esperada de la inflación. Por otra parte, el ajuste automático mensual representa incrementos o decrementos derivados de los movimientos del costo total, considerando tanto los combustibles fósiles utilizados en la generación de electricidad, como el resto de los factores de costo. Los cambios en el costo de combustibles se estiman con base en dos elementos:

- 1) Las variaciones en el precio de los combustibles y,
- 2) Los cambios en la proporción en que los combustibles fósiles participan en la generación total.

Los cambios en el resto de los componentes se estiman utilizando un promedio ponderado de los Índices de Precios Productor de tres ramas industriales seleccionadas: maquinaria y equipo, metálica básica, y otras manufacturas.

De todos los usuarios finales, en el sector comercial se observan los precios medios más elevados, los cuales desde 2002 han mostrado una tendencia ascendente, como se muestra en la siguiente gráfica:

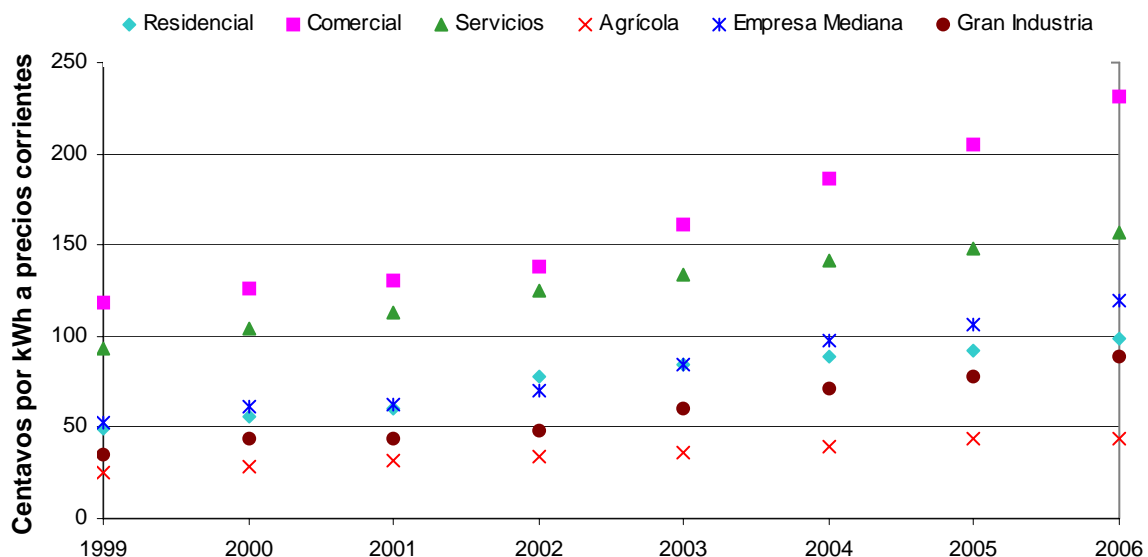


Figura III.16. Costo de Energía Eléctrica¹⁰



En los sectores, residencial e industrial (constituido por la mediana y gran empresa) la tendencia ha sido la misma desde 2001, sin embargo, a partir de 2003 el precio medio sólo ha mostrado ligeras variaciones en el primero, mientras que en el sector industrial el crecimiento ha sido sostenido. Asimismo, la tarifa agrícola es la más baja y en la que menores variaciones se han registrado.

3.1.3 Expansión del Sistema Eléctrico Nacional 2006-2015

La expansión del sistema eléctrico nacional está basado en el crecimiento del consumo de energía eléctrica para los siguientes diez años, el desarrollo de las sociedades de autoabastecimiento y cogeneración repercuten en la expansión del sistema eléctrico nacional ya que requieren servicios de transmisión y respaldo.

Por este motivo el análisis y la planeación de la expansión del sistema eléctrico nacional requieren tomar en cuenta a los proyectos ejecutados por dichas sociedades con el fin de conocer su impacto dentro del programa de expansión de la red para así prever la reserva adicional de generación y los ajustes que sean necesarios en la expansión de la red de transmisión para los próximos años y de esta forma satisfacer la demanda futura.

Durante el periodo 2006-2015, el programa de expansión de CFE requerirá adiciones de capacidad por 23,545 MW de los cuales, se tienen 6,549 MW de capacidad comprometida y 16,995 MW de capacidad no comprometida. Adicionalmente, el programa de LyFC iniciará la puesta en operación del proyecto de generación distribuida en la región Centro del país, el cual adiciona 448 MW de capacidad comprometida. En suma, por parte del servicio público se adicionarán 23,993 MW durante el periodo, además se prevé el retiro de capacidad obsoleta por 4546 MW, con lo cual se alcanzará una capacidad total de energía eléctrica para el servicio público de 65,981 MW en 2015.

Por otra parte, se estima una capacidad adicional neta de autoabastecimiento y cogeneración de 619 MW, considerando los proyectos del sector privado al igual que del servicio público, específicamente PEMEX con los proyectos de cogeneración en Nuevo PEMEX y Tula, con 284 MW y 213 MW de autoabastecimiento remoto, respectivamente, con lo cual el sistema eléctrico nacional contará con una capacidad total de 66,599 MW en 2015.

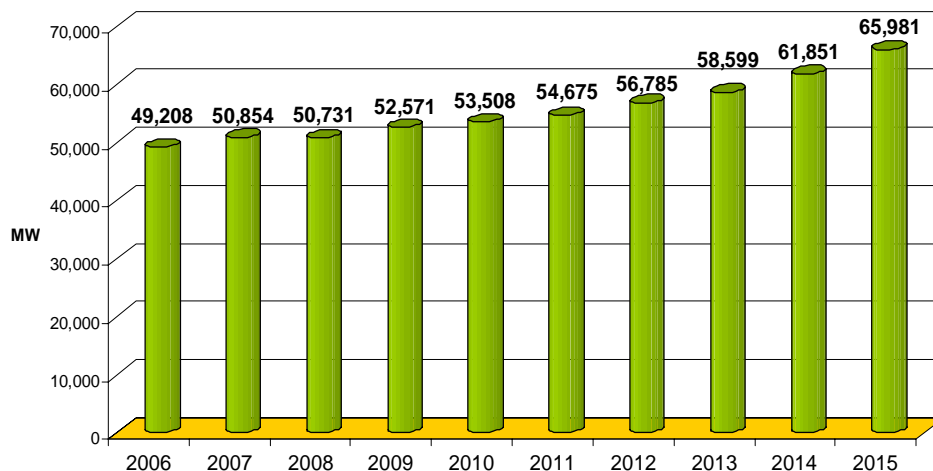


Figura III.17. Evolución Esperada de la Capacidad Instalada del Servicio Público 2006-2015 ¹⁰



Requerimientos de Inversión del Sector Eléctrico

Para el periodo 2006-2015, los recursos necesarios para cumplir con el programa de expansión del sistema eléctrico nacional y así atender las necesidades futuras de energía eléctrica ascienden a 608,996 millones de pesos de 2006. Esta cantidad comprende los rubros de inversión en generación, transmisión, distribución, mantenimiento y otras inversiones. Asimismo, se incluye la inversión a realizarse por medio de los esquemas de obra pública financiada, producción independiente de energía, así como la inversión presupuestaria de CFE.

La composición de la inversión es la siguiente: 39.7% para generación, 19.3% para transmisión, 23.6% para distribución, 16.2% para mantenimientos mayores y 1.3% para otras inversiones.

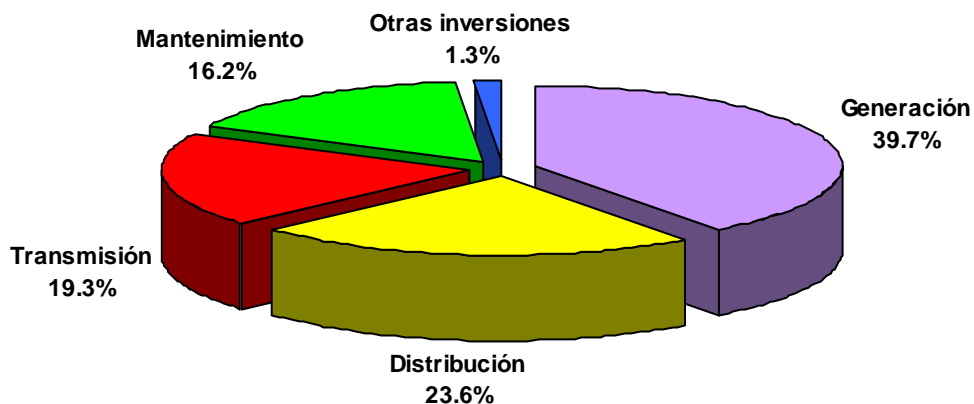


Figura III.18. Estructura de Inversión del Sector Eléctrico ¹⁰

Del total requerido, 46.7% corresponde a obras presupuestales, 36.3% a Obra Pública Financiada; 8.8% a Producción Independiente de Energía; y el restante 8.2% a esquemas financieros aún por definir.

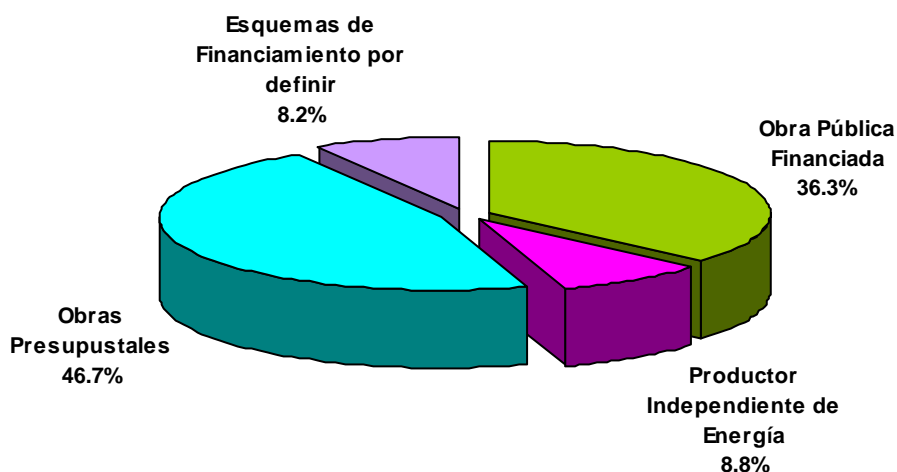


Figura III.19. Estructura del financiamiento del Sector eléctrico ¹⁰



3.2 PROYECTOS DE COGENERACIÓN ACTUALMENTE OPERANDO EN MÉXICO

Desde que se modificó la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1992 y se abrió el mercado eléctrico a la participación de los particulares en las modalidades de productor independiente, autoabastecimiento, cogeneración, importación y exportación, el desarrollo de los proyectos de cogeneración ha sido muy lento. Teniendo un crecimiento anual muy bajo de aproximadamente 0.2%

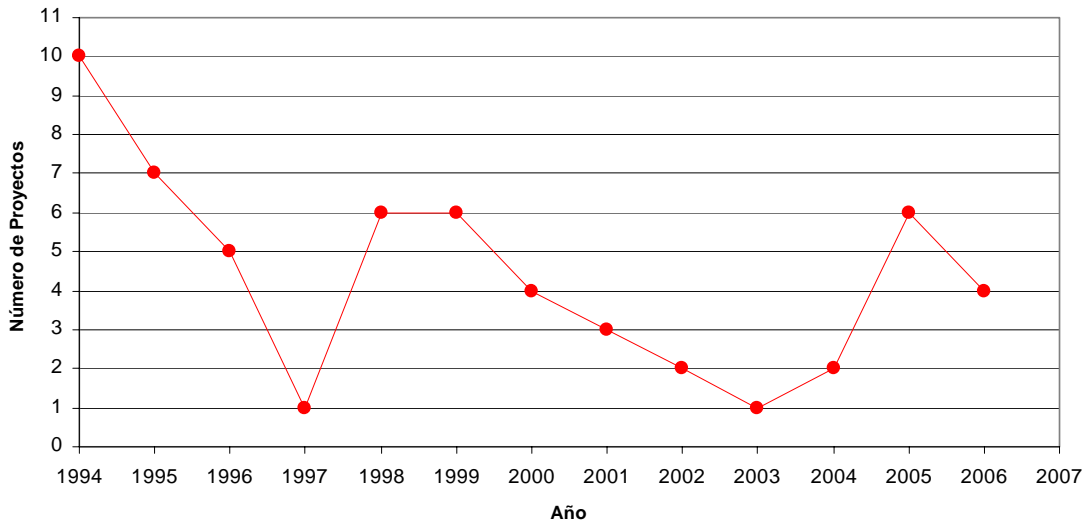


Figura III.20. Crecimiento de los Proyectos de Cogeneración en México⁵

Al 1 de Enero de 2007, la CRE tenía registrados 57 permisos bajo la modalidad de cogeneración, de los cuales, sólo 37 se encuentran ya operando, 3 más en proceso de construcción, 2 inactivos, 6 caducados, 8 renunciados y 1 revocado.

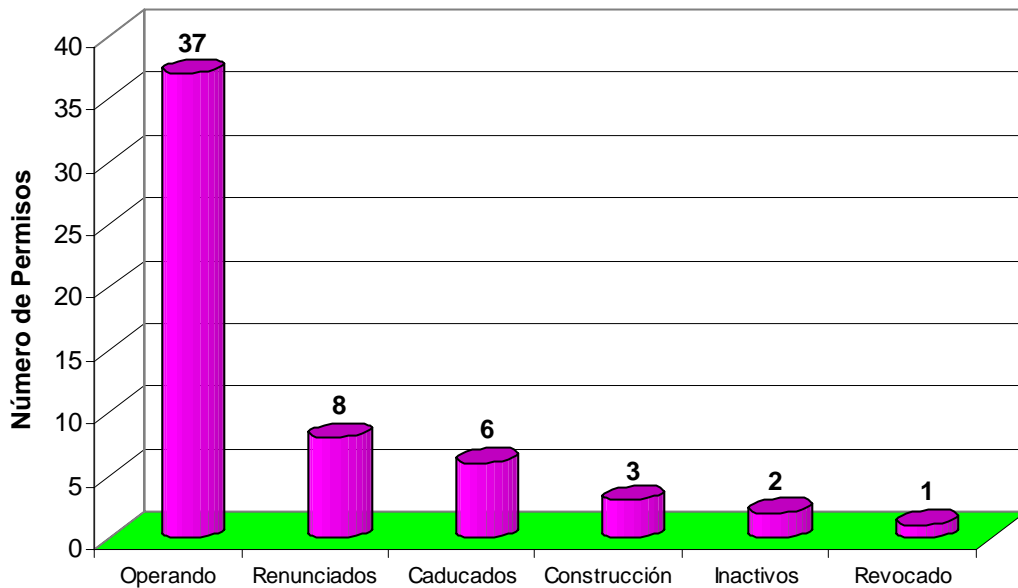


Figura III.21. Situación de los Permisos Actuales de Cogeneración¹⁰



FACTORES QUE LIMITAN SU DESARROLLO

Los proyectos de cogeneración que actualmente están operando presentan una serie de características importantes para el análisis del desarrollo actual de estos sistemas, tales como el tipo de combustible utilizado, la tecnología de cogeneración empleada, la capacidad instalada y su generación anual en cada uno de ellos.

El agregado de los proyectos en operación representa una capacidad de 1,566.5 MW y una generación eléctrica de 9,158.46 GWh/año.

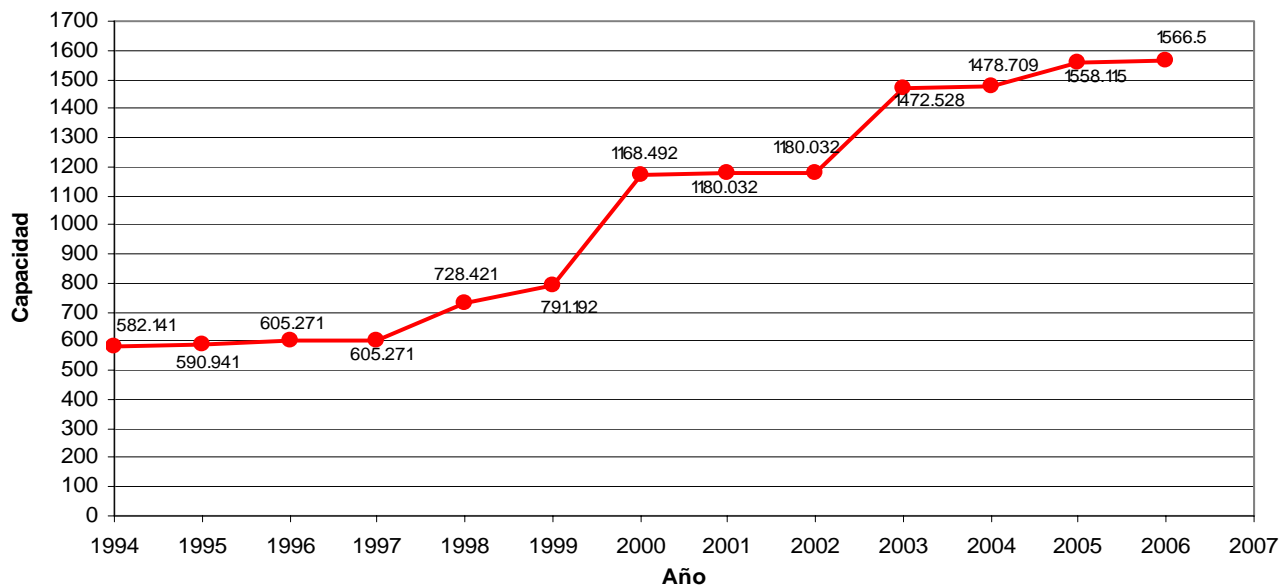


Figura III.22. Crecimiento Anual de la Capacidad Instalada de Cogeneración⁵

A partir de los resultados obtenidos en el estudio del potencial nacional de cogeneración se determinó que los estados que concentran la mayor parte de la generación son Campeche, Nuevo León, Veracruz y Tamaulipas, mientras que la mayor capacidad de cogeneración se encuentra en Jalisco, Veracruz, el Distrito Federal, Coahuila, Michoacán y Nuevo León, debido principalmente a las actividades económicas que se llevan a cabo en dichos estados.

La mayor participación la realiza el sector industrial con el 75.67% del total de los proyectos, seguida por el sector petroquímico con el 18.93%. El sistema más empleado en estos sectores es la turbina de gas con el 32.4% del total, seguido por el de motor de combustión interna con el 27.02%.

De acuerdo a la información anterior el combustible con mayor participación es el gas natural con el 70.2%, seguido por el combustóleo y el diesel con el 18.9% del total de los proyectos.



FACTORES QUE LIMITAN SU DESARROLLO

3.2.1 Localización, Capacidad y Generación de Energía Eléctrica

La capacidad instalada en proyectos de cogeneración actualmente operando, se encuentra distribuida de la siguiente manera:

PERMISIONARIO	LOCALIZACIÓN	CAPACIDAD [MW]	GENERACIÓN [GWh/año]
COMPAÑÍA DE NITROGENO DE CANTARELL, SA DE CV	CAMPECHE	361	2453.5
SUBTOTAL		361	2453.5
BIOENERGIA DE NUEVO LEÓN, SA DE CV	NUEVO LEON	8.48	66.58
EL PALACIO DE HIERRO, SA DE CV, SUCURSAL MONTERREY		1.2	4.7
PRODUCTORA DE PAPEL, SA DE CV		18.46	96.61
TRACTEBEL ENERGIA DE MONTERREY, S DE RL DE CV		284.02	2265
SUBTOTAL		312.16	2432.89
PETROQUIMICA CANGREJERA, SA DE CV	VERACRUZ	163.5	762
PETROQUIMICA MORELOS, SA DE CV		172	490.56
PETROQUIMICA PAJARITOS, SA DE CV		58.5	202
RHODIA FOSFATADOS DE MEXICO, SA DE CV		6.25	44
SUBTOTAL		400.25	1498.56
BASF MEXICANA, SA DE CV	TAMAULIPAS	10.6	88.93
ENERTEK, SA DE CV		120	832.2
GENERADORA PETROCEL, SA DE CV		16.38	137.59
GRUPO PRIMEX, SA DE CV		16.3	140.83
TRIGEN ALTAMIRA, SA DE CV		27.53	212.25
SUBTOTAL		190.81	1411.8
TOTAL		1264.22	7796.75

Tabla III.1a. Proyectos de Cogeneración por Localización, Capacidad y Generación ⁵

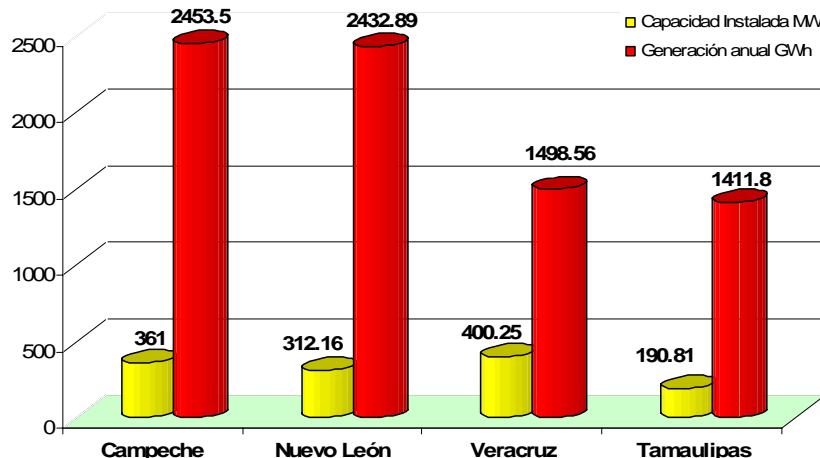


Figura III.23a. Distribución de los Proyectos de Cogeneración ⁵



FACTORES QUE LIMITAN SU DESARROLLO

PERMISIONARIO	LOCALIZACIÓN	CAPACIDAD [MW]	GENERACIÓN [GWh/año]
PGPB, COMPLEJO PROCESADOR DE GAS CACTUS	CHIAPAS	120.7	315.16
SUBTOTAL		120.7	315.16
AGROENERGIA, SA DE CV CARTONES PONDEROSA, SA DE CV	QUERETARO	12 19.99	63.83 161.12
SUBTOTAL		31.99	224.95
CORRUGADOS ESTRELLA, SA DE CV PRUP, SA DE CV	HIDALGO	35 5.21	182 35.31
SUBTOTAL		40.21	217.31
INDUSTRIAS MONFEL, SA DE CV PAPELERA INDUSTRIAL POTOSINA, SA DE CV PRODUCTORA NACIONAL DE PAPEL, SA DE CV	SAN LUIS POTOSI	2.55 6.53 13.09	19.75 35.37 105.47
SUBTOTAL		22.17	160.59
COGENERACIÓN DE MONCLOVA, SA DE CV FABRICA LA ESTRELLA, SA DE CV FERINSA GIST-BROCADES, SA DE CV	COAHUILA	5.13 8.38 5.3	39.74 55.5 42.4
SUBTOTAL		18.81	137.64
TOTAL		233.88	1055.65

Tabla III.1b. Proyectos de Cogeneración por Localización, Capacidad y Generación⁵

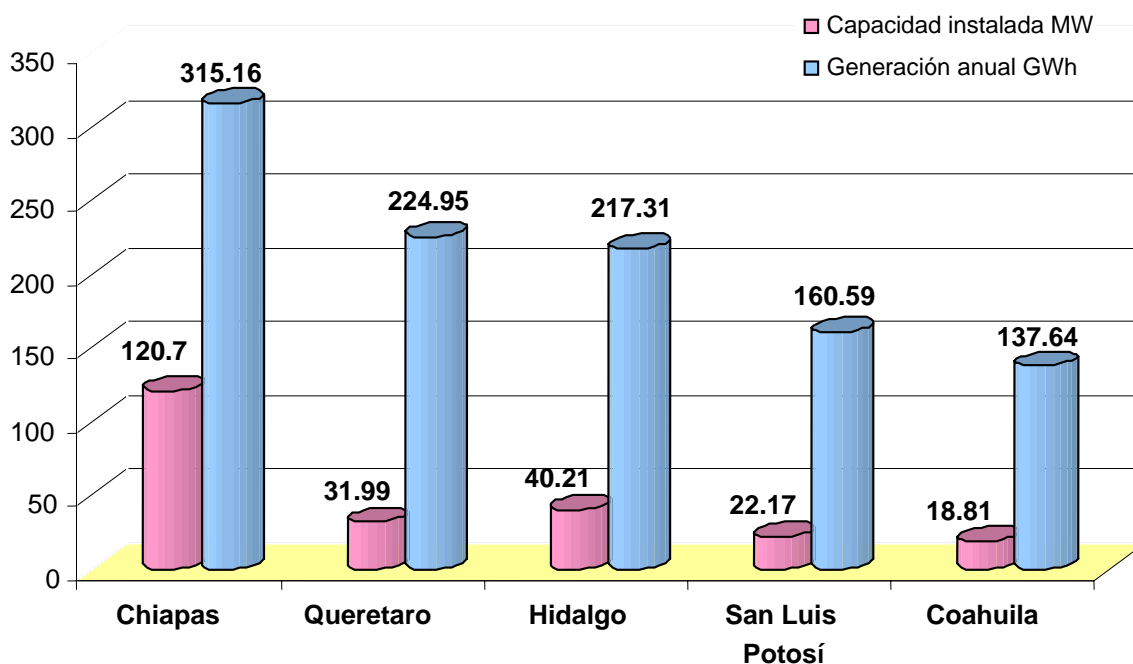


Figura III.23b. Distribución de los Proyectos de Cogeneración⁵



FACTORES QUE LIMITAN SU DESARROLLO

PERMISIONARIO	LOCALIZACIÓN	CAPACIDAD [MW]	GENERACIÓN [GWh/año]
ACEITERA LA JUNTA SA DE CV	JALISCO	2.33	17.5
ALMIDONES MEXICANOS, SA DE CV		12	17.5
GRUPO CELANESE, SA DE CV, COMPLEJO OCOTLÁN		13.3	56.94
SUBTOTAL		27.63	91.94
BECTON DICKINSON DE MEXICO, SA DE CV	EDO. MEXICO	6.54	40.87
CONSERVAS LA COSTEÑA, Y JUGOMEX, SA DE CV		0.97	8.11
ENERGIA BIDARENA, S DE RL, DE CV		3.15	14.91
SYNTEX, SA DE CV, PLANTA TOLUCA		2.06	8.57
SUBTOTAL		12.72	72.46
CELULOSA DE FIBRAS MEXICANAS, SA DE CV	TLAXCALA	6.54	37.27
SUBTOTAL		6.54	37.27
ZACAPU POWER, S DE RL DE CV	MICHOACAN	10	31.54
SUBTOTAL		10	31.54
SYNTEX, SA DE CV	MORELOS	5	31.5
SUBTOTAL		5	31.5
CELULOSA Y CORRUGADOS DE SONORA, SA DE CV	SONORA	6.54	21.25
SUBTOTAL		6.54	21.25
COBIELEC, SA DE CV	PUEBLA	2.42	20.1
SUBTOTAL		2.42	20.1
TOTAL		70.85	306.06

Tabla III.1c. Proyectos de Cogeneración por Localización, Capacidad y Generación⁵

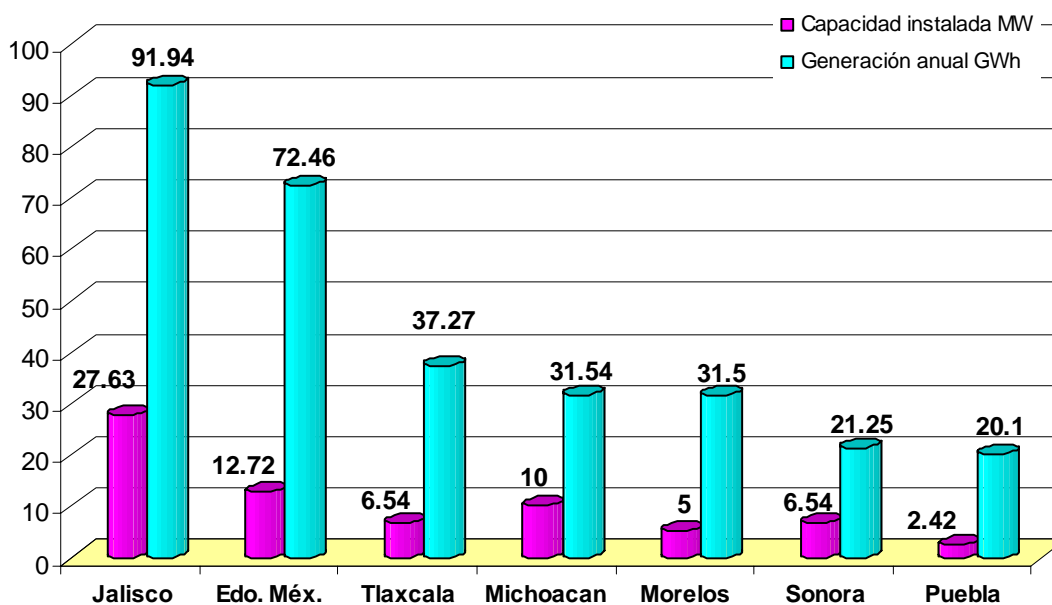


Figura III.23c. Distribución de los Proyectos de Cogeneración⁵



3.2.2 Actividad Económica Desarrollada, Energético Primario y Sistema Utilizado

El sector industrial cuenta con la mayor capacidad autorizada, la cual representa el 75.67% del total, mientras que el sector Petroquímico representa el 18.93%, seguido por el sector Comercial y de Servicios con una participación del 5.4%.

