



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MEXICO**

Facultad de Estudios Superiores "Cuautitlán"

**Situación Actual y Perspectivas de la Generación
de Energía Eléctrica en la República Mexicana**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
Ingeniero Mecánico Electricista
P R E S E N T A
Moisés Conrado Vilchis Rodríguez

Cuautitlán Izcalli, Estado de México

1985



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

INDICE

Introducción	I
I Recursos Energéticos	1
I.1 Carbón	
I.1.1 Origen, composición y clasificación	2
I.1.2 Características de los yacimientos de carbón explotables	4
I.1.3 El carbón en México	4
I.1.4 Producción de carbón en México	5
I.1.5 Consumo de carbón en México	6
I.1.6 Principales cuencas carboníferas de México	8
I.1.7 Reservas de carbón en México	8
I.1.8 El carbón en el mundo	11
I.2 Petróleo y Gas Natural	
I.2.1 Formación, exploración y explotación del petróleo	12
I.2.2 Composición y refinación del petróleo	15
I.2.3 Naturaleza, explotación y utilización del gas natural	16
I.2.4 Petróleo y gas natural en México	17
I.2.5 Producción de petróleo y gas natural en México	17
I.2.6 Consumo de petróleo y gas natural en México	20
I.2.7 Principales zonas petrolíferas de México	22
I.2.8 Reservas de petróleo y gas natural	22
I.2.9 Petróleo y gas natural en el mundo	23
I.3 Aprovechamientos Hidráulicos	
I.3.1 Características	26
I.3.2 Aprovechamientos hidráulicos de México	27
I.3.2.1 Las lluvias en México	27
I.3.2.2 Ríos y cuencas de México	27
I.3.3 Potencial hidroeléctrico de México	28
I.3.4 Potencial hidroeléctrico mundial	28
I.4 Aprovechamientos Geotérmicos	
I.4.1 Características	34
I.4.1.1 Origen	34
I.4.1.2 Tipos de campos geotérmicos	34
I.4.2 Aprovechamientos geotérmicos de México	35
I.4.3 Potencial geotérmico de México	35
I.4.4 Aprovechamientos geotérmicos en el mundo	36
I.5 Uranio	
I.5.1 Formación y concentración del uranio	39
I.5.1.1 El uranio como mineral	39
I.5.1.2 El uranio como subproducto de otros minerales	39
I.5.2 Fase minera	39
I.5.3 Conversión y enriquecimiento del uranio	41
I.5.4 Fabricación de elementos combustibles	44
I.5.5 La energía nuclear en México	46

I.5.6	Principales yacimientos de uranio de México	47
I.5.7	Reservas de uranio de México	50
I.5.8	Uranio en el mundo	50
I.6 Energía Solar		
I.6.1	Características	53
I.6.2	El Sol	53
I.6.3	La energía solar en México	55
I.6.4	La energía solar en el mundo	55
I.7 Energía Eólica		
I.7.1	Características	58
I.7.2	Clasificación de los vientos	58
I.7.3	La energía eólica en México	59
I.7.4	La energía eólica en el mundo	60
I.8 Energía de los Mares		
I.8.1	Energía mareométrica	62
I.8.1.1	Definición de marea	62
I.8.1.2	Teoría de las mareas	62
I.8.2	Gradiente térmico de los mares	63
I.8.3	La energía de los mares en México	63
I.8.4	La energía de los mares en el mundo	64
I.9 Energía de la Biomasa		
I.9.1	Fuentes de abastecimiento de biomasa	68
I.9.2	La biomasa como energético	69
I.9.3	Conversión de la biomasa a energía	70
I.9.4	Biogás	72
I.9.5	La biomasa en México	73
I.9.6	La biomasa en el mundo	73
II Principios Básicos de la Generación de Energía Eléctrica		
II.1 Centrales Termoeléctricas		
II.1.1	Características	75
II.1.2	Funcionamiento de las centrales termoeléctricas	75
II.1.2.1	Funcionamiento de una central de vapor	75
II.1.2.2	Funcionamiento de una central de ciclo combinado	78
II.1.2.3	Funcionamiento de una central de motores de combustión interna	81
II.1.3	Ventajas y desventajas de las centrales termoeléctricas	84
II.2 Centrales Hidroeléctricas		
II.2.1	Características	86
II.2.2	Funcionamiento de una central hidroeléctrica	87
II.2.3	Ventajas y desventajas de una central hidroeléctrica	91
II.3 Centrales Geotermoeléctricas		
II.3.1	Características	92
II.3.2	Funcionamiento de una central geotermoeléctrica	92
II.3.3	Ventajas y desventajas de las centrales geotermoeléctricas	95

II.4 Centrales Nucleoeléctricas	
II.4.1 Características	96
II.4.1.1 Fisión nuclear	96
II.4.1.1.a Masa crítica	97
II.4.1.1.b Reacción en cadena	97
II.4.1.2 Fusión nuclear	99
II.4.1.3 Reactores de fisión nuclear	100
II.4.1.3.1 Componentes de un reactor de fisión nuclear	100
II.4.1.3.2 Tipos de reactores de fisión nuclear	102
II.4.1.4 El reactor de fusión nuclear	105
II.4.2 Funcionamiento de las centrales nucleoelectricas	107
II.4.2.1 Funcionamiento de una central nucleoelectrica de fisión	107
II.4.2.2 Funcionamiento de una central nucleoelectrica de fusión	107
II.4.3 Ventajas y desventajas de las centrales nucleoelectricas	110
II.4.3.1 Central nucleoelectrica de fisión	110
II.4.3.2 Central nucleoelectrica de fusión	111
II.5 Centrales Solares	
II.5.1 Características	112
II.5.2 Funcionamiento de las centrales solares	116
II.5.2.1 Central solar fotovoltaica	116
II.5.2.2 Central solar termoelectrica	116
II.5.3 Ventajas y desventajas de las centrales solares	119
II.6 Centrales Eólicas	
II.6.1 Características	120
II.6.2 Funcionamiento de una central eólica	120
II.6.3 Ventajas y desventajas de una central eólica	122
II.7 Centrales Maremotrices	
II.7.1 Características	123
II.7.2 Funcionamiento de las centrales maremotrices	123
II.7.2.1 Centrales que emplean la energía de las mareas	123
II.7.2.2 Centrales que emplean la energía del gradiente térmico	123
II.7.3 Ventajas y desventajas de las centrales maremotrices	125
II.8 Centrales Biomasaeléctricas	
II.8.1 Características	126
II.8.2 Funcionamiento de una central biomasaeléctrica	127
II.8.3 Ventajas y desventajas de las centrales biomasaeléctricas	129
III El Sector Eléctrico en México	
III.1 La energía eléctrica en México	130
III.2 Situación actual del sector eléctrico	130
III.3 Evolución del sector eléctrico	137
III.4 Balance de energía eléctrica origen-destino	141
III.5 La energía eléctrica en el mundo	144

IV Perspectivas de Expansión del Sector Eléctrico	
IV.1 Factores que influyen en el crecimiento de la demanda de la energía eléctrica	145
IV.2 Estudio del desarrollo a largo plazo de la demanda de energía eléctrica	146
IV.3 Análisis de las alternativas energéticas de México para la generación de energía eléctrica	164
V Estudio Económico de la Generación de Energía Eléctrica	167
Anexo	172
Conclusiones	178
Bibliografía	180

INTRODUCCION

Aun cuando el inicio de la explotación comercial del petróleo no va más allá de la penúltima década del siglo pasado, el abuso que hoy en día se hace de su consumo como energético, así como de la utilización que se tiene como materia prima principal en la fabricación de miles de productos de uso corriente tales como plásticos, medicinas, alimentos, explosivos, detergentes, telas, etc.. Hace que se prevea, en un futuro inmediato, una limitación de su uso como combustible.

Día a día son quemados en nuestro país muchos barriles de petróleo con el fin de abastecer de energía calorífica a las centrales eléctricas que dotan al país de la energía eléctrica que requiere para las diversas actividades que se llevan a cabo en él.

Hay en día se hace más necesario el conocimiento de las diferentes fuentes energéticas, para su debida utilización y aplicación debido a la situación crítica que se esta presentando no sólo en México sino en todo el mundo ante el posible agotamiento de los recursos más usuales en el desarrollo socioeconómico de los mismos.

La significación que ha tenido la demanda de energía eléctrica en nuestro país para los próximos veinte años será aproximadamente de 3 a 4 veces el consumo actual.

Por lo que se necesitará ampliar aún más las instalaciones ya existentes y construir más centrales generadoras para lograr satisfacer las demandas que se tendrán en un entonce.

Por lo que se preciso recurrir a las diferentes fuentes energéticas, para que ayuden a disminuir la carga que tienen actualmente los hidrocarburos y tratar de suplirlos lo más prontamente posible.

Para lograr hacerle frente a este problema se deberá empezar por conocer bien nuestro suelo y obtener un inventario lo más preciso posible de los recursos tanto de energéticos como de minerales, para partir de bases lo más sólidas posibles en los estudios que se hagan respecto a las perspectivas energéticas que tendrá el país dentro de un futuro que cada vez está más próximo.

I .- RECURSOS ENERGÉTICOS

Los recursos energéticos proporcionan energía, la cual produce trabajo - que es aprovechado por el hombre para realizar sus labores y satisfacer sus - necesidades.

Las fuentes naturales de energía se presentan en el mundo en diferentes - formas que pueden ser reducidas a cuatro orígenes: a) La radiación solar, - b) El calor subterráneo debido a la radiactividad natural, c) Las fuerzas gra- vitacionales y rotacionales del sistema solar y d) Las reacciones nucleares.

En general los recursos energéticos están constituidos por reservas natu- rales que tienen su origen en alguna de las causas señaladas anteriormente. La energía almacenada puede encontrarse en la forma de yacimientos de combus- tibles fósiles, de materias nucleares, de acumulación de agua, de calor told- rico, o bien se puede presentar en otros estados naturales antes de ser trans- formada por el hombre a formas más fácilmente utilizables.

En la figura I se presenta en forma esquemática las fuentes de energía a través del tiempo, de acuerdo con la orientación que viene teniendo la inves- tigación y el desarrollo.

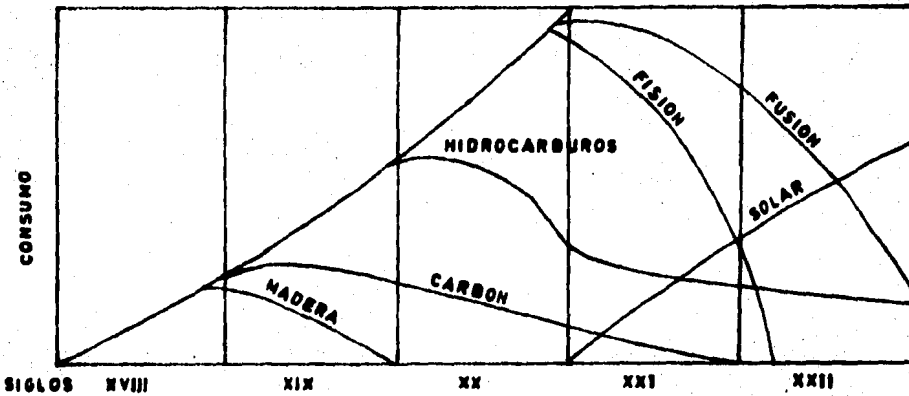


Figura I Fuentes de Energía a través de los siglos

I.1 CARBÓN

I.1.1 ORIGEN, COMPOSICION Y CLASIFICACION

Origen y Composición

El carbón mineral es una sustancia combustible compuesta fundamentalmente de carbono y de pequeñas cantidades de hidrógeno, azufre y cenizas, en estado sólido y con aspecto bituminoso, de color obscuro o casi negro que tiene su origen en depósitos de materia orgánica vegetal preservada en condiciones sedimentarias (vegetales fosilizados). Estas permitieron su enterramiento, preservación del ataque de bacterias aeróbicas, inmediata cesación de procesos reductores y mediante metamorfosis o transformación físico-química, creada por agentes naturales, permitió que se concentrara el ión-carbono respecto a los componentes volátiles y a otros minerales.

En esta evolución intervinieron factores climáticos muy favorables de gran aportación de materia vegetal al medio ambiente deltaico, o de lagunas marginales en los continentes erosionados a un nivel bajo. Esto último implica la existencia de grandes pantanos y abundantísima vegetación.

El proceso de preservación lleva consigo la acción de bacterias y hongos; condiciones de oxidación limitada; de reducción; hidrólisis y condensación de material volátil. Incluye además los efectos de altas temperaturas anormales para el medio ambiente. Las presiones del mismo enterramiento y de los procesos tectónicos que deforman la corteza terrestre, y la presión del agua.

Las propiedades físico-químicas del carbón mineral como producto final son resultado de la historia geológica de la región y de los procesos que dieron origen al depósito. Estos depósitos pueden ser autóctonos o alóctonos según un proceso de acumulación, es decir, la materia orgánica se puede depositar in situ, o ser arrastrada y acumulada en lugares que permiten su preservación.

El espesor de la materia orgánica es resultado de largos períodos de estabilidad continental.

Clasificación

El proceso de maduración que siguió pronto convirtió la celulosa, la lignina y las proteínas de dichas sustancias vegetales en turba. Con el tiempo y con otros movimientos subsiguientes de la corteza terrestre, y por la acción de la presión y la temperatura, se irían produciendo otras sucesivas transformaciones en lignito, hulla y antracita, denominaciones que corresponden a la clasificación que hoy en día se hace de los carbones que se encuentran en los yacimientos carboníferos, según sus peculiaridades y características, con base en el grado de humedad y sobre todo en su poder calorífico.

El poder calorífico es la característica más importante de un carbón que va a ser usado como combustible.

Turba.- Es una materia vegetal parcialmente carbonizada; representa la primera fase de fosilización de los carbones, mediante su destilación se obtienen un gas combustible, un residuo de carbón muy poroso, agua amoniacal, alcohol metílico y se le emplea como combustible industrial, aunque su alto contenido de humedad limita mucho su uso; también se le utiliza como antiputrefactor y termoaislante.

Lignito.- Es un carbón de color verde mate, a veces negro cuando se trata de lignitos bituminosos, es un combustible fósil con un proceso de formación más avanzado que la turba, pero aún puede advertirse en su estructura su origen vegetal. Tiene bastante humedad que pierde fácilmente exponiéndose al aire. - Al almacenar los lignitos se debe tener cuidado de protegerlos del aire, pues corren el riesgo de la combustión espontánea; por esto se suelen usar en instalaciones situadas en boca de mina.

Hulla.- Es un carbón bituminoso de color negro, más consistente que el lignito y de formación también más antigua que éste. Arde bien y se conserva en buenas condiciones. Existen muchas variedades según el porcentaje de carbono. Muchos carbones bituminosos se calientan en retortas cerradas eliminando la materia volátil y el alquitrán, el residuo de carbón fijo puede formar una masa porosa llamada coque. El coque es un combustible esencial en la fundición de mineral de hierro y en la producción de acero. De la hulla se obtiene también alquitrán, gas de alumbrado y amoníaco. Otros subproductos de los carbones bituminosos son una serie de compuestos orgánicos que tienen extensa aplicación en tintorerías y otras industrias (tintes, aceites, perfumes, naftalina, fertilizantes, plásticos, sustancias para preservar la madera, etc.).

Antracita.- Representa el último caso de carbonización de los vegetales, es de constitución dura, color negro con iridaciones y brillo metálico, no mancha los dedos al tocarlo. Presenta fractura conoide, tiene un alto contenido de carbono que hace que su poder calorífico sea mayor que los demás tipos de carbones. Las materias volátiles son escasas y también la humedad. Arde con dificultad a menos que la temperatura del horno sea elevada; exige gran cantidad de oxígeno para la combustión, no produce llama al quemarse o si sea es una pequeña llama agitada, no se coqueifica.

Las principales características de los carbones se dan en la tabla I.1.1.1

Tipo de Carbón	Humedad (%)	Materia Volátil (%)	Carbón Fijo (%)	Poder Calorífico (Kcal/Kg)
Turba	56.70	26.10	11.10	3,000 a 6,000
Lignito	34.50	35.30	22.90	4,000 a 6,000
Sub-Bituminoso	24.20	27.60	44.80	7,000 a 8,000
Bituminoso	3.20	27.10	62.50	7,000 a 8,000
Semi-Bituminoso	2.00	14.50	75.30	7,000 a 8,000
Antraoítico	2.80	1.20	88.20	8,000 a 9,000
Semi-Antraoítico	3.40	8.50	76.60	8,000 a 9,000

Tabla I.1.1.1 Principales características de los carbones.

I.1.2 CARACTERISTICAS DE LOS YACIMIENTOS DE CARBÓN EXPLOTABLES

Las características de los yacimientos económicamente explotables toman en consideración: el espesor de las capas carboníferas, la profundidad a que se encuentran en el subsuelo y la calidad del carbón (en función del uso contemplado).

El espesor del manto, que puede considerarse como explotable, depende del tipo de explotación que puede realizarse: a tajo abierto se toman en cuenta - cubriciones con un espesor superior a 20 centímetros, y en minas subterráneas se consideran espesores arriba de 80 centímetros. Además, las capas casi horizontales y sin fractura son generalmente más deseables que las venas muy inclinadas o en muy mal estado.

La profundidad del manto, varía de acuerdo al espesor del mismo. Pocos yacimientos de menos de 30 centímetros de espesor tienen un valor económico muy sobre en cualquier parte del mundo si se encuentran a más de 1,000 metros de profundidad. Afortunadamente en el mundo el carbón se halla con mucha frecuencia cerca de la superficie, a profundidades inferiores a los 1,000 metros. Los yacimientos de hulla y lignite en capas de importante espesor, horizontales y cerca de la superficie, son los más buscados, sobre todo si se pueden - explotar a cielo abierto.

La calidad del carbón se refiere al uso contemplado, debiendo ser coqueable para la industria siderúrgica y de flama larga para la generación de energía eléctrica.

El emplazamiento del yacimiento es también de importancia. Si se encuentra próximo a los grandes mercados de energía se economizarán gastos de transporte, ya sea del carbón o de la energía eléctrica generada en plantas a boca de mina.

En cuanto a costos de explotación, se puede decir en general que la explotación del carbón resulta tres veces más costosa que la del petróleo y diez veces más alta que la del gas natural para el mismo contenido energético.

I.1.3 EL CARBÓN EN MÉXICO

La industria mexicana del carbón, está bajo la participación del sector público y del sector privado. Y el control general está a cargo del Consejo de Recursos Minerales.

Consejo de Recursos Minerales

Este organismo fue creado en 1975 como resultado de la reorganización del Instituto Nacional para la Investigación de Recursos Minerales y el Consejo de Recursos Naturales no Renovables.

Entre sus principales atribuciones se encuentran las siguientes:

- Realizar la exploración total geológica-minera del territorio nacional y la cuantificación de los recursos minerales.
- Coordinar y fomentar la investigación geológica-minera y tecnológica para formular estimaciones, mediante trabajos sistemáticos de los recursos minera-

les.