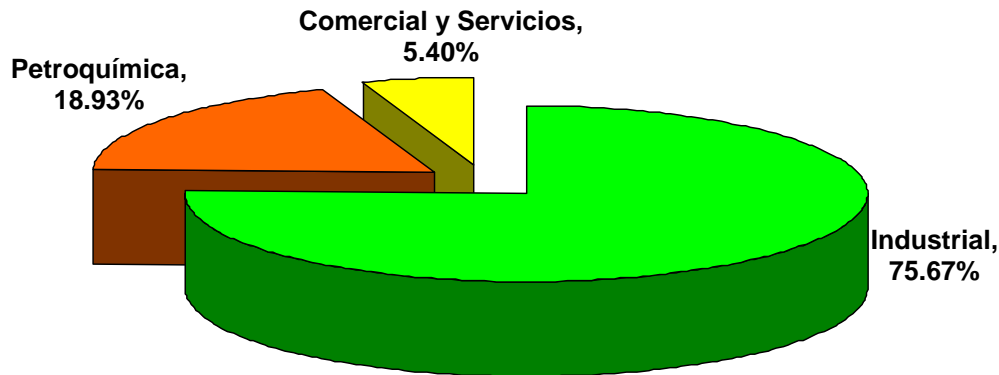


Figura III.24. Principales Sectores de los Proyectos de Cogeneración⁵

El 70.2% de estos sectores utiliza gas natural como energético primario debido al tipo de tecnología empleada, seguido por el combustóleo con una participación del 8.1%, mientras que el resto de los combustibles utilizados tiene una participación mínima en estos sectores.

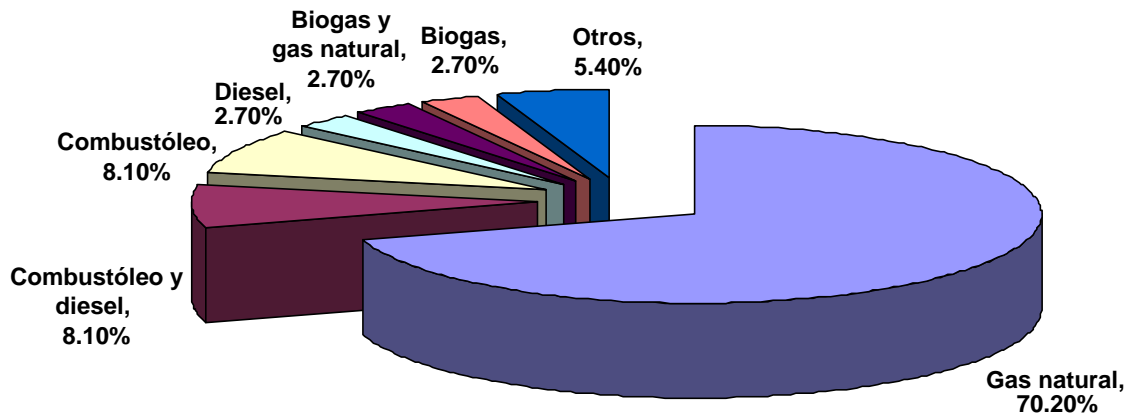


Figura III.25. Principales Combustibles Utilizados en los Actuales Proyectos de Cogeneración⁵

Las siguientes tablas muestran la distribución de los proyectos con respecto al tipo de energético utilizado y al sistema empleado, en cada uno de los sectores antes mencionados.



FACTORES QUE LIMITAN SU DESARROLLO

• Sector industrial

PERMISIONARIO	ENERGÉTICO PRIMARIO	SISTEMA
CONSERVAS LA COSTEÑA, SA DE CV Y JUGOMEX, SA DE CV	BIO GAS Y GAS NATURAL	MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA
CELULOSA Y CORRUGADOS DE SONORA, SA DE CV	COMBUSTOLEO	TURBINA DE VAPOR
GRUPO CELANESE, SA DE CV, COMPLEJO OCOTLÁN	COMBUSTOLEO	TURBINA DE VAPOR
ZACAPU POWER, S DE RL DE CV	COMBUSTOLEO	TURBINA DE VAPOR
CARTONES PONDEROSA, SA DE CV	COMBUSTOLEO Y DIESEL	TURBINA DE GAS
COGENERACIÓN DE MONCLOVA, SA DE CV	COMBUSTOLEO Y DIESEL	MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA
PRODUCTORA NACIONAL DE PAPEL, SA DE CV	COMBUSTOLEO Y DIESEL	MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA
SYNTEX, SA DE CV	DIESEL	TURBINA DE GAS
ACEITERA LA JUNTA SA DE CV	GAS NATURAL	TURBINA DE GAS
ALMIDONES MEXICANOS, SA DE CV	GAS NATURAL	TURBINA DE GAS
BASF MEXICANA, SA DE CV	GAS NATURAL	TURBINA DE GAS
BECTON DICKINSON DE MEXICO, SA DE CV	GAS NATURAL	MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA
CELULOSA DE FIBRAS MEXICANAS, SA DE CV	GAS NATURAL	TURBINA DE GAS Y VAPOR
COBIELEC, SA DE CV	GAS NATURAL	MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA
CORRUGADOS ESTRELLA, SA DE CV	GAS NATURAL	TURBINA DE VAPOR
ENERGIA BIDARENA, S DE RL, DE CV	GAS NATURAL	MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA
FABRICA LA ESTRELLA, SA DE CV	GAS NATURAL	TURBINA DE GAS
FERSINSA GIST-BROCADES, SA DE CV	GAS NATURAL	TURBINA DE GAS
GRUPO PRIMEX, SA DE CV	GAS NATURAL	CICLO COMBINADO
INDUSTRIAS MONFEL, SA DE CV	GAS NATURAL	TURBINA DE GAS
PAPELERA INDUSTRIAL POTOSINA, SA DE CV	GAS NATURAL	TURBINA DE GAS Y VAPOR
PRODUCTORA DE PAPEL, SA DE CV	GAS NATURAL	TURBINA DE GAS Y VAPOR
PRUP, SA DE CV	GAS NATURAL	MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA
SYNTEX, SA DE CV, PLANTA TOLUCA	GAS NATURAL	MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA
TRACTEBEL ENERGIA DE MONTERREY, S DE RL DE CV	GAS NATURAL	CICLO COMBINADO
TRIGEN ALTAMIRA, SA DE CV	GAS NATURAL	TURBINA DE GAS
AGROENERGIA, SA DE CV	REACCIÓN QUÍMICA EXOTERMICA	TURBINA DE VAPOR
GENERADORA PETROCEL, SA DE CV	VAPOR	TURBINA DE VAPOR

Tabla III.2. Proyectos de Cogeneración en el Sector Industrial⁵



FACTORES QUE LIMITAN SU DESARROLLO

• **Sector Petroquímico.**

PERMISIONARIO	ENERGÉTICO PRIMARIO	SISTEMA
COMPAÑÍA DE NITROGENO DE CANTARELL, SA DE CV	GAS NATURAL	TURBINA DE GAS Y MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA
ENERTEK, SA DE CV	GAS NATURAL	TURBINA DE GAS
PETROQUIMICA CANGREJERA, SA DE CV	GAS NATURAL	TURBINA DE GAS Y VAPOR
PETROQUIMICA MORELOS, SA DE CV	GAS NATURAL	TURBINA DE GAS Y VAPOR
PETROQUIMICA PAJARITOS, SA DE CV	GAS NATURAL	TURBINA DE GAS
PGPB, COMPLEJO PROCESADOR DE GAS CACTUS	GAS NATURAL	TURBINA DE GAS
RHODIA FOSFATADOS DE MEXICO, SA DE CV	GAS NATURAL	TURBINA DE VAPOR

Tabla III.3. Proyectos de Cogeneración en el Sector Petroquímico⁵

• **Sector Comercial y Servicios.**

PERMISIONARIO	ENERGÉTICO PRIMARIO	SISTEMA
BIOENERGIA DE NUEVO LEÓN, SA DE CV	BIOGAS	MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA
EL PALACIO DE HIERRO, SA DE CV, SUCURSAL MONTERREY	GAS NATURAL	TURBINA DE GAS

Tabla III.4. Proyectos de Cogeneración en el Sector Comercial y Servicios⁵

De las tablas anteriores se puede concluir que la tecnología empleada en estos proyectos se encuentra distribuida de la siguiente manera:

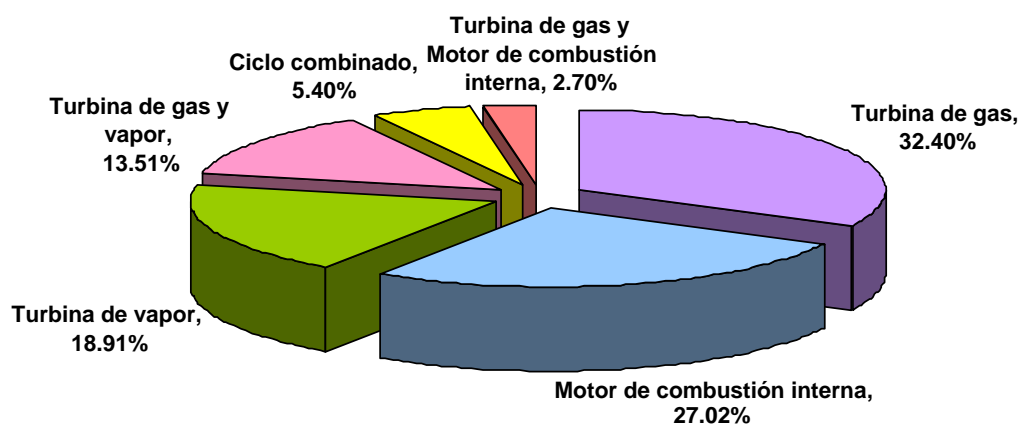


Figura III.26. Principales Sistemas Empleados en los Proyectos Actuales de Cogeneración⁵



3.3 FACTORES QUE LIMITAN SU DESARROLLO

Considerando el alto potencial de cogeneración que se tiene en nuestro país, se debe mencionar que los niveles de cogeneración instalados hasta la fecha son bajos y crecen a un ritmo lento. En el siguiente gráfico, se muestra el escaso desarrollo de la cogeneración en México en comparación con otros países.

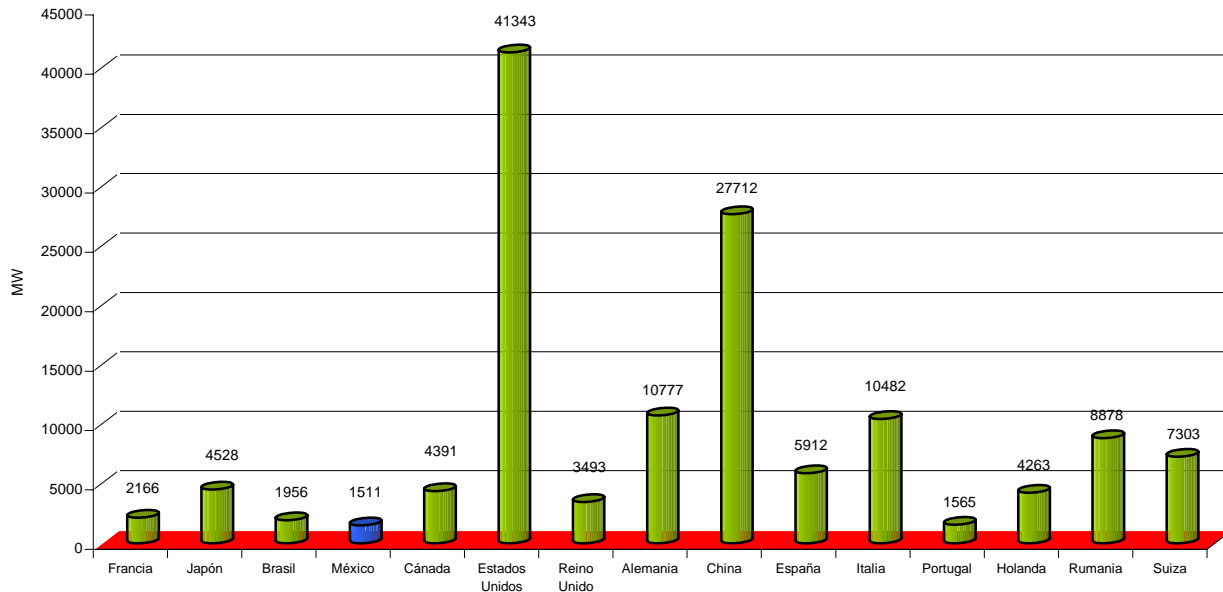


Figura III.27. Capacidad Instalada de Cogeneración en Algunos Países [MW] ⁵

Según datos correspondientes a enero de 1999, la capacidad total instalada en el mundo para generar energía eléctrica, era de 3,180 millones de kW, de los cuales el 6.5% del total correspondía a la cogeneración.

En México de 53,858 MW de capacidad instalada, sólo 1,511 MW corresponden a la cogeneración, es decir representa el 2.8% de la capacidad total instalada.

Este escaso desarrollo se ha debido principalmente a la presión extranjera para acelerar el proceso de reforma en el sector energético, lo cual se ha traducido en Marcos Regulatorios deficientes, que no promueven el desarrollo de tecnologías más eficientes, que hagan un mejor uso de los combustibles fósiles y contribuyan al cuidado ambiental, la incertidumbre en el sector energético, así como precios volátiles de los combustibles y una Insuficiencia regulatoria para el mercado de servicios complementarios, todo ello aunado al monopolio que mantiene el estado en materia de electricidad, así como las limitaciones del marco jurídico vigente sobre el tema de la venta de la producción de excedentes eléctricos directamente al mercado de consumo.



FACTORES QUE LIMITAN SU DESARROLLO

Por otra parte la deficiente coordinación entre la industria petrolera y la eléctrica dentro de un sólo concepto de eficiencia energética, ha conllevado a que los precios de los combustible primarios impliquen mayores tarifas y por consiguiente los usuarios finales no se vean beneficiados con los logros obtenidos de la eficiencia en la generación.

Todos estos factores hacen poco atractiva la inversión en proyectos que sólo pueden ser rentables cuando el productor aprovecha toda su capacidad de generación para usos propios.

Por lo tanto, las barreras que frenan el desarrollo de la cogeneración en nuestro país se pueden clasificar de la siguiente manera:

LEGALES

A partir de las reformas de 1992 aplicadas al sector eléctrico se logró la apertura del mercado a la inversión privada bajo las modalidades de autoabastecimiento, productor independiente, cogeneración, importación y exportación, sin embargo el marco legal en el que se basó carecía de una visión a futuro del desarrollo de la cogeneración, ya que no se tomaron en cuenta las necesidades del sector industrial para integrar estos sistemas en sus procesos productivos, estableciendo un marco regulatorio deficiente, que no permite un desarrollo eficiente de la cogeneración, lo cual puede observarse en los siguientes artículos del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (RLSPEE) .

El artículo 77 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía establece que para implementar una planta de cogeneración es necesario contar con un permiso por parte de la Secretaría de Energía a través de la Comisión Reguladora de Energía, por otra parte también es necesario realizar cerca de 100 tramites con distintas entidades federales, estatales y empresas descentralizadas, lo cual se traduce en tiempos de resolución muy largos por parte de las instituciones encargadas de proporcionar los permisos, retardando su puesta en marcha y desalentando la participación de los interesados.

Asimismo el artículo 90 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía, establece que los titulares de los permisos no pueden vender, o revender, directa o directamente capacidad o energía eléctrica, salvo los casos autorizados por la Ley y dicho reglamento, es decir si el industrial tiene excedentes eléctricos que sobrepasan el límite de compra de establecido, deberá autoconsumirlos por que le es imposible venderlos a otra empresa diferente de CFE o LFC.

De acuerdo al artículo 135 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, la compra de excedentes por parte de CFE a los cogeneradores no puede exceder de 20 MW, lo cual no es atractivo para las empresas que sobrepasan esta cantidad.

De igual manera se establece que la compra de energía eléctrica estará sujeta a las reglas de despacho, es decir que la compra de los excedentes depende de las necesidades de energía del Sistema Eléctrico Nacional establecidas por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), lo cual representa una desventaja, ya que la generación de excedentes en la industria está determinada por el nivel de producción del proceso industrial y no puede estar sujeto a las limitantes que marca el despacho eléctrico.



Esta situación afecta la recepción del 100% de los excedentes por parte de CFE en el momento en que son generados, ya que ésta sólo comprará la energía cuando la necesite.

Aunado a ello, el artículo 143 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica establece que el pago se realizará en función de un pago por capacidad, ajustado por un factor de disponibilidad y un pago por la energía entregada en el punto de interconexión, por otra parte CFE establece un precio de compra para los excedentes notificados con 15 horas de anticipación y otro para los no notificados con menos de 15 horas, este precio de compra está determinado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), pero a su vez depende del costo marginal regional que sólo CFE conoce y establece, no respetando así el artículo 76 de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, el cual establece que deben de publicarse y ser del dominio público las metodologías de costos a corto plazo y los precios de la energía.

Además de las desventajas antes mencionadas, el artículo 36 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica establece que es necesario realizar un contrato de adhesión para que los permisionarios se interconecten y hagan uso de la red, representando una problemática al no existir uno específico para la cogeneración, ni tampoco una metodología clara para determinar el precio de la transmisión de energía eléctrica es decir el costo del porteo por kWh hasta el lugar del consumo.

ECONÓMICOS

México se ha encontrado inmerso en una serie de fuertes crisis económicas a partir de 1980, provocando que un gran número de pequeñas y medianas empresas carezcan de solidez financiera para abordar proyectos de cogeneración, ya que éstos implican realizar fuertes inversiones y en muchos casos su recuperación puede tardar varios años, lo que los hace poco atractivos, por otra parte los equipos que componen los sistemas de cogeneración son importados, lo cual aumenta su precio final, incrementando el costo inicial de inversión en instalación, teniendo un efecto inmediato en la rentabilidad del proyecto.

Actualmente en México no existen modalidades de financiamiento accesibles para todo tipo de empresas, desde microempresas hasta empresas grandes, ya que los altos niveles de intereses cobrados por las empresas de financiamiento provocan que estas modalidades se vuelvan inaccesibles para quien desee implementar un sistema de cogeneración y no cuenta con los recursos económicos adecuados. Como ha sido evidente en años recientes esta restricción en las modalidades de financiamiento afecta severamente a las pequeñas y medianas empresas que no tienen acceso a mercados externos o alguna otra fuente de financiamiento.

Sumado a lo anterior la incertidumbre existente ante la posible apertura del mercado eléctrico al sector privado extranjero y la creación de un mercado competitivo de energéticos que ofrezcan precios de energía más bajos, la rentabilidad de los proyectos de cogeneración cae en desventaja, ya que para los interesados resultará más sencillo la compra de los energéticos que la producción o el ahorro de los mismos.



INDUSTRIALES

La escasa difusión de los sistemas de cogeneración ha traído como consecuencia que muchas empresas desconozcan en que consisten, así como su implementación y los beneficios que les pueden proporcionar, ante tal desconocimiento muchas empresas evitan arriesgarse a realizar inversiones millonarias.

Asimismo la falta de empresas especialistas en el tema, dedicadas al asesoramiento técnico y financiero que puedan brindar el apoyo necesario para la implantación de este tipo de tecnología, así como la inexistencia de empresas mexicanas dedicadas a la manufactura de los equipos que constituyen a los sistemas de cogeneración, disminuyen la rentabilidad de estos proyectos.

La viabilidad de un proyecto de cogeneración se centra principalmente en la disponibilidad del combustible para llevar a cabo el proceso, el incremento del costo de operación es muy sensible a variaciones en los precios del combustible, por esta razón es necesario contar con la infraestructura necesaria para su distribución y producción.

La actual red de interconexión no cubre la demanda actual de combustibles, como el gas natural, en todo el territorio nacional, lo que provoca menores inversiones en proyectos de cogeneración en muchas regiones del país que no cuentan con el suministro del mismo.

Además de ello, no se cuenta con la tecnología suficiente para poder extraer las reservas de combustibles primarios del subsuelo, dadas las condiciones tecnológicas de la actual producción de los combustibles, y el poco apoyo del gobierno federal para PEMEX, es por ello que se recurre a la importación de los mismos, provocando la volatilidad en el precio de los combustibles.

El gas natural es el principal combustible empleado en los sistemas de cogeneración, con un predominio de entre 70 y 75%, pero la volatilidad de su precio repercute directamente en la viabilidad de esta clase de proyectos, al tener gran influencia en los costos de operación.

Hoy en día la complejidad de los contratos para el suministro de combustibles requiere de apoyo legal para poder realizarse, lo cual dificulta la pronta operación de los proyectos de cogeneración.

Como consecuencia de los puntos anteriores, los precios de los combustibles se han visto notoriamente afectados en los últimos años, disminuyendo así la productividad de los distintos sectores económicos del país, haciendo menos rentables los sistemas de cogeneración.

Por otro lado los bajos precios de compra de excedentes por parte de CFE a los cogeneradores resultan poco favorables, para el desarrollo de estos sistemas ya que los productores independientes pueden resultar más atractivos para CFE, al ofrecer precios de venta inferiores con iguales condiciones de seguridad y calidad en el suministro, que los cogeneradores.



CAPITULO IV

CASO DE ESTUDIO





INTRODUCCIÓN

La diversidad de procesos de producción que se llevan a cabo en el sector industrial, tienen distintas necesidades energéticas, tanto eléctricas como térmicas, es por ello que un sistema de cogeneración, debe diseñarse para satisfacer ambas necesidades, en la medida de lo posible, minimizando las pérdidas de energía al medio ambiente.

Establecer una metodología en general para la selección y análisis de los esquemas de cogeneración, es difícil debido a que cada proyecto tiene características muy particulares.

No obstante en base a las relaciones calor-energía (Q/E) que se desean satisfacer con el sistema de cogeneración y considerando las características de cada esquema, se puede identificar el sistema de cogeneración más apropiado para cada empresa.

Los requerimientos del proceso usualmente determinan el sistema a utilizar así como su tamaño óptimo, aunque deben ser tomados otros factores que intervienen indirectamente en la selección del sistema tales como: disponibilidad del combustible, necesidades eléctricas del proceso y factores económicos. El diseño más eficiente desde el punto de vista energético corresponde a aquel que satisface ciento por ciento los requerimientos térmicos de las instalaciones de que se trate, pudiendo vender los excedentes eléctricos a la red o comprando a ésta los faltantes.

4.1 GENERALIDADES DE LA EMPRESA

Industria productora de recubrimientos, pisos y muros cerámicos. Cuenta en la actualidad con 10 modernas plantas en México certificadas en ISO 9001 con una producción anual aproximada a 100,000,000 metros cuadrados

Las arcillas utilizadas en el proceso de fabricación de pisos y muros, así la tecnología más avanzada, hacen posible la creación de una cerámica rica en belleza y calidad. Innovadores sistemas de cogeneración de energía y recuperación de calor, así como importantes medidas para la protección del medio ambiente, complementan la obtención de un producto de altísima calidad.



*Figura IV.1. Planta Querétaro*¹²



CASO DE ESTUDIO

CARACTERÍSTICAS DE LA INDUSTRIA	
Nombre:	Losetas, Pisos y Azulejos
Ubicación:	Querétaro
Rama Industrial:	Cerámica
Productos Principales:	Losetas, Pisos y Azulejos
Horas de operación	$672 \left[\frac{h}{mes} \right]$
CONSUMO ENERGÉTICO	
Consumo mensual de Energía Eléctrica	2,274 ,848 .00 [kWh]
Consumo mensual de Energía Térmica	4,435 ,614 .00 [kWh]
DEMANDA ENERGÉTICA	
Demanda mensual de Energía Eléctrica	3,660 .8432 [kW _e]
Demanda mensual de Energía Térmica	7,138 .09784 [kW _T]

Tabla IV.1. Características de la Empresa ¹²

4.2 PROCESO DE PRODUCCIÓN

El proceso de fabricación de baldosas cerámicas (azulejos, losetas, etc) se lleva a cabo de la siguiente manera:



Figura IV.2. Proceso de producción ¹²



Preparación de las materias primas.

El proceso cerámico comienza con la selección de las materias primas que deben formar parte de la composición de la pasta, que son fundamentalmente arcillas, feldespatos, arenas, carbonatos y caolines.

Las materias primas se suelen utilizar, por lo general, tal y como se extraen de la mina o cantera, o después de someterlas a un mínimo tratamiento. Su procedencia natural exige, en la mayoría de los casos, una homogeneización previa que asegure la continuidad de sus características

La preparación de materias primas se puede realizar de tres maneras distintas:

- ❑ Molienda en húmedo - Atomización - Prensado - Secado - (Cocción) - Esmaltado - Cocción
- ❑ Molienda en seco - Prensado - (Cocción) -Esmaltado - Cocción.
- ❑ Amasado - Extrusión - (Esmaltado) - Cocción



Figura IV.3. Fabricación de Baldosas Cerámicas¹²

Una vez realizada la primera mezcla de los distintos componentes de la pasta cerámica, ésta se somete por lo general a un proceso de molturación que puede ser vía seca o vía húmeda.

El material resultante de la molturación presenta unas características distintas si aquella se efectúa por vía seca o por vía húmeda. En el primer caso se produce una fragmentación, manteniéndose tanto los agregados como los aglomerados de partículas, siendo el tamaño de partículas resultante (existen partículas mayores de 300 micras) superior al obtenido por vía húmeda (todas las partículas son menores de 200 micras).



Preparación en húmedo

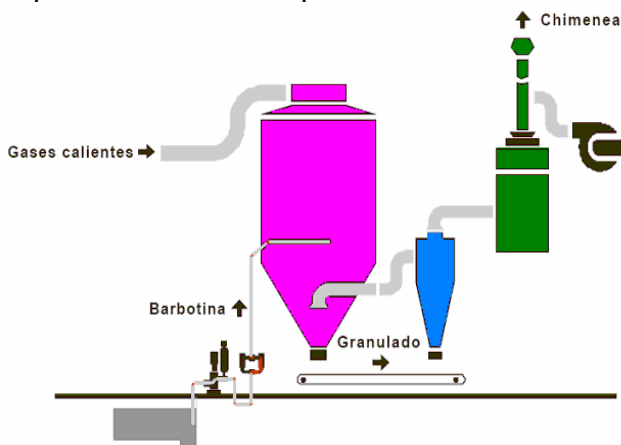
El proceso industrial empleado corresponde a la molturación por vía húmeda y secado por atomización, este procedimiento se utiliza principalmente en la fabricación de pavimentos y revestimientos cerámicos por monococción, como consecuencia de las importantes mejoras técnicas que se han logrado.

Las materias primas pueden introducirse total o parcialmente en el molino de bolas, que es lo habitual, o desleírse directamente. A la suspensión resultante (barbotina) se le elimina una parte del agua que contiene hasta alcanzar el contenido en humedad necesario para cada proceso.

Para eliminar el exceso de humedad se utiliza un proceso de secado denominado “proceso de atomización”, por el cual una suspensión pulverizada en finas gotas, entra en contacto con aire caliente para producir un producto sólido de bajo contenido en agua.

El contenido en humedad presente en la suspensión (barbotina), suele oscilar entorno a 0.30-0.45 kg de agua / kg de sólido seco, este contenido en agua tras el proceso de atomización se reduce a 0.05-0.07 kg de agua / kg de sólido seco.

El proceso de secado por atomización se desarrolla de la siguiente manera:



- Bombeo y pulverización de la suspensión
- Generación y alimentación de los gases calientes.
- Secado por contacto gas caliente-gota suspensión.
- Separación del polvo atomizado de los gases

Figura IV.4. Proceso de Secado por Atomización¹²

Los atomizadores operan siguiendo la siguiente secuencia: la barbotina procedente de las balsas de almacenamiento de las plantas de molienda, con un contenido en sólidos entre el 60% y el 70 % y con una viscosidad adecuada, es bombeada por medio de bombas de pistón al sistema de pulverización de la barbotina.

La barbotina finamente nebulizada y dividida, se seca poniéndola en contacto con una corriente de gases calientes. Estos gases provienen del escape de la turbina de gas.

El granulado, con una humedad entre el 5.5% y el 7%, es descargado en una cinta transportadora y llevado a los silos para su posterior prensado.



La corriente de gases utilizada para secar la barbotina y obtener el polvo atomizado es eliminada por la parte superior del atomizador conteniendo un elevado grado de humedad y partículas de polvo muy finas en suspensión.

El costo energético de este proceso de secado es muy elevado pero se consigue aumentar la rentabilidad del mismo, por el aprovechamiento del calor de los gases y generación de electricidad mediante la implantación de turbinas de cogeneración.

Amasado.

El proceso de amasado consiste en el mezclado íntimo con agua de las materias primas de la composición de la pasta, con esto se consigue una masa plástica fácilmente moldeable por extrusión.

Conformación de las piezas.

Prensado en seco.

Este procedimiento de formación de piezas opera por acción de una compresión mecánica de la pasta en el molde y representa uno de los procedimientos más económicos de la fabricación de productos cerámicos de geometría regular.

El sistema de prensado se basa en prensas óleo dinámicas que realizan el movimiento del pistón contra la matriz por medio de la compresión de aceite y presentan una serie de características como son: elevada fuerza de compactación, alta productividad, facilidad de regulación y constancia en el tiempo del ciclo de prensado establecido.

Extrusión.

Básicamente el procedimiento de conformación de pieza por extrusión consiste en hacer pasar una columna de pasta, en estado plástico, a través de una matriz que forma una pieza de sección constante. Los equipos que se utilizan constan de tres partes principales: el sistema propulsor, la matriz y la cortadora. El sistema propulsor más habitual es el sistema de hélice.

Secado de piezas conformadas.

La pieza cerámica una vez conformada se somete a una etapa de secado, con el fin de reducir el contenido en humedad de las piezas tras su conformado hasta niveles lo suficientemente bajos (0.2-0.5 %), para que las fases de cocción y, en su caso, esmaltado se desarrollen adecuadamente.

En los secaderos, el calor se transmite mayoritariamente por convección, desde gases calientes a la superficie de la pieza, participando ligeramente el mecanismo de radiación desde dichos gases y desde las paredes del secadero a dicha superficie.

Por lo tanto, durante el secado de piezas cerámicas, tiene lugar simultánea y consecutivamente un desplazamiento de agua a través del sólido húmedo y a través del gas.



El aire que se utiliza debe ser lo suficientemente seco y caliente, pues se utiliza, no sólo para eliminar el agua procedente del sólido sino también para suministrar la energía en forma de calor, que necesita esa agua para evaporarse.

Tras el conformado de las piezas, éstas se introducen en el interior del secadero, en donde se ponen en contacto en contracorriente con gases calientes. Estos gases calientes son aportados por un quemador aire-gas natural o por gases calientes procedentes de la chimenea de enfriamiento del horno. El principal mecanismo de transmisión de calor entre el aire y las piezas es el de convección.

En los secaderos horizontales, tipo horno monoestrato de rodillos, las piezas se introducen en diversos planos en el interior del secadero y se mueven horizontalmente en su interior por encima de los rodillos. El aire caliente, que entra en contacto en contracorriente con las piezas, es aportado por quemadores situados en los laterales del horno. La temperatura máxima se encuentra alrededor de los 350°C y los ciclos de secado duran entre 15 y 25 minutos.

La emisión resultante de la operación de secado es una corriente de gases a temperatura del orden de los 110°C y con muy baja concentración de partículas en suspensión arrastradas de la superficie de las piezas por esta corriente.

Cocción o cocciones, con o sin esmaltado.

En los productos no esmaltados, tras la etapa de secado se realiza la cocción. Asimismo, en el caso de productos esmaltados fabricados por bicocción, tras el secado de las piezas en crudo se realiza la primera cocción.

Esmaltado.

El esmaltado consiste en la aplicación por distintos métodos de una o varias capas de vidriado con un espesor comprendido entre 75-500 micras en total, que cubre la superficie de la pieza. Este tratamiento se realiza para conferir al producto cocido una serie de propiedades técnicas y estéticas, tales como: impermeabilidad, facilidad de limpieza, brillo, color, textura superficial y resistencia química y mecánica. La naturaleza de la capa resultante es esencialmente vítrea, aunque incluye en muchas ocasiones elementos cristalinos en su estructura.

El vidriado, al igual que la pasta cerámica, está compuesto por una serie de materias primas inorgánicas. Contiene sílice como componente fundamental (formador de vidrio), así como otros elementos que actúan como fundentes (alcalinos, alcalinotérreos, boro, cinc, etc.), como pacificantes (circonio, titanio, etc.), como colorantes (hierro, cromo, cobalto, manganeso, etc.).

Dependiendo del tipo de producto, de su temperatura de cocción, y de los efectos y propiedades a conseguir en el producto acabado, se formula una amplia variedad de esmaltes.



Por otra parte, las fritas son compuestos vítreos, insolubles en agua, que se obtienen por fusión a temperatura elevada (1500°C) y posterior enfriamiento rápido de mezclas predeterminadas de materias primas.

La utilización de fritas presenta ventajas como disminución de la toxicidad, el material vítreo obtenido, por su tamaño y estructura, tiene menor tendencia a la formación de polvo ambiental que las materias primas de las que proviene, disminuyendo de esta forma el peligro asociado a su toxicidad, así como la ampliación del intervalo de temperaturas de trabajo del esmalte, debido a que no poseen puntos definidos de fusión.

El proceso de fabricación de fritas, comúnmente llamado fritado, tiene como objetivo la obtención de un material vítreo insoluble en agua, mediante fusión y posterior enfriamiento de mezclas de diferentes materiales.

La mezcla de materias primas pasa a una tolva de alimentación, desde la que entra al horno, donde tiene lugar el fritado propiamente dicho. La alimentación del horno se lleva a cabo mediante un tornillo sin fin, cuya velocidad controla el flujo másico de material alimentado al horno. El tiempo de permanencia del material en el interior del horno viene definido por la velocidad de fusión de las materias primas y por la fluidez del material fundido.

El horno está dotado de quemadores alimentados con gas natural, utilizándose como comburente aire u oxígeno. Estos sistemas permiten alcanzar temperaturas comprendidas entre 1400-1600°C, necesarias para llevar a cabo este tipo de procesos.

Los gases de combustión antes de ser expulsados al exterior a través de la chimenea se hacen pasar por un intercambiador de calor, con el fin de recuperar energía para precalentar el aire de combustión.

El proceso de fritado puede desarrollarse en continuo, empleándose hornos continuos con enfriamiento del fundido con agua o con aire y en discontinuo, con hornos rotatorios y enfriamiento por agua.

Los hornos continuos tienen su base inclinada con el fin de facilitar el descenso de la masa fundida. En la salida se sitúa un rebosadero y un quemador que actúa directamente sobre el líquido viscoso en que se ha convertido la frita a la salida, evitando su brusco enfriamiento al contacto con el aire y facilitando el vaciado en continuo del horno.

El enfriamiento puede realizarse:

Con agua. El material fundido cae directamente sobre agua, lo cual provoca su inmediato enfriamiento. Al mismo tiempo, y debido al choque térmico, se produce la rotura del vidrio en pequeños fragmentos de forma irregular.

Con aire. En este caso la masa fundida se hace pasar a través de dos cilindros, enfriados en su interior por aire, obteniendo un sólido laminado muy frágil, que se rompe con facilidad en pequeñas escamas.



El proceso intermitente se lleva a cabo en el caso que se desee fabricar fritas de menor demanda. En este caso el proceso de fusión se realiza en un horno rotatorio y normalmente el enfriamiento de la frita se realiza por agua, siendo éstas las únicas diferencias con respecto al proceso continuo.

Tanto en el proceso continuo como en el intermitente, los humos procedentes de la fusión, contienen compuestos gaseosos procedentes de la combustión, gases procedentes de las volatilizaciones de las materias primas alimentadas y partículas arrastradas por los gases de combustión en su salida del horno. Es importante destacar que la composición de estas partículas es parecida a la de la frita que se está produciendo en cada momento.

Esmaltes: Preparación y aplicación. Decoración.

El proceso de preparación de los esmaltes consiste normalmente en someter a la frita y aditivos a una fase de molienda, en molino de bolas de alúmina, hasta obtener un rechazo prefijado. A continuación se ajustan las condiciones de la suspensión acuosa cuyas características dependen del método de aplicación que se vaya a utilizar.

El esmaltado de las piezas cerámicas se realiza en continuo y los métodos de aplicación más usuales en la fabricación de estos productos cerámicos son: En cortina, por pulverización, en seco o las decoraciones.

La serigrafía es la técnica mayoritariamente utilizada para la decoración de baldosas cerámicas, debido a su facilidad de aplicación en las líneas de esmaltado. Esta técnica se utiliza tanto en monococción como en bicocción y tercer fuego, y consiste en la consecución de un determinado diseño que se reproduce por aplicación de una o varias pantallas superpuestas (telas tensadas de una luz de malla determinada).

Estas pantallas presentan la totalidad de su superficie cerrada por un producto endurecedor, dejando libre de paso únicamente el dibujo que se va a reproducir. Al pasar sobre la pantalla un elemento que ejerce presión (rasquetee), se obliga a la pasta serigráfica a atravesarla, quedando la impresión sobre la pieza.

Cocción de las piezas.

La cocción de los productos cerámicos es una de las etapas más importantes del proceso de fabricación, ya que de ella dependen gran parte de las características del producto cerámico: resistencia mecánica, estabilidad dimensional, resistencia a los agentes químicos, facilidad de limpieza, resistencia al fuego, etc.

Las variables fundamentales a considerar en la etapa de cocción son, el ciclo térmico (temperatura-tiempo), y la atmósfera del horno, que deben adaptarse a cada composición y tecnología de fabricación.

La operación de cocción consiste en someter a las piezas a un ciclo térmico, durante el cual tienen lugar una serie de reacciones en la pieza que provocan cambios en su microestructura y les confieren las propiedades finales deseadas.



Ciclo de cocción

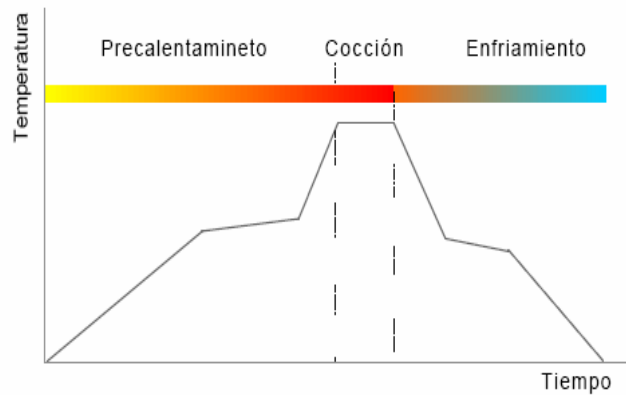


Figura IV.5. Ciclo de cocción¹²

Cocción única, monococción y bicocción.

Los materiales cerámicos pueden someterse a una, dos o más cocciones. Las baldosas no esmaltadas reciben una única cocción; en el caso de baldosas esmaltadas, pueden someterse a una cocción tras la aplicación del esmalte sobre las piezas crudas (proceso de monococción), o someterse a una primera cocción para obtener el soporte, al que se aplica el esmalte para someterlo luego a una segunda cocción (proceso de bicocción). En ocasiones puede haber un secado adicional tras la etapa de esmaltado. Ésta se lleva a cabo inmediatamente antes de introducir el material en el horno, con el fin de reducir el contenido en humedad de las piezas hasta niveles suficientemente bajos para que la etapa de cocción se desarrolle adecuadamente.

Cocción rápida.

La cocción rápida de las baldosas cerámicas, actualmente predominante, se realiza en hornos monoestrato de rodillos, que permiten reducir la duración de los ciclos de cocción hasta tiempos inferiores a los 40 minutos, debido a la mejora de los coeficientes de transmisión de calor de las piezas, y a la uniformidad y flexibilidad de los mismos.

Tratamientos adicionales.

En algunos casos, en particular en baldosas de gres porcelánico, se realiza una operación de pulido superficial de las piezas cocidas con lo que se obtienen baldosas homogéneas brillantes no esmaltadas.

Clasificación y embalado.

Por último con la etapa de clasificación y embalado finaliza el proceso de fabricación del producto cerámico. La clasificación se realiza mediante sistemas automáticos con equipos mecánicos y visión superficial de las piezas. El resultado es un producto controlado en cuanto a su regularidad dimensional, aspecto superficial y características mecánicas y químicas.

4.3 GENERALIDADES DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN

El sistema de cogeneración empleado está constituido de la siguiente manera:

- ❑ Turbina de Gas
- ❑ Generador Eléctrico
- ❑ Dos Post-quemadores
- ❑ Transformador de Potencia
- ❑ Enfriador Adiabático

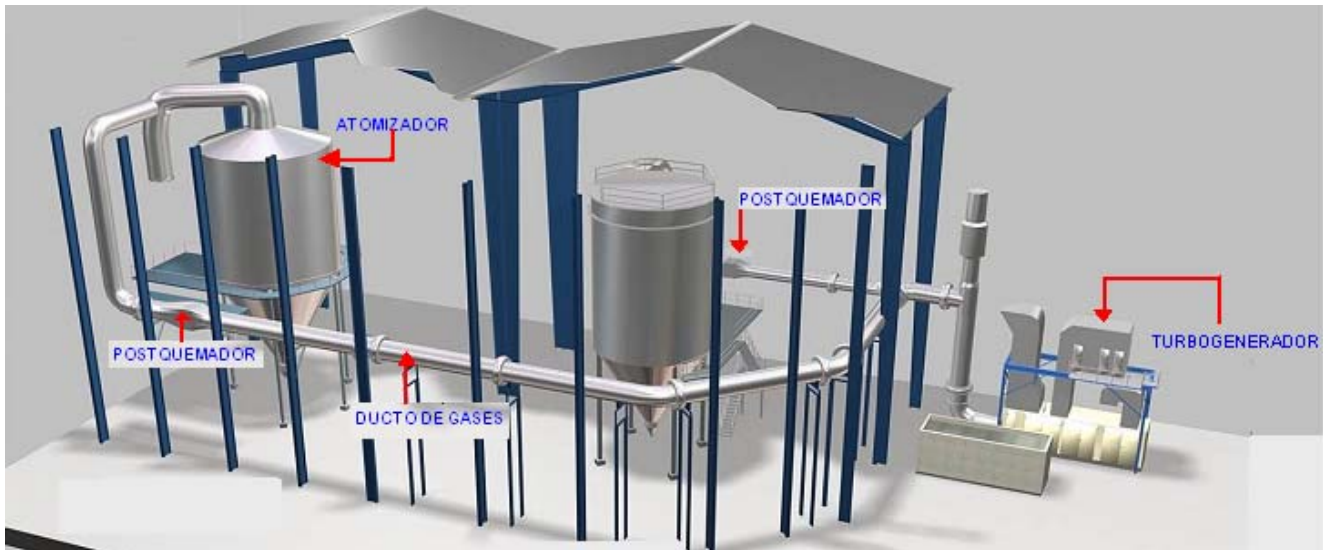


Figura IV.6. Sistema de Cogeneración ¹²

El sistema de cogeneración empleado presenta las siguientes Características:

SISTEMA DE COGENERACIÓN	
Potencia instalada	5.2MW
Aplicación	Ciclo Simple de Secado con Turbina de Gas
Número de salidas de operación por mantenimiento	1
Duración del mantenimiento	50.63 [h]
DESCRIPCIÓN DE LA APLICACIÓN	
<p>El sistema de cogeneración empleado, es un sistema superior, constituido por una turbina de gas, dos quemadores de post-combustión, un transformador de potencia y un enfriador adiabático.</p> <p>En este sistema la energía primaria es utilizada para producir gases calientes a alta presión , los cuales se usan para generar energía eléctrica y los gases calientes residuales que salen del escape de la turbina son aprovechados en un postquemador. En el post-quemador se eleva la temperatura de los gases de 490°C a 560°C, para posteriormente ser enviados al proceso de secado de la barbotina, la cual es materia prima de la cerámica.</p>	

Tabla IV.2. Sistema de Cogeneración Empleado ¹²



CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN	
Combustible	Gas Natural
Consumo de Combustible	$1,530,658.22 \left[\frac{m^3}{mes} \right]$
Horas de Operación	$621.4 \left[\frac{h}{mes} \right]$
Producción de Energía Eléctrica	$2,295,838.00 \left[\frac{kWh}{mes} \right]$
Consumo de Energía Eléctrica del Sistema de Cogeneración	$18,700 \left[\frac{kWh}{mes} \right]$
Producción de Energía Térmica	$4,435,614.00 \left[\frac{kWh}{mes} \right]$
EFICIENCIA DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN	
Eficiencia Global	85%
Eficiencia Eléctrica	38%
Eficiencia Térmica	47%

Tabla IV.3. Características del Sistema de Cogeneración Empleado ¹²

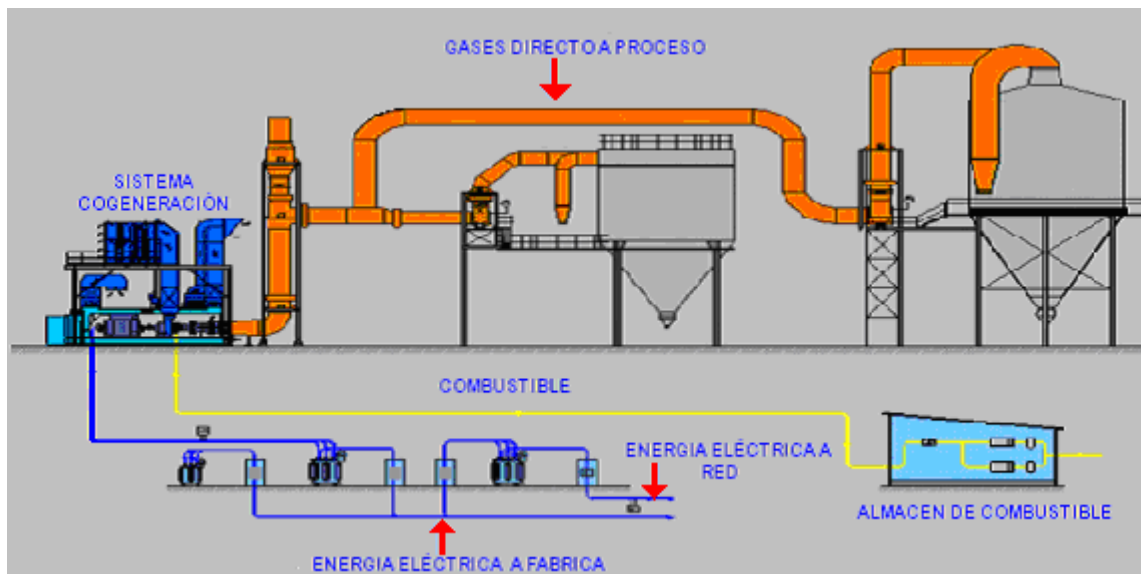


Figura IV.7. Proceso de Producción con Sistema de Cogeneración ¹²

4.4 ANÁLISIS DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLE MENSUAL

4.4.1 Producción de Energía Eléctrica y Térmica por separado

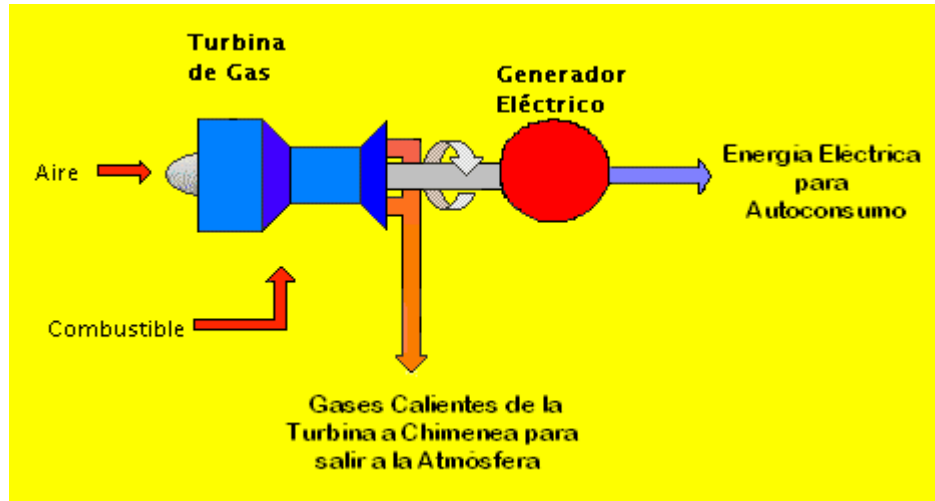


Figura IV.8. Sistema Convencional de Generación de Energía Eléctrica con Turbina de Gas ¹²

Producción de Energía Eléctrica

Producción de Energía Eléctrica $\frac{kWh}{mes}$	Horas de Operación $\frac{h}{mes}$	Demanda de Energía Eléctrica kW
2,295,838	621.4	3,694.62

Tabla IV.4. Producción de Energía Eléctrica Mensual con Sistema Convencional ¹²

Para conocer la cantidad de combustible que es necesario suministrar a la turbina de gas, para lograr satisfacer la demanda de Energía Eléctrica, se tiene:

De la ecuación de Eficiencia Eléctrica:

$$\eta_{elec} = \frac{W_{neto}}{Q_s}$$

donde:

η_{elec} : Eficiencia eléctrica

W_{neto} : Trabajo neto

Q_s : Calor suministrado



Despejando el calor suministrado Q_s tenemos:

$$Q_s = \frac{W_{neto}}{\eta_{elec}}$$

Calculando el calor suministrado para satisfacer la demanda eléctrica.

$$Q_s = \frac{3,694.62kW}{0.38}$$

$$Q_s = 9,722.69[kW_e]$$

El flujo de combustible se define como:

$$\dot{m}_{comb} = \frac{Q_s}{PCI}$$

donde:

\dot{m}_{comb} : Flujo de combustible

Q_s : Calor suministrado

PCI : Poder Calorífico del Combustible

Para el Gas Natural:

$$PCI = 38,938 \left[\frac{kJ}{m^3} \right]$$

Transformando unidades.

Factor de conversión:

$$1kWh = 3.6 \times 10^6 [J]$$



Transformando unidades de PCI:

$$PCI = 38,938,000 \left[\frac{J}{m^3} \right] * \left[\frac{1kWh}{3.6 \times 10^6 [J]} \right]$$

$$PCI = 10.82 \left[\frac{kWh}{m^3} \right]$$

Sustituyendo en la ecuación de Flujo de Combustible \dot{m}_{comb} :

$$\dot{m}_{comb} = \frac{9,722.69 [kW_e]}{10.82 \left[\frac{kWh}{m^3} \right]}$$

$$\dot{m}_{comb} = 898.93 \left[\frac{m^3}{h} \right]$$

Calculando el consumo de combustible mensual para generar energía eléctrica:

\dot{m}_{comb} $\frac{m^3}{h}$	Horas de Operación $\frac{h}{mes}$	\dot{m}_{comb} $\frac{m^3}{mes}$
898.93	621.4	558,595.79

Tabla IV.5. Flujo de Combustible Mensual empleado para la Generación de Energía Eléctrica ¹²

Cálculo del Combustible que se introduce a la turbina:

\dot{m}_{comb} $\frac{m^3}{mes}$	%	$\dot{m}_{comb\ turb}$ $\frac{m^3}{mes}$
558,595.79	38	1,469,988.92

Tabla IV.6. Combustible Mensual que se Introduce a la Turbina de Gas ¹²



Producción de Energía Térmica

Para satisfacer la demanda de energía térmica, es necesario hacer uso de un quemador independiente, al cual se le introduce gas natural para realizar la combustión y obtener los gases para el proceso de secado, el gas natural se introduce a temperatura ambiente, 20°C aproximadamente, y es necesario elevar su temperatura hasta 560°C.