Comisión de Fomento Minero

Este organismo se creó por la reforma a la Ley Minera de 1930 según decreto presidencial del 28 de agosto de 1934, no siendo sino hasta el primero de febrero de 1939 cuando inició sus operaciones teniendo como objetivo:

- La explotación de minas, compra venta de minerales, otorgamiento de préstamos, instalación de plantas metalúrgicas y el asesoramiento técnico en minería.

El carbón que existe en México es de naturaleza que se puede considerar de mala calidad, con un bajo contenido de carbón fijo (45 a 50%). En consecuencia su contenido de materias volátiles y de cenizas, alcanza un alto porcentaje, en ocasiones hasta de un 55%.

En las principales cuencas carboníferas, los espesores de las capas de carbón son: desde 10 centímetros, a 2.4 metros en las cuencas de Sabinas, Coahuila; y hasta 3.0 metros en Oaxaca, Sonora y Coahuila (Río Escondido).

Contrario a otros países, los carbones de México se presentan en mantos o capas de espesores menores de 3.0 metros en las mejores cuencas carboníferas.

I.1.4 PRODUCCION DE CARBON EN MEXICO

La producción de carbón en México en sus inicios, se utilizó fundamentalmente como combustible en los ferrocarriles y en menor cuantía en la industria Minero-metalúrgica. Posteriormente, con la utilización de otros combustibles para el impulso de las locomotoras, se produjo una disminución en su consumo; no obstante este fue compensado con la expansión de la industria Siderúrgica.

Del carbón mineral "todo uno" que se extrae de las minas, se pueden distinguir dos tipos principales: el carbón mineral coqueable, el cual es el principal básico de la industria Siderúrgica y de la Minero-metalúrgica; y el carbón mineral no coqueable o carbón térmico, el cual es usado para la generación de energía eléctrica.

El carbón mineral "todo uno" es lavado para evitar el problema de las cenizas y mejorar la calidad del carbón, aumentando su eficiencia térmica. Una vez lavado disminuye de un 50 a un 55% de su peso original, obteniéndose un promedio de 424 kilogramos de carbón lavado por tonelada de carbón "todo uno". El tratamiento del lavado del carbón mineral, sería en teoría el separar totalmente las cenizas, pero dicho tratamiento se encuentra limitado por el factor económico, por lo que sólo es posible reducir el contenido de cenizas en un 20% aproximadamente.

En la tabla I.1.4.1 se puede apreciar la producción nacional de carbón mineral, producción que no ha satisfecho la demanda interna de carbón, por lo cual se ha tenido que recurrir a la importación de carbón lavado y seco para satisfacer la demanda.

Año	Carbón Mineral "todo uso" + Producción	Carbón Mineral coquizable ↕	Carbón Mineral no coquizable
1970	2,959,024	2,838,024	121,000
1971	3,512,595	3,427,595	85,000
1972	3,613,929	3,503,929	110,000
1973	4,263,137	4,145,137	118,000
1974	5,165,739	4,984,484	181,255
1975	5,193,448	5,016,609	176,839
1976	5,649,628	5,493,476	156,152
1977	6,610,223	6,362,360	247,863
1978	6,755,556	6,600,750	154,806
1979	7,356,696	7,292,462	64,234
1980	7,009,716	6,678,886	330,830
1981	8,086,474	6,849,273	1,237,201
1982	7,618,871	6,832,923	785,948
1983	8,999,467	7,180,978	1,818,489

+ Comprende la totalidad de carbón extraído a bocamina, independientemente de su uso.

↕ Incluye el carbón de importación usado para coquización

Tabla I.1.4.1 Producción Nacional de Carbón (en toneladas)

I.1.5 CONSUMO DE CARBÓN EN MÉXICO

Actualmente, más del 95% del carbón mineral que se consume en México lo utilizan las industrias Siderúrgicas y Minero-Metalúrgica en sus procesos. Su empleo en la generación de energía eléctrica representa el 3% del consumo nacional. Y el restante se destina a los subproductos de la coquización.

En la tabla I.1.5.1 se indica el consumo de carbón de las diferentes industrias que requieren de él como insumo para sus procesos.

Año	Total	Industria Siderúrgica	Industria Minero-Metalúrgica	Industria Eléctrica	Otras Industrias
1976	6.089	5.387	0.512	0.121	0.069
1977	7.385	6.795	0.408	0.183	0.057
1978	7.887	7.042	0.622	0.196	0.067
1979	8.579	7.817	0.679	- -	0.083
1980	7.401	6.303	0.914	- -	0.184
1981	8.301	6.404	0.944	0.794	0.159
1982	7.794	6.216	0.836	0.619	0.123
1983	8.635	6.272	1.045	1.200	0.118

+ Incluye las importaciones de carbón y coque, en términos de carbón "todo uso"

Tabla I.1.5.1 Consumo Nacional de Carbón Mineral en sus diferentes usos. + (en millones de toneladas)

I.1.6 PRINCIPALES CUENCAS CARBONIFERAS DE MEXICO

Actualmente, se ha explorado casi en su totalidad el territorio mexicano, donde se ha encontrado que existen buen número de regiones con posibilidades de contener carbón.

Por lo que se refiere al carbón térmico, es decir, que no se ha considerado económicamente útil para la industria Siderúrgica. Se puede apreciar en el mapa de la figura I.1.6.1 que el potencial carbonífero nacional, para la generación de energía eléctrica se ubica en algunos estados de la República, pero los yacimientos más grandes y mejor conocidos se localizan en el noreste del país, en donde las reservas representan el 90% del potencial total conocido a la fecha.

I.1.7 RESERVAS DE CARBÓN DE MEXICO

Al referirse a la cuantificación del carbón, se habla de recursos y reservas. En el plano internacional las reservas se clasifican en tres categorías: probadas o positivas, probables o inducidas y posibles o inferidas.

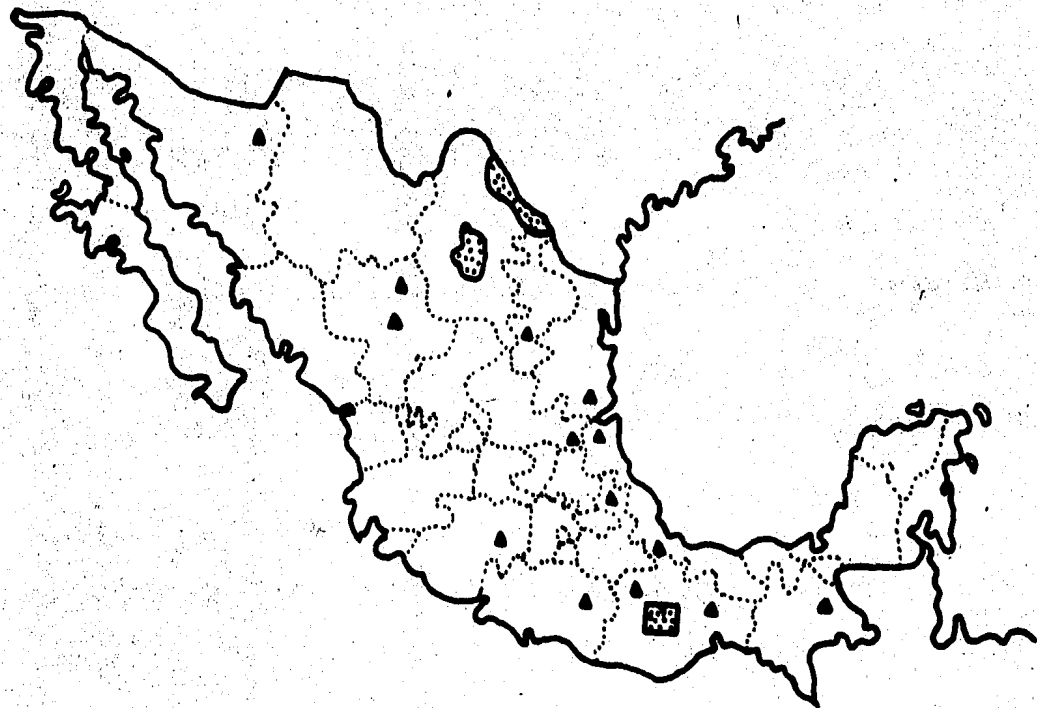
Recursos.- Es el total de carbón existente en el subsuelo de una región dada - independientemente de su grado de explotación del carbón, existentes a la fecha en que se hace la evaluación.




Reservas Probadas.- Es el volumen de carbón cuantificado con alto grado de certeza, implicando una precisión igual o superior al 80%.

Reservas Probables.- Son las que tienen un grado de confiabilidad al cuantificarlas entre un 50 y un 80%.

Reservas Posibles.- Corresponden a áreas sobre las cuales existe poca información. El grado de confiabilidad en la apreciación de estas reservas es inferior al 50%. Consecuentemente, las cifras relativas a reservas posibles no son tomadas en consideración para hacer cálculos económicos.

La tabla I.1.7.1 indica las reservas y recursos de carbón mineral no coquizable existentes en la República Mexicana hasta 1983.



-  CUENCAS RECONOCIDAS PARCIALMENTE
-  CUENCAS RECONOCIDAS PRELIMINARMENTE
-  REGIONES CON POSIBILIDADES

UNAM FES-C
TESIS PROFESIONAL
I. M. E. FIGURA
I.1.6.1
PRINCIPALES CUENCAS Y
YACIMIENTOS DE CARBON
NO COQUIZABLE

Estado	Reservas Probadas	Reservas Probables	Reservas Posibles	Recursos	Total Reservas	Total Potencia (MW)
Coahuila:						
Puente Rio Escondido	576	140	185	350	1251	
Poder calorífico	4500	4500	4500	4500		
Potencial carbodé.	3780	900	1190	2250		8120
Tamaulipas:						
Colombia-Nvo. Laredo	44	65	100	300	509	
Poder calorífico	5000	5000	5000	5000		
Potencial carbodé.	315	393	715	2145		3568
Sanera:						
San Marcial	4	9	18	100		
Santa Clara	2	-	71	-		
San Enrique	-	-	71	-		
suma	6	9	160	100	275	
Poder calorífico	6000	6000	6000	6000		
Potencial carbodé.	43	65	1150	717		1975
Cabullena	-	-	-	400	400	
Poder calorífico	-	-	-	4500		
Potencial carbodé.	-	-	-	2570		2570
Chihuahua:						
Ojinaga- San Carlos	-	-	40	250		
San Pedro Cerralitos	-	-	-	150		
suma	-	-	40	400	440	
Poder calorífico	-	-	4500	4500		
Potencial carbodé.	-	-	250	2570		2820
Oaxaca:						
Tenaxtlán y Tlaxiaco	17	30	30	200	277	
Poder calorífico	6000	6000	6000	6000		
Potencial carbodé.	121	213	213	1480		1967
TOTAL RESERVAS	643	244	515	1750	3152	21020
Reservas en millones de toneladas						
Poder calorífico en Kilo-calorías/Kilogramo						
Potencial carbodétrico en Megawatts						
Tabla I.1.7.1 Reservas y Recursos "in situ" de México						

I.1.8 EL CARBÓN EN EL MUNDO

En la tabla I.1.8.1 se muestra la producción mundial de carbón, donde se puede apreciar que en México la producción de carbón es muy escasa y ello se debe fundamentalmente a la falta de yacimientos abundantes y con alta calidad.

País	Producción
Estados Unidos	760.3
U. R. S. S.	716.0
Rep. Popular China	692.0
R. D. Alemana	278.0
Polonia	233.7
R. F. Alemana	206.6
Australia	143.3
Rep. de Sudáfrica	136.4
India	135.0
Checoslovaquia	129.3
Reino Unido	119.4
Canadá	44.9
España	40.0
Francia	21.2
Corea del Sur	18.8
Japón	17.0
MEXICO	9.0
Resto del Mundo	130.1
Total Mundial	<u>3,831.0</u>

Tabla I.1.8.1 Producción Mundial de Carbón en 1983 (en millones de toneladas).

I.2 PETROLIO Y GAS NATURAL

I.2.1 FORMACION, EXPLORACION Y EXPLOTACION DEL PETROLIO

Formación

El origen del petróleo ha sido motivo de numerosas controversias, no se sabe con precisión como se forma. Pero se admite que tiene un origen orgánico ya que el contenido de nitrógeno y otras sustancias en el petróleo, sólo pueden proceder de sustancias orgánicas.

También puede confirmar el origen orgánico, el hecho de que la mayor parte de los yacimientos en el mundo se localizan en lugares que fueron ocupados por lagos y mares hace millones de años.

Cualquier organismo marino, animal o vegetal, puede contribuir a la formación del petróleo, pero la materia petrolífera por excelencia es el plancton. Los microorganismos planctónicos al morir caen al fondo del mar y son enterrados en los sedimentos marinos, empezando su transformación. Esta se realiza en condiciones reductoras, pues en medio oxidante la materia orgánica se descompondría en bióxido de carbono y agua.

Como resultado de dicha transformación, verificada por bacterias anaerobias, se origina un fango negroáceo -sapropel- considerada como la sustancia madre del petróleo. Las condiciones propicias para la formación del sapropel se dan en cuencas marinas o salobres con aguas estancadas. El paso del sapropel a petróleo es muy complejo y en él intervienen procesos bioquímicos e inorgánicos. Parte de la materia orgánica es oxidada pasando a bióxido de carbono, y parte es reducida, originándose hidrocarburos.

En realidad este esquema reducido es mucho más complicado. Primero se originan ácidos grasos que por reacciones de escisión, condensación, ciclación y deshidratación pasan a hidrocarburos. En todas estas reacciones tienen gran importancia el papel que desempeñan las arcillas, pues gracias a su poder adsorbente ponen en contacto moléculas extrañas, efectuando así una función de catálisis. La formación del petróleo es un proceso muy lento.

Exploración

La localización de yacimientos petrolíferos se hizo en un principio de un modo empírico, guiado por ciertas manifestaciones superficiales. Posteriormente, la técnica exploratoria consistió en perforar pozos de caños, siguiendo las tendencias marcadas por las zonas productoras, con el resultado de que muchos pozos se localizaban al azar. Más modernamente intervinieron los geólogos que con mayor conocimiento del terreno dieron muchos resultados positivos. En la actualidad, la exploración la llevan a cabo los geofísicos, aplicando las técnicas más modernas de geología, paleontología, geoquímica, sísmología, gravimetría, magnetometría, con lo que se puede asegurar que se tienen localizadas gran parte de las reservas de hidrocarburos del mundo.

Explotación

Una vez que se consideran satisfactorios los trabajos de exploración, se construye el camino de acceso, se transportan materiales y equipo y se procede a la perforación del pozo cuyo trabajo se desarrolla en forma continua durante las 24 horas del día. En un principio se usó el sistema de percusión con una herramienta cortante actuada por un balancín. En la actualidad se emplea la sonda rotativa que consiste en una mesa giratoria horizontal sobre la que se monta un robusto tubo de acero (taladro) que lleva en su extremo inferior o perforante una cabeza cortante de acero erizada de cenizas de carburo de tungsteno.

A medida que la sonda penetra en el terreno se van añadiendo nuevos tubos en el extremo libre superior, hasta llegar al manto petrolífero.

La profundidad del pozo y las tuberías de revestimiento deben estar previstas en el plan de trabajo. Generalmente son tres tuberías: una superficial de 13-3/8 pulgadas, una intermedia de 9-5/8 pulgadas y una profunda de 6-5/8 pulgadas. Para alojar estas tuberías se deberá perforar primero hasta cierta profundidad con barrenas de 17 pulgadas, después con barrenas de 12-1/4 pulgadas y por último con barrenas de 8-5/8 pulgadas.

El petróleo está encerrado en balsas o mantos más o menos grandes, solo o acompañado de agua y gases que lo comprimen y le obligan a subir por el tubo sonda hasta la superficie de la tierra; en este caso se tiene un flujo natural. Pero lo más frecuente es que no se tenga el flujo natural, en cuyo caso se llena el pozo con agua, se mete la tubería de producción, se instala el árbol de válvulas, se introducen cargas explosivas para romper la roca almacenadora y se obliga a brotar al petróleo. Aún así, el petróleo puede no llegar a la superficie del terreno y en este caso se procede al bombeo. La tubería de descarga conduce el producto a tuberías de separación de los gases del líquido, los cuales son llevados a las plantas de tratamiento adecuadas.

La profundidad de los pozos es variable; normalmente inferior a 5,000 metros, pero se han perforado pozos hasta de 7,000 metros. Los pozos suelen dar en los dos primeros años de explotación hasta el 75% de su producción total, y sólo un 25% en los años restantes, con decrecimiento progresivo.

El petróleo no se encuentra distribuido uniformemente en las capas del subsuelo; es necesario que se presenten cuatro condiciones para dar lugar a un yacimiento donde se acumule petróleo y gas:

- 1) Deben existir rocas generadoras en que la materia orgánica contenida se haya transformado en petróleo debido al efecto de la presión y la temperatura.
- 2) Una roca almacenadora, que debe ser permeable en forma tal que, bajo presión, el petróleo pueda moverse a través de sus poros de tamaño microscópico.
- 3) Una roca impermeable, que evita que el petróleo escape hacia la superficie.
- 4) El yacimiento debe tener forma de "trampa", es decir, que las rocas impermeables se encuentren dispuestas de tal manera que el petróleo no pueda moverse hacia los lados.

La figura I.2.1.1 muestra el corte geológico de un yacimiento de petróleo.

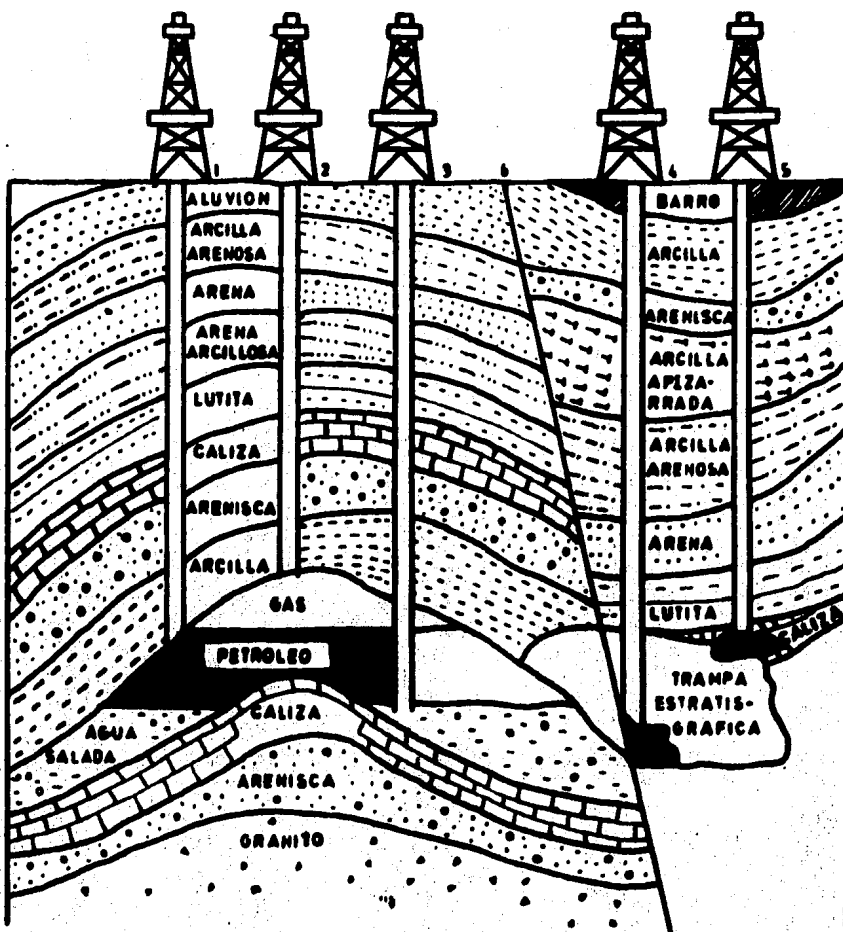


Fig. I.2.1.1 Corte geológico de un yacimiento de petróleo

- Pozo No. 1** Gran productor inicial de petróleo.
- Pozo No. 2** Gran productor inicial de gas y posteriormente de petróleo.
- Pozo No. 3** Seco e improductivo a mayor profundidad, agua salada
- Pozo No. 4** Productor de petróleo por poco tiempo.
- Pozo No. 5** Productor de petróleo por un período muy reducido.
- 6** Afloración de gilemita (chapotera).

I.2.2 COMPOSICION Y REFINACION DEL PETROLIO

Composici3n

El petr3leo natural es un l3quido oleaginoso, inflamable, de color caracteristico, color verde amulado obscuro, pardo obscuro o negro intenso, y muy excepcionalmente amarillo claro o pardo rojizo.

El petr3leo que se encuentra en el subsuelo asume los tres estados f3sicos de la materia: s3lido, l3quido y gaseoso, seg3n su composici3n, temperatura y presi3n a que se encuentre.

Esta compuesto fundamentalmente por una soluci3n muy compleja de hidrocarburos, con densidades entre 0,765 y 0,960 .

El petr3leo contiene de 50 a 98% de hidrocarburos muy variados, desde los muy ligeros como el metano hasta los muy pesados como la parafina y el alquitr3n. El resto son materias org3nicas que contienen ox3geno, nitr3geno y azufre, y -tramas de compuestos org3nicos met3licos.

El poder calorifico del petr3leo crudo es en termino medio de 11,000 kilocalor3as por kilogramo.

De acuerdo con la densidad se suelen clasificar en ligeros y pesados.

As3, si la densidad es de 30 grados Baum3 o superior es considerada ligeros, y si es de 20 grados Baum3 o menos se tienen como pesados.

La densidad va relacionada con la composici3n qu3mica de los hidrocarburos -dominantes y seg3n esto se clasifican los petr3leos en tres tipos: los de base naft3lica, que son los m3s ligeros; los de base paraf3nica con densidad intermedia; y los de base asf3ltica que son los m3s pesados.

Refinaci3n

La refinaci3n, es el conjunto de una serie de procesos f3sicos y fisico-qu3micos a los cuales se somete el petr3leo crudo, la materia prima para obtener de 3l, por destilaci3n los diversos hidrocarburos, o las familias de -hidrocarburos, con propiedades f3sicas y qu3micas bien definidas. Despu3s de la separaci3n, se aplican a los derivados as3 obtenidos, diversos procesos de conversi3n para obtener de ellos productos m3s valiosos, y 3stos se someten -finalmente a tratamientos 3cidos, 3lealis, solventes extractivos, catal3ticos con hidr3geno y reactivos qu3micos en general para eliminar las impurezas que los hacen impropios para su empleo comercial.

Mediante la refinaci3n puede ponerse a disposici3n del consumidor una amplia gama de productos comerciales tales como:

- a) Energ3ticos.- Combustibles especificos para los transportes, la agricultura, la industria, la generaci3n de energ3a el3ctrica y para uso dom3stico.
- b) Productos especiales.- Como lubricantes, parafinas, grasas y asfaltos; para veh3culos, construcci3n y uso industrial.
- c) Materias primas.- Para la industria petroqu3mica b3sica, como materia prima de muchos productos que tienen una gran importancia en el mercado, como -son fertilizantes, fibras sint3ticas, pl3sticos y hules, detergentes, etc.

I.2.3 NATURALEZA, EXPLOTACION Y UTILIZACION DEL GAS NATURAL

Naturaleza

La composición del gas natural corresponde a la de hidrocarburos que se volatilizan a temperatura más o menos normal. El principal componente del gas natural es el metano, acompañado de etano y en pequeñas cantidades de propano butano, pentano y hexano, así como de nitrógeno, anhídrido carbónico, ácido sulfhídrico e hidrógeno, formando el gas húmedo.

Por purificación (endulzamiento) del gas húmedo se obtiene el gas seco - que se distribuye para usos domésticos e industriales y el cual tiene una composición promedio de 73.3% de metano, 14.4% de etano, 11.8% de nitrógeno y - 0.5% de anhídrido carbónico.

Explotación

El gas natural se presenta en el subsuelo en estructuras similares a las del petróleo y los métodos de exploración y explotación son semejantes a los de éste. Con frecuencia el gas natural aparece en los mismos yacimientos de petróleo, ya sea en solución con éste o en una capa superior, denominándose - en tal caso gas asociado. Cuando está disuelto en el petróleo, la producción de ambos fluidos debe ser simultánea. Cuando el gas se halla en una capa superior al petróleo, se efectúa primero la extracción de éste y después la del gas. En esta forma se agota mejor el depósito de petróleo. En otro tipo de geología aparece gas solamente y se denomina entonces gas no asociado. Aproximadamente el 40% de las reservas existentes es de gas asociado y el 60% de gas no asociado.

La relación que existe entre la producción del gas y la del petróleo es aproximadamente de 150-200 a 1. Por cada metro cúbico de petróleo se extraen 176 metros cúbicos de gas en promedio.

Utilización

El gas natural es utilizado como energético e como materia prima en múltiples procesos industriales, además de los usos en refinerías, se usa en plantas termoeléctricas y también es reinyectado en pozos de petróleo para recuperación secundaria, además de las ventajas que ofrece en uso doméstico; por la ausencia de elementos contaminantes y corrosivos, posee cualidades indiscutibles que contribuyen a la conservación del medio ambiente y de los equipos e instalaciones.

Por ser un gas licuable sólo a presiones muy elevadas, su envasado no resulta apropiado ni rentable, de aquí que su manejo y distribución en forma gaseosa requiera de sistemas específicos para satisfacer las necesidades de los centros de consumo.

En los países productores que pueden consumir su propio gas natural la explotación de éste se ha desarrollado vertiginosamente, por ser de fácil extracción y relativamente fácil distribución por tuberías en el mismo país, ofreciendo ventajas de utilización y precio sobre el petróleo y el carbón en

el consumo doméstico e industrial.

Para la misma potencia calorífica, el precio del gas natural viene a ser la décima parte que el del carbón y un tercio que el del petróleo. El poder calorífico del gas natural es en promedio de 8,460 kilocalorías por metro cúbico.

El desarrollo de la utilización del gas natural como fuente de energía ha sido sensiblemente más tardío que el del petróleo, a causa de los problemas de almacenamiento y construcción de redes de distribución. Si el país productor no lo absorbe, resulta difícil venderlo a otros países a no ser que éstos limiten con el primero.

Las causas a las que puede atribuirse en quema son cuatro:

- 1) Por motivos técnicos.
- 2) Por falta de sistemas de recolección en los campos.
- 3) Por insuficiencia en la capacidad de procesamiento.
- 4) Por falta de capacidad de transporte de los gases.

1.2.4 PETRÓLEO Y GAS NATURAL EN MÉXICO

La industria mexicana del petróleo y gas natural, está enteramente dentro del control de las autoridades de la nación, a cargo de Petróleos Mexicanos.

Petróleos Mexicanos (PEMEX)

Es una empresa pública descentralizada, que fue establecida en 1938 como consecuencia de la nacionalización del petróleo decretada por el gobierno del presidente Lázaro Cárdenas.

PEMEX es el organismo encargado de llevar a cabo la exploración, explotación, refinación, transporte, distribución y venta del petróleo y gas natural, así como también de los productos básicos incluidos en la petroquímica.

Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)

Colabora con Petróleos Mexicanos en la investigación para el mejoramiento o creación de tecnologías, el diseño de plantas de refinación y petroquímica, además de la actualización y capacitación de su personal.

1.2.5 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL EN MÉXICO

La producción de petróleo y gas natural en México, se incrementó paulatinamente en la década de los cuarenta y los cincuenta. Se acentuó en los sesenta, pero es en los años recientes cuando adquiere un crecimiento espectacular.

La tabla 1.2.5.1 ofrece una muestra del crecimiento de la producción del petróleo y del gas natural.

La producción se irá superando en los años venideros, aunque se habla de no traspasar los 4 millones de barriles por día, ajustando la producción del petróleo al ritmo que permita el desarrollo socioeconómico del país.

De la producción total de petróleo y gas natural que se extrae del subterráneo, una parte es destinada para la exportación, y lo demás para la elaboración de los productos que han de satisfacer las necesidades que tiene el país de hidrocarburos, los cuales son transformados en productos petrolíferos y productos petroquímicos en las diversas refinerías y plantas petroquímicas - que se tienen instaladas en varias partes de la República Mexicana.

En la tabla I.2.5.2 se indica cual ha sido la producción total de hidrocarburos en los últimos años, así como también la producción de derivados del petróleo que se han elaborado para cubrir las necesidades del país.

Año	Grado (millones de barriles)		Gas Natural (millones de metros cúbicos)	
	diarios	anuales	diarios	anuales
1938	0.105	38.482	1.868	682
1942	0.095	34.826	2.290	836
1946	0.135	49.240	2.022	738
1950	0.198	72.422	4.827	1,762
1954	0.229	83.651	7.285	2,679
1958	0.296	93.533	20.378	7,438
1962	0.305	111.869	28.811	10,516
1966	0.332	121.149	41.052	14,984
1970	0.429	156.986	51.995	18,832
1974	0.575	209.855	57.773	21,087
1978	1.213	442.607	72.532	26,474
1982	2.748	1,003,084	120.267	43,890
1983	2.688	981.222	114.786	41,897

Tabla I.2.5.1 Producción Nacional de Grado y Gas Natural

	1970	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
Crudo y * Gas Natural anual	310.607	481.645	545.600	672.280	803.489	1,039.102	1,228.831	1,406.087	1,377.327
Crudo y ** Condensados anual	156.586	293.117	358.090	442.607	536.926	708.593	844.241	1,003.084	981.222
diaria	0.429	0.801	0.981	1.213	1.471	1.936	2.313	2.748	2.688
Gas Natural anual	133.008	154.360	149.374	186.984	212.919	259.718	296.445	309.992	295.915
Líquidos del Gas	21.013	34.167	38.136	42.689	53.644	70.791	88.145	93.010	100.190
* Producción Bruta (incluye las pérdidas)									
** Producción Neta									
Tabla I.2.5.2 Composición Anual de la Producción de Hidrocarburos (en millones de barriles)									

1 barril de petróleo = pies cúbicos de gas seco
5,000

I.2.6 CONSUMO DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL EN MÉXICO

Con la finalidad de tener un panorama más claro de como se encuentra el consumo de hidrocarburos en México, se elaboró la tabla I.2.6.1 donde se indica el consumo que tienen o que hacen los diferentes sectores de actividad de los hidrocarburos, para realizar las diversas actividades que tienen encomendadas en el país. Y en la tabla I.2.6.2 se hace referencia al consumo nacional, resaltándose los dos tipos principales de hidrocarburos que son: los derivados del petróleo o petrolíferos y el gas natural.

Año	1975	1979	1983
Ventas internas de hidrocarburos	305.098	417.909	478.588
Sectores :			
Transportes	128.410	175.610	194.040
participación	42.42%	43.11%	42.52%
Industrial	80.780	100.190	116.490
participación	26.70%	24.60%	25.52%
Eléctrico	54.630	77.690	90.790
participación	18.05%	19.06%	19.89%
Residencial y Comercial	38.830	52.170	53.930
participación	12.83%	12.81%	11.82%
Agrícola	- -	1.710	1.190
participación	0.0	0.42%	0.25%
Total	302.650	407.330	456.360
Petrolero	53.220	93.770	130.970
No Energético	12.160	18.310	86.200
Total Nacional	368.130	519.410	673.530

Tabla I.2.6.1 Consumo Nacional de hidrocarburos en los diferentes sectores de actividad, (en millones de barriles de crudo)

Año	1975	1979	1983
Ventas internas de hidrocarburos	305.098	417.909	478.588
Productos petrolíferos	234.598	319.639	376.488
Gas Natural	70.500	98.270	102.100
Sectores:			
Transportes			
petrolíferos	128.410	175.610	194.040
participación	54.74%	55.99%	54.87%
Industrial			
petrolíferos	30.390	36.700	38.380
participación	12.96%	11.70%	10.85%
gas natural	50.390	63.490	78.070
participación	73.95%	67.82%	76.00%
Eléctrico			
petrolíferos	36.880	52.120	71.350
participación	15.73%	16.61%	20.18%
gas natural	17.750	25.530	19.440
participación	26.05%	27.27%	18.92%
Residencial y Comercial			
petrolíferos	38.830	47.570	48.710
participación	16.57%	15.16%	13.77%
gas natural	0.0	4.600	5.220
participación	-	4.91%	5.08%
Agrícola			
petrolíferos	-	1.710	1.150
participación	-	0.54%	0.33%
Total			
Petrolíferos	234.510	313.710	353.630
Gas Natural	68.140	93.620	102.730
Tabla I.2.6.2 Consumo Nacional de hidrocarburos			

1.2.7 PRINCIPALES ZONAS PETROLERAS DE MEXICO

Las áreas que se encuentran produciendo actualmente, así como aquellas - donde las perspectivas indican una buena posibilidad de futuros descubrimientos, se encuentran casi en su totalidad sobre la costa oriental del país, a lo largo de la planicie costera, frente al Golfo de México.

El mapa de la figura I.2.7.1 muestra la localización de las zonas petroleras en producción y las regiones con posibilidades de contener hidrocarburos.

Las principales regiones petroleras, pueden ser divididas de la siguiente forma: zona norte (comprende los estados de Tamaulipas y Nuevo León); zona - centro (comprende los estados de Veracruz, parte de Puebla y San Luis Potosí) zona sureste (comprende los estados de Campeche y Tabasco); zona sur (comprende el estado de Chiapas) y la zona marina (comprende las costas frente a los estados de Tamaulipas, Veracruz y el Golfo de Campeche).

La aportación que tuvo cada zona en la producción total de hidrocarburos fue de la siguiente manera:

Zona	Crudo	Gas Natural
marina	62.79%	22.2%
sureste	28.10%	58.2%
centro	3.75%	6.2%
sur	3.57%	2.7%
norte	1.79%	10.7%

1.2.8 RESERVAS DE PETROLEO Y GAS NATURAL

Los trabajos exploratorios, ahora más intensos que en ninguna otra etapa de la historia de PEMEX, se han llevado a cabo en la mayor parte del país, - han permitido un mejor conocimiento de sus características geológico-petroleras.

Las reservas de hidrocarburos se clasifican en tres categorías: probadas e comprobadas, probables y potenciales.

Reservas probadas.- Son aquellas que están bien localizadas y que pueden ser recuperables por medio de la tecnología actual y a precios de mercado.

Reservas probables.- Son aquellas que ya han sido descubiertas y que podrán - explotarse con una ligera mejoría en las condiciones económicas y tecnológicas.

Reservas potenciales.- Son aquellas que permanecen aún sin descubrirse pero - existe un grado razonable de probabilidades de su existencia por la configuración geológica y natural de las rocas.

Las reservas probadas al 31 de diciembre de 1963 fueron las siguientes:

Crudo	49,911 millones de barriles
Gas seco convertido a líquido	15,404 millones de barriles
Líquidos recuperables del gas	7,185 millones de barriles
Hidrocarburos líquidos totales	72,500 millones de barriles

Las reservas probables: 45,000 millones de barriles

Las reservas potenciales: 250,000 millones de barriles

Las reservas probadas se encuentran distribuidas de la siguiente manera:

Crudo	69%	Sonda de Campeche	48%
Gas seco	21%	Chiapas-Tobasco	20%
Líquidos recuperables	10%	Resto del país	32%

I.2.9 PETRÓLEO Y GAS NATURAL EN EL MUNDO

En las tablas I.2.9.1 y I.2.9.2 puede apreciarse la producción mundial de petróleo y gas natural en el año de 1963, donde aparece México como uno de los principales productores de petróleo y gas natural, así como por sus reservas, en virtud de una intensa exploración del territorio mexicano.

Estos valores colocan a México en el cuarto lugar mundial en reservas probadas de petróleo crudo; las cuales representan el 7.20% de las reservas probadas mundiales.

En cuanto a gas natural, México ocupa el séptimo lugar mundial en reservas probadas; las cuales representan el 2.40% de las reservas probadas mundiales.



UNAM FES-C
TESIS PROFESIONAL
I. M. E. FIGURA
I.2.7.1
ZONAS PETROLERAS
PRODUCTORAS Y CON
RESERVAS

País	Producción promedio diaria (millones de barriles)	Reservas probadas estimadas (millones de barriles)
U. R. S. S.	12,326	61,000
Estados Unidos	8,865	27,300
Arabia Saudita	4,857	166,000
MEXICO	2,688	49,900
Irán	2,467	51,000
Reino Unido	2,285	13,150
China	2,107	19,100
Venezuela	1,790	24,850
Indonesia	1,385	9,100
Canadá	1,384	6,730
Nigeria	1,240	16,950
Abu Dhabi	1,119	32,340
Libia	1,020	21,270
Irak	0,893	43,000
Kuwait	0,888	63,900
Otros	7,892	64,012
Total Mundial	53,016	693,602

Tabla I.2.9.1 Principales países productores de crudo en el mundo

País	Producción promedio diaria (millones de pies cúbicos)	Reservas probadas estimadas (billones de pies cúbicos)
U. R. S. S.	51,789	1,400
Estados Unidos	45,427	198
Holanda	7,339	50
Canadá	6,614	91
MEXICO	4,053	77
Reino Unido	3,823	25
Noruega	2,360	59
Argelia	1,937	110
Venezuela	1,532	55
Argentina	1,506	24
Irán	1,370	480
Indonesia	1,320	30
Australia	1,160	18
Arabia Saudita	1,045	121
China	1,016	30
Otros	16,497	323
Total Mundial	150,864	3,202

Tabla I.2.9.2 Principales países productores de gas natural en el mundo

I.3 APROVECHAMIENTOS HIDRAULICOS

I.3.1 CARACTERISTICAS

El agua es el principal elemento de los aprovechamientos hidráulicos. El agua proviene de la lluvia o nieve que cae sobre la tierra.

El fenómeno de la lluvia es una consecuencia directa e inmediata de los cambios de temperatura, y es la energía solar la causa principal de los fenómenos meteorológicos ligados con las lluvias y sus variaciones.

La lluvia se produce por condensación de la presión y la temperatura en el vapor de agua contenido en la atmósfera en estado casi de saturación. Como dicho vapor es de menor densidad que el aire, asciende continuamente a medida que se reduce hasta alcanzar una altura límite en que la temperatura y la presión dominante determinan su condensación. El cielo se cierra cuando toda el agua que se encuentra contenida en la superficie terrestre se evapora debido a la radiación solar y asciende formando vapor de agua y nubes.