Consumo de Energía Térmica $\frac{kWh}{mes}$	Horas de Operación $\frac{h}{mes}$	Demanda de Energía Térmica kW
4,435,614	621.4	7,138.098

Tabla IV.7. Demanda de Energía Térmica Mensual¹²

Combustible que se introduce al quemador para generar gases para proceso.

$$E_{gases} = \dot{m}_{combquemador} * PCI$$

Despejando el flujo de combustible $\dot{m}_{combquemador}$:

$$\dot{m}_{combquemador} = \frac{E_{gases}}{PCI}$$

donde $PCI = 38,937 \left[\frac{kJ}{m^3} \right]$

Calculando E_{gases} :

$$E_{gases} = G_{gases} * CP_{gases} * (T_s - T_e)$$

donde:

- E_{gases} : Energía de los gases generados para proceso
- G_{gases} : Gasto de los gases generados para proceso
- CP_{gases} : Calor Especifico de los gases generados para proceso
- T_s : Temperatura de salida de los gases generados para proceso
- T_e : Temperatura de entrada al quemador



CASO DE ESTUDIO

G_{gases} $\frac{kg}{s}$	CP_{gases} $\frac{kJ}{kg^{\circ}C}$	T_s $^{\circ}C$	T_e $^{\circ}C$	E_{gases} $\frac{kJ}{s}$
15	1.0057	560	20	8,146.17

*Tabla IV.8. Cálculo de la Energía de los Gases de Proceso*¹²

Sustituyendo en la ecuación del Flujo de Combustible:

$$\dot{m}_{combquema} = \frac{E_{gases}}{PCI}$$

$$\dot{m}_{combquema} = \frac{8,146.17 \left[\frac{kJ}{s} \right]}{38,937 \left[\frac{kJ}{m^3} \right]}$$

$$\dot{m}_{combquema} = 0.21 \left[\frac{m^3}{s} \right]$$

Cálculo del consumo de combustible mensual que se introduce al quemador para generar los gases para el proceso:

$\dot{m}_{combquema}$ $\frac{m^3}{s}$	$\dot{m}_{combquema}$ $\frac{m^3}{h}$	Horas de Operación $\frac{h}{mes}$	$\dot{m}_{combquema}$ $\frac{m^3}{mes}$
0.21	753.17	621.4	468,020.34

*Tabla IV.9. Combustible Mensual que se introduce al Quemador*¹²



CASO DE ESTUDIO

Sin emplear cogeneración obtenemos los siguientes resultados, al producir energía eléctrica y térmica por separado:

Producto	Cantidad Generada <i>kW</i>	Combustible Suministrado $\frac{m^3}{mes}$
Energía Eléctrica	3,694.62	1,469,988.92

*Tabla IV.10. Combustible Total Mensual Empleado para Producir Energía Eléctrica*¹²

Producto	Cantidad Generada <i>kW</i>	Combustible Suministrado $\frac{m^3}{mes}$
Energía Térmica	7,138.10	468,020.34

*Tabla IV.11. Combustible Total Mensual Empleado para Generar Energía Térmica*¹²

Por lo tanto el combustible total empleado en el proceso ($\dot{m}_{combusturb} + \dot{m}_{combquemada}$), se muestra en la siguiente tabla:

Energía Eléctrica $\frac{m^3}{mes}$	Energía Térmica $\frac{m^3}{mes}$	Combustible Total $\frac{m^3}{mes}$
1,469,988.92	468,020.34	1,938,009.26

*Tabla IV.12. Combustible Total Mensual*¹²

4.4.2 Empleando Sistema de Cogeneración

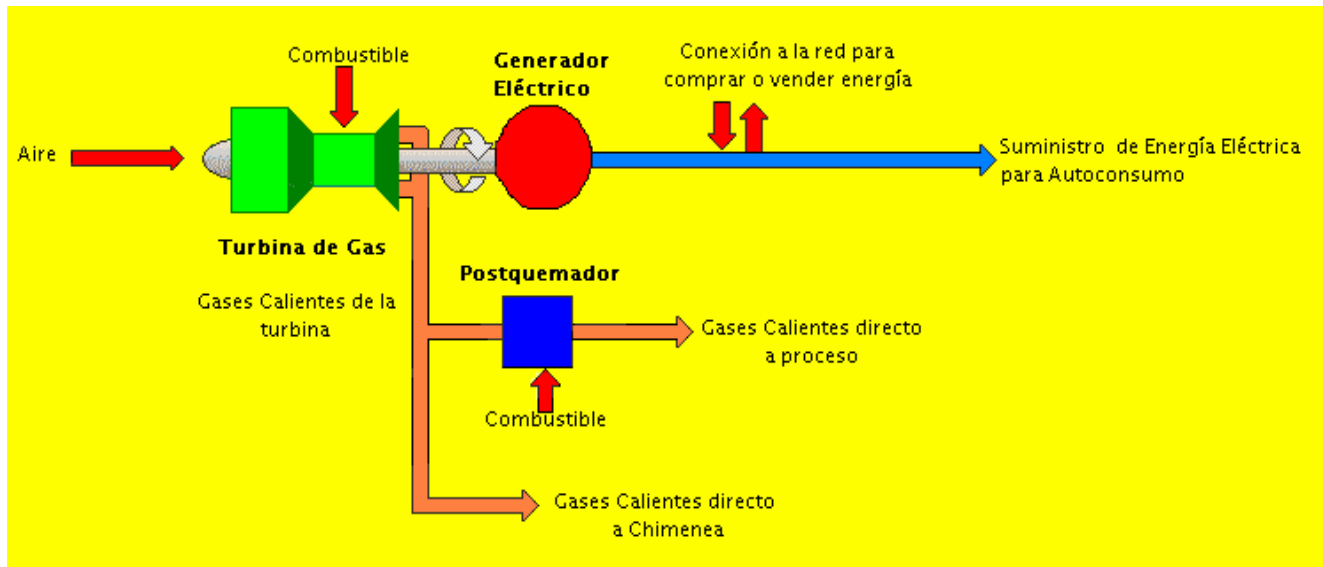


Figura IV.9. Sistema de Cogeneración Empleado ¹²

Producción de Energía Eléctrica

Producción de Energía Eléctrica $\frac{kWh}{mes}$	Horas de Operación $\frac{h}{mes}$	Demanda de Energía Eléctrica kW
2,295,838	621.4	3,694.62

Tabla IV.13. Producción de Energía Eléctrica Mensual Empleado Cogeneración ¹²

Para conocer la cantidad de combustible que es necesario suministrar a la turbina de gas, para lograr satisfacer la demanda de Energía Eléctrica, se tiene:

De la ecuación de Eficiencia Eléctrica:

$$\eta_{elec} = \frac{W_{neto}}{Q_s}$$

donde

η_{elec} : Eficiencia eléctrica

W_{neto} : Trabajo neto

Q_s : Calor suministrado



Despejando el calor suministrado Q_s tenemos:

$$Q_s = \frac{W_{neto}}{\eta_{elec}}$$

Calculando el calor suministrado para satisfacer la demanda eléctrica:

$$Q_s = \frac{3,694.62kW}{0.38}$$

$$Q_s = 9,722.69[kW_e]$$

El flujo de combustible se define como:

$$\dot{m}_{comb} = \frac{Q_s}{PCI}$$

donde:

\dot{m}_{comb} : Flujo de combustible

Q_s : Calor suministrado

PCI : Poder Calorífico del Combustible

Para el Gas Natural:

$$PCI = 38,938 \left[\frac{kJ}{m^3} \right]$$

Transformando unidades.

Factor de conversión:

$$1kWh = 3.6 \times 10^6 [J]$$



CASO DE ESTUDIO

Transformando unidades de PCI:

$$PCI = 38,938,000 \left[\frac{J}{m^3} \right] * \left[\frac{1kWh}{3.6 \times 10^6 [J]} \right]$$

$$PCI = 10.82 \left[\frac{kWh}{m^3} \right]$$

Sustituyendo en la ecuación de Flujo de Combustible \dot{m}_{comb} :

$$\dot{m}_{comb} = \frac{9,722.69 [kW_e]}{10.82 \left[\frac{kWh}{m^3} \right]}$$

$$\dot{m}_{comb} = 898.93 \left[\frac{m^3}{h} \right]$$

Calculando el consumo de combustible mensual para generar energía eléctrica:

\dot{m}_{comb} $\frac{m^3}{h}$	Horas de Operación $\frac{h}{mes}$	\dot{m}_{comb} $\frac{m^3}{mes}$
898.93	621.4	558,595.79

Tabla IV.14. Flujo de Combustible Mensual para Generar Energía Eléctrica Empleando Cogeneración¹²

Cálculo del Combustible que se introduce a la turbina:

\dot{m}_{comb} $\frac{m^3}{mes}$	%	$\dot{m}_{comb\text{turb}}$ $\frac{m^3}{mes}$
558,595.79	38	1,469,988.92

Tabla IV.15. Combustible Total que se Introduce a la Turbina de Gas Empleando Cogeneración¹²



Producción de Energía Térmica

Aprovechando los gases de escape de la turbina, los cuales alcanzan una temperatura de 490°C, mediante un post-quemador, para elevar su temperatura hasta 560°C y enviarlos a proceso, se tiene:

Consumo de Energía Térmica $\frac{kWh}{mes}$	Horas de Operación $\frac{h}{mes}$	Demanda de Energía Térmica kW
4,435,614	621.4	7,138.098

Tabla IV.16. Consumo de Energía Térmica ¹²

Cálculo del combustible que se introduce al postquemador:

$$E_{gases} = \dot{m}_{combpostquemador} * PCI$$

Despejando el flujo de combustible suministrado al postquemador $\dot{m}_{combpostquemador}$:

$$\dot{m}_{combpostquemador} = \frac{E_{gases}}{PCI}$$

donde:

$$PCI = 38,937 \left[\frac{kJ}{m^3} \right]$$

Calculando E_{gases} :

$$E_{gases} = G_{gases} * CP_{gases} * (T_s - T_e)$$

donde:

E_{gases} : Energía de los gases de escape de la turbina

G_{gases} : Gasto de los gases de escape de la turbina

CP_{gases} : Calor Específico de los gases de escape de la turbina

T_s : Temperatura de salida de los gases de escape de la turbina

T_e : Temperatura de entrada al post quemador de los gases de escape de la turbina



CASO DE ESTUDIO

G_{gases} $\frac{kg}{s}$	CP_{gases} $\frac{kJ}{kg^{\circ}C}$	T_s $^{\circ}C$	T_e $^{\circ}C$	E_{gases} $\frac{kJ}{s}$
15	1.0057	560	490	1,055.99

Tabla IV.17 Cálculo de la Energía de los Gases a Proceso¹²

Sustituyendo en la ecuación del Flujo de Combustible:

$$\dot{m}_{combpostquem} = \frac{E_{gases}}{PCI}$$

$$\dot{m}_{combpostquem} = \frac{1,055.99 \left[\frac{kJ}{s} \right]}{38,937 \left[\frac{kJ}{m^3} \right]}$$

$$\dot{m}_{combpostquem} = 0.027 \left[\frac{m^3}{s} \right]$$

Cálculo del consumo de combustible mensual que se introduce al post-quemador para aumentar la temperatura de los gases de escape de la turbina y enviarlos a proceso:

$\dot{m}_{combpostquem}$ $\frac{m^3}{s}$	Horas de Operación $\frac{h}{mes}$	$\dot{m}_{combpostquem}$ $\frac{m^3}{mes}$
0.027	621.4	60,669.30

Tabla IV.18. Combustible Mensual que se introduce al post-quemador¹²



CASO DE ESTUDIO

Combustible total que se introduce al sistema ($\dot{m}_{comb\text{turb}} + \dot{m}_{comb\text{postquem}} \text{):$

$\dot{m}_{comb\text{turb}}$ $\frac{m^3}{mes}$	$\dot{m}_{comb\text{postquem}}$ $\frac{m^3}{mes}$	$\dot{m}_{comb\text{proceso}}$ $\frac{m^3}{mes}$
1,469,988.92	60,669.30	1,530,658.22

*Tabla IV.19. Combustible Total Mensual que se Introduce al Sistema Empleando Cogeneración*¹²

Empleando Cogeneración obtenemos los siguientes resultados:

Producto	Cantidad Generada kW	Combustible Suministrado $\frac{m^3}{mes}$
Energía Eléctrica	3,694.62	1,530,658.22
Energía Térmica	7,138.098	

*Tabla IV.20. Combustible Total Mensual Empleado para Generar Energía Eléctrica y Térmica con Cogeneración*¹²

Comparativo de Consumo de Combustible

CON COGENERACIÓN			SIN COGENERACIÓN			AHORRO
$\dot{m}_{comb\text{turb}}$ $\frac{m^3}{mes}$	$\dot{m}_{comb\text{postquem}}$ $\frac{m^3}{mes}$	$\dot{m}_{comb\text{proceso}}$ $\frac{m^3}{mes}$	$\dot{m}_{comb\text{turb}}$ $\frac{m^3}{mes}$	$\dot{m}_{comb\text{quem}}$ $\frac{m^3}{mes}$	$\dot{m}_{comb\text{proceso}}$ $\frac{m^3}{mes}$	$\dot{m}_{comb\text{proceso}}$ $\frac{m^3}{mes}$
1,469,988.92	60,669.30	1,530,658.22	1,469,988.92	468,020.34	1,938,009.26	407,351.04

*Tabla IV.21. Ahorro Mensual de Combustible Empleando Cogeneración*¹²

La Industria ahorra un 21% de combustible mensual, del necesario originalmente para satisfacer tanto la demanda eléctrica como la térmica, al emplear el sistema de cogeneración, ya que al aprovechar los gases de escape de la turbina en el proceso industrial, la cantidad de combustible suministrado al postquemador para elevar la temperatura de dichos gases, es menor, que si se realizase este proceso por separado.

**4.5 ANÁLISIS DEL COSTO MENSUAL DEL COMBUSTIBLE**

Precio del Gas Natural a Junio de 2007: $27.67 \left[\frac{USD}{Gcal} \right]$

Transformando unidades.

Factor de Conversión:

$$1Gcal = 3.968MMBTU$$

$$1MMBTU = 27.096m^3$$

Calculando el precio del Gas Natural en $\left[\frac{USD}{m^3} \right]$:

$$\text{Precio del Gas Natural} = 27.67 \left[\frac{USD}{Gcal} \right] * \left[\frac{1Gcal}{3.968MMBTU} \right] * \left[\frac{1MMBTU}{27.096m^3} \right]$$

$$\text{Precio del Gas Natural} = 0.26 \left[\frac{USD}{m^3} \right]$$

Calculando el precio del Gas Natural en $\left[\frac{\$}{m^3} \right]$:

$$1USD = \$11.20$$

$$\text{Precio del Gas Natural} = 0.26 \left[\frac{USD}{m^3} \right] * \left[\frac{\$11.20}{1USD} \right]$$

$$\text{Precio del Gas Natural} = 2.91 \left[\frac{\$}{m^3} \right]$$



CASO DE ESTUDIO

Para el sistema de cogeneración el costo de combustible asciende a \$4,411,929.49 mensuales.

CON COGENERACIÓN			
$m_{combproceso}$ $\frac{m^3}{mes}$	Precio GN $\frac{USD}{m^3}$	Costo del combustible	
		$\frac{USD}{mes}$	$\frac{\$}{mes}$
1,530,658.22	0.26	393,922.28	4,411,929.49

Tabla IV.22. Costo Mensual de Combustible Empleando Cogeneración ¹²

Por otra parte, sin emplear el sistema de cogeneración, el costo de combustible asciende a \$5,586,067.54 mensuales.

SIN COGENERACIÓN			
$m_{combproceso}$ $\frac{m^3}{mes}$	Precio GN $\frac{USD}{m^3}$	Costo del combustible	
		$\frac{USD}{mes}$	$\frac{\$}{mes}$
1,938,009.26	0.26	498,756.03	5,586,067.54

Tabla IV.23. Costo Mensual de Combustible sin Emplear Cogeneración ¹²

Comparativo del Costo de Combustible

CON COGENERACIÓN	SIN COGENERACIÓN	AHORRO	
Costo del combustible $\frac{USD}{mes}$	Costo del combustible $\frac{USD}{mes}$	Costo del combustible	
		$\frac{USD}{mes}$	$\frac{\$}{mes}$
393,922.28	498,756.03	104,833.75	1,174,138.06

Tabla IV.24. Ahorro Mensual en el Costo de Combustible Empleando Cogeneración ¹²



4.6 ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Si la industria no contara con el sistema de cogeneración, tendría que comprar la energía eléctrica a CFE, para poder satisfacer su demanda eléctrica.

Cálculo del pago por Consumo Eléctrico a CFE.

Tarifa: HM, Junio 2007

Región	Cargo por kilowatt de demanda facturable	Cargo por kilowatt - hora de energía de punta	Cargo por kilowatt - hora de energía intermedia	Cargo por kilowatt - hora de energía de base
Baja California	\$182.00	\$2.49	\$0.69	\$0.54
Baja California Sur	\$174.92	\$2.00	\$0.96	\$0.68
Central	\$126.15	\$2.38	\$0.76	\$0.64
Noreste	\$116.00	\$2.20	\$0.71	\$0.58
Noroeste	\$118.45	\$2.21	\$0.70	\$0.59
Norte	\$116.55	\$2.22	\$0.71	\$0.58
Peninsular	\$130.34	\$2.33	\$0.72	\$0.59
Sur	\$126.15	\$2.33	\$0.73	\$0.61

Tabla IV.25. Cargos para la Tarifa HM¹³

Región	FRI	FRB
Baja California	0.141	0.07
Baja California Sur	0.195	0.097
Central	0.3	0.15
Noreste	0.3	0.15
Noroeste	0.3	0.15
Norte	0.3	0.15
Peninsular	0.3	0.15
Sur	0.3	0.15

Tabla IV.26. Factores de Reducción para el Cálculo de la Demanda Facturable¹³

**Demanda facturable**

La demanda facturable se define como:

$$DF = DP + FRI \times \max(DI - DP, 0) + FRB \times \max(DB - DPI, 0)$$

Donde:

DP : demanda máxima medida en el periodo de punta

DI : demanda máxima medida en el periodo intermedio

DB : demanda máxima medida en el periodo de base

DPI: demanda máxima medida en los periodos de punta e intermedio

FRI y FRB: factores de reducción cuyo valor dependerá de la región tarifaria

Demanda Eléctrica máxima de la Industria los períodos punta, intermedio y base.

Demanda Máxima Período Punta <i>kW</i>	Demanda Máxima Período Intermedio <i>kW</i>	Demanda Máxima Período Base <i>kW</i>
3,840	3,900.00	3,920

Tabla IV.27. Demanda Eléctrica Mensual¹²

Cálculo de la Demanda Facturable:

DP	FRI	max (DI-DP)	FRI*max(DI-DP)	FRB	max (DB-DPI)	FRB* max (DB-DP)	DF <i>kW</i>
3,840	0.30	60	18.00	0.15	80	12.00	3,870.00

Tabla IV.28. Demanda Facturable¹²

Cálculo del costo por demanda facturable:

Cargo por kilowatt de demanda facturable $\frac{\$}{kWmes}$	DF <i>kW</i>	Costo por Demanda Facturable $\frac{\$}{mes}$
126.15	3,870.00	488,201

Tabla IV.29. Costo de la Demanda Facturable¹²



CASO DE ESTUDIO



Consumo Eléctrico de la Industria en los períodos punta, intermedio y base.

Período Punta $\frac{kWh}{mes}$	Período Intermedio $\frac{kWh}{mes}$	Período Base $\frac{kWh}{mes}$	Consumo Eléctrico $\frac{kWh}{mes}$
191,379	1,224,375	859,094	2,274,848

Tabla IV.30. Consumo Eléctrico Mensual¹²

Cálculo del Costo por consumo eléctrico en los períodos base, intermedio y punta:

Período Punta $\frac{kWh}{mes}$	Cargo para energía en período punta $\frac{\$}{kWmes}$	Período Intermedio $\frac{kWh}{mes}$	Cargo para energía en período intermedio $\frac{\$}{kWmes}$	Período Base $\frac{kWh}{mes}$	Cargo para energía en período base $\frac{\$}{kWmes}$	Costo Energía Consumida $\frac{\$}{mes}$
191,379	2.38	1,224,375	0.76	859,094	0.64	1,935,827.18

Tabla IV.31. Costo Energía Consumida¹²

Costo Total de la Energía Eléctrica consumida.

Costo Energía Consumida $\frac{\$}{mes}$	Costo Demanda Facturable $\frac{\$}{mes}$	Costo Total Energía Consumida $\frac{\$}{mes}$
1,935,827.18	488,201	2,424,027.68

Tabla IV.32. Costo Total de la Energía Consumida¹²

Empleando Sistema de Cogeneración

Cálculo del costo del kWh:

$\dot{m}_{combproceso}$ $\frac{m^3}{mes}$	Precio GN $\frac{USD}{m^3}$	Costo del combustible $\frac{USD}{mes}$
1,469,988.92	0.257	378,308.74

Tabla IV.33. Costo del Combustible¹²



CASO DE ESTUDIO

Producción Eléctrica $\frac{kWh}{mes}$	Costo del combustible $\frac{USD}{mes}$	Costo del kWh $\frac{USD}{kWh}$	Costo del kWh $\frac{\$}{kWh}$
2,295,838.00	378,308.74	0.165	1.845

Tabla IV.34. Costo del kWh empleando Cogeneración ¹²

Costo del Consumo Eléctrico empleando cogeneración.

Consumo Eléctrico $\frac{kWh}{mes}$	Costo del kWh $\frac{USD}{kWh}$	Costo Energía Consumida	
		$\frac{USD}{mes}$	$\frac{\$}{mes}$
2,274,848	0.165	374,850.00	4,198,320.01

Tabla IV.35. Costo de la Energía Eléctrica Empleando Cogeneración ¹²

Energía Eléctrica de Respaldo

El Respaldo Firme para Falla y Mantenimiento, es el servicio proporcionado por CFE para cubrir fallas o mantenimiento de las instalaciones de generación de los usuarios con permisos de cogeneración.

En esta tarifa, los cargos son superiores a si se contratará las tarifas respectivas por separado, ya que los usuarios tienen la opción de dar mantenimiento a sus instalaciones cuando ellos lo deseen, y por su parte CFE deberá reservar capacidad para el caso en el que éstos den mantenimiento en los períodos de máxima capacidad.

Tarifa HM-R: Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en media tensión.

Cargo fijo: \$1,343.62



CASO DE ESTUDIO

Cargos por demanda y energía.

Región	Cargo por kilowatt de demanda reservada	Cargo por kilowatt de demanda medida	Cargo por kilowatt - hora de energía de punta	Cargo por kilowatt - hora de energía intermedia	Cargo por kilowatt - hora de energía de base
Baja California	\$36.64	\$7.79	\$1.04	\$0.60	\$0.54
Baja California Sur	\$40.58	\$8.61	\$1.26	\$0.83	\$0.68
Central	\$45.09	\$9.50	\$0.78	\$0.66	\$0.64
Noreste	\$41.47	\$8.78	\$0.73	\$0.61	\$0.58
Noroeste	\$42.45	\$8.97	\$0.71	\$0.60	\$0.59
Norte	\$41.74	\$8.84	\$0.74	\$0.62	\$0.58
Peninsular	\$46.59	\$9.90	\$0.68	\$0.61	\$0.59
Sur	\$45.09	\$9.50	\$0.73	\$0.62	\$0.61

Tabla IV.36. Cargos para Servicio de Respaldo ¹³

Cálculo del cargo por demanda reservada:

Cargo por Demanda Reservada $\frac{\$}{kW}$	Demanda Reservada* kW	Costo Demanda Reservada $\$$
45.09	3,000	135,270.00

* La demanda reservada la establece el cogenerador al momento de elaborar el contrato con CFE

Tabla IV.37. Costo Demanda Reservada ¹²

Cálculo del cargo por demanda medida:

Demanda de energía de la red por respaldo de mantenimiento a la turbina de gas.

Periodo Punta kW	Periodo Intermedio kW	Periodo Base kW
3,440	3,590	3,530

Tabla IV.38. Demanda Eléctrica en Período Punta, Intermedio y Base ¹²



CASO DE ESTUDIO

Costo de la demanda medida de energía eléctrica para respaldo de la turbina de gas.

Cargo por Demanda Medida \$/kW	Demanda Máxima Medida kW	Costo Demanda Medida \$
9.50	3,590	34,105.00

*Tabla IV.39. Costo Demanda Medida*¹²

Consumo de energía de red por respaldo de turbina de gas en los períodos punta, intermedio y base

Periodo Punta kWh/mes	Periodo Intermedio kWh/mes	Periodo Base kWh/mes	Consumo Total Energía kWh/mes
18,970	98.48	39,830	157,280

*Tabla IV.40. Consumo de Energía de Respaldo*¹²

Cálculo del cargo por consumo de energía en período base, intermedio y punta.

Periodo Punta kWh/mes	Cargo por energía en período punta \$/kWh	Periodo Intermedio kWh/mes	Cargo por energía en período intermedio \$/kWh	Periodo Base kWh/mes	Cargo por energía en período base \$/kWh	Costo Consumo \$/kWh
18,970	0.78	98.48	0.66	39,830	0.64	40,352.80

*Tabla IV.41. Costo por el Consumo de Energía de Respaldo*¹²

Costo de la Energía Eléctrica de Respaldo

Cargo Fijo \$	Costo por Demanda Reservada \$	Costo por Demanda Medida \$	Costo por Consumo \$	Costo Energía de Respaldo \$
1,343.62	135,270.00	34,105.00	40,352.80	211,071.42

*Tabla IV.42. Costo Energía de Respaldo*¹²



CASO DE ESTUDIO

4.7 VENTA DE EXCEDENTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Si la industria vende sus excedentes eléctricos a CFE, los ingresos por dicha venta ascienden a \$ 2,036.41 mensuales.

Producción de Energía Eléctrica $\frac{kWh}{mes}$	Consumo de Energía Eléctrica de la Fábrica $\frac{kWh}{mes}$	Consumo de Energía Eléctrica del Sistema de Cogeneración $\frac{kWh}{mes}$	Excedente $\frac{kWh}{mes}$
2,295,838	2,274,848	18,700	2,290

Tabla IV.43. Excedentes Eléctricos ¹²

Cálculo del Ingreso por la venta de excedentes eléctricos:

Excedentes $\frac{kWh}{mes}$	*Precio Medio de Compra $\frac{\$}{kWh}$	Ingresos por la Venta de Excedentes Eléctricos $\frac{\$}{mes}$
2,290	0.889	2,036

*Precio medio promedio de compra

Tabla IV.44. Ingresos por la Venta de Excedentes Eléctricos ¹²

4.8 COMPARATIVO DE LOS COSTOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA Y ELÉCTRICA

Costos para el industrial si adquiere la energía eléctrica a CFE y produce su energía térmica de manera independiente.

SIN COGENERACIÓN		
Costo del combustible $\frac{\$}{mes}$	Costo Total de la Energía Eléctrica Consumida $\frac{\$}{mes}$	Costo total $\frac{\$}{mes}$
5,586,067	2,424,027	8,010,095

Tabla IV.45. Costos de la Energía Eléctrica y Térmica sin Cogeneración ¹²



CASO DE ESTUDIO

Costos para el industrial utilizando el sistema de cogeneración para generar energía eléctrica y térmica simultáneamente.

CON COGENERACIÓN			
Costo del combustible	*Costo Energía eléctrica de Respaldo	Costo de Operación y Mantenimiento	Costo total
$\frac{\$}{mes}$	$\frac{\$}{mes}$	$\frac{\$}{mes}$	$\frac{\$}{mes}$
4,411,929	211,071	661789	5,284,790

*Se considera el costo de la energía de Respaldo, debido a que el sistema salió de operación debido a mantenimiento

*Tabla IV.46. Costos de la Energía Eléctrica y Térmica con Cogeneración*¹²

Si se considera el ingreso por la venta de excedentes eléctricos, se tiene:

Ingresos por la Venta de Excedentes Eléctricos	Costo total
$\frac{\$}{mes}$	$\frac{\$}{mes}$
2036	5,282,753

*Tabla IV.47. Costo Total de la Energía Eléctrica y Térmica con Cogeneración considerando el Ingreso por venta de Excedentes*¹²

Ahorro obtenido por el industrial.

SIN COGENERACIÓN	CON COGENERACIÓN	AHORRO
Costo total	Costo total	Costo total
$\frac{\$}{mes}$	$\frac{\$}{mes}$	$\frac{\$}{mes}$
8,010,095	5,282,753	2,727,341

*Tabla IV.48. Ahorros Obtenidos en el Costo Total de la Energía Eléctrica y Térmica con Cogeneración*¹²



CAPITULO V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES





CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En la actualidad, la generación de bienes y servicios en nuestro país se basa fundamentalmente en el consumo de combustibles fósiles no renovables, como el petróleo y el carbón, lo que ha traído problemas medioambientales y de abasto de energéticos, elevando el precio de los mismos y volviéndolos inaccesibles para algunas industrias.

Es por ello que en las últimas décadas se han buscado alternativas que permitan el abasto oportuno de energía sin depender de combustibles fósiles, como la utilización de energías alternativas, haciendo especial énfasis en los programas de ahorro y uso eficiente de energía.

En el escenario actual, dada la problemática del sector eléctrico, los beneficios de los sistemas de cogeneración no sólo se manifiestan hacia el usuario directo en un menor costo energético, sino también en la posibilidad de reducir la importación de combustibles y un mejor aprovechamiento a nivel nacional de los mismos.

La cogeneración se presenta no sólo como una alternativa real y viable sino también necesaria frente a la creciente demanda de energía eléctrica (6% anual) y combustible en el país. Se trata de una importante solución para el sector industrial, que requiere energía eléctrica y térmica de calidad y costos competitivos para el desarrollo de sus actividades productivas.

La generación simultánea de electricidad y calor en las plantas de cogeneración permite un incomparable grado de aprovechamiento de la energía del combustible frente a la manera convencional de producción, actualmente el suministro de energías útiles, eléctrica y térmica, para los procesos productivos de la industrias, se realiza mediante los combustibles que, por un lado, abastece petróleos mexicanos (PEMEX) a la industria, la cual los transforma mediante sus equipos de combustión (generalmente una caldera de vapor) a energía térmica útil, con una eficiencia promedio del 75%; y por el otro lado, para que la CFE los convierta en energía eléctrica, con una eficiencia promedio del 33% y, a su vez, la suministre al usuario industrial. De esta forma, se logra una eficiencia total del orden del 50%.

Cuando se utilizan los sistemas de cogeneración para suministrar a los proceso productivos de las industrias, los mismos requerimientos de energía eléctrica y energía térmica se obtienen eficiencias promedio del 30% para la generación de energía eléctrica, 40% para la generación de energía térmica útil y una eficiencia total del 70%, que se traduce en un ahorro del 30% de combustible.

El análisis de los resultados del caso de estudio muestran que la industria ahorra un 20% en el consumo mensual de combustible al emplear cogeneración para satisfacer sus requerimientos energéticos, el ahorro económico equivale también a un 20% del costo total empleado para satisfacer sus requerimientos energéticos a partir de métodos convencionales. La eficiencia del sistema es de 85%, lo cual ha permitido incrementar la productividad y competitividad de la empresa, ya que el proceso de secado es la parte más cara del proceso de producción.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La viabilidad del sistema de cogeneración está íntimamente relacionado con el precio del combustible y de la electricidad, en este caso gas natural, entre más se incremente el costo de este energético la viabilidad del proyecto disminuye, en contraparte, entre más se incremente el precio de la electricidad la viabilidad del proyecto aumenta.

Es importante enfatizar que la viabilidad de estos proyectos también depende de la incertidumbre económica que vive el país, debido a las fuertes inversiones que requieren esta clase de proyectos, ya que los sistemas de cogeneración sólo son factibles para empresas que tengan capacidad para hacer una inversión fuerte y que además tengan características adecuadas, como el tener un consumo de energía térmica y eléctrica simultaneo que pueda hacer viable la implantación de estos sistemas.

Aún con todos los beneficios que la cogeneración puede representar para el país, existen una serie de limitantes que no permiten su desarrollo, por ello para que la cogeneración en México tenga un mayor impulso y se aprovechen los grandes potenciales que existen, tanto en el sector público como privado, se requiere un cambio de visión y establecer nuevas reglas, que incluyan modificaciones a la legislación actual en el sector energético.

La Industria Eléctrica Nacional ha tenido que enfrentar fuertes problemas financieros, debido principalmente a los crecientes costos de los combustibles, los elevados costos para financiar la expansión de su capacidad de generación, así como las restricciones impuestas para preservar el medio ambiente, todo ello como consecuencia de la disminución de la inversión pública a partir de los años ochenta, la cual redujo el presupuesto de las empresas públicas, dejándolas sin recursos para ampliarse; por lo que durante la década de los 90 se concedió la apertura del sector eléctrico al capital privado bajo las modalidades de autoabastecimiento, productor independiente, pequeña producción, importación y cogeneración, así como la privatización de algunas petroquímicas y la concesión de la distribución de gas natural a los particulares en 1995, para hacer frente a esta falta de solidez económica por parte del gobierno.

Sin embargo a principios de 1999, el gobierno plantea nuevamente la necesidad de ampliar la participación de la inversión privada en la generación de energía así como la creación de un mercado competitivo de energía eléctrica, argumentando falta de solvencia financiera para hacer frente al incremento de la demanda eléctrica del país.

Para lograr hacer frente a las necesidades de expansión del sector eléctrico, el gobierno ha utilizado financiamiento privado a través de esquemas como: "Construcción–Arrendamiento–Transferencia" (CAT), "Productor Independiente de Energía" (PIE) y "Proyecto de Inversión Diferida con Registro al Gasto"(PIDIREGAS).

Sin embargo, no han resultado ser la opción más adecuada, ya que estos esquemas representaron en 1997 el 7% de la inversión del sector público, pero para el año 2000 representaban el 36% de dicha inversión, es decir se dio un incremento del 40% en la deuda pública.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Consecuentemente, en la actualidad más de la cuarta parte de la energía que se consume y un poco más de la tercera que está instalada o en construcción es privada, financiada bajo alguno de los esquemas antes mencionados con capital perteneciente a grandes grupos transnacionales, cuyas políticas de expansión comprometen la seguridad en el abasto y elevan el precio de la electricidad.

Esto implica la necesidad de llevar a cabo la expansión del sector eléctrico al menor costo posible con tecnologías modernas que respeten el medio ambiente aprovechando los recursos energéticos con los que se cuentan de una manera eficiente, una opción para suplir las necesidades de expansión es considerar el potencial de cogeneración que existe en el sector industrial.

Este potencial de cogeneración industrial puede contribuir a la expansión del sistema eléctrico con mínimos costos de operación e inversión para la empresa eléctrica, y al mismo tiempo ser complemento de la infraestructura eléctrica que requiere el país por lo cual es necesario que se le incluya en una forma más protagónica dentro de los planes de expansión de éste, ya que puede proporcionar un apoyo importante en el abasto de la energía eléctrica que requerirá el país en los próximos diez años.

Sin embargo para lograr este fin se ha encontrado que el desarrollo de la cogeneración enfrenta múltiples barreras que impiden sea aprovechada al máximo, destacando las de tipo legal o político de las cuales las que más repercuten son la inestabilidad del marco regulatorio, la falta de agilización y el excesivo número de trámites para instalar proyectos de cogeneración así como para el abasto de combustibles, tales como el gas natural, las limitaciones impuestas por CFE para compra y venta de excedentes eléctricos y la metodología existente para determinar el precio de compra de los mismos.

Para lograr avances en todos estos factores, es necesario que se esclarezca el futuro del sector energético terminando con la incertidumbre que lo rodea en la actualidad y consecuentemente el establecimiento de un marco legal con reglas claras y consistentes que permitan reducir los riesgos de inversión y operación de proyectos de cogeneración, así como dar seguridad al cogenerador de que la legislación no repercutirá en sus inversiones a largo plazo ante la creación de un mercado competitivo de energéticos.

Por otra parte es indispensable que se revisen y modifiquen los artículos de la LSPEE, que influyen directamente en el desarrollo de la cogeneración y que se han planteado como una limitante para su desarrollo, ya que es necesario dar certidumbre y respaldo legal a las inversiones que realicen los interesados en estos sistemas, estableciendo un marco legal que cubra sus expectativas.

Asociado a lo anterior la gran cantidad de trámites que los industriales deben realizar para conseguir un permiso de cogeneración hace más complicada la implementación de nuevos proyectos, por ello es necesario, crear un sistema mejor estructurado que permita hacer más ágil el otorgamiento de permisos.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La creación de un organismo dedicado exclusivamente a la promoción y desarrollo de proyectos de cogeneración, puede ser de gran ayuda para promoverla dentro del sector industrial, ya que la existencia de una sola entidad encargada de proporcionar todo el respaldo necesario para su proyecto sería bastante atractiva. En la actualidad existen instituciones que atienden esta modalidad de manera parcial e independiente, lo cual se traduce en el desconocimiento parcial o total de lo que implican los sistemas de cogeneración por parte de los industriales y otros sectores.

Este organismo tendrá como función principal supervisar todo el proceso que sigue la implementación de un proyecto de este tipo, desde el estudio energético de la planta hasta la puesta en marcha del sistema, así como dar seguimiento de los ahorros que se obtengan con la implantación de este sistema por lo menos durante un año después del tiempo de recuperación de la inversión, para dar a conocer al interesado los beneficios que obtuvo con su inversión.

Posteriormente los resultados obtenidos con la implementación del proyecto, pueden ser difundidos en distintos eventos, foros, seminarios, etc., entre los integrantes del sector industrial para dar mayor difusión de sus beneficios y conseguir mayor número de empresas interesadas en ellos.

Asimismo el precio de compra por parte de la empresa eléctrica limita severamente el desarrollo de los sistemas de cogeneración, ya que no existe una metodología clara para su cálculo por que depende del costo marginal regional que sólo CFE conoce y establece, esta situación no favorece la inversión en dichos proyectos ya que los interesados desconocen el precio al que CFE les comprará sus excedentes eléctricos, es por ello que el conocimiento de los costos marginales por nodo dará mayor certidumbre a los proyectos de cogeneración.

De igual manera se propone cumplir con el artículo 76 de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, el cual establece que deben de publicarse y ser del dominio público las metodologías de costos a corto plazo y los precios de la energía, lo cual representa que los interesados en sistemas de cogeneración puedan comparar los costos de estos sistemas con los de CFE.

Una alternativa para hacer más atractivos los precios de compra de excedentes es fijar como base de éstos el costo evitado. El costo evitado incluye el costo energético y el costo de capacidad. El "costo energético evitado" comprende el costo de combustible y parte de los costos de operación y mantenimiento, representa el costo más caro de producción de electricidad a cada nivel de demanda. El "costo de capacidad evitado" se añade al anterior cuando la compra de electricidad al cogenerador permite a la compañía eléctrica reducir sus inversiones en la construcción de nuevas centrales de generación.

Aunado a lo anterior, la generación de excedentes en la industria está asociada al nivel de producción del proceso industrial que le da acomodo, por lo que éste no puede estar sujeto a las limitaciones que marcan las Reglas de Despacho, por esta razón es necesario eliminar el despacho eléctrico y permitir la venta de excedentes eléctricos mayores a 20 MW, y la compra obligatoria de éstos por parte de la empresa eléctrica.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Además es de vital importancia definir una metodología clara para calcular el costo de transmisión de energía eléctrica, porteo, definiendo el costo del porteo por kWh hasta el lugar de consumo, ya que las plantas de cogeneración se diseñan para cubrir la demanda térmica de la instalación de que se trate, con lo que se obtiene la mayor eficiencia de los energéticos primarios, obteniendo por lo general excedentes de energía eléctrica que será necesario transmitir a otras localidades.

Sin embargo no solamente los aspectos de tipo legal afectan el proceso de desarrollo de la cogeneración y por ende del sistema eléctrico, puesto que el abasto oportuno de los combustibles es otro factor importante que debe considerarse.

Para cubrir la creciente demanda de gas natural, el país requiere incrementar su producción, diversificar sus importaciones y desarrollar suficiente infraestructura de transporte y almacenamiento para asegurar el suministro a precios competitivos.

Con la apertura de la inversión privada en 1995 para la transportación y comercialización del gas natural, se iniciaron grandes obras de infraestructura para ampliar la capacidad de transporte de los ductos existentes y poder llevar dicho combustible a las zonas industriales donde se requería, con ello se aumentó la confiabilidad de la red nacional de gasoductos y su rentabilidad, trayendo consigo una distribución aceptable, aunque no total.

Aún con los avances obtenidos, existen un gran número de empresas que no cuentan con el acceso a este combustible, lo que afecta el aprovechamiento del potencial de cogeneración que existe en muchas zonas de la República Mexicana, por lo cual es necesario que continúe la ampliación de las redes de gasoductos para asegurar el suministro oportuno del combustible.

Ante la creciente demanda de gas natural y la escasa infraestructura que existe para su producción, PEMEX recurre a las importaciones del mismo para suplir la demanda, esta situación repercute en el precio de venta y éste a su vez influye directamente en los costos de operación de las industrias.

Los precios de los combustibles industriales varían según las condiciones de oferta y demanda de los mercados internacionales, es decir si los precios de los energéticos suben los costos de operación en las industrias suben, lo cual está fuera de control de las mismas, por lo tanto, es necesario buscar alternativas que ayuden a los industriales a no depender de un solo combustible en su sistema de cogeneración y proteger su inversión de la fluctuación en los precios de los combustibles.

Una alternativa a esta problemática podría ser la dualidad de combustibles en sus equipos, la cual requerirá un poco más de inversión, pero a largo plazo resultará en un beneficio mayor, ya que esta dualidad permite usar el combustible que resulte más económico según la temporada.

El complemento a la alternativa anterior pueden ser las "Coberturas de Precio", en las cuales se garantiza el abasto del combustible así como su precio, ante cualquier altibajo, por parte de PEMEX.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

No obstante, el precio del gas natural debe continuar estableciéndose a partir de una base internacional, para dar seguridad a los bancos al conceder créditos para realizar proyectos de esta clase.

Otro aspecto relevante que debe tomarse en cuenta para el desarrollo de estos sistemas son las pocas fuentes de financiamiento accesibles para las pequeñas y medianas empresas existentes en nuestro país, para ello es necesario crear nuevos modelos de financiamiento los cuales permitan que los créditos de la banca privada nacional se hagan extensivos a toda la industria siendo accesibles y baratos.

En conjunto con la creación de nuevos modelos de financiamiento se pueden instituir programas para fomentar la eficiencia en la productividad de las empresas, los cuales apoyen la modernización tecnológica que requieren las industrias a través de la implementación de sistemas de cogeneración, los cuales hacen un uso más eficiente de los combustibles reflejándose en un incremento de productividad, ahorros económicos y menores emisiones de gases contaminantes a la atmósfera.

Por lo tanto la existencia, accesibilidad y difusión de esta clase de programas, así como un adecuado financiamiento y las facilidades para el pago de los créditos lograrán un mayor aprovechamiento del potencial nacional de cogeneración.

Coordinado con lo anterior es necesario ofrecer estímulos fiscales para impulsar la implementación de medidas de modernización, una propuesta puede ser otorgar créditos fiscales de hasta 30% al gasto total realizado sobre inversiones en la modernización tecnológica de la empresa, además de incentivar a las empresas a través de los bonos de carbono, los cuales reditúan de manera económica la disminución de emisiones contaminantes a la atmósfera, para la implementación de tecnologías más eficientes como la cogeneración que hace un uso más eficiente de los combustibles y reduce la emisión de gases contaminantes.

Aún cuando estas problemáticas y posibles soluciones son del conocimiento de las partes que intervienen en el desarrollo de la cogeneración, no se han logrado establecer las bases encaminadas a la eliminación de estas barreras que frenan el aprovechamiento de la cogeneración a nivel nacional.

El adecuado desarrollo de la cogeneración dependerá del trabajo en conjunto de organismos públicos, privados, estatales y federales para crear las condiciones necesarias que hagan frente a las problemáticas con las que se enfrenta la cogeneración y las cuales frenan su desarrollo, haciendo énfasis en que los beneficios que proporciona la cogeneración son a nivel nacional y por lo tanto representan un bien común.



ANEXO A

**POTENCIAL NACIONAL DE
COGENERACIÓN**



POTENCIAL NACIONAL DE COGENERACIÓN

La Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, CONAE, desarrolló un estudio entre 1994 y 1995 que define el Potencial Nacional de Cogeneración técnicamente aprovechable en nuestro país en las empresas, tanto de Petroquímica de PEMEX como de los sectores Industrial y Comercial, identificando el tamaño del mercado para los sistemas de cogeneración. Posteriormente en el año 1997 se anexó PEMEX Refinación al potencial ya calculado en 1995.

Los Subsectores considerados se muestran a continuación:

INDUSTRIAL	{	Químico Alimenticio Celulosa y papel Minero Siderúrgico Textil Vidriero Cementero Automotriz Hulero Manufacturero
PEMEX	{	Petroquímica y Refinación
COMERCIAL	{	Comercial

METODOLOGÍA

Para la determinación del Potencial Nacional de Cogeneración, se consideró que los requerimientos de energía térmica, de los procesos de los usuarios, corresponde al consumo de combustibles de éstos, afectado por la eficiencia de la transformación. Considerando que este volumen de combustible, en unidades de energía, se alimenta a un sistema de cogeneración, el cual proporcionará la energía térmica requerida por los diferentes procesos bajo los siguientes escenarios:

Escenario bajo. Contempla el suministro parcial de energía térmica útil por el sistema de cogeneración para los usuarios (se considera que el combustible consumido por los usuarios se alimenta al sistema de cogeneración; éste, por tener una eficiencia de conversión a energía térmica menor a la de los sistemas tradicionales, sólo proporcionará una parte de la energía térmica requerida).

El complemento de la energía térmica requerida por los usuarios se realiza mediante el suministro de energía adicional en un sistema de postcombustión (que puede ser incluido en el propio sistema de cogeneración) o por medio de los sistemas de generación de energía térmica que actualmente tienen instalados cada uno de los usuarios.

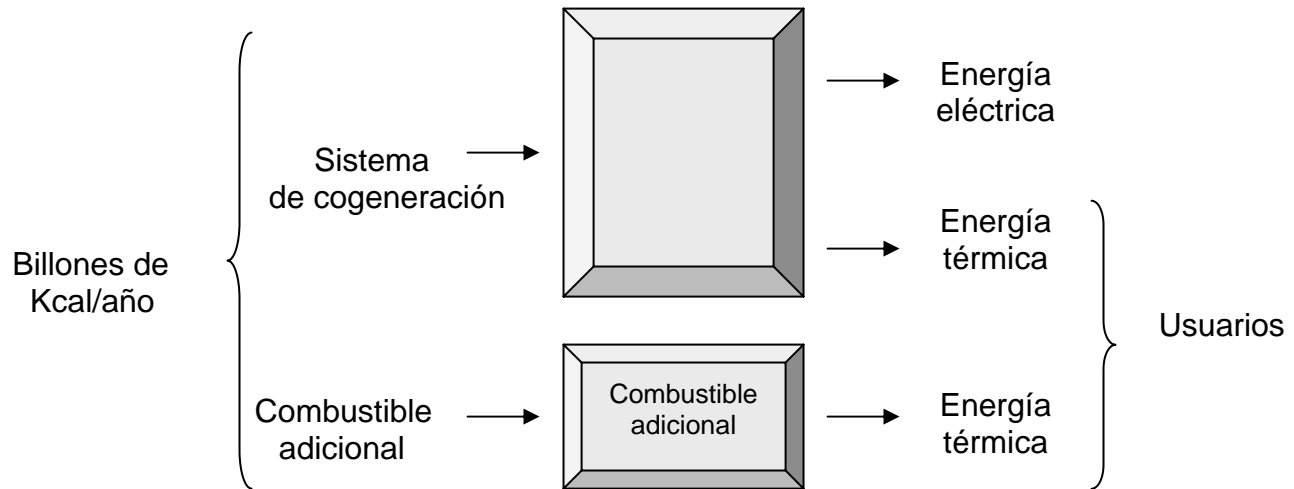


Figura A.1. Potencial Nacional de Cogeneración. Escenario Bajo⁸

El escenario alto, considera al suministro total por el sistema de cogeneración de la energía térmica requerida por los usuarios, sin necesidad de combustible adicional u operación de los sistemas de generación de energía térmica instalados en cada una de las plantas de los usuarios.

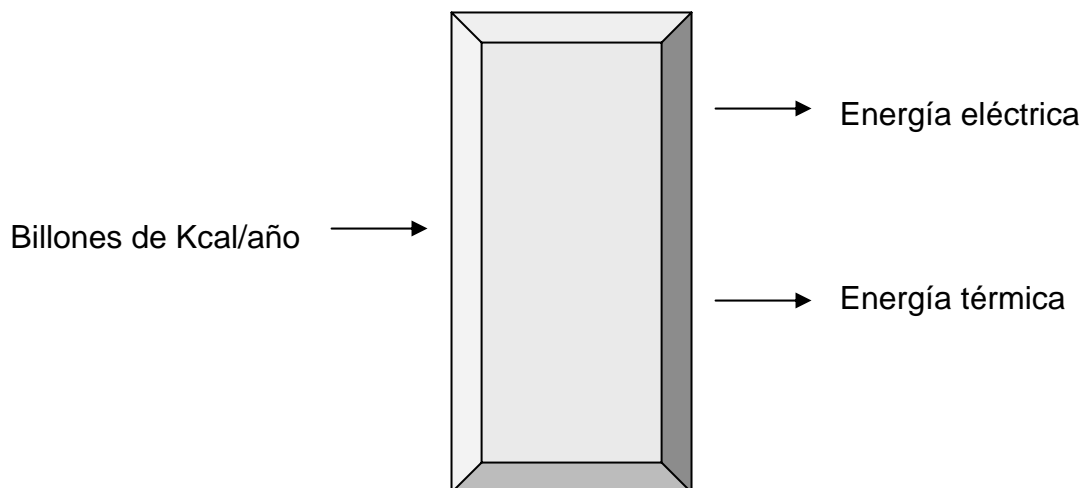


Figura A.2. Potencial Nacional de Cogeneración. Escenario Alto⁹

En ambos escenarios se genera energía eléctrica, cuya capacidad equivalente, es el Potencial Nacional de Cogeneración.



RESULTADOS OBTENIDOS

Los resultados obtenidos en cada uno de los subsectores antes mencionados fueron los siguientes:

● Sector Industrial

Las oportunidades de la cogeneración en la industria del país se determinaron a partir de los datos de los principales consumidores de combustóleo y gas natural, debido a que el total de los combustibles consumidos se utilizan para aportación de energía térmica en los procesos productivos que se realicen.

Los datos base consideran los consumos de combustible (incluido el consumo de gas natural y/o el consumo de combustóleo reportado), durante 1993, de 1,700 empresas, el cual alcanzó un total de 130.6 billones de kcal/año.

Considerando que la eficiencia de conversión de energía de los equipos de la industria (calderas, calentadores, etc.) es de un 75%, la energía térmica útil requerida en el proceso es de 97.95 billones de kcal/año.

Las 1,700 empresas que se utilizaron para la determinación del potencial nacional, se clasificaron por subsector industrial, por capacidad de cogeneración y se identificaron por región geográfica.

SUBSECTOR	CON COMBUSTIBLE ADICIONAL MW	SIN COMBUSTIBLE ADICIONAL MW	NÚMERO DE EMPRESAS
TOTAL	5,200	9,750	1,700
Alimenticio	755	1,416	426
Automotriz y Cementero	677	1,269	162
Químico	1,036	1,943	213
Celulosa y Papel	712	1,335	109
Manufacturero y Hulero	555	1,040	436
Minero	320	600	68
Siderúrgico, Textil y Vidriero	1,145	2,147	286

Tabla A.1. Distribución del Potencial Nacional de Cogeneración por Subsector Industrial ⁹



ANEXOS

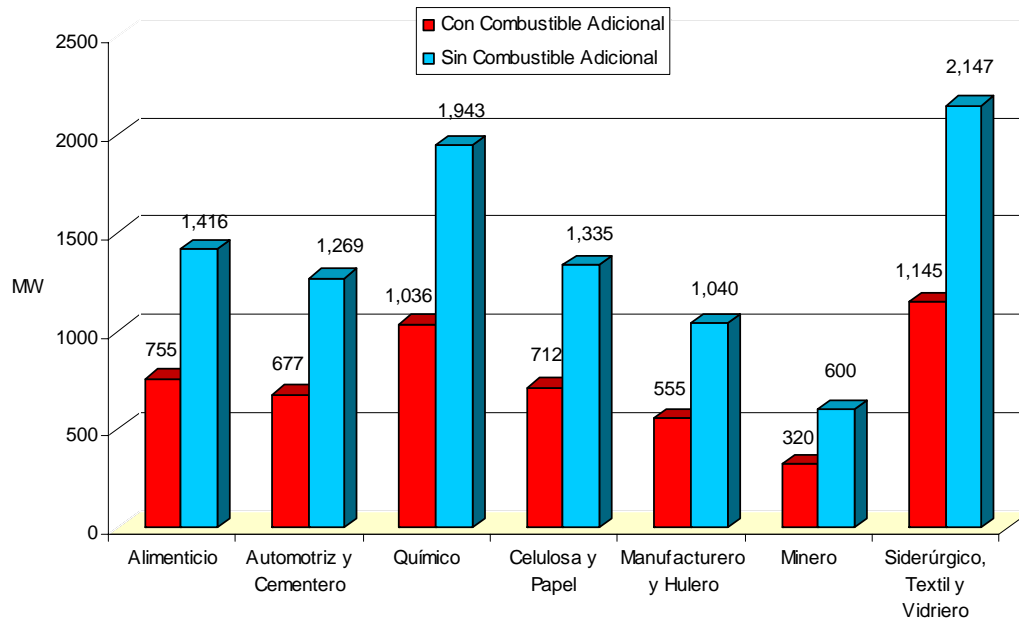


Figura A.3. Distribución del Potencial Nacional de Cogeneración Industrial por Subsector ⁹

Con objeto de dar una idea del tamaño de las instalaciones de cogeneración que se pueden desarrollar en las 1,700 empresas del Sector Industrial, se hizo un ejercicio cuyos resultados son los siguientes:

Pueden instalarse 83 plantas con una capacidad mayor a 20 MW para un total de 4,350 MW, 171 sistemas de rango de capacidad de 5 a 20 MW con un total de 1,629 MW, 492 de 1 a 5 MW para un total de 1,107 MW, 319 instalaciones en el rango de 0.5 a 1 MW para un total de 228 MW y 636 instalaciones con capacidad menor a 0.5 MW para un total de 161 MW.

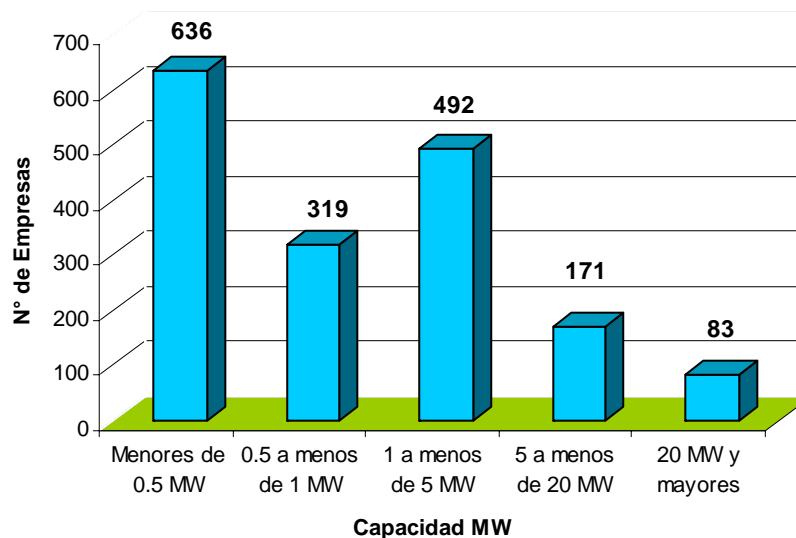


Figura A.4. Distribución del Número de Empresas por Rango de Capacidad ⁹



ANEXOS



Al clasificar el sector industrial por región estados, se encontró que los estados con mayor Potencial de Cogeneración son Jalisco, Veracruz, el Distrito Federal, Coahuila, Michoacán, Nuevo León y Estado de México.