Las lluvias se clasifican en tres tipos: a) de convección; b) de relieve; c) de perturbación atmosférica.

- a) Las lluvias de convección, se realizan por elevación de masas de vapor de agua que se expanden, enfrían y se condensan dando lugar a lluvias abundantes.
- b) Las lluvias de relieve, se llevan a cabo por la presencia de montañas situadas perpendicularmente en la dirección en la que soplan los vientos húmedos. Estas lluvias son también abundantes.
- c) Las lluvias de perturbación atmosférica, se efectúan, generalmente, cuando se presentan vientos irregulares como los "nortes" o los ciclones.

La lluvia que cae sobre la superficie de la tierra da lugar a la formación de los ríos y manantiales. De acuerdo con la naturaleza de los ríos, éstos se clasifican de la siguiente manera:

- 1) Ríos propios de regiones templadas o frías (originados por deshielos). La característica de estos ríos es: el caudal máximo ocurre en primavera; el caudal mínimo ocurre en el estío (verano).
- 2) Ríos de regiones tropicales (originados por precipitaciones atmosféricas - "lluvias"). La característica de estos ríos es: el caudal máximo ocurre en el estío; el caudal mínimo ocurre en la primavera.
- 3) Ríos de manantial, donde las montañas efectúan una labor de captación, y en ocasiones de almacenamiento. El agua que no fluye superficialmente, en ocasiones es absorbida y por filtración forma ríos subterráneos que vuelven a la superficie, aguas abajo, en forma de manantiales.

Cualquiera que sea el tipo de río tiene fluctuaciones en cuanto al volumen de agua que circula a través de los diferentes días del año; debido a ello la energía del río varía por lo que se le retiene con el fin de regular la cantidad de agua que pasa a las turbinas para su conversión en energía eléctrica.

I.3.2 APROVECHAMIENTOS HIDRAULICOS DE MEXICO

I.3.2.1 Las lluvias en México

El área mexicana recibe los tres tipos de lluvias antes descritas, en diferentes regiones, pero las que más la benefician son las de convección o convectivas, que se precipitan en abundancia, principalmente durante el verano, en la mayor parte del país. En algunas áreas del suroeste del país estas lluvias se verifican casi todo el año.

Las lluvias de relieve, entre las que destacan las monsoonicas, aunque abundantes son menos frecuentes y cubren solamente porciones menores, tales como las costas del Golfo de México frente al estado de Tabasco.

Las lluvias de perturbación atmosférica, ocurren generalmente en invierno, cuando soplan los "nortes". Suelen abarcar amplias áreas y en algunas regiones causan graves daños. Las que se originan por los ciclones tropicales se presentan entre el verano y el otoño y son devastadoras por violentas y torrenciales.

En el mapa de la figura I.3.2.1 se puede apreciar la distribución de las lluvias en la República Mexicana durante el año, las cuales son muy irregulares. Se puede observar que mientras extensas regiones carecen regularmente de ellas, otras las poseen en abundancia.

I.3.2.2 Ríos y Cuencas de México

Se puede afirmar que los ríos mexicanos, comparados con los ríos de otras partes del mundo, ofrecen características peculiares, tanto por su origen, que puede ser pluvial, nivoso o mixto, como por su perfil longitudinal, o bien por la disposición de sus cauces que se vierten en distintos mares.

En efecto, la mayoría de los ríos mexicanos son de origen pluvial; nacen con las aguas de las lluvias de verano y ocurren caudales o torrenciales dentro de este período, para disminuir o cesar después de él. En las regiones del país donde el período de lluvias es más prolongado y abundante, los ríos son permanentemente caudalesos.

Los ríos de origen nivoso, son propios de las regiones de altas latitudes en México son pocos y de caudal escaso; estos ríos son así porque las áreas de terreno cubiertas de nieve, en el país, son sumamente reducidas.

Por lo que se refiere al perfil longitudinal de los ríos, es decir, por lo que corresponde a la línea imaginaria que representa las diferencias de nivel de los ríos, desde su nacimiento hasta su desembocadura en el mar, la mayoría de las corrientes de México son torrentosas, pues es notable el desnivel del terreno por donde corren tales corrientes.

En algunas cuencas, los ríos se desarrollan en importantes, amplios y permanentes sistemas fluviales o sistemas hidroclícos; estos sistemas fluviales están formados por un conjunto de corrientes cuyas aguas confluyen con un río mayor o eje que las conduce al mar. Desgraciadamente, estos sistemas fluviales no se localizan en México, con alguna excepción como la del sistema Grijalva-Usumacinta, la mayoría de nuestros ríos sólo caudalesos con receptores -

de afluentes de escasa y temporal corriente y fluyen paralelos entre si, del interior del territorio hacia el mar.

En el mapa de la figura I.3.2.2.a se pueden apreciar los principales ríos de la República Mexicana.

Las cuencas revisten gran importancia, ya que en ellas se concentra el agua de varios ríos. Desde los principales componentes de las cuencas son el escurrimiento que se lleva a cabo en ellas y la amplitud del área en que se ubican.

En el mapa de la figura I.3.2.2.b se indican las principales cuencas de la República Mexicana, así como la distribución espacial del potencial hidroeléctrico.

I.3.3 POTENCIAL HIDROELECTRICO DE MEXICO

De acuerdo con el nivel de estudio y la precisión en la determinación del potencial hidroeléctrico, se tienen diferentes tipos de potencial, los cuales se indican a continuación:

a) Potencial Teórico Bruto.- Es aquel que se tendría si cada metro cúbico de agua pudiera aprovecharse totalmente en cada metro de caída, al pasar de elevaciones mayores a menores. La cuantificación de este potencial es de 500,000 millones de kilowatts por hora (56,322 Megawatts medios). Desde luego, este potencial es imposible de alcanzar y solamente sirve como referencia sobre el grado de identificación del potencial.

b) Potencial Identificado.- Es el potencial que resulta al identificar en gabinete y en campo un proyecto de aprovechamiento, aunque no se pruebe su factibilidad técnica, social y económica. La cuantificación de este potencial es de 164,871 Gigawatts por hora (19,619 Megawatts medios).

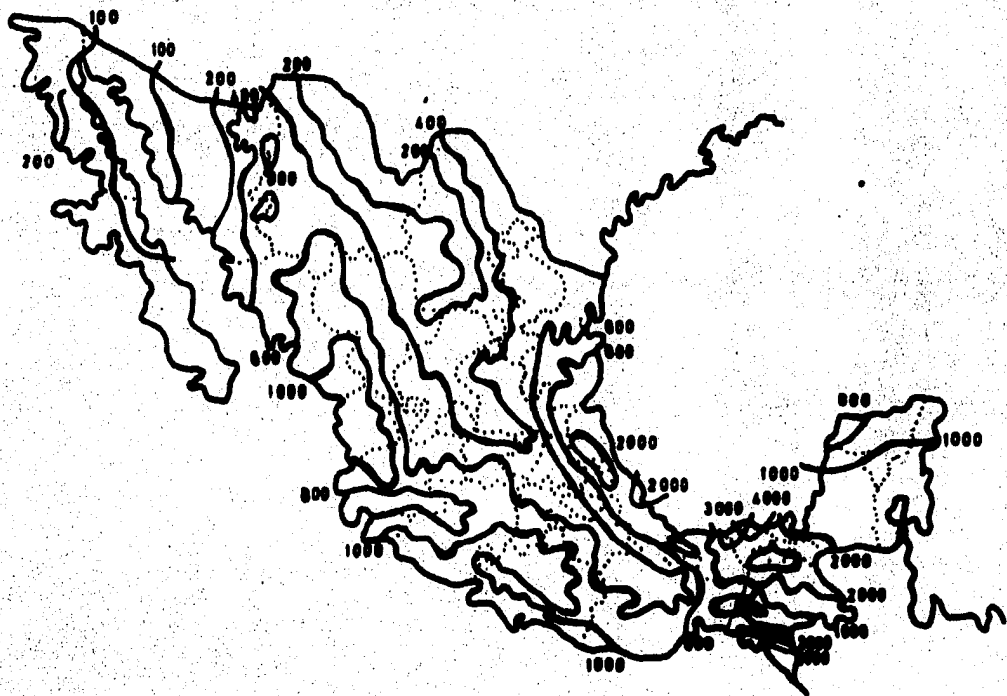
c) Potencial en Proceso de Estudio.- Corresponde al conjunto de proyectos hidroeléctricos con estudios de gran visión y prefactibilidad. Según esta definición se cuenta con un potencial de 27,099 Gigawatts por hora anuales en 42 proyectos, lo que significa el 22% del potencial identificado total.

d) Potencial Factible.- Dentro de esta definición se incluyen aquellos proyectos que tienen completo el estudio de factibilidad o bien se encuentran muy avanzados en este sentido. El cual representa una energía media anual aprovechable de 12,278 Gigawatts por hora anuales (4,083 Megawatts) en 16 proyectos (de los 42 estudiados), lo que equivale al 7% del potencial identificado.

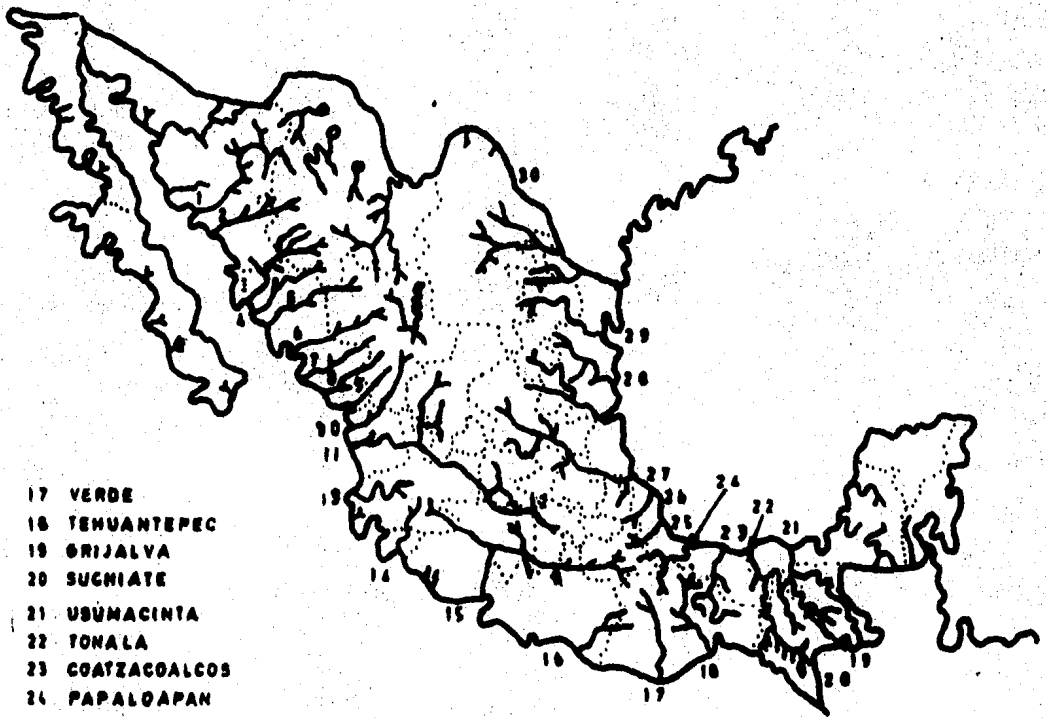
En la tabla I.3.3.1 se indica el potencial teórico bruto e identificado, así como su relación según cuencas hidrográficas.

I.3.4 POTENCIAL HIDROELECTRICO MUNDIAL

El potencial hidroeléctrico mundial o recursos hidroeléctricos mundiales se indica en las tablas I.3.4.1 y I.3.4.2 por países y por continentes respectivamente. De donde se puede observar que México ocupa el lugar número vigésimo segundo y que cuenta solo con el 1% del potencial hidroeléctrico mundial.

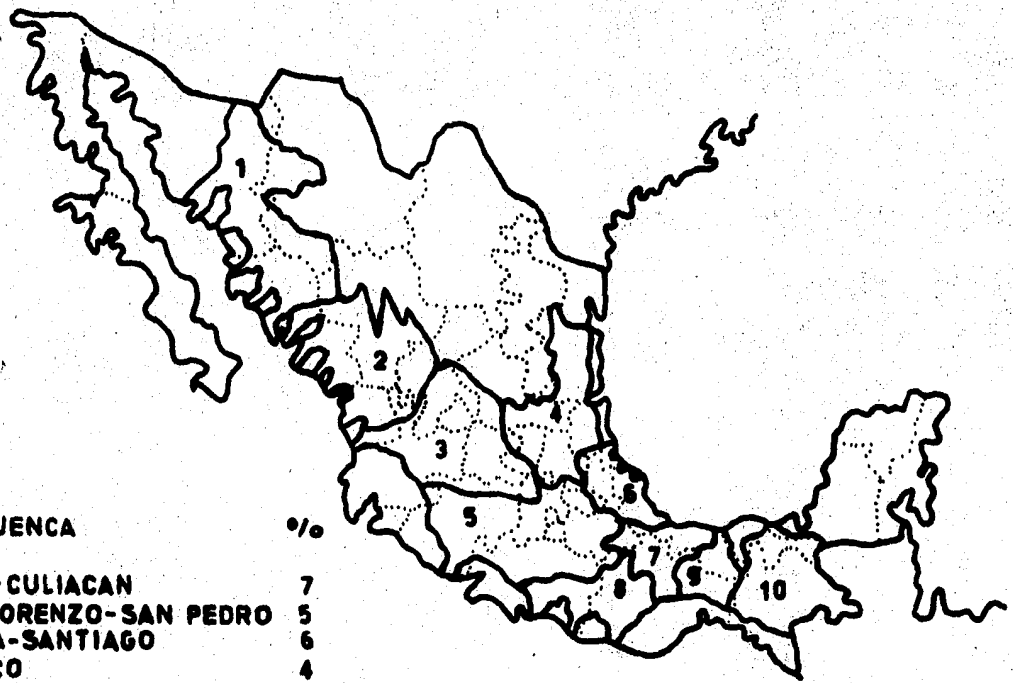


UNAM FES-C
TESIS PROFESIONAL
I. M. E. FIGURA
I.3.2.1
PRECIPITACION MEDIA
ANUAL (LLUVIAS)
(EN MILIMETROS)



- | | |
|---------------|-------------------|
| 1 YAQUI | 17 VERDE |
| 2 MAYO | 18 TEMUANTEPEC |
| 3 FUERTE | 19 ORIJALVA |
| 4 SINALOA | 20 SUCHIATE |
| 5 CULIACAN | 21 USUMACINTA |
| 6 SAN LORENZO | 22 TONALA |
| 7 PIANTLA | 23 COATZACOALCOS |
| 8 PRESIDIO | 24 PAPALOAPAN |
| 9 ACAPONETA | 25 NAUTLA |
| 10 SAN PEDRO | 26 TUXPAN |
| 11 SANTIAGO | 27 PANUCO |
| 12 LERMA | 28 SOTO LA MARINA |
| 13 AMECA | 29 SAN FERNANDO |
| 14 ARMERIA | 30 BRAVO |
| 15 BALSAS | 31 NAZAS |
| 16 OMETEPEC | |

UNAM FES-C
TESIS PROFESIONAL
I. M. E. FIGURA
I.3.2.2.a
PRINCIPALES RIOS DE LA
REPUBLICA MEXICANA



Nº	CUENCA	%
1	YAQUI-CULIACAN	7
2	SAN LORENZO-SAN PEDRO	5
3	LERMA-SANTIAGO	6
4	PANUCO	4
5	BALSAS	12
6	JAMAPA-TUXPAN	7
7	PAPALOAPAN	7
8	PAPAGAYO-VERDE	8
9	COATZACOALCOS	3
10	GRIJALVA-USUMACINTA	30

UNAM FES-C
TESIS PROFESIONAL
I. M. E. FIGURA
PRINCIPALES CUENCAS DE LA REPUBLICA MEXICANA

Cuenca Hidrológica	Area Km ²	Volumen Anual Escurrido (mill m ³)	(T) Potencial Teórico (NW medios)	(I) Identifi- cado (MW)	R=I/T
Yaqui-Mayo	93,600	3,700	1,421	603.0	0.42
Fuerte	42,900	5,400	1,956	482.3	0.38
Sinaloa-Culiacán	37,760	5,800	1,629	227.6	0.14
San. Lorenzo-Riata	17,750	2,700	979	177.3	0.18
Matla-Presidio	12,330	2,700	718	234.0	0.32
Bahuate	6,740	1,700	367	275.6	0.75
Acazoneta	7,900	1,500	316	102.6	0.32
San Pedro	30,300	2,900	1,157	177.9	0.15
Lerma-Santiago	127,040	10,000	4,266	1,092.7	0.27
Ameca	11,560	2,500	616	169.5	0.26
Armería-Gochuyana	17,030	3,400	865	230.7	0.26
Balsas	108,000	18,000	8,680	2,245.9	0.27
Unión-Panagayo	18,750	10,000	2,628	541.2	0.13
Ometépec	13,290	9,400	952	401.0	0.42
Verde	16,820	6,000	1,047	608.8	0.98
Tehuacan	22,210	4,400	390	270.2	0.69
Pij.-Cint.-Sash.	8,700	10,500	1,351	247.1	0.18
Grijalva-Usumacinta	85,800	110,000	8,970	5,847.7	0.67
Ton.-Costmacalcos	26,800	20,000	1,493	570.0	0.38
Panaloacan	46,600	38,000	4,457	1,409.5	0.33
Jamana-Antigua	8,700	4,500	1,845	453.2	0.24
Nautla-Teocolutla	14,710	8,000	3,152	740.4	0.21
Cazones-Turpan	8,760	4,000	334	308.0	0.92
Pánuco	84,200	14,900	2,153	758.6	0.35
S. Marina-Sn. Fdo.	39,510	1,300	209	20.0	0.09
Bravo	248,220	5,500	1,518	102.0	0.07
Nansa	93,780	1,100	1,415	31.0	0.02
Planicie Costera	175,730	91,100	1,057	177.3	0.16
Cuenas Cerradas	265,760	3,100	0	0.0	0.00
Baja California	144,090	2,500	0	0.0	0.00
Penins. de Yucatán	134,880	5,800	0	0.0	0.00
Total Nacional	1,970,000	410,000	56,322	19,619.0	0.39

Tabla I.3.3.1 Potencial Bruto Teórico e Identificado y su Relación según Cuenas Hidrográficas.

País	Potencia (10⁶ KW)	Energía (10⁶ KWh)	% Mundial
China, R.P.	330	1320	13.5
U.R.S.S.	269	1095	11.1
Estados Unidos	187	701	7.2
Zaire	132	600	6.7
Canadá	94	535	5.5
Brasil	90	519	5.3
Malasia	64	320	3.3
Colombia	50	300	3.1
India	70	280	2.9
Burma	75	225	2.3
Vietnam y Laos	48	192	2.0
Argentina	48	191	1.9
Indonesia	48	150	1.5
Japón	50	130	1.3
Ecuador	21	126	1.3
Papua-N. Guinea	18	122	1.2
Noruega	30	121	1.2
Camerún	23	115	1.2
Ferd	12	109	1.1
Pakistán	20	105	1.1
Suecia	20	100	1.0
MEXICO	20	99	1.0
Venezuela	12	98	1.0
CHile	16	88	1.0
Resto del Mundo	532	2101	22.1
Total Mundial	2261	9602	100.0

Tabla I.3.4.1 Potencial Hidroeléctrico Mundial

Asia	27%
África	20%
América Central y del Sur	19%
América del Norte	13%
Europa incluyendo URSS	19%
Australia	2%
	<u>100%</u>

Tabla I.3.4.2 Potencial Hidroeléctrico Mundial por Continentes.

I.4 APROVECHAMIENTOS GEOTERMICOS

I.4.1 CARACTERISTICAS

I.4.1.1 Origen

El origen de la energía calórica que da lugar a los depósitos o reservorios naturales subterráneos de vapor y agua caliente en la corteza terrestre se atribuye al decaimiento natural que se va produciendo en los elementos radiactivos; principalmente el uranio, torio y potasio, los cuales se hallan muy distribuidos en todas las rocas y con mayor concentración en las graníticas. Por la acción de la temperatura y la presión a grandes profundidades en la litosfera ciertas rocas, fundamentalmente de silicatos, se funden constituyendo enormes cámaras o domos de magma. La masa más fluida asciende hacia la superficie terrestre, a través de las fisuras de las rocas cristalizadas; la masa más densa se va cristalizando formando rocas ígneas, las cuales si se constituyen en zonas profundas se denominan intrusivas (granito, dioritas, etc.) y si se forman más cerca de la superficie se les llama rocas efusivas (basaltos, traquitas, etc.). Se van liberando así las materias volátiles que son fundamentalmente agua, todavía en estado líquido por efecto de la presión a que se halla sometida. Esta agua caliente asciende por entre las fisuras de las rocas cristalizadas hasta encontrar capas de rocas porosas, como areniscas, con las cuales se mezcla formando los reservorios subterráneos. Espesas capas de sedimentos jóvenes propician la formación de estos reservorios. Es necesario que sobre la capa de areniscas exista una capa de roca impermeable, por ejemplo arcillas, que sirven de tapón al reservorio. En muchos casos este tapón no produce un cierre hermético, presentándose puntos débiles en la corteza que dejan escapar espontáneamente el agua a la superficie. Esta que se conserva en estado líquido por estar sometida a elevadas presiones, se convertirá parcialmente en vapor al quedar liberada en la atmósfera. El fluido mezcla de agua y de vapor, acompañado de materia sólida disuelta o diluida en el agua, que son particularmente silicatos, cloruros y carbonatos.

I.4.1.2 Tipos de campos geotérmicos

Las fuentes de energía geotérmica utilizable son de tres tipos:

- 1) Campos de vapor seco, contienen el agua en estado de vapor, condicionados por la temperatura y presión a que se hallan sometidos. El vapor seco que brota directamente de estos yacimientos está relativamente a baja presión, por lo que para usarlo directamente en la generación de energía eléctrica se necesitan dispositivos de gran capacidad para obtener potencias razonables.
- 2) Campos de vapor húmedo, son más abundantes que los de vapor seco. En ellos el agua está en los reservorios subterráneos en estado líquido, a presiones más altas (hasta 200 atmósferas) que en los reservorios de vapor seco y a temperaturas que oscilan entre 180 y 370 °C. El agua se convierte parcialmente en vapor (10 a 20%) al descargar a la presión atmosférica.
- 3) Campos de baja temperatura, también se les conoce como de baja entalpía, son campos que tienen grandes cantidades de agua a temperaturas entre 50 y 85 °C.

Además de los tipos de campos geotérmicos antes mencionados, existen - otros tipos de manifestaciones que no han sido desarrolladas comercialmente, y son las siguientes:

- Recursos geopresurizados, consistentes de agua y metano disuelto en ella a altas presiones y moderadamente altas temperaturas (150 °C).
- Potencial marino, en la actualidad no se cuenta con la tecnología necesaria para explorar este tipo de reservorios, que se encuentran en investigación - para utilizar este tipo de energía en el futuro.

I.4.2 APROVECHAMIENTOS GEOTÉRMICOS DE MÉXICO

México fue uno de los pioneros en el aprovechamiento de la energía geotérmica para generar electricidad. El funcionamiento de las primeras unidades - mostró la factibilidad de utilizar esta energía para la generación de electricidad a un costo más bajo que el obtenido en centrales termoeléctricas convencionales, y ha permitido adquirir la experiencia necesaria para una explotación en gran escala.

El Departamento de Geotermia es el encargado, por parte de la Comisión Federal de Electricidad, de inventariar, desarrollar y evaluar los recursos geotérmicos existentes en la República Mexicana.

En todo el país se ha tenido una actividad particularmente intensa en exploración de reconocimiento. Siempre existe una fuerte relación entre los volcanes y las manifestaciones termales, las cuales están bien representadas en México, principalmente en la parte norte de la península de Baja California, relacionadas con el sistema de fallas de San Andrés, y en el centro de México en la zona neovolcánica que atraviesa el país de este a oeste.

En la República Mexicana se han identificado más de 300 sitios con focos termales, los cuales se pueden observar en el mapa de la figura I.4.2.1, así como los que se encuentran actualmente en explotación y en estudio.

I.4.3 POTENCIAL GEOTERMICO-ELECTRICO DE MÉXICO

En Geotermia se utiliza la misma nomenclatura que en los hidrocarburos para definir las reservas. Estas son: probadas, probables y posibles. Sin embargo su aplicación estricta es ligeramente diferente ya que para determinar las reservas probadas en geotermia hay parámetros que solo pueden conocerse después de transcurrido un período de explotación de unos tres años.

Reservas probadas.- Son aquellas que los estudios y las pruebas de pozos realizadas permiten recomendar la instalación de una planta de determinada capacidad con vida útil de 30 años.

Reservas probables.- Aquellas zonas en que se han hecho suficientes estudios de geoquímica y geofísica, para delimitar la probable extensión y temperatura de la zona geotérmica.

Reservas posibles.- Aquellas que por manifestaciones termales en la superficie y por geología permiten inferir la posibilidad de un recurso geotérmico.

Actualmente, las reservas totales de los recursos geotérmicos, se estiman en: (considerando sólo Cerro Prieto, Baja California Norte; Los Azufres, Michoacán; y Los Hornos, Puebla)

Recursos hidrotermales de alta entalpía:

Reservas probadas	920	Megawatts
Reservas probables	4,600	Megawatts
Reservas posibles	6,000	Megawatts
	<u>11,520</u>	Megawatts

Recursos hidrotermales de baja entalpía:

Reservas probables	45,000	Megawatts
--------------------	--------	-----------

Recursos de vapor seco o de roca calientes:

No se han efectuado exploraciones en busca de este tipo de recurso. No obstante se considera un elevado potencial relacionado con el vulcanismo activo existente. Se estima que a partir del año 2000, este recurso inicie su desarrollo a escala piloto.

Potencial marino:

En una evaluación de los recursos marinos de la República Mexicana, se consideró una franja equivalente de 1,600 kilómetros de largo por 4 kilómetros de ancho, localizada en el Golfo de California, con un reservorio de 0.6 kilómetros de espesor promedio y una temperatura media de 330 °C. Con estas consideraciones se estimó el potencial de los reservorios marinos en 100,000 Megawatts. Este potencial geotérmico es enorme y aún cuando será necesario un importante desarrollo tecnológico para que pueda considerarse con valor comercial es muy probable que a largo plazo pueda ser explotado.

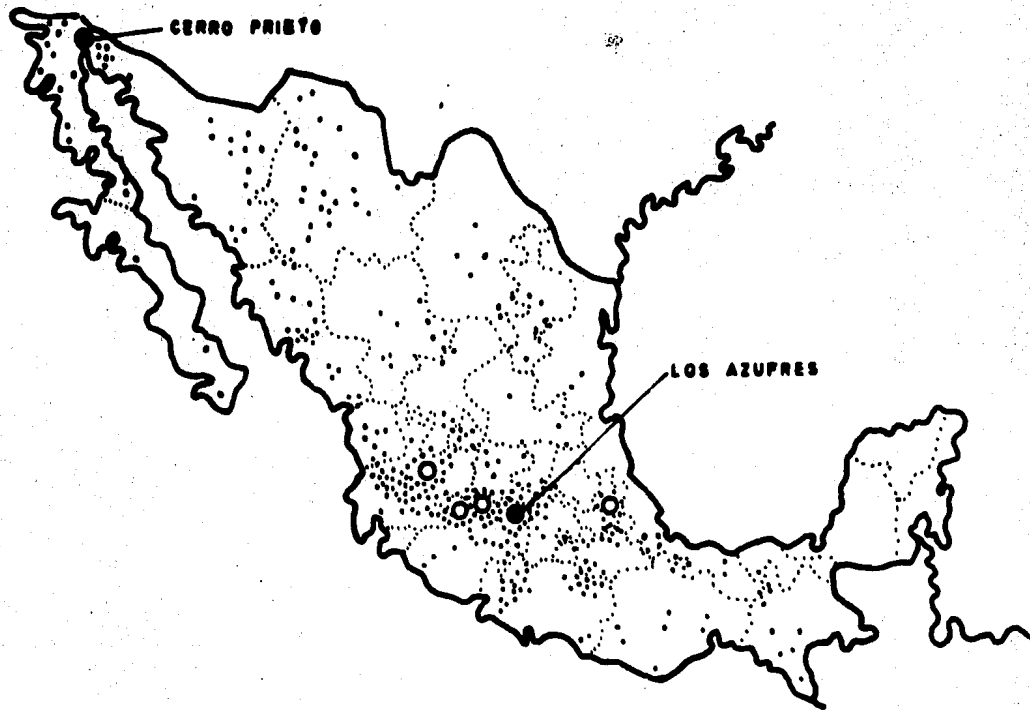
Recursos geotérmicos:

Se espera que a principios de los 90's a este tipo de reservorio pueda extraerse el metano y se pueda utilizar el calor de los mismos.

I.4.4 APROVECHAMIENTOS GEOTÉRMICOS EN EL MUNDO

Las reservas de energía geotérmica aún no se conocen. Exploraciones hechas hasta el momento aseguran que existe un cinturón de reservorios geotérmicos a lo largo de la parte occidental del continente americano, desde Alaska hasta Chile; en el oriente medio; en África oriental y en el lejano oriente - (ver el mapa de la figura I.4.4.1), siguiendo el "cinturón de fuego" de actividad volcánica que rodea al océano pacífico. Hay también esperanzas de esta fuente energética alrededor del Mediterráneo.

La investigación y la exploración se van haciendo donde hay signos de brotes espontáneos, pero no se sabe ni la localización ni la magnitud de los reservorios de agua que escende la tierra en sus entrañas, calentada por esa inmensa caldera del magma terrestre.



- CAMPOS EN PRODUCCION ACTUAL
- CAMPOS PARA PRODUCCION FUTURA
- FOCOS TERMALES

UNAM FES-C
TESIS PROFESIONAL
I. M. E. FIGURA
I.4.2.1
CAMPOS GEOTERMICOS
Y FOCOS TERMALES

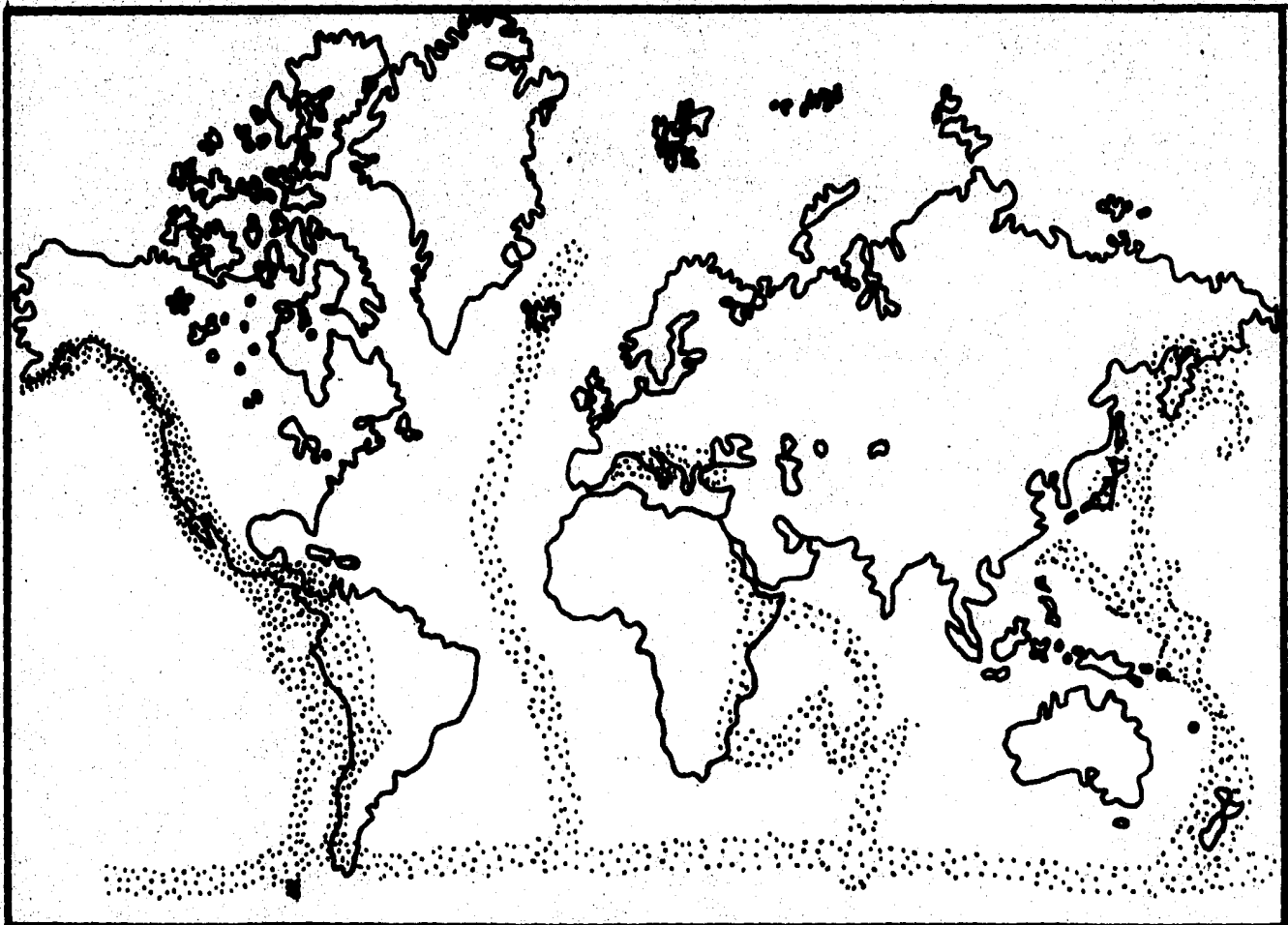


FIGURA I.4.1

REGIONES GEOTERMICAS EN EL MUNDO

I.5 URANIO

El uranio como combustible nuclear es un nuevo energético cuya utilización mundial está substituyendo a los energéticos convencionales para satisfacer las demandas crecientes de energía eléctrica. Este combustible es principalmente uranio y la energía que de él se obtiene, proviene de los núcleos de uranio 235 (isótopo del uranio atómico 92 y número másico 238).

Existen otros combustibles nucleares: en la fisión nuclear se utilizan núcleos de plutonio 239 o de uranio 233 los que, aun cuando no existen en la naturaleza se pueden obtener a partir del uranio 238 y del torio 232 que si existen en la naturaleza al igual que el uranio 235; en la fusión nuclear se utilizan núcleos de deuterio y tritio, dos isótopos del hidrógeno.

I.5.1 FORMACION Y CONCENTRACION DEL URANIO

I.5.1.1 El uranio como mineral

El origen de los minerales radiactivos y otros elementos pesados, como el uranio, se remonta al periodo de formación de nuestra galaxia. Fue entonces cuando se produjeron las condiciones físicas que favorecerían la síntesis de elementos más pesados que el carbono y se cree que estas condiciones surgirán después de la explosión de una estrella supernova. Durante el transcurso de millones de años se formarán planetas y sistemas solares a partir de la gran atracción gravitacional entre los residuos de la explosión.

I.5.1.2 El uranio como subproducto de otros minerales

Normalmente el uranio se encuentra o presenta en la naturaleza en forma de compuestos que son químicos y físicamente complejos, casi siempre asociado a otros elementos, formando óxidos y diversas sales. Frecuentemente se encuentra con sulfuros de hierro, cobre, cobalto, plomo, níquel, plata y bismuto, entre otros, al grado que eventualmente la concentración de esos metales es suficientemente alta para que sea económica su recuperación, permitiendo que el uranio se obtenga como subproducto, esto a partir de un proceso secundario se han identificado más de cien especies diferentes de minerales de uranio de las concentraciones y a los costos de recuperación.

I.5.2 FASE MINERA

La fase minera comprende todo el proceso de producción de combustibles nucleares. Para lo cual la fase minera se divide en cinco etapas:

I.5.2.1 Programación

Es la etapa en la cual se desarrollan actividades tendientes a la elección y selección de áreas favorables en un país para contener depósitos minerales de uranio; llevándose a cabo estudios geológicos regionales fotointerpretativos, geológicos aplicados, de procesos metalogénicos y de investigación aplicada.

I.5.2.2 Prospección

Es la etapa en la que se aplican métodos geológicos, geofísicos y geoquímicos, tanto aéreos como terrestres, lo que lleva a la definición, dentro de las áreas favorables programadas como prospectos, de zonas o áreas que puedan considerarse eventualmente como depósitos. El fin de esta etapa es localizar depósitos de uranio con su tipo de mineralización pero sin tener aún ningún estudio detallado en cuanto a la medida del depósito.

I.5.2.3 Exploración

Es una etapa de evaluación, por lo que es la más costosa del proceso en la que los resultados de la prospección se someten a programas más detallados. La finalidad de la exploración es situar económicamente los depósitos de uranio. El tipo de trabajo y los métodos utilizados dependerán del tipo particular del depósito. Los aspectos más importantes son el mapeo al detalle, la radiometría, el muestreo sistemático y sobre todo la perforación para ubicar. Todo este trabajo deberá definir perfectamente el tipo de depósito, es decir, el número de toneladas, su concentración, la profundidad, etc. En esta etapa también es necesario estudiar los aspectos metalúrgicos del mineral de tal forma que se puedan hacer estimaciones sobre los costes de extracción y de beneficio del mineral localizado.

I.5.2.4 Explotación

Es propiamente lo que se conoce como minería. La minería puede definirse como el proceso de extraer mineral de su lugar de origen y transportarlo al punto en donde va a ser beneficiado.

El desarrollo y explotación de una mina comienzan hasta después de que se ha probado que se trata de un depósito económicamente explotable, es decir, que los costes a largo plazo, involucrados en la explotación, sean menores al valor a largo plazo del producto que se va a obtener. Este criterio se desarrolla en un estudio de factibilidad que toma en consideración los parámetros consecuentes a costes y precios.

La minería del uranio es bastante similar a la de cualquier otro mineral. La diferencia fundamental consiste en que al extraer uranio se liberan sustancias radiactivas que pueden ocasionar problemas a los trabajadores mineros, por lo que se deben tomar las medidas convenientes para reducir los riesgos de esta actividad.