ESTADO	CON COMBUSTIBLE ADICIONAL MW	SIN COMBUSTIBLE ADICIONAL MW
TOTAL	5,200	9,750
Aguascalientes	16	30
Baja California	2	4
Chihuahua	167	314
Coahuila	393	737
Colima	23	42
Durango	70	130
Estado de México	324	605
Guanajuato	187	351
Hidalgo	135	253
Jalisco	1,035	1,942
Distrito Federal	530	994
Michoacán	413	773
Morelos	46	85
Nuevo León	380	712
Puebla	162	304
Querétaro	144	271
Sinaloa	34	65
San Luís Potosí	53	100
Sonora	140	263
Tabasco	30	57
Tamaulipas	220	413
Tlaxcala	40	75
Veracruz	616	1,155
Yucatán	40	75

Tabla A.2. Distribución del Potencial Nacional de Cogeneración de la Industria por Estados⁹

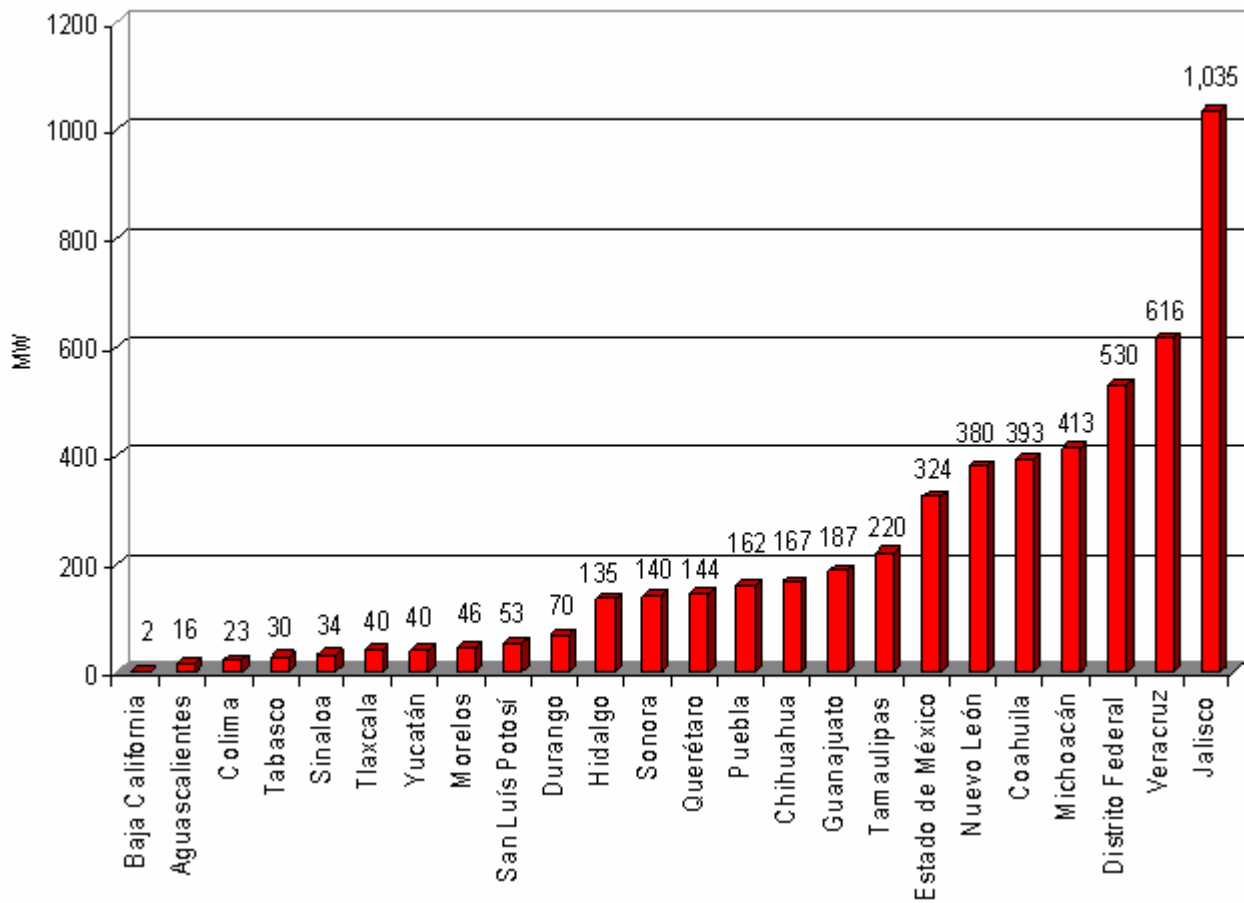


Figura A.5. Distribución del Potencial Nacional de Cogeneración con Combustible Adicional⁹



ANEXOS

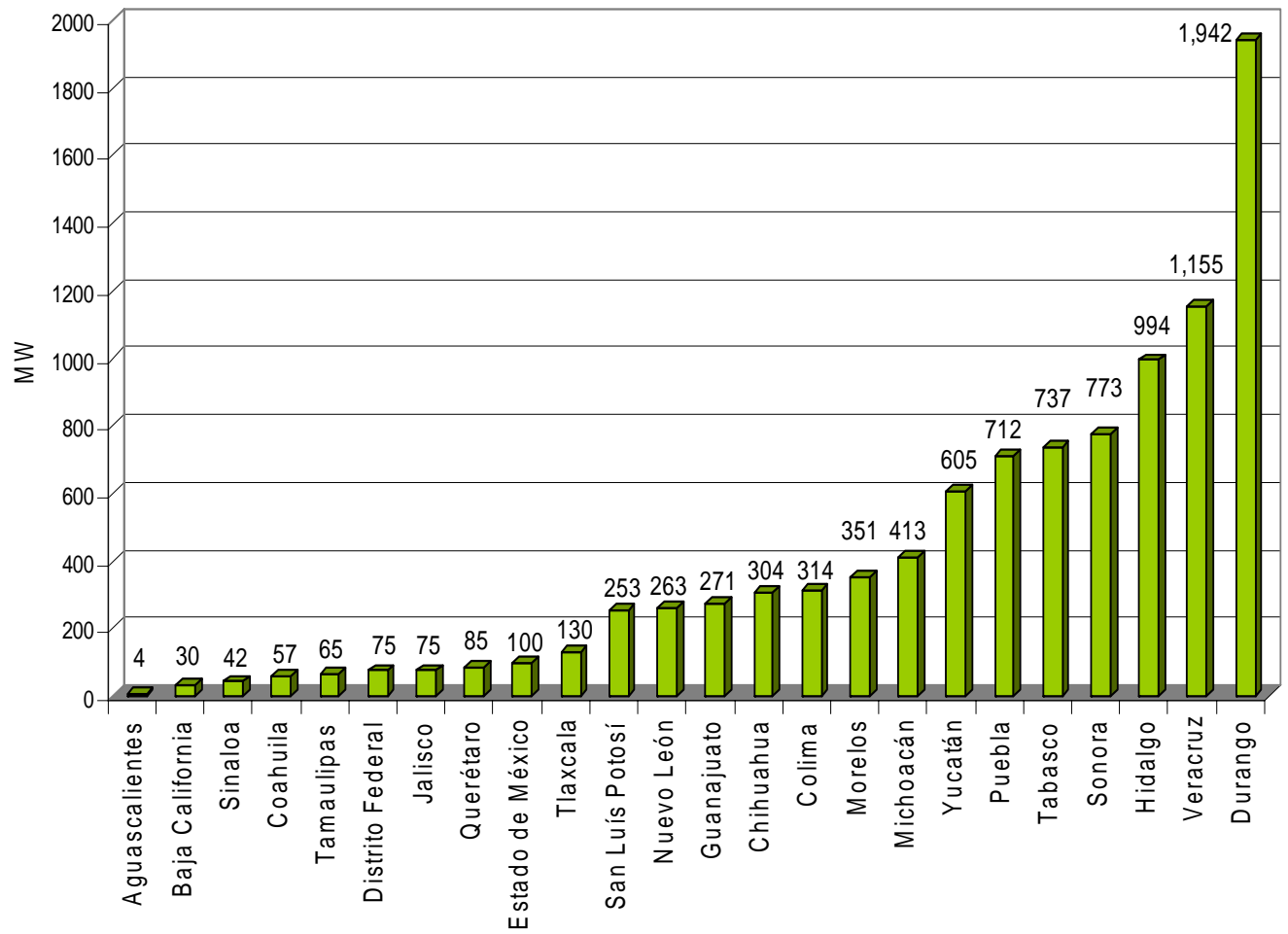


Figura A.6. Distribución del Potencial Nacional de Cogeneración sin Combustible Adicional⁹



PEMEX Petroquímica

Para la determinación del potencial de cogeneración en PEMEX, se consideró únicamente el consumo de combustibles en su industria petroquímica, conforme al consumo de combustóleo y gas natural reportado en el Balance Nacional de Energía de 1993, el cual asciende a 40.5 billones de kcal.

Como en el caso anterior, considerando una eficiencia de conversión energética de 75%, se tiene que la energía térmica útil requerida en los procesos de PEMEX asciende a 30.4 billones de kcal/año, con lo que el potencial nacional de cogeneración en esta institución se encuentra entre 1,613 y 3,026 MW.

De igual forma que en el sector industrial, la distribución del potencial nacional de cogeneración de PEMEX Petroquímica, por región geográfica se presenta en el siguiente cuadro:

ESTADO	CON COMBUSTIBLE ADICIONAL MW	SIN COMBUSTIBLE ADICIONAL MW
TOTAL	1,613	3,026
Veracruz	1,381	2,593
Guanajuato	115	216
Puebla	31	57
Chihuahua	31	57
Tamaulipas	29	55
Hidalgo	26	48

Tabla A.3. Distribución del Potencial Nacional de Cogeneración de PEMEX Petroquímica por Estados⁹

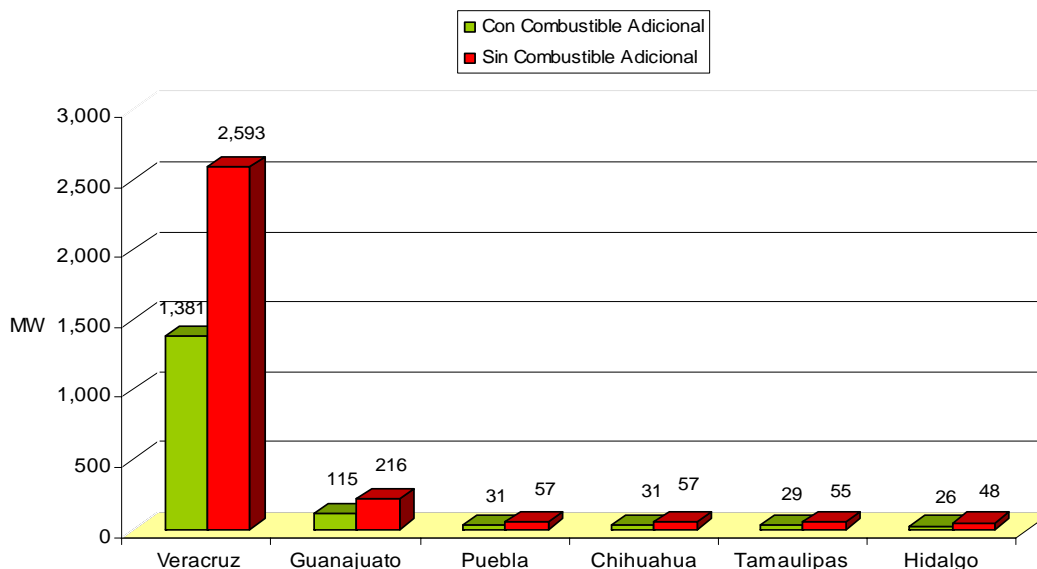


Figura A.7. Distribución del Potencial Nacional de Cogeneración de PEMEX Petroquímica por Estados⁹



Sector Comercial

Finalmente, para el caso del sector comercio, el Balance Nacional de Energía de 1993, reportó un consumo de Combustóleo, Diesel y Gas Licuado de 19.4 billones de kcal, por lo que de acuerdo con la consideración hecha anteriormente, la energía útil a los procesos es de 14.6 billones de kcal/año, consumo que arroja una generación eléctrica en sistemas de cogeneración según la metodología descrita, de entre 773 y 1,453 MW.

Potencial Nacional de Cogeneración Total

De los resultados obtenidos en los incisos anteriores, podemos establecer que el potencial nacional de cogeneración en México se encuentra entre 7,586 y 14,229 MW, dependiendo de la forma en que se obtenga la energía térmica útil a proceso. Éste se encuentra distribuido conforme se muestra en la siguiente tabla.

Sector	Con combustible adicional MW	Sin combustible adicional MW
TOTAL	7,586	14,229
Industria	5,200	9,750
PEMEX Petroquímica	1,613	3,026
Comercial	773	1,453

Tabla A.4. Potencial Nacional de Cogeneración⁹

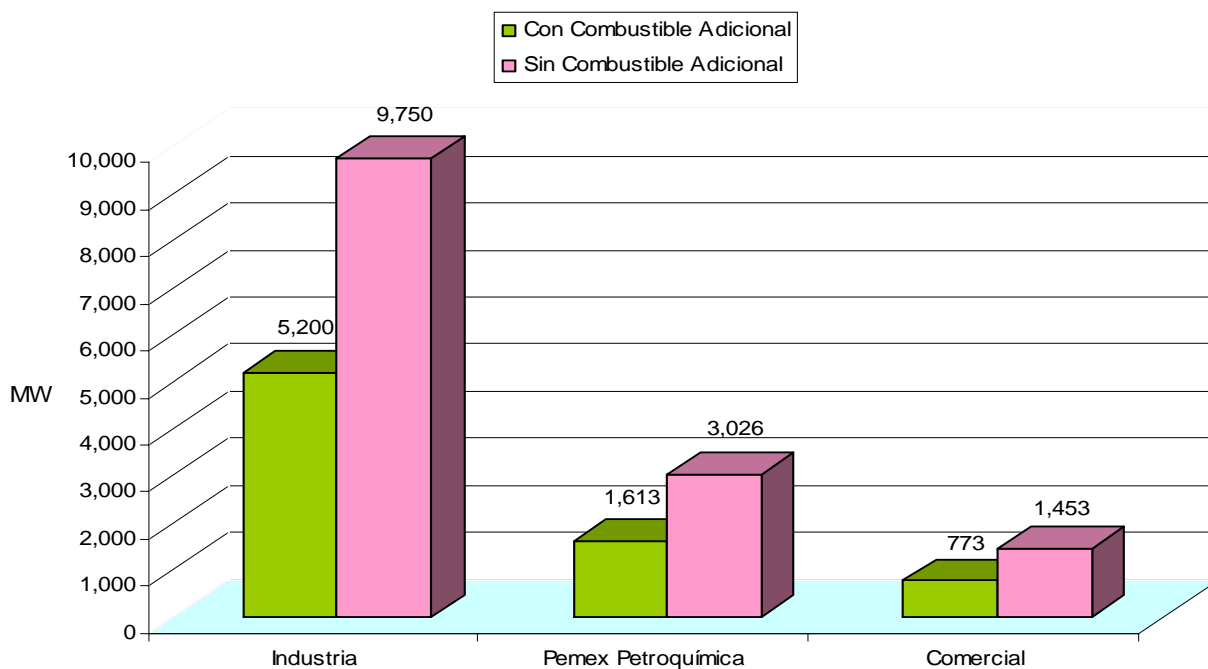


Figura A.8. Distribución del Potencial Nacional de Cogeneración por Sectores⁹



ANEXOS



Al incluir PEMEX Refinación en los resultados obtenidos en 1995 éstos sufrieron una ligera variación que modificó el resultado total, quedando como se muestra a continuación:

Sector		POTENCIAL DE COGENERACIÓN EN MW			%	Número de Empresas
		Con combustible adicional	Sin combustible adicional	Promedio		
Industrial	Químico	1,037	1,943	1,490	12	213
	Alimenticio	755	1,416	1,086	9	426
	Siderúrgico	740	1,388	1,064	9	83
	Celulosa y papel	712	1,335	1,024	9	109
	Cementero	629	1,179	904	8	124
	Manufacturero	455	853	654	5	420
	Vidrio	335	628	482	4	108
	Minero	320	600	460	4	68
	Hulero	100	188	144	1	16
	Textil	69	130	100	1	95
	Automotriz	48	90	69	1	38
Subtotal		5,200	9,750	7,475	62	1,700
PEMEX	Petroquímica	1,613	3,026	2,320	19	
	Refinación *	783	1,469	1,126	9	
Subtotal		2,396	4,495	3,446	29	
Comercial		773	1,453	1,113	9	
T o t a l		8,369	15,698	12,034	100	

*Anexado en 1997 aplicando la misma metodología de 1995.

Tabla A.5. Distribución del Potencial Nacional de Cogeneración⁹



ANEXO B

TARIFAS ELÉCTRICAS



TARIFAS ELÉCTRICAS

Las tarifas eléctricas son los precios que se establecen para que la empresa eléctrica recupere los costos que le significan el generar, transmitir y distribuir la electricidad que llega finalmente a los usuarios. Estos costos se pueden descomponer en fijos y variables.

Los costos fijos son los que significan el amortizar las grandes inversiones en instalaciones y equipos de generación, los sistemas de transmisión y distribución.

Los costos variables son principalmente los relacionados al costo de los combustibles para generación, al pago de la planta laboral y del conjunto de materiales y servicios que son indispensables para la operación cotidiana del sistema.

Estos costos varían de región en región y por hora del día. Estas variaciones se deben a la variación de la demanda eléctrica y a la respuesta de las empresas suministradoras, las cuales utilizan distintos equipos para distintos momentos del día y del año. Dependiendo de la aplicación para la cual es utilizada la energía eléctrica, las tarifas se dividen en diferentes tipos:

TIPO DE SERVICIO	TARIFA	APLICACIÓN
DOMESTICO	1	Todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda.
	1A	
	1B	
	1C	
	1D	
	1E	
	1F	
	DAC	Servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, considerada de alto consumo o que por las características del servicio así se requiera.
PUBLICO	5	Esta tarifa sólo se aplicará al suministro de energía eléctrica para el servicio a semáforos, alumbrado y alumbrado ornamental por temporadas, de calles, plazas, parques y jardines públicos en las zonas conurbadas del Distrito Federal, Monterrey y Guadalajara.
	5-A	Esta tarifa sólo se aplicará al suministro de energía eléctrica para el servicio a semáforos, alumbrado y alumbrado ornamental por temporadas, de calles, plazas, parques y jardines públicos en todo el país exceptuándose las circunscripciones para las cuales rige la tarifa 5.
	6	Suministro de energía eléctrica para servicio público de bombeo de aguas potables o negras.



ANEXOS

AGRICOLA	9	Servicios en baja tensión que destinen la energía para el bombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo de productos agrícolas y al alumbrado del local donde se encuentre instalado el equipo de bombeo.
	9M	Servicios en media tensión que destinen la energía para el bombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo de productos agrícolas y al alumbrado del local donde se encuentre instalado el equipo de bombeo.
	9-CU	La energía eléctrica utilizada en la operación de los equipos de bombeo y rebombeo de agua para riego agrícola por los sujetos productivos inscritos en el padrón de beneficiarios de energéticos agropecuarios.
	9-N	Esta tarifa de estímulo nocturna se aplicará para la energía eléctrica utilizada en la operación de los equipos de bombeo y rebombeo de agua para riego agrícola por los sujetos productivos inscritos en el padrón de beneficiarios de energéticos agropecuarios, hasta por la Cuota Energética determinada por la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación. La inscripción a esta tarifa será a solicitud del usuario.
TEMPORAL	7	Todos los servicios que destinen la energía temporalmente a cualquier uso, exclusivamente donde y cuando la capacidad de las instalaciones del suministrador lo permitan y éste tenga líneas de distribución adecuadas para dar el servicio.
ACUICOLA	EA	Tarifas de estímulo para la energía eléctrica consumida en instalaciones acuícolas por los sujetos productivos inscritos en el padrón de beneficiarios de energéticos agropecuarios de SAGARPA.
GENERAL BAJA TENSIÓN	2	Servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda hasta de 25 kilowatts, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.
	3	Servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda de más de 25 kilowatts, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.
GENERAL MEDIA TENSIÓN	O-M	Servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda menor a 100 Kw.
	H-M	Servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda de 100 kilowatts o más.
	H-MC	Servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión en las regiones Baja California y Noroeste, con una demanda de 100 kilowatts o más, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año.



ANEXOS

GENERAL ALTA TENSIÓN	HS	Servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año.
	HS-L	Servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año.
	HT	Servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel transmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año.
	HT-L	Servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año.
DE RESPALDO	HM-R	Servicio de respaldo para falla y mantenimiento a productores externos, suministrado en media tensión, con una demanda de 500 kilowatts o más, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio.
	HM-RF	Servicio de respaldo para falla a productores externos, suministrado en media tensión, con una demanda de 500 kilowatts o más, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio.
	HM-RM	Servicio de respaldo para mantenimiento programado dentro del periodo establecido en este Acuerdo, a productores externos, suministrado en media tensión, con una demanda de 500 kilowatts o más, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio.
	HS-R	Servicio de respaldo para falla y mantenimiento a productores externos, suministrado en alta tensión, nivel subtransmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio.
	HS-RF	Servicio de respaldo para falla a productores externos, suministrado en alta tensión, nivel subtransmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio.
	HS-RM	Servicio de respaldo para mantenimiento programado, dentro del periodo establecido en este Acuerdo, a productores externos, suministrado en alta tensión, nivel subtransmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio.
	HT-R	Servicio de respaldo para falla y mantenimiento a productores externos, suministrado en alta tensión, nivel transmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio.
	HT-RF	Servicio de respaldo para falla a productores externos, suministrado en alta tensión, nivel transmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio.
	HT-RM	Servicio de respaldo para mantenimiento programado dentro del periodo establecido en este Acuerdo, a productores externos, suministrado en alta tensión, nivel transmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio.



ANEXOS

INTERRUMPIBLE	I-15	Para los usuarios de las tarifas H-S, H-T, H-SL y H-TL que soliciten inscribirse adicionalmente en este servicio y que tengan una demanda máxima medida en período de punta, semipunta, intermedio o base, mayor o igual a 10,000 (diez mil) kilowatts durante los tres meses previos a la solicitud de inscripción. La inscripción a este servicio tendrá vigencia mínima de un año.
	I-30	Para los usuarios de las tarifas H-S, H-T, H-SL y H-TL que soliciten inscribirse adicionalmente en este servicio y que tengan una demanda máxima medida en período de punta, semipunta, intermedio o base, mayor o igual a 20,000 (veinte mil) kilowatts durante los tres meses previos a la solicitud de inscripción. La inscripción a este servicio tendrá vigencia mínima de un año.

*Tabla B.1 Clasificación de las Tarifas Eléctricas*¹³

Para la mediana industria operan actualmente dos tarifas, OM y HM. De acuerdo a información de CFE para 1999 cerca del 85% del total de usuarios estaban bajo el régimen de la tarifa OM.

Tarifa OM

Su aplicación esta determinada por el nivel de la demanda del usuario. Actualmente, la demanda que define si un usuario esta dentro de esta tarifa es 100 kW.

Esta tarifa tiene, básicamente, dos componentes: cargo por demanda máxima y cargo por energía consumida.

La demanda máxima es un valor medido y corresponde al valor máximo de demanda en kW que se registre, por quince minutos consecutivos e independientemente el día, durante el período de facturación. En cuanto a energía, todos los kwh tienen el mismo precio, independientemente del momento en que se consuman.

Tarifa HM

La tarifa HM se aplica para los usuarios que estando en media tensión superan los 100 kW definidos para la tarifa OM. Los cargos de energía se realizan en función de las horas del día en que ocurren los consumos, las cuales se han clasificado en “base”, “intermedia” y “punta”, el cobro por demanda se hace bajo el concepto de “demanda facturable”, la cual es función de las demandas máximas registradas en los períodos referidos.

Para establecer la facturación en tarifa HM, y al igual que en la tarifa OM, el país ha sido dividido en ocho regiones, cada región tiene cargos distintos por energía y demanda, además de tener distintas formas de aplicación temporal, las cuales se clasifican en verano e invierno. A su vez para cada uno de estos períodos, se definen las horas del día a las que corresponden los períodos base, intermedio y punta.



Demanda facturable

El Cálculo de la demanda facturable se muestra a continuación:

$$DF = DP + FRI \times \max (DI - DP,0) + FRB \times \max (DB - DPI,0)$$

Donde:

DP: Demanda máxima medida en el periodo de punta

DI : Demanda máxima medida en el periodo intermedio

DB: Demanda máxima medida en el periodo de base

DPI: Demanda máxima medida en los periodos de punta e intermedio

FRI y FRB son factores de reducción que tendrán los siguientes valores dependiendo de la región tarifaria

Región	FRI	FRB
Baja California	0.141	0.070
Baja California Sur	0.195	0.097
Central	0.300	0.150
Noreste	0.300	0.150
Noroeste	0.300	0.150
Norte	0.300	0.150
Peninsular	0.300	0.150
Sur	0.300	0.150

Tabla B.2. Factores de Reducción¹³

En las fórmulas que definen las demandas facturables, el símbolo "max" significa máximo, es decir, que cuando la diferencia de demandas entre paréntesis sea negativa, ésta tomará el valor cero.

Las demandas máximas medidas en los distintos periodos se determinarán mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 minutos del periodo en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el periodo correspondiente. Cualquier fracción de kilowatt de demanda facturable se tomará como kilowatt completo.



ANEXO C
MARCO REGULATORIO



MARCO REGULATORIO

Se define como el conjunto de acciones que sirven para regular y facilitar la participación de los particulares dentro del sector eléctrico, actividades que como servicio público, se consideraban reservadas exclusivamente al Estado.

El marco regulatorio del sector eléctrico mexicano tiene como fundamento los Artículos 25, 26, 27 párrafo sexto, 28, 73, 74, 90, 108, 110, 123 y 134 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

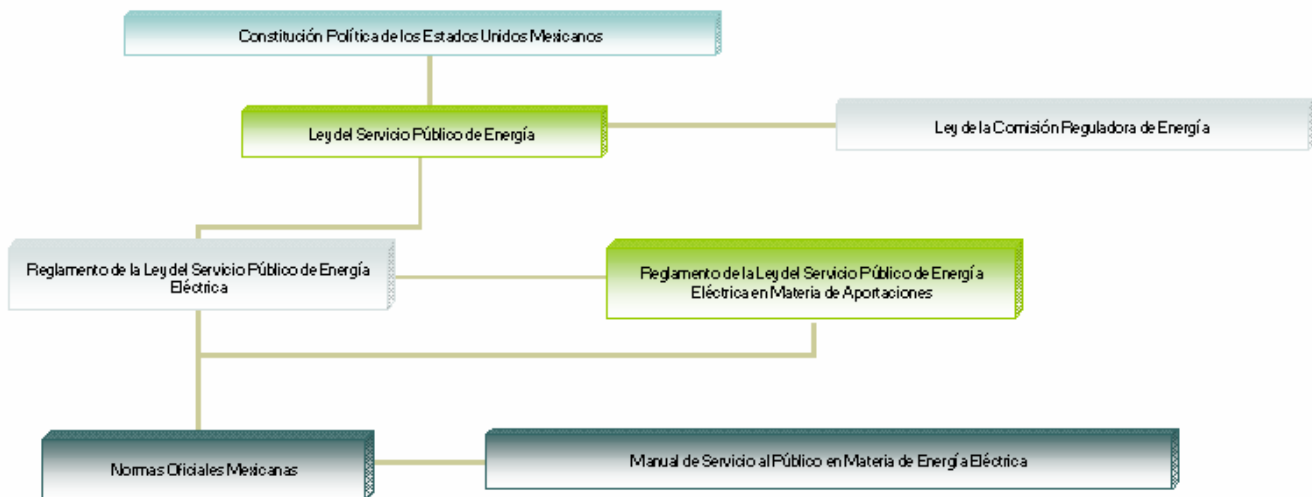


Figura C.1. Infraestructura Establecida ¹¹

Por su parte, los principales ordenamientos legales derivados de la norma fundamental que regulan la prestación del servicio público de energía eléctrica y a la CFE son:

Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, que es el ordenamiento principal de esta materia, la cual regula propiamente la prestación del servicio público de energía eléctrica así como la organización y funcionamiento de la CFE, constituyéndose en su ley orgánica.

Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, por cuanto se refiere a la asignación de facultades de las secretarías de Estado particularmente a la Secretaría de Energía y el reconocimiento y ubicación estructural de las entidades paraestatales.

Ley de la Comisión Reguladora de Energía, que regula las actividades y organización de dicha comisión así como sus facultades.



LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El 22 de Diciembre de 1993 se publicó en el Diario Oficial de la Federación la última reforma que adiciona y deroga varias disposiciones a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Artículo 1º. Corresponde exclusivamente a la Nación, generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público, en los términos del Artículo 27 Constitucional.

En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará, a través de la Comisión Federal de Electricidad, los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.

Artículo 3º. No constituyen actividades de Servicio Público de Energía Eléctrica las siguientes:

- I. La generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción.
- II. La generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la Comisión Federal de Electricidad.
- III. La generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción.
- IV. La importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios.
- V. La generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica.

Artículo 30. La venta de energía eléctrica se registrará por las tarifas que apruebe la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Las condiciones de la prestación de los servicios que deban consignarse en los contratos de suministro y de los modelos de éstos, serán aprobadas por la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, oyendo a la de Energía, Minas e Industria Paraestatal. Dichas formas de contrato se publicarán en el Diario Oficial de la Federación.

Artículo 31. La Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con la participación de las Secretarías de Energía, Minas e Industria Paraestatal y de Comercio y Fomento Industrial y a propuesta de la Comisión Federal de Electricidad, fijará las tarifas, su ajuste o reestructuración, de manera que tienda a cubrir las necesidades financieras y las de ampliación del servicio público, y el racional consumo de energía. Asimismo, y a través del procedimiento señalado, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público podrá fijar tarifas especiales en horas de demanda máxima, demanda mínima o una combinación de ambas.



Artículo 32. El ajuste, modificación y reestructuración de las tarifas, implicará la modificación automática de los contratos de suministro que se hubieren celebrado.

En ningún caso serán aplicables las tarifas, mientras no sean publicadas en el Diario Oficial de la Federación y cuando menos en dos periódicos diarios de circulación nacional.