Los principales parámetros que definen el tipo de minería que se va a realizar si es por obra subterránea o a cielo abierto, son varios entre los que destacan:

- a) La localización del depósito en relación con la superficie.
- b) El tipo, tamaño y estructura del depósito.
- c) El tipo de roca en la que se encuentra el uranio.
- d) Las consideraciones relativas al medio ambiente, que varían según la lejanía de los centros poblacionales y las restricciones nacionales.

La eficiencia de operación de una mina se expresa como el número de toneladas de mineral producido por hombre y por turno. Esta cifra varía mucho, de acuerdo de las condiciones de la mina y el grado de mecanización.

1.5.2.5 Beneficio

Tiene como propósito la producción de concentrados, al separar el material valioso del resto de los materiales con que se encuentra mezclado en el mineral.

El beneficio del uranio da como producto final un concentrado de uranio que - debido a su color y consistencia se ha bautizado como "pasta o torta amarilla". En la práctica comercial el término "concentrado de uranio" se aplica sólo al producto que tiene un contenido de uranio elevado (generalmente superior al - 70% equivalente en óxido de uranio) y suele estar constituido por un uranato (de sodio, magnesio, amonio, etc.) o un óxido de uranio. El precio depende del contenido de concentrado de uranio expresado en libras de óxido de uranio (U_3O_8). Este compuesto se utiliza además, como estándar para hablar de reservas de uranio, de necesidades de uranio, etc.

El uranio producido en las minas, generalmente tiene un contenido de 0.1 a - 0.2%, equivalente en U_3O_8 , mientras que en el concentrado, el contenido varía entre 75 y 85% .

El mineral que se va a beneficiar, se somete a un proceso de quebrado, con el objeto de tener piedras de tamaños manejables, ya que al llegar de la mina, - algunos trozos tienen dimensiones de hasta un metro. Posteriormente, los trozos de mineral pasan por un proceso de molido, para obtener un polvo fino. El grado de molido dependerá del tipo de proceso industrial para tratar el mineral de uranio y producir concentrados para la fabricación de combustibles nucleares.

Hoy en día existen varios procesos plenamente desarrollados para el beneficio del uranio, en términos generales, estos procesos consisten en los siguientes pasos:

El mineral se quiebra y se muele. La molienda generalmente es en húmedo. La - pulpa se lixivia ya sea con ácido sulfúrico, carbonato o bicarbonato de sodio y con ciertas bacterias en condiciones ambientales adecuadas, todo esto en tanques agitadores y con calentamiento. Los liques que contienen el uranio después de este se separan del sólido estéril el cual se lava para extraerle el uranio - lo más completamente posible. Los liques contienen generalmente pocas impurezas y, en muchos casos, pueden pasar directamente a precipitación. Sin embargo, muchas plantas utilizan un paso intermedio de extracción con resinas de - intercambio iónico o con disolventes para purificar y concentrar los liques antes de la precipitación. El producto sólido se filtra, se seca o calcina y se envasa.

1.5.3 CONVERSION Y ENRIQUECIMIENTO DEL URANIO

Una vez que ha sido expuesto el proceso de obtención del concentrado de - uranio, el ciclo de combustible nuclear puede seguir dos caminos distintos - por un lado el ciclo del uranio natural, donde el concentrado se refina y es convertido en UO_2 (dióxido de uranio natural), y por otro lado el ciclo del - uranio enriquecido, en el cual dicho concentrado pasará por dos importantes - fases, que son: la fase de conversión y la fase de enriquecimiento.

I.5.3.1 Fase de la Conversión

El uranio esta en forma de torta amarilla y no puede enriquecerse directamente debido a que está en una forma muy impura y que la tecnología de las actuales plantas de enriquecimiento requiere que el uranio de alimentación tenga ciertas características muy estrictas. Por ejemplo, debe estar en forma seca y en moléculas en que la diferencia de pesos isotópicos se deba solamente al uranio y no a los átomos con que está asociado.

El compuesto que mejor cumple estas condiciones es el hexafluoruro de uranio (UF_6), por lo que antes de ir a las plantas de enriquecimiento, el concentrado de uranio va a las plantas de conversión en las que pasa a UF_6 .

Las ventajas del hexafluoruro de uranio (UF_6) son:

- a) Es químicamente estable y no se descompone cuando se calienta.
- b) Su peso molecular es bastante bajo.
- c) Es sólido a temperatura ambiente, y adquiere una presión de vapor apreciable, de aproximadamente una atmósfera cuando se le calienta ligeramente arriba de su punto de sublimación de $56.5^\circ C$.

Su principal desventaja es que es sumamente corrosivo.

Los procesos que existen actualmente a nivel comercial difieren muy poco entre sí para la conversión de concentrados de uranio a hexafluoruro de uranio. En términos generales, el proceso es el siguiente:

El concentrado de uranio se disuelve en ácido nítrico y el uranio se recupera y se purifica por medio de procesos de extracción por solventes, obteniéndose una solución purificada de nitrato de uranio, del cual se precipita el dióxido de amonio al agregar amoníaco, después se filtra, se seca y se calcina en aire para obtener trióxido de uranio (UO_3). A éste se le hace reaccionar con hidrógeno para obtener dióxido de uranio (UO_2). El dióxido de uranio se trata con ácido fluorhídrico para formar tetrafluoruro de uranio (UF_4) y luego con flúor para obtener finalmente el hexafluoruro de uranio (UF_6)⁴.

I.5.3.2 Fase del Enriquecimiento del uranio

El proceso llamado "enriquecimiento de uranio" consiste en la separación isotópica del uranio, con el objeto de obtener dos productos con diferentes composiciones isotópicas, uno llamado "uranio enriquecido" con un porcentaje de uranio-235 más alto que el del uranio natural y el otro llamado "colas" con un porcentaje de uranio-235 menor que el del uranio natural.

El uranio tal como se encuentra en la naturaleza, contiene sólo un 0.70% de isótopo fisionable de uranio-235, el resto está prácticamente compuesto por isótopos no fisionables pesados de uranio-238. El proceso para aumentar la concentración de uranio-235 es lo que se conoce como "enriquecimiento". Para realizar un función en las centrales nucleares, el uranio tiene que enriquecerse con un 2 a 4% de uranio-235.

Vista como una caja negra, una planta de enriquecimiento de uranio es algo a lo que hay que alimentar con uranio (generalmente uranio natural) y con energía, y produce uranio enriquecido y uranio empobrecido (colas); las relaciones entre las entradas y las salidas dependen del tipo de proceso que se -

utilice y de los parámetros de operación.

Los procesos que se llevan a cabo actualmente a nivel comercial son los siguientes:

a) El proceso de difusión gaseosa

El proceso de difusión gaseosa está basado en los principios de la teoría cinética de los gases, de acuerdo con lo cual, a una temperatura dada, la velocidad de una molécula entre dos colisiones es proporcional al recíproco de la raíz cuadrada de su masa molecular.

En estas condiciones, una molécula ligera se mueve más rápido y tiene mayor probabilidad que una molécula pesada de cruzar por un poro de una membrana porosa. El resultado de este efecto es el enriquecimiento por difusión a través de la membrana.

Por lo que la velocidad de difusión a través de una pared de cerámica, es diez veces más rápida para el gas hexafluoruro de uranio-235 que para el hexafluoruro de uranio-238. Al circular hexafluoruro de uranio natural por un tubo de cerámica, se escapa más aprisa el hexafluoruro de uranio-235 que el hexafluoruro de uranio-238.

El tubo de cerámica está rodeado por un tubo de metal de mucho mayor diámetro. Al pasar el hexafluoruro de uranio natural por el tubo de cerámica, se escapa parte de ese gas por difusión gaseosa al espacio comprendido entre el tubo de cerámica y el tubo de metal. El gas que escapa por el tubo de cerámica está ligeramente enriquecido en uranio-235 y el gas que queda dentro del tubo de cerámica, está ligeramente empobrecido en uranio-235. El proceso se repite con el gas comprendido entre los dos tubos, haciéndole pasar por dentro de otro tubo de cerámica. Por la multiplicación de muchos miles de veces del paso del gas hexafluoruro de uranio por tubos de cerámica, se logra el enriquecimiento deseado.

b) El proceso de centrifugación gaseosa

El proceso de centrifugación gaseosa está basado en la diferencia mínima de masa entre las moléculas de hexafluoruro de uranio (es decir, con uranio-235 y uranio-238) para la separación parcial.

Durante este proceso se alimenta el hexafluoruro de uranio en estado gaseoso en un rotor de alta velocidad. Las moléculas que contienen el uranio-238 pesadas se desvían hacia el exterior de el rotor de alta velocidad, mientras que las moléculas que contienen el uranio-235 se concentran más hacia el centro de la centrifugadora. El proceso de separación aumenta a través de la corriente axial. Esta a su vez, origina una baja de la concentración en su recorrido a lo largo del eje que permite la extracción del gas enriquecido y del gas empobrecido por lados opuestos del rotor.

Una sola centrifugadora alcanza un mínimo grado de enriquecimiento, por esta causa se combinan miles de ellas en hileras, en cada una de las cuales se produce uranio enriquecido en el grado deseado. El uranio enriquecido fluye al final de cada hilera en los envases para su transporte a la fábrica de producción de elementos combustibles. El gas empobrecido sale por la otra parte de la hilera, conteniendo un residuo de 0.2% de uranio-235 que se deposita en envases de acero.

I.5.4 FABRICACION DE ELEMENTOS COMBUSTIBLES

Bajo el rubro de fabricación de elementos combustibles se engloban varios procesos que incluso son diferentes según el combustible del que se trate. Para el ciclo de uranio enriquecido, la materia prima para la fabricación de elementos combustibles es el hexafluoruro de uranio enriquecido, el que debe primero transformarse a dióxido de uranio. En el ciclo de uranio natural la materia prima es directamente el dióxido de uranio. A diferencia de los combustibles fósiles, el uranio debe encapsularse antes de poder usarlo como combustible. La principal razón de esta diferencia es que los productos de la combustión se dejan escapar libremente o casi libremente cuando se trata de combustibles fósiles y en cambio con el uranio es de primordial importancia que los productos de fisión queden confinados dentro de un contenedor.

I.5.4.1 Conversión de hexafluoruro de uranio a polvo de dióxido de uranio

Este paso solamente es válido para el ciclo del uranio enriquecido. El polvo de dióxido de uranio debe cumplir especificaciones sumamente estrictas, se describen sus principales características generalmente por el término "grade cerámico", lo cual significa un polvo con buenas características para presionarlo y sinterizarlo. Un buen sinterizado de un polvo está determinado por el área superficial específica, el tamaño del grano, las dimensiones originales, la estequiometría, etc.

Para lograr la conversión de hexafluoruro de uranio a dióxido de uranio, se utilizan actualmente tres procesos comerciales:

- 1) El proceso **ADU**, que es el más antiguo y el más utilizado. En este proceso el hexafluoruro de uranio gaseoso se hace reaccionar con agua y anhídrido para producir cristales de diuranato de anhídrido (conocido como **ADU**), que después de filtrarse se calcina en una atmósfera de hidrógeno para obtener el dióxido de uranio.
- 2) El proceso de conversión en seco, en este proceso, el hexafluoruro de uranio gaseoso se hace reaccionar con vapor sobrecalentado y subsiguientemente con hidrógeno a temperaturas elevadas. Este produce dióxido de uranio.
- 3) El proceso **ADU**, en este proceso, el hexafluoruro de uranio reacciona con agua, anhídrido y dióxido de carbono, que precipita en carbonato de uranio anhidro (conocido como **ADU**) un cristal amarillo que se filtra y se calcina en una atmósfera de hidrógeno para obtener el dióxido de uranio.

La ventaja principal del método **ADU** consiste en la alta calidad del polvo de dióxido de uranio, que no requiere como el de los otros procesos, ningún acondicionamiento posterior. Este polvo se puede llevar directamente a pastillas sin necesidad de molido, granulado ni mezclado con aglutinantes e lubricantes.

I.5.4.2 Fabricación de pastillas (Bunastillado)

Las formas de las pastillas es un cilindro, con diámetro entre 8 y 12 milímetros y de una altura que generalmente excede ligeramente el diámetro. Las bases de las pastillas son planas o con cuenco basal según lo exige el proyecto de combustible.

Existen varias técnicas para la fabricación de pastillas, pero muchas difieren sólo en detalles. Se pueden distinguir tres procesos principales:

1) El proceso de granulado en húmedo, es la técnica más antigua que se continúa utilizando. Al polvo muy fino que se obtiene de alguno de los procesos de molido, se le agregan lubricantes y aglutinantes orgánicos para posteriormente formar granos. El granulado se puede obtener en dispositivos mecánicos o en granuladores. Después del secado, el polvo se prensa para obtener pastillas llamadas verdes que tienen una densidad de 50 a 60% de la que deben tener finalmente.

Estas pastillas se tratan para que se evaporen los aditivos orgánicos, antes de realizar el sinterizado en una atmósfera de hidrógeno y en un horno a altas temperaturas.

2) El proceso de granulación en seco, o proceso de precompactación, el polvo de dióxido de uranio se muele y luego se prensa para obtener conglomerados grandes que se rompen en un granulador. A los granos obtenidos se les agrega una pequeña cantidad de lubricante seco. El lubricante generalmente se puede extraer de las pastillas verdes cuando, después de prensarlas se pasan a la primera parte del horno de sinterizado.

3) Fabricación directa de las pastillas, este proceso está asociado a la producción de polvo de dióxido de uranio por el método AUC. El polvo de uranio con sus buenas propiedades, se vacía directamente a la prensa de fabricación de pastillas. Las herramientas de la prensa se lubrican automáticamente por medio de la disposición de una película delgada de lubricante que se encuentra en sus paredes, por lo que no hay necesidad de introducir lubricante al polvo, y las pastillas verdes se pueden sinterizar directamente sin etapa de lavado.

I.5.4.3 Sinterizado

El proceso de sinterizado consiste, esencialmente, en prensar una muestra de polvos (en este caso dióxido de uranio) metálicos y calentarla en horno eléctrico en una atmósfera no oxidante. Obteniéndose así una masa soldable que posteriormente es sometida a un recocido a altas temperaturas, con lo que se logra un endurecimiento permanente.

Después del sinterizado, las pastillas se pulen en sus paredes cilíndricas para obtener las especificaciones de diámetro muy exactas. Esta operación se realiza en máquinas de pulido, utilizando carburo de silicio o diamante.

I.5.4.4 Humedecido

Las pastillas de dióxido de uranio se envían en una funda metálica, generalmente de alguna aleación de circonio, que además de tener una baja sección transversal para absorción de neutrones, tiene estabilidad mecánica y propiedades adecuadas de transferencia de calor en condiciones de operación de reactores. Los requisitos son muy estrictos, sobre todo en lo que se refiere a tolerancias y a control de calidad.

El proceso de fabricación de las barras de combustible se inicia con la soldadura de una tapa a uno de los extremos de los tubos que previamente han sido cortados a la longitud apropiada. Con un tapón soldado, los tubos se rellenan con pastillas de dióxido de uranio. Una vez llenado el tubo, las pastillas se

secan con calor, con el objeto de quitar la humedad residual hasta donde sea posible; en algunas fábricas, las pastillas se secan previamente al cargarse dentro de los tubos. Asimismo, en algunos procesos se someten a vacío, mientras que otros simplemente aplican calor en una atmósfera normal. Los espacios que quedan entre la pared interior del tubo y la pastilla y los espacios entre pastilla y pastilla, se llenan de helio antes de colocar un rg sorte que mantiene unidas las pastillas, el último paso consiste en soldar el segundo tapón, algunas fábricas dan un pulido final a la superficie exterior de las barras.

1.5.4.5 Industria Complementaria

Dentro de la industria complementaria se encuentra la fabricación de agua pesada, para los reactores que emplean uranio natural solamente.

Existen en la actualidad diversos procesos de producción de agua pesada (D_2O) de los cuales sólo dos se emplean en gran escala, basados ambos en el principio de intercambio químico de isótopos: el proceso agua natural/ácido sulfhídrico (H_2O/H_2S) y el proceso deuterio/amoníaco (H_2/NH_3).

El resto de los procesos para la producción de agua pesada como son: destilación de agua natural, destilación de amoníaco, destilación de deuterio, intercambio isotópico deuterio/metilamina, intercambio isotópico agua natural/deuterio, intercambio isotópico agua natural/amoníaco y electrólisis. Todos estos procesos se utilizan bajo condición especial, ya que pueden ser económicos en plantas de gran capacidad o en concentraciones finales.

Las plantas de producción de agua pesada, basadas en el proceso agua natural/ácido sulfhídrico, operan de forma independiente utilizando como materia prima directa el agua natural, mientras que las plantas que utilizan el proceso deuterio/amoníaco dependen del suministro de hidrógeno.

El enriquecimiento final del agua pesada a la calidad requerida por los reactores, se efectúa principalmente mediante la destilación del agua.

1.5.5 LA ENERGÍA NUCLEAR EN MÉXICO

En enero de 1979 el gobierno de México reorganizó sus actividades en el campo de la energía nuclear, sustituyendo al Instituto Nacional de Energía Nuclear (INEN), que era su organismo único en esta rama, por cuatro nuevos organismos:

- 1) La Comisión Nacional de Energía Atómica.
- 2) Uranio Mexicano (URANEX).
- 3) El Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ).
- 4) La Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias.

La Comisión Nacional de Energía Atómica

Es el órgano gubernamental encargado de la protección y aplicación de la energía atómica para usos pacíficos en México, también tiene entre sus tareas coordinar los planes de trabajo y las actividades de los otros tres organismos gubernamentales, el fomento y la orientación de los conacionales en el aspecto cívico.

Uranio Mexicano (URAMEX)

Es el agente exclusivo del gobierno para explorar, explotar, beneficiar y comercializar minerales radiactivos; realizar las diversas etapas del ciclo de combustible nuclear que se puedan llevar a cabo en México, excepto el quemado del combustible; ordenar que se lleven a cabo todas las operaciones que no se puedan realizar en el país y supervisar su ejecución; la importación y exportación de minerales radiactivos y de combustibles nucleares para reactores; encargarse del reprocesamiento, almacenamiento y eliminación del combustible nuclear irradiado. (Ver nota al final de este subtema).

El Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ)

Es el encargado de planear y realizar la investigación y el desarrollo en el campo de las ciencias y tecnologías nucleares, así como de promover los usos pacíficos de la energía nuclear y la difusión de los avances alcanzados para vincularlos en el desarrollo económico, social, científico y tecnológico del país.

La Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias

Es el organismo encargado de revisar, evaluar y autorizar las bases para el diseño, construcción, operación y modificación de las instalaciones nucleares; así como lo relativo al manejo y transporte de combustibles nucleares, productos y subproductos radiactivos y los almacenamientos y eliminación de desechos; además deberá establecer normas de seguridad nuclear, físicas y radiológicas y salvaguardias para el buen funcionamiento de las plantas e instalaciones nucleares del país y para el transporte de los materiales radiactivos.

Nota: En diciembre de 1984 el gobierno mexicano realizó una reubicación de funciones para integrar las actividades minero-metalúrgicas, para evitar duplicidad de funciones. Debido a lo cual desapareció Uranio Mexicano y le otorgó la exploración de los minerales radiactivos al Consejo de Recursos Minerales, y las actividades de explotación y beneficio a la Comisión de Fomento Minero, reservándose las demás actividades.

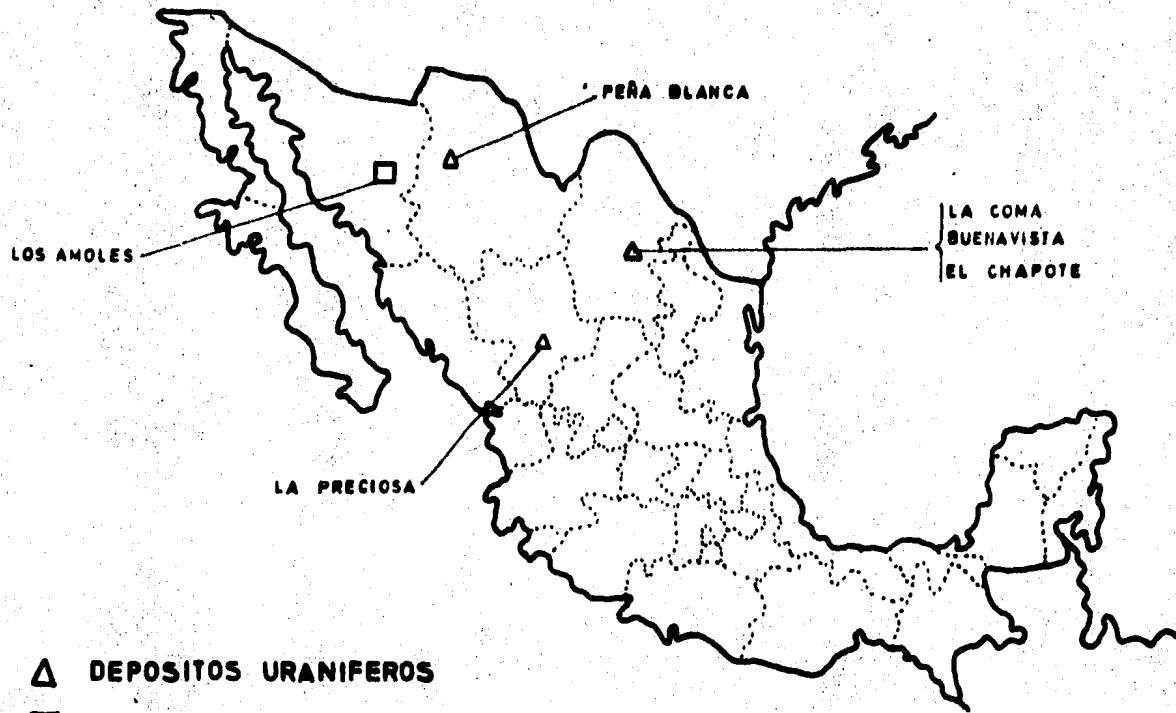
I.5.6 PRINCIPALES YACIMIENTOS DE URANIO DE MEXICO

Las principales áreas exploradas se encuentran localizadas, por orden de importancia en los estados de Chihuahua, Nuevo León, Sonora, Durango y Baja California. Hasta la fecha se conoce la existencia de alrededor de 14,500 toneladas de uranio de las cuales, se estima que únicamente 10,600 toneladas presentan posibilidad de extraerse. No se ha avanzado mucho en la determinación de los recursos uraníferos probados del país, por lo que la magnitud real del potencial uranífero total es incierta. Se han hecho algunos estudios económicos y mineros en las zonas de Chihuahua, Sonora, Durango y Nuevo León, con respecto a la factibilidad de extracción del uranio. Tales recursos expresados en términos de órdenes de uranio (U_3O_8) que puede recuperarse del mineral con acumulados en la forma indicada en la tabla I.5.6.1

En el mapa de la figura I.5.6.1 se muestra la localización de los yacimientos de uranio. Cabe señalar adicionalmente que México cuenta con reservas importantes de roca fosfórica, que tienen un cierto contenido de uranio recuperable, localizadas principalmente en el estado de Baja California Sur.

Sitio	Grado Promedio % U_3O_8	Toneladas de Uranio
Chihuahua:		
El Nopal	0.29	361
Margaritas-Fuerte III	0.12	2,998
El Nopal III	0.10	205
La Domitila	0.25	61
Otros (depósitos minerales)	0.20	377
(lotes y concentrados)	0.05 a 0.2	101
		72
		<u>4,175</u>
Sonora:		
Los Angeles	0.19	475
	0.05	572
Roche Buena	0.06	179
Luz del Gobre	0.04	179
Otros	0.07	142
		<u>1,547</u>
Durango:		
La Preciosa	0.06	374
El Mesquite	0.05	90
Otros	0.06	91
		<u>555</u>
Nuevo León:		
La Coma	0.20	1,314
Buenvista	0.20	1,415
El Chapote	0.06	793
Otros	0.07	438
		<u>3,960</u>
Total Nacional		10,237

Tabla I.5.6.1 Reservas Nacionales de minerales de uranio en las principales minas del país.



- △ DEPOSITOS URANIFEROS
- MANIFESTACIONES URANIFERAS

UNAM FES-C
 TESIS PROFESIONAL
 I. M. E. FIGURA
 1.5.6.1
 PRINCIPALES YACIMIENTOS
 DE URANIO EN LA
 REPUBLICA MEXICANA

I.5.7 RESERVAS DE URANIO DE MEXICO

Aunque más del 90% de las reservas mundiales de uranio se localizan en formaciones sedimentarias, la naturaleza ha sido pródiga con nuestro país, al depositar en rocas volcánicas, las principales mineralizaciones de uranio que se conocen actualmente, en la Sierra Madre Occidental, principalmente en el estado de Chihuahua.

Se han realizado estudios en varios estados de la República Mexicana con el fin de recabar datos de los recursos uraníferos con que cuenta el país, para tratar de tener identificado todo el potencial uranífero.

Las reservas uraníferas de México llegan, al equivalente de:

Reservas probadas	14,500	toneladas de U_3O_8
Reservas probables	35,000	toneladas de U_3O_8
Reservas potenciales	250,000	toneladas de U_3O_8

I.5.8 URANIO EN EL MUNDO

En la actualidad para cualquier país que cuente con programas nucleoelectrónicos, es decir, que requiera de combustibles nucleares para el funcionamiento de sus reactores, el suministro de uranio es una de las preocupaciones primordiales.

El uranio ha cobrado gran importancia por ser una de las fuentes alternas con viabilidad comprobada para la producción masiva de energía, considerándose que con los avances tecnológicos puede llegar a significar virtualmente un imparable suministro de energía. Por tales motivos, existe una gran actividad en diversas partes del mundo por conocer sus recursos uraníferos, desarrollar nuevas tecnologías que les permitan aprovechar al máximo este recurso.

En la tabla I.5.8.1 se indica la producción de uranio, así como las reservas del mismo en los principales países; y en el mapa de la figura I.5.8.1 se muestran los depósitos uraníferos más importantes que existen en el mundo.

País	Producción (tons. U)	Reservas	
		Razonablemente Aseguradas (10 ³ tons. de U)	Estimadas Adicionalmente
Africa Central	-	18.0	-
Alemania Federal	34	5.1	8.2
Argelia	-	26.0	-
Argentina	155	23.3	7.0
Australia	4,453	336.0	394.0
Austria	-	0.3	1.0
Brasil	290	163.3	92.4
Camerún	-	0.0	1.2
Canadá	8,080	185.0	229.0
Cerec	-	10.0	-
Chile	-	2.3	2.3
Dinamarca	-	27.0	16.0
Egipto	-	0.0	5.0
Esueña	150	20.2	5.0
Estados Unidos	10,331	407.2	82.6
Francia	2,899	67.5	32.9
Finlandia	-	3.4	-
Gabon	970	23.3	9.6
Grecia	-	0.4	6.0
India	-	42.6	19.3
Italia	-	2.9	1.0
Japón	5	7.7	-
MEXICO	-	2.9	6.1
Namibia	3,776	135.0	53.0
Nigeria	4,299	160.0	53.0
Pará	-	0.5	-
Portugal	113	8.2	1.0
Senegal	-	6.6	3.4
Sudáfrica	5,816	313.0	147.0
Suecia	-	39.0	43.3
Turquía	-	4.6	-
Zaire	-	1.8	1.7
Total	41,331	2,043.0	1,228.0

**Tabla 1.5.8.1 Producción y Reservas mundiales de uranio
al 1o. de enero de 1983
(Excluye países de economía centralizada)**

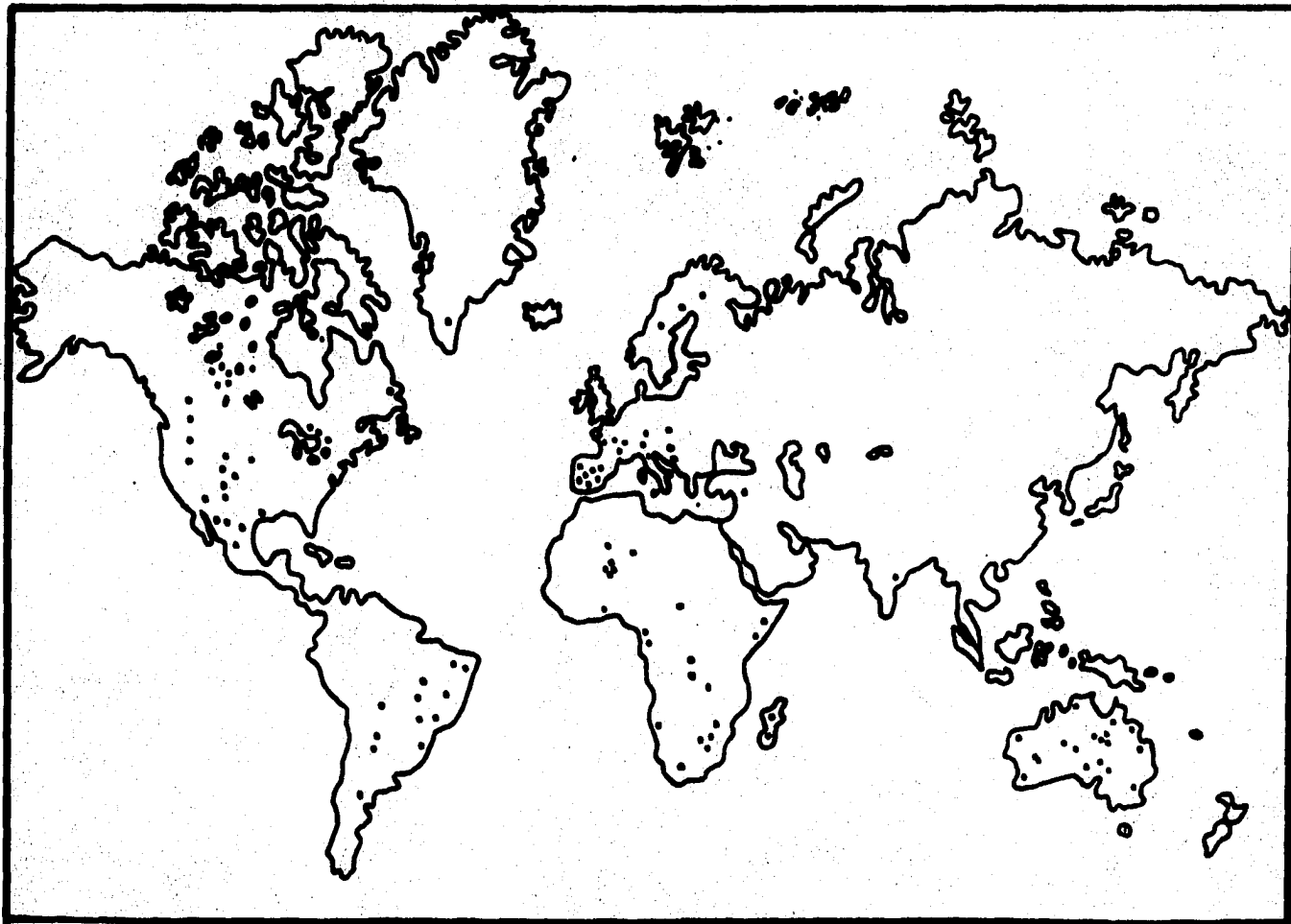


FIGURA I.5.8.1

DEPOSITOS Y OCURRENCIAS DE URANIO EN EL MUNDO

I.6 ENERGIA SOLAR

I.6.1 CARACTERISTICAS

La energía solar se deriva directamente de los fenómenos solares. Considerándose que a otras manifestaciones de energía derivadas indirectamente de dichos fenómenos, corresponden otras clasificaciones técnicas (energía eólica, energía mareomotriz, etc.).

La fuente principal de energía solar es la fusión de núcleos de hidrógeno en helio, este proceso libera radiaciones electromagnéticas que llegan a la atmósfera terrestre con una intensidad de 1,353 watts por metro cuadrado (basados en el área de la Tierra, ésta recibe aproximadamente 751×10^{18} kilowatts hora anuales). Al entrar esta radiación en la atmósfera es absorbida, reflejada o desviada, de manera que el total interceptado por la Tierra, es alrededor del 50% de la radiación que llega a la superficie terrestre. De ese 50%, el 15,2% aproximadamente vuelve al espacio por reflexión, el 23,3% es absorbido por la atmósfera, por la superficie de la Tierra y por los océanos; un 11,3% se consume en el ciclo hidrológico: evaporación, convección, precipitación y escorrentía superficial del agua. Por último, el 0,20% es captado por la clorofila de las plantas verdes para la fotosíntesis de las mismas.

La radiación que incide en un lugar determinado depende básicamente de varios factores como son: la latitud, estación del año, hora del día, clima, y de la orientación de la superficie que recibe la radiación.

I.6.2 EL SOL

El Sol constituye una esfera gaseosa de 1,291,000 kilómetros de diámetro, y se encuentra a 149,450,000 kilómetros de distancia de la Tierra.

El diámetro del Sol representa más del triple de la distancia Tierra-Luna, y 220 veces el diámetro de la Tierra.

El volumen del Sol es aproximadamente de 142×10^{18} kilómetros cúbicos, lo que equivale a 1,306,000 veces el volumen terrestre. Su densidad por el contrario, es relativamente baja, sólo 1.41 en relación a la del agua (en su interior se considera que es 200 veces menor que la de la Tierra), lo que hace que su masa sea sólo 333.400 veces la de la Tierra y su gravedad es 28 veces la de la Tierra.

El globo solar gira sobre sí mismo, pero no lo hace como un cuerpo sólido sino que se observa que su zona ecuatorial tiene un período de rotación de 25 días, mientras que el de las zonas polares es de 30 días.

El calor despedido por el Sol, expresado por la constante solar oscila alrededor de 2 calorías por centímetro cuadrado por minuto. El valor de la energía solar ha sido estimado en 1.36 kilowatts por metro cuadrado. La luz solar tarda 8 minutos y 18 segundos en alcanzar la superficie terrestre.

El Sol puede dividirse fácilmente en tres grandes zonas o capas: la parte interna o núcleo, la fotosfera y la cromosfera.

El núcleo, el cual resulta inaccesible a las investigaciones, porque toda la radiación emitida desde esta región es absorbida totalmente por las capas exteriores. Es precisamente en el núcleo donde se genera la energía por medio de reacciones termonucleares (unión de elementos químicos ligeros para formar otros más pesados) del hidrógeno. En esta parte interna, cuya temperatura alcanza los 20 millones de grados Kelvin y cuya presión llega a los 4×10^5 millones de atmósferas.

Se fusionan 800 millones de toneladas de hidrógeno cada segundo. La pérdida de masa (representada por la ecuación de Einstein, $E = m c^2$) que se transforma en energía asciende a 4.7 millones de toneladas por segundo. A este ritmo, el Sol necesitará más de 6,000 millones de años para consumir tan sólo el 10% de su hidrógeno actual.

La fotosfera, es una capa muy delgada de alrededor de 300 kilómetros, produce casi la totalidad de los rayos que llegan a la Tierra. La temperatura en esta parte llega a 7,500 grados Kelvin, valor que va decreciendo muy rápidamente en el espesor de la capa hasta llegar a 4,500 grados Kelvin (en tanto el Sol irradia globalmente como un cuerpo negro 5,800 grados Kelvin).

La cromosfera y la corona solar, regiones de poca densidad donde la materia se encuentra muy diluida; lo cual explica que, a pesar de ser muy elevada la temperatura (un millón de grados Kelvin), la radiación emitida es muy débil, la materia se halla en gran agitación formando chorros en el suelo de la cromosfera (espículas) cuya duración en promedio es de 4 a 5 minutos, y grandes surtidores en la corona (protuberancias).

El 90% de la masa del Sol es helio e hidrógeno, aproximadamente en cantidades iguales en masa de dichos elementos. La reacción en cadena, que mantiene la actividad solar tiene su origen en la combinación de protones, de los núcleos de hidrógeno (H^1) para formar deuterio (H^2), el cual captura uno o más protones para formar helio.

La edad del Sol se calcula en 5,000 millones de años. Durante toda su vida ha consumido sólo el 14% de sus reservas de energía.

Existen diferentes formas de aprovechar la energía solar, las cuales pueden ser:

Energía Solar	} (colectores solares)	Vía térmica	} Aplicaciones directas.
Directa			Conversión fotovoltaica en energía eléctrica

I.6.3 LA ENERGÍA SOLAR EN MÉXICO

Se realizan ya en México varias investigaciones en el campo de la energía solar en el Centro de Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional, se investiga desde hace varios años en el desarrollo de celdas fotovoltaicas. En el Instituto de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México y en el Centro de Materiales de la misma Universidad, se realizan estudios sobre el desarrollo de calentadores solares para agua, instalaciones solares para el bombeo de agua y para la generación de electricidad mediante un ciclo termodinámico e instalaciones para refrigeración.

Además otras Instituciones y grupos que se han dedicado desde hace tiempo a las investigaciones domésticas de la energía solar, debido fundamentalmente a la preocupación que se tiene por el aprovechamiento de la energía solar.

En México la disponibilidad de energía solar es alta en comparación con el resto del mundo, en virtud de que se encuentra dentro del cinturón de irradiación anual máxima, formado por los paralelos 35 grados norte y 35 grados sur. En promedio anual, la energía recibida diariamente de el Sol equivale a 5,5 kilowatts-hora por metro cuadrado aproximadamente.