Artículo 36. La Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, considerando los criterios y lineamientos de la política energética nacional y oyendo la opinión de la Comisión Federal de Electricidad, otorgará permisos de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente, de pequeña producción o de importación o exportación de energía eléctrica, según se trate, en las condiciones señaladas para cada caso:

- II. **De Cogeneración**, para generar energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambos; cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción directa o indirecta de energía eléctrica o cuando se utilicen combustibles producidos en sus procesos para la generación directa o indirecta de energía eléctrica y siempre que, en cualesquiera de los casos:
 - a) La electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración, siempre que se incrementen las eficiencias energética y económica de todo el proceso y que la primera sea mayor que la obtenida en plantas de generación convencionales. El permisionario puede no ser el operador de los procesos que den lugar a la cogeneración.
 - b) El solicitante se obligue a poner sus excedentes de producción de energía eléctrica a la disposición de la Comisión Federal de Electricidad, en los términos del Artículo 36-Bis.

En el otorgamiento de los permisos a que se refiere este artículo, deberá observarse:

- I. El ejercicio autorizado de las actividades a que se refiere este artículo podrá incluir la conducción, la transformación y la entrega de la energía eléctrica de que se trate, según las particularidades de cada caso.
- II. El uso temporal de la red del sistema eléctrico nacional por parte de los permisionarios, solamente podrá efectuarse previo convenio celebrado con la Comisión Federal de Electricidad, cuando ello no ponga en riesgo la prestación del servicio público ni se afecten derechos de terceros. En dichos convenios deberá estipularse la contraprestación en favor de dicha entidad y a cargo de los permisionarios;
- III. La Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, oyendo la opinión de la Comisión Federal de Electricidad, podrá otorgar permiso para cada una de las actividades o para ejercer varias, autorizar la transferencia de los permisos e imponer las condiciones pertinentes de acuerdo con lo previsto en esta Ley, su Reglamento y las Normas Oficiales Mexicanas, cuidando en todo caso el interés general y la seguridad, eficiencia y estabilidad del servicio público;



- IV. Los titulares de los permisos no podrán vender, revender o por cualquier acto jurídico enajenar capacidad o energía eléctrica, salvo en los casos previstos expresamente por esta Ley; y
- V. Serán causales de revocación de los permisos correspondientes, a juicio de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, el incumplimiento de las disposiciones de esta Ley, o de los términos y condiciones establecidos en los permisos respectivos.

Artículo 36-BIS. Para la prestación del servicio público de energía eléctrica deberá aprovecharse tanto en el corto como en el largo plazo, la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo para la Comisión Federal de Electricidad y que ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad del servicio público, a cuyo efecto se observará lo siguiente:

- I. Con base en la planeación del Sistema Eléctrico Nacional elaborada por la Comisión Federal de Electricidad, la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal determinará las necesidades de crecimiento o de sustitución de la capacidad de generación del sistema;
- II. Cuando dicha planeación requiera la construcción de nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica, la Comisión Federal de Electricidad informará de las características de los proyectos a la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal. Con base en criterios comparativos de costos, dicha Dependencia determinará si la instalación será ejecutada por la Comisión Federal de Electricidad o si se debe convocar a particulares para suministrar la energía eléctrica necesaria;
- III. Para la adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público, deberá considerarse la que generen los particulares bajo cualesquiera de las modalidades reconocidas en el Artículo 36 de esta Ley;
- IV. Los términos y condiciones de los convenios por los que, en su caso, la Comisión Federal de Electricidad adquiera la energía eléctrica de los particulares, se ajustarán a lo que disponga el Reglamento, considerando la firmeza de las entregas; y
- V. Las obras, instalaciones y demás componentes serán objeto de Normas Oficiales Mexicanas o autorizadas previamente por la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal.

Artículo 40. Se sancionará administrativamente con multa hasta de tres veces el importe de la energía eléctrica consumida, a partir de la fecha en que se cometió la infracción, en los casos a que se refieren las fracciones I a IV.

Cuando se trate de las infracciones previstas en las fracciones V y VI, la multa será de cien veces el salario mínimo general diario vigente para el Distrito Federal, por cada KW de capacidad de la planta de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente o de pequeña producción o por cada KW vendido o consumido.



En el caso de la fracción VII la multa será de cincuenta a cien veces el importe de dicho salario mínimo.

- I. A quien conecte sin la debida autorización sus líneas particulares, conductoras de energía eléctrica, con las generales de la Comisión Federal de Electricidad o con otra línea particular alimentada por dichas líneas;
- II. Al usuario que consuma energía eléctrica a través de instalaciones que alteren o impidan el funcionamiento normal de los instrumentos de medidas o control del suministro de energía eléctrica;
- III. A quien consuma energía eléctrica sin haber celebrado contrato respectivo;
- IV. A quien utilice energía eléctrica en forma o cantidad que no esté autorizada por su contrato de suministro;
- V. A quien venda, revenda o, por cualquier otro acto jurídico, enajene capacidad o energía eléctrica, salvo en los casos permitidos expresamente por esta Ley;
- VI. A quien establezca plantas de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente o de pequeña producción o a quien exporte o importe energía eléctrica sin los permisos a que se refiere el Artículo 36 de esta Ley; y
- VII. A quien incurra en cualquiera otra infracción a las disposiciones de esta Ley o de su reglamento.

La Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal adoptará las medidas conducentes para propiciar la regularización de los servicios de energía eléctrica, en favor de las personas de escasos recursos que hubieren incurrido en las infracciones a que se refieren las fracciones I a III de este artículo, siempre que acrediten la titularidad o el trámite, ante la autoridad competente, de la tenencia legal de los inmuebles respectivos, sujetándose las condiciones del suministro del servicio, en forma transitoria y por el lapso que se determine, a las modalidades que el caso requiera.



REGLAMENTO DE LA LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGIA ELECTRICA

El 31 de mayo de 1993 se publicó el reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica con la finalidad de establecer los procedimientos para las actividades que no se consideran como servicio público, incluyendo entre otros lo siguiente:

Sección segunda.- Disposiciones generales

Artículo 72. Los particulares podrán realizar:

- I. La generación de energía eléctrica para cualquiera de los fines que a continuación se señalan:
 - a) Su venta a la Comisión;
 - b) Su consumo por los mismos particulares en las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción;
 - c) Su uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica, y
 - d) Su exportación;
- II. La importación de energía eléctrica, para uso exclusivo de los importadores de la misma.

Artículo 73. El ejercicio de las actividades a que se refiere el artículo anterior, podrá incluir la transmisión, la transformación y la entrega de la energía eléctrica a los respectivos beneficiarios de la misma, según las particularidades de cada caso. En los proyectos correspondientes, los interesados deberán considerar las instalaciones relativas a dichas actividades, para los fines de construcción y operación de las mismas, sin perjuicio de la posibilidad de celebrar, en su caso, convenios con la Comisión, para la prestación por ésta de servicios de transmisión de la energía eléctrica a los permisionarios.

Artículo 75. La Comisión adoptará internamente los criterios y reglas necesarios para que:

- I. Los costos de generación, transmisión y distribución puedan conocerse por separado y reflejen el uso de los recursos económicos que tiene lugar en las distintas actividades realizadas por la Comisión;
- II. El cálculo de los costos de generación y de transmisión haga posible su análisis para determinar tanto el costo total de corto plazo como el costo económico total de largo plazo de la energía eléctrica;
- III. La estimación de los costos permita conocer los correspondientes a la capacidad de generación, independientemente de los costos de la energía generada, y
- IV. El grado de desagregación o detalle permita determinar razonablemente los costos a que se refieren las fracciones anteriores, en las distintas zonas geográficas, instalaciones o períodos de que se trate.



Artículo 76. Para el efecto de que los costos de corto plazo y los costos económicos de largo plazo de la energía eléctrica, proveniente de plantas de la Comisión y de los permisionarios que le aporten o pretendan aportar electricidad, puedan ser comparados de manera compatible y lógica, se estará a la metodología que publique la Secretaría, con la opinión de la Comisión, de los permisionarios y de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Esta metodología se utilizará para determinar la modalidad de ejecución de los proyectos conforme a lo establecido en el Artículo 125 de este Reglamento y será obligatoria para la Comisión y para dichos permisionarios.

Sección tercera.- De los permisos.

Artículo 77. El autoabastecimiento, la cogeneración, la producción independiente, la pequeña producción, la generación para exportación y la importación de energía eléctrica destinada al abastecimiento para usos propios, son actividades sujetas a permiso previo por parte de la Secretaría.

Artículo 78. Los permisos tendrán una duración indefinida, salvo los relativos a producción independiente, que se otorgarán hasta por un plazo de treinta años. Para generar energía eléctrica en condiciones distintas a las del permiso, deberá solicitarse previamente autorización de la Secretaría. El cambio de destino de la energía eléctrica generada requerirá el otorgamiento de un nuevo permiso por parte de la Secretaría.

Artículo 79. Cuando la propiedad de una planta generadora corresponda a varias personas, el permiso se otorgará, en su caso, a todos los interesados, quienes deberán designar, en forma fehaciente, un representante común ante la Secretaría, con facultades suficientes para actuar en su nombre, y asumirán solidariamente la responsabilidad del cumplimiento de la Ley, de este Reglamento y de las condiciones que se establezcan en los permisos respectivos.

Artículo 80. El permisionario adoptará las medidas conducentes para el cumplimiento de las normas oficiales mexicanas y demás especificaciones obligatorias y asumirá los riesgos derivados de cualquier circunstancia que pueda impedir o modificar las condiciones de funcionamiento de la planta generadora y la disponibilidad de energía de la misma.

Artículo 81. La Secretaría, cuidando en todo caso el interés general y la seguridad, eficiencia y estabilidad del servicio público, podrá otorgar permisos para cada una de las actividades a que se refiere este capítulo; para ejercer varias; autorizar la transferencia de los derechos derivados de los permisos, e imponer las condiciones pertinentes de acuerdo con lo previsto en la Ley y este Reglamento.



Artículo 82. Las solicitudes de permisos se presentarán a la Secretaría de acuerdo con los formatos que proporcione la misma y deberán contener los siguientes datos:

- I. Nombre, denominación o razón social y domicilio del solicitante;
- II. Objeto del permiso y, en su caso, plazo propuesto por el solicitante;
- III. Ubicación de la planta, capacidad de la instalación y lugares donde se utilizará la energía;
- IV. Programa de abastecimiento de energéticos, incluyendo datos sobre su fuente, tipo, sustitutos y costos, o de uso de aguas nacionales, en su caso;
- V. En su caso, disponibilidad y firmeza de excedentes de capacidad y energía asociada; requerimientos de capacidad y energía de carácter complementario, como respaldo firme o sujeto a disponibilidad, así como de servicios de transmisión, y
- VI. Los demás que, de acuerdo con el objeto del permiso, se consignan en los correspondientes apartados de este capítulo.

Artículo 83. Con la solicitud de permiso se exhibirán los siguientes documentos:

- I. Los que acrediten la personalidad y existencia legal, en su caso, del solicitante;
- II. Descripción, en términos generales, del proyecto, incluyendo las características de la planta y de las instalaciones accesorias; los datos estimados de la generación anual y consumo de combustibles; la información relativa al uso de aguas que se pretenda efectuar, así como la concerniente al cumplimiento de las normas en materia ecológica y sobre uso del suelo, de conformidad con lo que dispongan los ordenamientos respectivos, y
- III. Las que acrediten la propiedad, posesión o autorización para el aprovechamiento de la superficie que ocuparán las instalaciones o, en su defecto, informe acerca de los actos jurídicos previstos para el efecto.

Artículo 84. La Secretaría examinará la solicitud en el término de diez días hábiles. De admitirla a trámite, solicitará la opinión de la Comisión, la que deberá fundarse en elementos objetivos sobre la disponibilidad y firmeza de los excedentes de capacidad y energía del proyecto, los requerimientos de capacidad y energía de respaldo y los servicios de transmisión previstos en la solicitud de permiso. La Comisión dará respuesta dentro de los treinta días hábiles siguientes. Dicha opinión no será obligatoria para la Secretaría.

Artículo 85. Cuando las opiniones a que se refiere el artículo anterior pudieren implicar modificaciones o restricciones a los planteamientos consignados en la solicitud de permiso, se harán del conocimiento del peticionario para que en un plazo de diez días hábiles exponga sus puntos de vista. De formularse observaciones, la Secretaría escuchará al peticionario y decidirá acerca de las adecuaciones o ajustes que, en su caso, deban efectuarse en la solicitud.



Artículo 86. Desahogados los trámites anteriores, la Secretaría, en su caso, con conocimiento del peticionario, solicitará las aclaraciones y elementos adicionales que estime pertinentes, requiriendo de aquél, para la integración del expediente, la presentación de la memoria técnico- descriptiva y justificativa del proyecto a desarrollar, la que deberá incluir en detalle los elementos a que se refiere la fracción II del Artículo 83.

Artículo 87. Recibidos los datos y documentos a que se refiere el Artículo anterior, la Secretaría, dentro de los treinta días hábiles siguientes, dictaminará sobre la procedencia de la solicitud y de aprobarse la misma expedirá el permiso.

Artículo 88. Los permisos contendrán los siguientes datos cuando menos:

- I. Nombre, denominación o razón social y domicilio del permisionario;
- II. Ubicación de las instalaciones;
- II. Programa de obra, en su caso;
- IV. Fechas de inicio y terminación de las obras respectivas, incluyendo la fecha de puesta en servicio y considerando, en su caso, las etapas sucesivas;
- V. Plazo del permiso;
- VI. Descripción de las instalaciones;
- VII. Actividades autorizadas, y
- VIII. Obligaciones del titular del permiso, causas y plazos de terminación del mismo.

Artículo 89. Salvo lo dispuesto en el inciso c) de la fracción IV del Artículo 36 de la Ley, no se requerirá permiso para el autoabastecimiento de energía eléctrica que no exceda de 0.5 MW, ni para el funcionamiento de plantas generadoras cuando sean destinadas exclusivamente al uso propio en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica.

Sección cuarta.- De las obligaciones de los permisionarios

Artículo 90. Los titulares de los permisos a que se refiere este capítulo están obligados a:

- I. No vender, revender o enajenar por ningún título, directa o indirectamente, capacidad o energía eléctrica, salvo los casos autorizados por la Ley y este Reglamento;
- II. Notificar a la Secretaría de la fecha en que las obras hayan sido concluidas, dentro de los quince días hábiles siguientes a la terminación de las mismas;



- III. Proporcionar, en la medida de sus posibilidades y mediante la retribución correspondiente, la energía eléctrica requerida para el servicio público, cuando por caso fortuito o fuerza mayor dicho servicio se vea interrumpido o restringido, y únicamente por el lapso que comprenda la interrupción o restricción;
- IV. Cumplir con las disposiciones legales y reglamentarias, así como con las normas oficiales mexicanas y las demás disposiciones aplicables respecto de las obras e instalaciones objeto de los permisos;
- V. Operar y mantener sus instalaciones y equipos en forma tal que no constituyan peligro alguno para el propio permisionario o para terceros, y
- VI. Una vez que se inicie la operación de las instalaciones, y exclusivamente para fines estadísticos, informar a la Secretaría, en los formatos que la misma defina, el tipo y volumen del combustible utilizado y la cantidad de energía eléctrica generada, especificando la parte utilizada para la satisfacción de necesidades propias del permisionario y la entregada a la Comisión o destinada a la exportación, así como, en su caso, las importaciones de energía eléctrica realizadas.

Sección quinta.- De la renovación, transferencia y extinción de los permisos.

Artículo 91. Los titulares de los permisos de producción independiente podrán solicitar a la Secretaría, con antelación al vencimiento de la vigencia de sus permisos, la renovación de los mismos, para lo cual la Secretaría escuchará la opinión de la Comisión como lo dispone el Artículo 84.

Artículo 92. Cuando a juicio de la Secretaría se hubiere acreditado que el permisionario cumplió con sus obligaciones y que prevalecen las condiciones que dieron lugar al otorgamiento del permiso, se resolverá favorablemente la solicitud de renovación.

Artículo 93. Los derechos derivados de los permisos otorgados podrán ser transferidos a un tercero de manera accesoria a la enajenación que se haga en favor del mismo de las instalaciones objeto del propio permiso.

Artículo 94. Los derechos derivados del permiso sólo podrán transmitirse total o parcialmente con la previa autorización de la Secretaría, la cual será otorgada sí:

- I. El permisionario y el que pretende adquirir solicitan la autorización conjuntamente y por escrito, y
- II. Se acompañan los documentos que acrediten la personalidad del concesionario y que demuestren que reúne los requisitos señalados por la Ley y este Reglamento para ser permisionario en la actividad o actividades de que se trate.



Artículo 99. Los permisos a que se refiere este Reglamento terminarán:

- I. Por expiración del plazo de los mismos, en su caso;
- II. Por disolución o, en su caso, por causa de muerte o incapacidad del permisionario;
- III. Por extinción de la concesión o asignación de uso o aprovechamiento de aguas nacionales, en su caso;
- IV. Por revocación dictada por el titular de la Secretaría, en los siguientes supuestos:
 - a) Cuando el permisionario haya sido sancionado reiteradamente por vender, revender o enajenar capacidad o energía eléctrica;
 - c) Por transmitir los derechos derivados de un permiso o generar energía eléctrica en condiciones distintas a las establecidas en el permiso, sin la previa autorización de la Secretaría;
 - d) Cuando por cualquier hecho se incumpla de manera grave y reiterada o continua alguna de las disposiciones de la Ley, de este Reglamento, las condiciones del permiso, las normas oficiales mexicanas o las especificaciones técnicas y operativas aplicables. Se considerará que el incumplimiento es reiterado cuando el permisionario hubiere incurrido por segunda vez en una falta grave y que el incumplimiento es continuo cuando éste se prolongue por un lapso mayor de cuarenta y cinco días, después de haber sido notificado por la Secretaría que se encuentra en el supuesto de este inciso;
- V. Por caducidad, cuando no se hayan iniciado las obras para la generación de energía eléctrica dentro de un plazo de seis meses contado a partir del señalado en el permiso correspondiente o se suspenda la construcción de las mismas por un plazo equivalente, salvo caso fortuito o fuerza mayor, y
- VI. Por renuncia, que se sujetará a los plazos y términos establecidos en el permiso.

Sección séptima.- De la cogeneración

Artículo 103. De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 36, fracción II, de la Ley, se entiende por cogeneración:

- I. La producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas;
- II. La producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate, o
- III. La producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.



Artículo 104. Para la obtención y aprovechamiento de un permiso de cogeneración, será indispensable que:

- I. La electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración entendidos por tales, los de las personas físicas o morales que:
 - a) Utilizan o producen el vapor, la energía térmica o los combustibles que dan lugar a los procesos base de la cogeneración, o
 - b) Sean copropietarios de las instalaciones o socios de la sociedad de que se trate, y
- II. El permisionario se obligue a poner sus excedentes de energía eléctrica a disposición de la Comisión, de acuerdo con lo previsto en la sección cuarta de este capítulo.

Artículo 105. Con las solicitudes de permisos de cogeneración, deberá acompañarse, además de los documentos a que se refiere el Artículo 83, un estudio de la instalación, incluyendo como mínimo:

- I. La descripción general del proceso;
- II. Los diagramas del proceso, balances térmicos y requerimientos específicos de combustibles;
- III. La disponibilidad de excedentes de potencia y energía eléctrica esperada, por día típico, formulada en forma mensual y anual.

Artículo 106. Podrán otorgarse permisos de cogeneración a personas distintas de los operadores de los procesos que den lugar a la cogeneración.

En este supuesto, la solicitud deberá ser firmada también por los operadores, quienes acompañarán copia certificada del convenio celebrado al respecto o el instrumento en que conste la sociedad que hubieren constituido para llevar a cabo el proyecto.



Sección decimotercera.- De los convenios para la adquisición de energía eléctrica

Artículo 135. Para la adquisición de energía eléctrica para el servicio público, tanto en el largo como en el corto plazo, la Comisión celebrará convenios con los titulares de permisos de generación, de acuerdo a lo siguiente:

- I. Con los adjudicatarios de las convocatorias a que se refiere la sección anterior, se celebrarán convenios en los que se pacten compromisos de capacidad y se convengan, conforme a las reglas de despacho dispuestas por este Reglamento, las compras de energía;
- II. Con los permisionarios con excedentes de energía de 20 MW o menos, en los casos en que resulte conveniente, la Comisión podrá celebrar convenios en que se pacten compromisos de capacidad y adquisición de energía sujetos a las reglas de despacho, y
- III. Con los demás permisionarios podrán celebrarse convenios en los que se acuerden las compras de energía según las reglas de despacho.

Los convenios a que se refiere la fracción I se formalizarán dentro de un plazo de ciento ochenta días contados a partir de la fecha de comunicación del fallo. Este plazo podrá ampliarse hasta ciento veinte días adicionales a solicitud de la convocante por causas justificadas y previa opinión de la Secretaría. En el cumplimiento de dichos convenios la Comisión no gozará de privilegios o trato preferencial alguno fuera de los que la Ley y este Reglamento establecen.

Artículo 136. Los convenios a que se refiere el artículo anterior podrán tener la duración que determinen las partes, pero en ningún caso podrán exceder la vigencia del permiso de generación del titular con quien se suscriba el convenio. Dichos convenios podrán establecer los mecanismos necesarios para su prórroga.

Artículo 137. Cada convenio deberá referirse a la adquisición de energía eléctrica a partir de una sola planta de generación, conforme a lo considerado en un permiso de generación determinado. Cuando una misma persona proporcione a la Comisión energía eléctrica proveniente de plantas de generación comprendidas en varios permisos, deberán celebrarse convenios por separado.

Artículo 139. Los permisionarios que vendan energía eléctrica a la Comisión, tendrán en relación a los convenios que celebren, las siguientes obligaciones:

- I. Abstenerse de reparar, desconectar o de cualquier forma intervenir los instrumentos de medición pertenecientes a la Comisión que se empleen conforme al inciso b) de la fracción V del artículo anterior;
- II. Proveer, operar y efectuar el mantenimiento de las instalaciones necesarias para la transmisión, transformación, medición, protección y control de la energía eléctrica conforme a las normas oficiales mexicanas y a las



ANEXOS

especificaciones aplicables expedidas por la Comisión y aprobadas por la Secretaría, desde la planta generadora hasta el punto de interconexión, sin perjuicio de los acuerdos entre las partes; y

- III. Sujetarse en lo relativo a las entregas, a las reglas de operación del sistema eléctrico nacional que establezca la Comisión y despachar la carga de conformidad con las mismas y lo previsto al respecto en este Reglamento.

Artículo 140. La Comisión, frente a los particulares con quienes suscriba los convenios respectivos, tendrá las siguientes obligaciones:

- I. Pagar en la fecha y forma acordadas;
- II. Notificar con anticipación suficiente al permisionario con quien celebre el convenio, sobre cualquier suspensión temporal en las entregas de la energía eléctrica, de acuerdo con el convenio respectivo, resultante de operaciones de mantenimiento o reparación de las instalaciones de la Comisión, salvo en situaciones de emergencia, e
- III. Informar oportunamente al permisionario de los despachos previstos.

Sección decimocuarta.- De las remuneraciones

Artículo 143. Las remuneraciones a los permisionarios a quienes se les hubiere adjudicado el contrato por el que se ponga la capacidad de generación a disposición de la Comisión para las compras de energía eléctrica mediante el procedimiento de convocatorias previsto en este capítulo, se fijarán en función de un pago por capacidad, ajustado por un factor de disponibilidad, y un pago por la energía entregada en el punto de interconexión.

Artículo 145. El pago por capacidad se ajustará cada mes aplicando un coeficiente calculado en función del factor de disponibilidad observado para dicho lapso. Dicho coeficiente, de acuerdo con lo que se prevea en los convenios de adquisición correspondientes, será:

- I. Idéntico a la unidad, cuando el factor de disponibilidad observado se encuentre dentro de los valores previstos;
- II. Mayor que la unidad, cuando el factor de disponibilidad sea superior al valor alto previsto;
- IV. Menor que la unidad, cuando el factor de disponibilidad sea menor al valor bajo previsto.
- V. Igual a cero, cuando el factor de disponibilidad sea inferior al mínimo previsto.



Artículo 147. Las remuneraciones por la capacidad puesta a disposición de la Comisión en los convenios a que se refiere la fracción II del Artículo 135, se determinarán conforme a la metodología que elabore la Comisión y que sea aprobada por la Secretaría.

Las remuneraciones por la energía entregada a la Comisión, en los convenios relativos a las fracciones II y III del Artículo 135, se determinarán al final de cada mes aplicando a la energía medida en el punto de interconexión, el precio que de acuerdo con lo dispuesto por el Artículo 152, fracción II, hubiere propuesto el permisionario en cuestión.

Sección decimoquinta.- Del despacho

Artículo 148. La entrega de energía eléctrica a la red del servicio público, se sujetará a las reglas de despacho y operación del sistema eléctrico nacional que establezca el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), de la Comisión, de conformidad con lo dispuesto en la Ley y en este Reglamento. Los suministradores deberán observar reglas comunes para la adecuada operación del sistema eléctrico nacional.

Artículo 149. En los términos del Artículo 36-Bis de la Ley, la Comisión en sus operaciones de control de las entregas que hacen a la red de transmisión para el servicio público las distintas plantas de generación, tanto las pertenecientes a la propia Comisión como las de los particulares con los que dicha entidad tenga convenio, aceptará las entregas de energía eléctrica estrictamente en el orden creciente de su respectivo costo total de corto plazo o precio propuesto según sea el caso, hasta lo que se requiera para satisfacer en cada momento la demanda.

Artículo 151. La Comisión notificará por los medios idóneos, al comienzo de cada mes, a cada uno de los productores externos con los que tenga celebrados convenios para la adquisición de energía eléctrica, acerca de los pronósticos de energía eléctrica que se despachará del productor respectivo en promedio, durante cada uno de los siguientes tres meses. Los pronósticos mencionados se elaborarán por la Comisión considerando las previsiones sobre la demanda de energía eléctrica, la disponibilidad de todos los generadores, las condiciones operativas de la red en las distintas zonas geográficas, la normatividad en materia ambiental y los precios de los diferentes energéticos.

Artículo 152. Cada uno de los productores externos con los que la Comisión tenga convenio, dará a conocer a dicha entidad cinco días antes del comienzo de cada período:

- I. El costo total de corto plazo de su energía eléctrica para despacho en dicho período, calculado de acuerdo a las fórmulas convenidas tratándose de los permisionarios a que se refiere la fracción I, del Artículo 135, y
- II. El precio al que ofrezcan entregar energía y la cantidad máxima de ésta, para las horas base, intermedio y pico del período mencionado, tratándose de permisionarios a que se refieren las fracciones II y III del Artículo 135.



La duración del período al que se refiere este artículo la determinará la Comisión y, previa autorización de la Secretaría, la comunicará a todos los permisionarios con los que tenga celebrado convenio.

Artículo 153. La Comisión proporcionará, a cada uno de los productores externos con los que tenga celebrado convenio, por los medios idóneos, a más tardar a las quince horas de cada día el programa de despacho, hora por hora para el día siguiente, detallado para dicho productor.

Tal programa se elaborará con apego al Artículo 149, tomando en consideración la estimación de la demanda, el área geográfica del productor y las restricciones de la red; la disponibilidad hidráulica; la disponibilidad de todas las unidades generadoras; las cargas interrumpibles; y los costos totales de corto plazo de la energía eléctrica o precios ofertados por todos los productores.

Sección decimosexta.- De los servicios de transmisión de energía eléctrica

Artículo 154. Los permisionarios podrán solicitar el servicio de transmisión a la Comisión. La prestación de este servicio se hará mediante convenio e implicará una contraprestación económica a favor de dicho organismo conforme a lo previsto en esta sección.

Artículo 157. Los particulares podrán construir las líneas de conducción de energía eléctrica que requieran para su propio uso, siempre que dichas líneas cumplan con las normas oficiales mexicanas. En caso de que los particulares pretendan interconectarse con la red del servicio público, será necesaria la celebración previa del contrato respectivo con el suministrador.

Artículo 158. Los cargos por servicio de transmisión que brinde la Comisión a los particulares, se calcularán tomando en cuenta los costos en que ésta incurra para proporcionar dicho servicio, con el detalle regional que se considere relevante. La metodología respectiva será propuesta por la Comisión y aprobada por la Secretaría y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Artículo 159. Los cargos por otros servicios que de manera conexas a la transmisión deban pagar los particulares, se considerarán por separado y formarán parte, en su caso, de los convenios correspondientes.

Los derechos y obligaciones emanados de un convenio relativo a servicios de transmisión u otros servicios conexos, podrán transferirse entre los particulares, previa autorización de la Secretaría.



Sección decimoséptima.- De la venta de energía eléctrica por la Comisión a los permisionarios

Artículo 161. Cuando un productor externo requiera capacidad de respaldo, la Comisión se la proporcionará, salvo que exista impedimento técnico o razones económicas que lo impidan, mediante la celebración del contrato de suministro respectivo. En los contratos a que se refiere este artículo se preverán los mecanismos aplicables en caso de ajuste, modificación o reestructuración de las tarifas de respaldo.

Artículo 162. La tarifa de respaldo regirá para todos los productores externos, y considerará las modalidades que a propuesta de la Comisión aprueben las autoridades competentes.

**RELACIÓN DE TABLAS Y FIGURAS****CAPITULO 1: BALANCE NACIONAL DE ENERGIA**

	Página
Figura I.1. Producción de Energía Primaria ¹	4
Figura I.2. Regiones Productoras de Hidrocarburos ¹	5
Figura I.3. Producción de Energía Secundaria ¹	6
Figura I.4. Consumo Nacional de Energía ¹	8
Figura I.5. Estructura del Consumo Final Total de Energía 2005 ¹	9
Figura I.6. Consumo Final Total de Energía 2005 ¹	9
Figura I.7. Consumo Final Total No Energético ¹	10
Figura I.8 Consumo Energético del Sector Residencial, Comercial y Público ¹	11
Figura I.9. Consumo Final Energético en el Sector Industrial ¹	11
Figura I.10. Principales Ramas de Energéticos Industriales ¹	12
Figura I.11. Consumo Final Energético ¹	13
Figura I.12. Precio Gas Natural ²	14
Figura I.13. Reservas Totales de Gas Natural por Región ²	15
Figura I.14. Importación de Gas Natural ²	15
Figura I.15. Regionalización del Mercado de Gas Natural ²	16
Figura I.16. Demanda de Gas Natural por Región ²	17
Figura I.17. Distribución del Consumo de Gas Natural por Sectores ²	17
Figura I.18. Consumo de Gas Natural en el Sector Eléctrico ²	18
Figura I.19. Consumo Nacional de Combustibles en el Sector Industrial ²	19
Figura I.20. Demanda de Gas Natural por Grupos de Ramas del Sector ²	20
Figura I.21. Consumo de Gas Natural en el Sector Petrolero ²	21
Figura I.22. Consumo de Gas Natural en el Sector Residencial y Servicios ²	22
Figura I.23 Consumo de Gas Natural en el Sector Autotransporte ²	23
Figura I.24. Demanda Esperada de Gas Natural en el Sector Industrial ²	27
Figura I.25. Demanda de Gas Natural en el Sector Autotransporte, 2005-2015 (mmpcd) ²	28
Figura I.26. Demanda de Combustibles para el Sector Autotransporte ²	29
Tabla I.1. Producción de Energía Primaria ¹	4
Tabla I.2. Producción de Energía Secundaria ¹	6
Tabla I.3. Consumo Final Total No Energético ¹	10
Tabla I.4. Consumo Final Total Energético ¹	10
Tabla I.5. Disponibilidad de Gas Natural de PEP a PGPB, 2005-2015 (mmpcd) ²	24
Tabla I.6 Demanda de Gas Natural por Sector 2005-2015 (mmpcd) ²	25
Tabla I.7. Demanda Nacional de Gas Natural para el Sector Público de Electricidad 2005-2015 (mmpcd) ²	26
Tabla I.8. Demanda Regional de Gas Natural Sector Industrial, 2005-2015 (mmpcd) ²	26
Tabla I.9 Demanda de Gas Natural del Sector Petrolero, 2005-2015 (mmpcd) ²	27



RELACIÓN DE TABLAS Y FIGURAS

NOTA: Todas las tablas y figuras del Capítulo 1, son de elaboración propia con datos del Balance Nacional de Energía y la Prospectiva 2006-2015 del Gas Natural

CAPITULO II: LA COGENERACIÓN

	Página
Figura II.1. Esquema General de Cogeneración ³	31
Figura II.2. Cogeneración contra Sistema Convencional ³	32
Figura II.3. Sistema de Cogeneración ⁴	34
Figura II.4. Sistema Superior de Cogeneración ⁵	35
Figura II.5. Sistema Inferior de Cogeneración ⁵	35
Figura II.6. Diagramas P-V y T-S ⁶	36
Figura II.7. Ciclo Cerrado y Ciclo Abierto ⁶	37
Figura II.8. Ciclo Cheng ⁷	39
Figura II.9. Ciclo Rankine ⁶	40
Figura II.10. Diagrama T-S ⁶	40
Figura II.11. Turbina de contrapresión ⁵	41
Figura II.12. Turbina de Contrapresión con Extracción ⁵	41
Figura II.13. Turbina de Condensación ⁵	42
Figura II.14. Turbina de Condensación con Extracción de Vapor ⁵	42
Figura II.15. Ciclo Combinado y Diagrama T-S ⁶	44
Figura II.16. Maquina Reciprocante ⁶	45
Figura II.17. Ciclo Otto en Motores de Encendido por Chispa ⁶	46
Figura II.18. Diagrama P-V ⁶	47
Figura II.19. Ciclo Diesel ⁶	48
Figura II.20. Diagrama P-V y T-S ⁶	49
Figura II.21. Eficiencia del Sistema de Cogeneración ⁵	58
Figura II.22. Ahorro de Energía Primaria ⁵	58
Figura II.23. Relación de Energía Eléctrica y Energía Térmica ⁵	59
Figura II.24. Financiamiento con Recursos Propios ⁸	65
Figura II.25. Financiamiento con Recursos Propios y Contratación de Empresa Administradora de Proyectos ⁸	65
Figura II.26. Arrendamiento Financiero ⁸	66
Figura II.27. Asociación en Participación ⁸	69
Tabla II.1. Ventajas y Desventajas de los Sistemas de Cogeneración ⁵	50
Tabla II.2. Beneficios de la Cogeneración para el País ⁵	51
Tabla II.3. Desventajas de la Cogeneración para el País ⁵	51
Tabla II.4. Beneficios de la Cogeneración para los Usuarios ⁵	52
Tabla II.5. Desventajas de la Cogeneración para los Usuarios ⁵	52
Tabla II.6. Beneficios de la Cogeneración para la Empresa Eléctrica ⁵	53
Tabla II.7. Desventajas de la Cogeneración para la Empresa Eléctrica ⁵	53
Tabla II.8. Disponibilidad de los Sistemas de Cogeneración ⁵	55



RELACIÓN DE TABLAS Y FIGURAS

Tabla II.9. Valores de Relación Calor –Energía para distintas Aplicaciones ⁵	57
Tabla II.10 Sistema de Cogeneración y su valor de Q/E ⁵	58
Tabla II.11. Costos de Inversión ⁵	61
Tabla II.12. Financiamiento con Recursos Propios ⁸	65
Tabla II.13. Financiamiento con Créditos ⁸	66
Tabla II.14. Arrendamiento Financiero ⁸	67
Tabla II.15. Financiamiento por Ahorros compartidos ⁸	67
Tabla II.16. Financiamiento por Ahorros Neto ⁸	68
Tabla II.17. Asociación en Participación ⁸	69

CAPITULO III: BARRERAS QUE IMPIDEN SU DESARROLLO

	Página
Figura III.1. Distribución del Potencial Nacional de Cogeneración ⁹	71
Figura III.2. Distribución del Potencial Nacional de Cogeneración Industrial por Subsector ⁹	72
Figura III.3. Ahorro de Energía Primaria ⁹	72
Figura III.4. Capacidad Efectiva Instalada ¹⁰	73
Figura III.5. Generación Total de Energía Eléctrica ¹⁰	74
Figura III.6. Generación de Energía Eléctrica por Tipo de Planta ¹⁰	74
Figura III.7. Combustible Empleado en la Generación de Energía Eléctrica ¹⁰	75
Figura III.8. Generación de Energía Eléctrica en el Sector Privado por Modalidad ¹⁰	75
Figura II.9. Evolución de la Capacidad y Generación de Energía Eléctrica ¹⁰	76
Figura III.10. Consumo de Combustibles para la Generación de Energía Eléctrica en el Sector Privado ¹⁰	76
Figura III.11. Evolución del Consumo Nacional de Electricidad 1995-2005 ¹⁰	77
Figura III.12. Sectores de Consumo de Energía Eléctrica ¹⁰	77
Figura III.13. Regiones con Mayor Consumo Eléctrico ¹⁰	78
Figura III.14. Consumo Nacional de Energía Esperado ¹⁰	78
Figura III.15. Ventas Internas por Sectores ¹⁰	79
Figura III.16. Costo de Energía Eléctrica ¹⁰	80
Figura III.17. Evolución Esperada de la Capacidad Instalada del Servicio Público 2006-2015 ¹⁰	81
Figura III.18. Estructura de Inversión del Sector Eléctrico ¹⁰	82
Figura III.19. Estructura del financiamiento del Sector eléctrico ¹⁰	82
Figura III.20. Crecimiento de los Proyectos de Cogeneración en México ⁵	83
Figura III.21. Situación de los Permisos Actuales de Cogeneración ¹⁰	83
Figura III.22. Crecimiento Anual de la Capacidad Instalada de Cogeneración ⁵	84
Figura III.23a. Distribución de los Proyectos de Cogeneración ⁵	85
Figura III.23b. Distribución de los Proyectos de Cogeneración ⁵	86
Figura III.23c. Distribución de los Proyectos de Cogeneración ⁵	87
Figura III.24. Principales Sectores de los Proyectos de Cogeneración ⁵	88
Figura III.25. Principales Combustibles Utilizados en los Actuales Proyectos de Cogeneración ⁵	88
Figura III.26. Principales Sistemas Empleados en los Proyectos Actuales de Cogeneración ⁵	90
Figura III.27. Capacidad Instalada de Cogeneración en Algunos Países [MW] ⁵	91



RELACIÓN DE TABLAS Y FIGURAS

Tabla III.1a. Proyectos de Cogeneración por Localización, Capacidad y Generación ⁵	85
Tabla III.1b. Proyectos de Cogeneración por Localización, Capacidad y Generación ⁵	86
Tabla III.1c. Proyectos de Cogeneración por Localización, Capacidad y Generación ⁵	87
Tabla III.2. Proyectos de Cogeneración en el Sector Industrial ⁵	89
Tabla III.3. Proyectos de Cogeneración en el Sector Petroquímico ⁵	90
Tabla III.4. Proyectos de Cogeneración en el Sector Comercial y Servicios ⁵	90

NOTA: Todas las tablas y figuras del Capítulo 3, son de elaboración propia con datos de la Prospectiva del Sector Eléctrico 2006-2015, CONAE y del Potencial Nacional de Cogeneración 1995.

CAPITULO IV: CASO DE ESTUDIO

	Página
Figura IV.1. Planta Querétaro ¹²	96
Figura IV.2. Proceso de producción ¹²	97
Figura IV.3. Fabricación de Baldosas Cerámicas ¹²	98
Figura IV.4. Proceso de Secado por Atomización ¹²	99
Figura IV.5. Ciclo de cocción ¹²	104
Figura IV.6. Sistema de Cogeneración ¹²	105
Figura IV.7. Proceso de Producción con Sistema de Cogeneración ¹²	106
Figura IV.8. Sistema Convencional de Generación de Energía Eléctrica con Turbina de Gas ¹²	107
Figura IV.9. Sistema de Cogeneración Empleado ¹²	113
Tabla IV.1. Características de la Empresa ¹²	97
Tabla IV.2. Sistema de Cogeneración Empleado ¹²	105
Tabla IV.3. Características del Sistema de Cogeneración Empleado ¹²	106
Tabla IV.4. Producción de Energía Eléctrica Mensual con Sistema Convencional ¹²	107
Tabla IV.5. Flujo de Combustible Mensual empleado para la Generación de Energía Eléctrica ¹²	109
Tabla IV.6. Combustible Mensual que se Introduce a la Turbina de Gas ¹²	109
Tabla IV.7. Demanda de Energía Térmica Mensual ¹²	110
Tabla IV.8. Cálculo de la Energía de los Gases de Proceso ¹²	111
Tabla IV.9. Combustible Mensual que se introduce al Quemador ¹²	111
Tabla IV.10. Combustible Total Mensual Empleado para Producir Energía Eléctrica ¹²	112
Tabla IV.11. Combustible Total Mensual Empleado para Generar Energía Térmica ¹²	112
Tabla IV.12. Combustible Total Mensual Utilizado sin Emplear Sistema de Cogeneración ¹²	112
Tabla IV.13. Producción de Energía Eléctrica Mensual Empleando Cogeneración ¹²	113
Tabla IV.14. Flujo de Combustible Mensual para Generar Energía Eléctrica Empleando Cogeneración ¹²	115
Tabla IV.15. Combustible Total que se Introduce a la Turbina de Gas Empleando Cogeneración ¹²	115
Tabla IV.16. Consumo de Energía Térmica ¹²	116
Tabla IV.17. Calculo de la Energía de los Gases a Proceso ¹²	117
Tabla IV.18. Combustible Mensual que se introduce al post-quemador ¹²	117
Tabla IV.19. Combustible Total Mensual que se Introduce al Sistema Empleando Cogeneración ¹²	118



RELACIÓN DE TABLAS Y FIGURAS

Tabla IV.20. Combustible Total Mensual Empleado para Generar Energía Eléctrica y Térmica con Cogeneración ¹²	118
Tabla IV.21. Ahorro Mensual de Combustible Empleando Cogeneración ¹²	118
Tabla IV.22. Costo Mensual de Combustible Empleando Cogeneración ¹²	120
Tabla IV.23. Costo Mensual de Combustible sin Emplear Cogeneración ¹²	120
Tabla IV.24. Ahorro Mensual en el Costo de Combustible Empleando Cogeneración ¹²	120
Tabla IV.25. Cargos para la Tarifa HM ¹³	121
Tabla IV.26. Factores de Reducción para el Calculo de la Demanda Facturable ¹³	121
Tabla IV.27. Demanda Eléctrica Mensual ¹²	122
Tabla IV.28. Demanda Facturable ¹²	122
Tabla IV.29. Costo de la Demanda Facturable ¹²	122
Tabla IV.30. Consumo Eléctrico Mensual ¹²	123
Tabla IV.31. Costo Energía Consumida ¹²	123
Tabla IV.32. Costo Total de la Energía Consumida ¹²	123
Tabla IV.33. Costo del Combustible ¹²	123
Tabla IV.34. Costo del kWh empleando Cogeneración ¹²	124
Tabla IV.35. Costo de la Energía Eléctrica Empleando Cogeneración ¹²	124
Tabla IV.36. Cargos para Servicio de Respaldo ¹³	125
Tabla IV.37. Costo Demanda Reservada ¹²	125
Tabla IV.38. Demanda Eléctrica en Período Punta, Intermedio y Base ¹²	125
Tabla IV.39. Costo Demanda Medida ¹²	126
Tabla IV.40. Consumo de Energía de Respaldo ¹²	126
Tabla IV.41. Costo por el Consumo de Energía de Respaldo ¹²	126
Tabla IV.42. Costo Energía de Respaldo ¹²	126
Tabla IV.43. Excedentes Eléctricos ¹²	127
Tabla IV.44. Ingresos por la Venta de Excedentes Eléctricos ¹²	127
Tabla IV.45. Costos de la Energía Eléctrica y Térmica sin Cogeneración ¹²	127
Tabla IV.46. Costos de la Energía Eléctrica y Térmica con Cogeneración ¹²	128
Tabla IV.47. Costo Total de la Energía Eléctrica y Térmica con Cogeneración considerando el Ingreso por venta de Excedentes ¹²	128
Tabla IV.48. Ahorros Obtenidos en el Costo Total de la Energía Eléctrica y Térmica con Cogeneración ¹²	128

NOTA: Todas las tablas y figuras del Capítulo 4, son de elaboración propia con datos que proporcionó la empresa donde se realizó el caso de estudio.

ANEXO A: POTENCIAL NACIONAL DE COGENERACIÓN

	Página
Figura A.1. Potencial Nacional de Cogeneración. Escenario Bajo ⁹	138
Figura A.2. Potencial Nacional de Cogeneración. Escenario Alto ⁹	138
Figura A.3. Distribución del Potencial Nacional de Cogeneración Industrial por Subsector ⁹	140
Figura A.4. Distribución del Número de Empresas por Rango de Capacidad ⁹	140
Figura A.5. Distribución del Potencial Nacional de Cogeneración con Combustible Adicional ⁹	142



RELACIÓN DE TABLAS Y FIGURAS

Figura A.6. Distribución del Potencial Nacional de Cogeneración sin Combustible Adicional ⁹	144
Figura A.7. Distribución del Potencial Nacional de Cogeneración de PEMEX Petroquímica por Estados ⁹	144
Figura A.8. Distribución del Potencial Nacional de Cogeneración por Sectores ⁹	145
Tabla A.1. Distribución del Potencial Nacional de Cogeneración por Subsector Industrial ⁹	139
Tabla A.2. Distribución del Potencial Nacional de Cogeneración de la Industria por Estados ⁹	141
Tabla A.3. Distribución del Potencial Nacional de Cogeneración de PEMEX Petroquímica por Estados ⁹	144
Tabla A.4. Potencial Nacional de Cogeneración ⁹	145
Tabla A.5. Distribución del Potencial Nacional de Cogeneración ⁹	146

NOTA: Todas las tablas y figuras del Anexo A, son de elaboración propia con datos del Potencial Nacional de Cogeneración.

ANEXO B: TARIFAS ELÉCTRICAS

	Página
Tabla B.1 Clasificación de las Tarifas Eléctricas ¹³	151
Tabla B.2. Factores de Reducción ¹³	152

ANEXO C: MARCO REGULATORIO

	Página
<i>Figura C.1. Infraestructura Establecida</i> ¹¹	154



BIBLIOGRAFÍA

TEXTOS

- Álvarez José María, "Seminario de Inducción sobre Sistemas de Cogeneración", CONAE, México 1995, pp 1,2,4,7-10, 40,41, 44-54⁸
- Buendía Domínguez, Eduardo, "Perspectivas e Impacto de la Cogeneración en México", Diplomado de Cogeneración, México 1991, Pp. 196.
- Çengel Yunus A, "Termodinámica 5ª Edición", Mc Graw Hill, México 2006, pp 493- 496, 500- 509, 553-555, 584.⁶
- CONAE, "Diagnósticos Energéticos", CONAE , México 1995, Pp. 143
- CONAE, "Diseño de Sistemas de Cogeneración", CONAE, México 1995, Pp. 151
- CONAE, "Esquemas de Cogeneración", CONAE, México 1995, Pp. 74⁷
- CONAE, "Potencial Nacional de Cogeneración", CONAE, México 1995, Pp. 123.⁹
- Cuevas Salgado, Jesús, "Cogeneración Industrial en México: Producción de Electricidad, Diagnostico y Perspectivas", Programa Universitario de Energía, UNAM, México 1989, pp. 65-67, 85-107
- Del Campo, Francisco "Seminario Internacional de Cogeneración", Esfinge, México 1994, pp 1-8.³
- León de los Santos, Gabriel, "Estudio de la Viabilidad de la Cogeneración Industrial en México", Tesis de Doctorado, División de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería, México 2003, Pp. 230
- Lizarraga , José María , "Cogeneración: Aspectos Termodinámicos, Tecnológicos y Económicos", Servicio Editorial de la Universidad del País Vasco, Bilbao 1994, pp. 1-38, 326-454
- Vargas Cornejo Rodrigo "Estudio de Factibilidad para Proyectos de Cogeneración de Energía", Tesis de Licenciatura, Ingeniería Mecánica, Facultad de Ingeniería, México 1998, pp. 6-8, 22-30, 58-90
- ### ARTICULOS
- Arizmendi, Nelson, "Aspectos Relevantes para la Aplicación de Sistemas de Cogeneración en la Industria Mexicana", Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), México 2005, pp. 47-57
- García Gallardo, M., "El Ahorro de Energía Eléctrica y las Energías Renovables", Energía Racional, Año 14, Num. 53, Oct-Dic 2004, pp 11-18
- Llamas, Armando, "Situación del Sector Eléctrico en México", Ponencia presentada en la "Reunión de Verano de Potencia", Acapulco, Gro. 2004, Pp. 6
- Makansi, J., "La Cogeneración y los Productores Independientes de Energía", Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE)
- Navarro Pérez, Nidia, "Cogeneración y Bonos de Carbono: Desarrollo Limpio", Facultad de Contaduría y Administración, UNAM, México 2004, Pp. 8
- Nieva Rolando, "Evaluación del Potencial Nacional de Cogeneración como Opción en la Expansión del Sistema Eléctrico Nacional", Boletín IIE, Septiembre / Octubre 1997, Pp. 19
- Prieto Morales Alberto, "Que le toca a quién, cuándo y cómo, una propuesta de reestructuración de la industria eléctrica en México", Seminario Nacional : Agenda del Desarrollo 2006-2020, Instituto de Investigaciones Económica, UNAM Marzo 2006, Pp. 25



BIBLIOGRAFÍA

Sánchez Salazar, Ma. Teresa, "La Inversión Privada en el Sector Eléctrico Mexicano: Antecedentes, Características y Estructura Territorial", Coloquio Internacional "Energía, Reformas Institucionales y Desarrollo en América Latina", UNAM -Universite PMF de Grenoble, México, Noviembre 2003, pp. 420-449

Shields, David, "Cogeneración, autosuficiencia para empresas", Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) México 1997, Pp. 3

Stanley, Morgan , "Consideraciones sobre las alternativas de financiamiento del sector eléctrico en México" Primer Foro de la Industria Eléctrica, Fuentes de Energía e Investigación, organizado por la Comisión de Energéticos de la H. Cámara de Diputados , México 2005, Pp. 5

Trejo Pérez, Guillermo, "Aplicación Innovadora de Generación Distribuida con Cogeneración", Ponencia presentada en la "Reunión de Verano de Potencia", Acapulco, Gro. 2002, Pp. 6

Whipple D. P., "Current Electric System Operating Problems from a Cogenerator's Viewpoint", IEEE Transactions on Power systems, Num. 3, Vol 4, August 1989

SITIOS WEB

Balance Nacional De Energía ¹
Disponible en: www.sener.gob.mx

Comisión Federal de Electricidad ¹³
Disponible en: www.cfe.gob.mx

Comisión Reguladora de Energía
Disponible en: www.cre.gob.mx

Sistema Información Energética
Disponible en: www.sener.gob.mx

CONAE ⁵
Disponible en: www.conae.gob.mx

"AESAs: La Cogeneración"
Disponible en: www.aesa.net

"Analiza PEMEX Cogeneración de Energía en Tabasco"
Disponible en: www.veoliaenvironnement.com

"Anuario Estadístico 2006 de PEMEX"
Disponible en: www.pemex.gob.mx

"Cogeneración en PEMEX: ¿por qué la prisa?"
Disponible en: www.jornada.unam.mx/2005/12/11/024a2pol.php

"Cogeneración"
Disponible en: www.euskalnet.net

"Cogeneración" ⁴
Disponible en: www.encarta.com



BIBLIOGRAFÍA



"Cogeneración"

Disponible en: www.raelec.es

"¿Cuál es el Futuro de la Cogeneración Eléctrica?"

Disponible en: www.energiaadebate.com.mx

"El Futuro del Gas Natural en México"

Disponible en: www.gnmextranet.com/webdocs/FUTUROGN.pdf

"Electricidad de México"

Disponible en: www.fte-energia.org/pdf/E403.pdf

Entrevista a James Petras: "México sufrirá un desastre si privatiza su sector eléctrico"

Disponible en: www.paginadigital.com.ar/articulos/2003/2003oct/noticias3

"Guía de Gestiones para Implementar una Planta de Cogeneración en México"

Disponible en: www.conae.gob.mx

"Innecesaria, la privatización "

Disponible en: www.unam.mx/pue/publicaciones.html

"La Cogeneración"

Disponible en: www.europea.eu

"La Industria Eléctrica Mexicana: El Sector de la Cogeneración"

Disponible en: www.icex.es/staticfiles/cogeneracion%20mexico%202000_7707_.pdf

"La Participación Privada en la industria Eléctrica Nacional y la Propuesta de Modernización del Sector Eléctrico en los Mercados de Grandes Consumos"

Disponible en: www.cddhcu.gob.mx/sia/ecoycom/pdf/dec36.pdf

"Legislación Eléctrica en México" ¹¹

Disponible en: www.fte-energía.org

"Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica"

Disponible en: www.cre.gob.mx

"Manual de Servicios al Público en Materia de Energía Eléctrica"

Disponible en: www.lfc.gob.mx/marco_juridico/rlspee/rlspee.htm

"Memorias de las Reuniones de la Subcomisión para Promover Proyectos de Cogeneración"

Disponible en: www.conae.gob.mx

"Perspectivas de Inversión en el Sector Eléctrico 2007-2016". ¹⁰

Disponible en: www.coparmex.org.mx/upload/comisionesdocs/COPARMEX%20CFE%20ENE%2025.pdf

"Perspectivas de la Cogeneración en PEMEX"

Disponible en: www.energiaadebate.com.mx

"Propuesta de Cambio Estructural de la Industria Eléctrica en México"

Disponible en: www.cec.org/files/pdf/Breceda-s_ES.PDF



BIBLIOGRAFÍA

"Propuesta de Reorganización del Sector Eléctrico Nacional: Problemática para el desarrollo de la Cogeneración y el Autoabastecimiento "

Disponible en: www.funtener.org

"Prospectiva del Gas Natural 2006" ²

Disponible en: www.sener.gob.mx

"Prospectiva del Sector Eléctrico 2006"

Disponible en: www.sener.gob.mx

"Reformas para fomentar la competencia en el sector eléctrico mexicano"

Disponible en: www.cddhcu.gob.mx/bibliot/publica

"Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica"

Disponible en: www.cre.gob.mx

"Reglas de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional"

Diario Oficial de la Federación, Noviembre 03 de 2005

"Situación Actual y Perspectivas de la Electricidad en México"

Disponible en: www.canacindra.org.mx/foros_de_energia/3_JOSE%20LUIS%20APODACA.pdf

"Información Proporcionada por la Empresa del caso de Estudio" ¹²

Imágenes Carátula Capítulo 1 disponibles en:

www.news.bbc.co.uk/.../newsid_5338000/5338744.stm

www.jornada.unam.mx/2007/03/18

www.akbal.imp.mx/gaceta_e/nota.asp?nt=epr013.asp

www.enigmatario.com

www.invdes.com.mx/antiores/Junio1999/images2/imp.jpg

Imágenes Carátula Capítulo 2 disponibles en:

www.icesa.com/Images/pic00049.jpg

www.ambientum.com/enciclopedia/energia/imagenes/4.06.01.36_f2.jpg

www.mde.es/medioambiente/actuaciones2.html

Imágenes Carátula Capítulo 3 disponibles en:

www.chec.com.co/img/generacion.jpg

www.tti.com.gt/Proyectos/SAMEE.gif

www.municipios.chihuahua.gob.mx/atach2/pimcat/uploads/Image/MarcoRegulatorio1.jpghttp

www.impactxp.com/images/148x114industrial.jpg

www.dalby.qld.gov.au/business/industrial_sector.asp

Imágenes Carátula Capítulo 4 disponibles en:

www.yecoyemen.com/images/indesturialsector_r14_c1.jpg

www.news.bbc.co.uk/.../newsid_3710000/3710708.stm

www.elsiglodedurango.com.mx/images/news/secciona_nacional/2005

www.globalmanufacture.net/home/news/fosterpic.jpg

www.images-words.com/mexico/pictures/f_11a.jpg

www.nist.gov/public_affairs/releases/Motorola%20ma_pro1p_medres.jpg



Imágenes Carátula Capítulo 5 disponibles en:

www.elmundodelpetroleo.com/images/upload/36.gif

www.iie.org.mx/publica/infan97/imagen/foto13.gif

www.jornada.unam.mx/2006/10/09/fotos/026o1eco-1.jpg

www.bolivia.com/Noticias/AutoNoticias/ImagenNoticia63316.jpg

www.ambientum.com/enciclopedia/energia/imagenes/4.06.01.36_f1.jpg