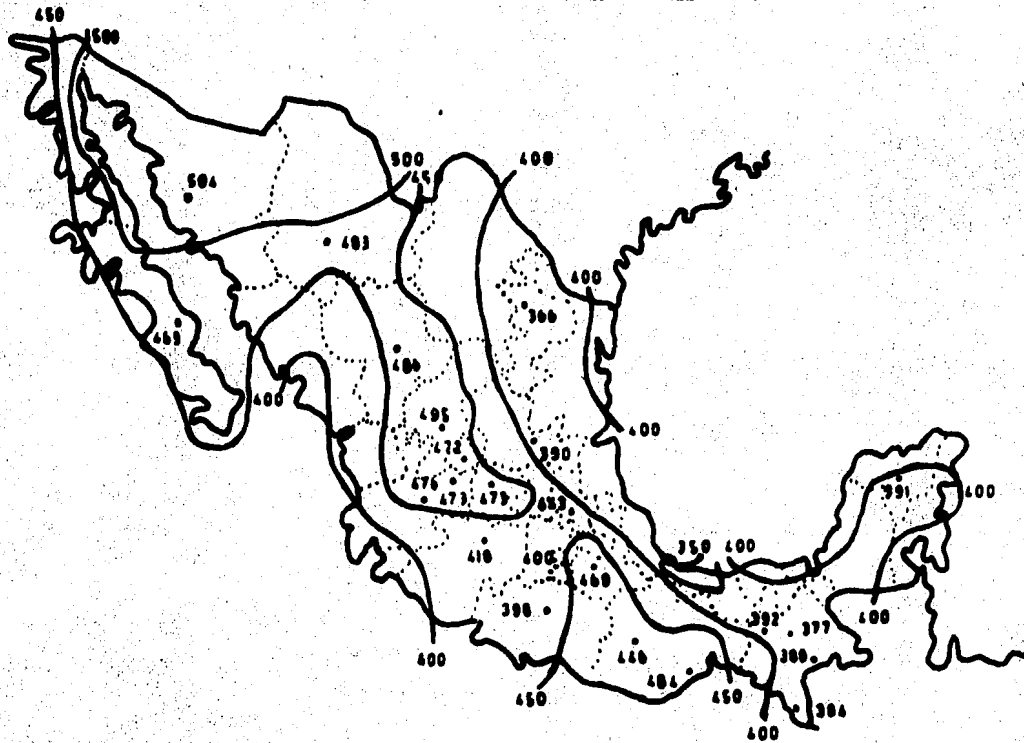
La distribución geográfica de la radiación solar en México se ilustra en el mapa de la figura I.6.3.1 donde se muestra la radiación solar anual sobre una superficie horizontal. Donde se observa que aproximadamente el 70% del territorio recibe más de 400 langley por día (1 langley = 1 caloría por centímetro cuadrado = 0,0116) kilowatts-hora por metro cuadrado) en el año. Siendo las zonas de mayor concentración de energía solar el norte de Sonora y Chihuahua, ya que presentan una incidencia mayor de 500 langley por día en el año. Existen otras dos regiones bastante definidas con más de 400 langley por día en el año, la primera comprende los estados de Durango, Zacatecas, Aguascalientes, la mayor parte de Guanajuato y Jalisco; y la segunda que comprende una parte del estado de Puebla y el estado de Oaxaca.

Considerando que más de la mitad del territorio mexicano recibe 400 langley por día en el año, lo convierte en un país donde el uso de la energía solar representa una fuente importante para su aprovechamiento energético en un futuro próximo.

I.6.4 LA ENERGÍA SOLAR EN EL MUNDO

A nivel mundial la energía solar ha cobrado una gran importancia entre el grupo de energías renovables. Tanto así, que en diversos países del mundo se están llevando a cabo investigaciones para tratar de conseguir los adelantos tecnológicos que permitan aprovecharla y convertirla en un sistema práctico y económico. Se considera que su desarrollo será lento, pero se están logrando buenos avances debido a la imperiosa necesidad de contar con una fuente energética que pueda substituir a los hidrocarburos.

En el mapa de la figura I.6.4.1 puede observarse la distribución global - promedio de insolación anual incidente en una superficie horizontal en la Tierra.



UNAM FES-C
 TESIS PROFESIONAL
 I. M. E. FIGURA
 I.6.3.1
 RADIACION PROMEDIO DIARIA
 EN LA REPUBLICA MEXICANA
 (EN LANGLEYES / DIA)

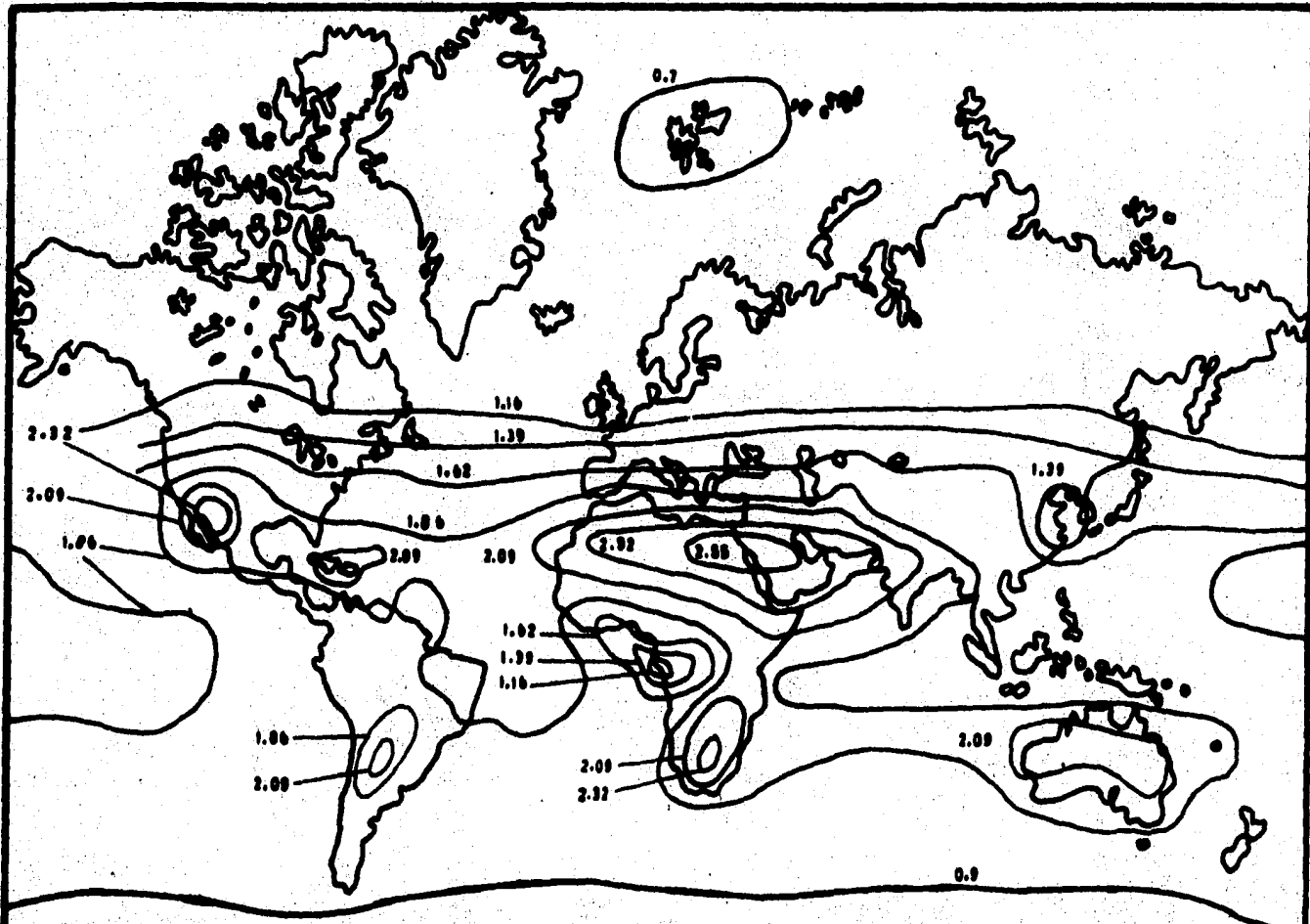


FIGURA I.6.4.1

DISTRIBUCION ANUAL PROMEDIO DE LA RADIACION SOLAR EN LA SUPERFICIE DE LA TIERRA (TWH/KM² AÑO)

I.7 ENERGIA EOLICA

I.7.1 CARACTERISTICAS

El viento está clasificado como el mejor medio terrestre para capturar y almacenar la energía solar, el agua y las ondas de aire que circulan alrededor del planeta son medios excelentes para acumular energía.

Se denomina viento al movimiento de masas de aire atmosférico en sentido horizontal. Y tiene su origen en la diferencia de temperaturas en la atmósfera provocadas por la radiación solar (de acuerdo a la incidencia y a la potencia de ésta). Esto da lugar a una diferencia de presiones, lo que hace que se acumule energía potencial que es liberada como energía cinética en el viento. Las corrientes de aire en sentido vertical son de tipo convectivo y no tienen la energía dinámica del viento. La energía del viento depende fundamentalmente de su velocidad, ya que la masa específica varía poco a nivel del suelo. Siendo constante la masa atmosférica terrestre, es evidente que los vientos serán solo corrientes circulatorias de aire. La potencia del viento por unidad de área es proporcional al cubo de su velocidad ($P/A = KV^3$, donde K es una constante que depende de la densidad del aire y de las unidades en que se expresa la potencia y la velocidad).

Los vientos se rigen por dos leyes:

- 1) Los vientos se mueven de las áreas de mayor presión a las de menor presión es decir, van de los lugares fríos a los cálidos.
- 2) La fuerza deflexiva que se desarrolla por el movimiento de rotación de la Tierra, desvía los vientos que van de los polos al ecuador. De igual manera a los vientos que van del ecuador a los polos (fuerza de Coriolis).

I.7.2 CLASIFICACION DE LOS VIENTOS

Los vientos suelen clasificarse en tres tipos: a) vientos que pueden ser considerados constantes; b) vientos periódicos; c) vientos circunstanciales.

a) Vientos regulares o constantes, son de este tipo los alisios y los contralisios y las brisas o vientos del oeste.

Los vientos alisios se generan en las zonas donde se presentan las altas presiones subtropicales, y se mueven por las capas inferiores de la troposfera hacia las regiones de las bajas presiones ecuatoriales. En la zona ecuatorial se multiplica la acción dinámica de las dos corrientes de los alisios de los dos hemisferios, el aire se calienta y asciende en la alta atmósfera, determinando las calmas ecuatoriales donde no hay viento sino movimiento vertical convectivo. Estas masas de aire se enfrían en la alta troposfera (3,000 a 5,000 metros de altitud), pero no pueden descender porque se lo impiden las corrientes de los alisios, y así se mueven en sentido horizontal, constituyen los vientos contralisios.

Los vientos contralisios, son vientos fríos y secos, que determinan altas presiones dando lugar a las calmas descendentes subtropicales, donde de nuevo se origina la corriente de los alisios. Los vientos contralisios, corresponden generalmente a regiones desérticas de la Tierra, en virtud de la

sequedad del aire.

Las brisas del oeste de las zonas templadas, son menos constantes que los alisios y contralisios. Estas se originan en las masas de aire de las calmas descendentes subtropicales que siguen viajando hacia las regiones subpolares de baja presión; desviada por la fuerza de Coriolis llegan a las costas occidentales de Europa y América del Norte, de ahí el nombre de brisas del oeste, aunque en realidad soplan del suroeste y llegan a las costas del mar.

b) Vientos periódicos, los cuales son condicionados por las estaciones del año (monzones), o por el ciclo día-noche (brisas: mar-tierra, tierra-mar, valle-montaña, montaña-valle). En todos los continentes existen vientos de este tipo.

c) Vientos circunstanciales, son originados por centros transitorios de alta y baja presión. A este tipo pertenecen los ciclones, los tornados, las trombas y los llamados vientos locales.

A continuación en la tabla I.7.2 se darán algunos tipos de vientos, así como sus efectos provocados por la velocidad que estos llevan.

Nombre	Velocidad m/seg.	Efectos
-Calma	menos de 1	- El humo sube verticalmente.
-Vientos:		
débil	1 a 4	- Mueve un lienzo.
moderado	4 a 8	- Extiende una bandera.
bastante fuerte	8 a 12	- Mueve gruesas ramas de los árboles.
fuerte	12 a 16	- Dobla ramas y troncos delgados.
-Temporal	16 a 25	- Mueve árboles, derribándolos.
-Huracán	más de 25	- Sus efectos son devastadores.

Tabla I.7.2 Efectos que causan los diferentes tipos de vientos.

I.7.3 LA ENERGÍA EÓLICA EN MÉXICO

En México en los últimos 15 años se ha trabajado en forma esporádica en el aprovechamiento de la energía eólica. Los trabajos realizados por instituciones y particulares se han desarrollado sin formar parte de un programa coherente con objetivos concretos.

El Instituto de Investigaciones Eléctricas, trabaja desde 1977 en diseño y construcción de prototipos para el aprovechamiento de la energía eólica.

El Instituto de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México trabaja desde 1972 en el campo del desarrollo de rotores de eje vertical y en el almacenamiento de la energía eólica.

Los vientos contralíneos soplan fríos y secos en dirección del suroeste - en un plano superior al de los alisios; afectan las costas del Pacífico y, sobre todo, el noroeste y norte del país, determinando las regiones desérticas y semidesérticas en porciones de los estados de Baja California, Sonora, Chihuahua, Coahuila y Durango.

Los vientos periódicos llamados monzones, soplan calientes y húmedos, dando lugar a lluvias de relieve, principalmente en porciones de Veracruz y Tamaulipas.

Los vientos irregulares, denominados nortes, soplan fríos y húmedos principalmente en otoño e invierno.

Las brisas, que son las que afectan las regiones costeras del país al soplar del mar a la tierra, en el día, y de la tierra al mar, durante la noche.

En el mapa de la figura I.7.3 se pueden apreciar todos estos tipos de vientos, así como las regiones en que se manifiestan (en este mapa no se especifican las velocidades de los vientos, ya que sólo se han determinado las que se han considerado de utilidad).

En el país se han identificado tres zonas con potencial eólico:

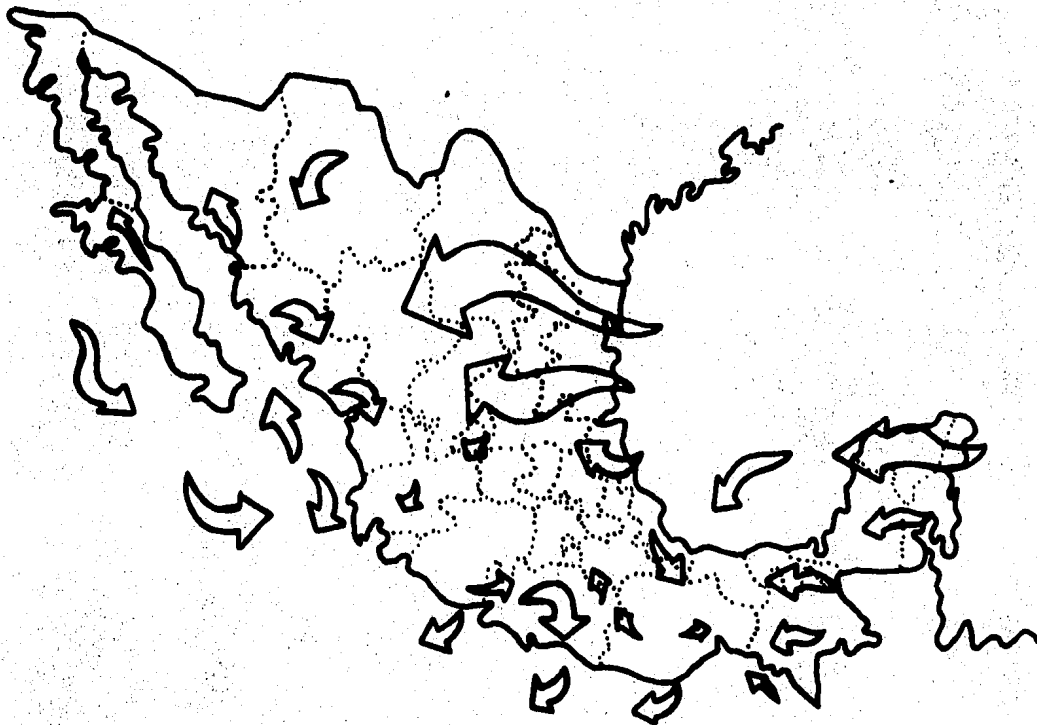
- 1) Zona de vientos fuertes (con una velocidad media anual de 25.2 Kilómetros por hora) en la Ventosa, Oaxaca y la Bufa, Zacatecas.
- 2) Zonas costeras (con una velocidad media anual de 16.2 kilómetros por hora) en Guerrero y Baja California.
- 3) Planicie central (con una velocidad media anual de 10.8 kilómetros por hora).

I.7.4 LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MUNDO

La utilización de la energía del viento se efectúa en todo el mundo, en mayor o menor grado, según las características de las diferentes zonas de la Tierra. Sin embargo, no se puede decir que la energía del viento se utilice ya a escala industrial o comercial en ninguna parte del mundo.

En varios países del mundo se realizan proyectos con el fin de obtener tipos fiables de turbinas eólicas con un alto rendimiento a costos de construcción y mantenimiento bajos, para aprovechar lo mejor posible la energía del viento.

Las experiencias que se logran por parte de los países desarrollados que en este campo de las energías no convencionales llevan la delantera, dan las bases de lo que en los próximos años se pueda esperar de la energía eólica para la generación de la energía eléctrica.



UNAM FES-C
TESIS PROFESIONAL
I. M. E. FIGURA
I.7.3
VIENTOS DOMINANTES EN
LA REPUBLICA MEXICANA

I.8 ENERGIA DE LOS MARES

Existen dos tipos básicos de aprovechamiento de la energía contenida en los mares, que son: la energía de las mareas o energía mareomotriz y la energía derivada de la diferencia de temperaturas del mar.

I.8.1 ENERGIA MAREOMOTRIZ

I.8.1.1 Definición de marea

Se denomina marea al movimiento periódico y alternativo del ascenso y descenso de las aguas del mar, producido por las acciones atractivas del Sol y de la Luna.

Además del movimiento en sentido vertical que es el denominado oriamente - marea, existe otro movimiento rítmico en forma de corriente de marea, llamado pleamar, y bajamar. Se denomina pleamar al máximo nivel alcanzado, en un punto determinado, por el mar a causa de la marea. Se denomina bajamar al nivel mínimo provocado por la misma causa. Se llama amplitud de marea, a la diferencia de nivel entre las costas de un pleamar y un bajamar sucesivos. Se dice que la marea sube o baja para designar las fases sucesivas durante las cuales el nivel se eleva o desciende.

A la corriente de marea que acompaña la llegada de la pleamar se le denomina flujo, y se le llama reflujo, a la corriente de marea que acompaña la aparición de la bajamar.

I.8.1.2 Teoría de las mareas

El fenómeno de las mareas tuvo su explicación al aplicar la teoría de la gravitación universal a la acción de la Luna y del Sol sobre las masas de agua de los océanos.

La atracción solar produce el efecto de aumentar o disminuir los resultados de la atracción de la Luna. Si el Sol se encuentra en el mismo lado que la Luna a la Tierra (Luna nueva), o en el lado opuesto (Luna llena), las atracciones de ambos astros se suman, originando un máximo de marea o marea viva. Si ambos astros se encuentran en cuadratura respecto a la Tierra (Luna creciente o Luna menguante), la atracción del Sol contrarresta, en parte, a la de la Luna, obteniéndose una marea mínima o marea muerta.

También afecta la amplitud de las mareas la distancia relativa entre la Tierra y la Luna. Cuando la Luna está más cerca de la Tierra, es decir, en su perigeo, la amplitud supera, aproximadamente, en un 20% a la que corresponde cuando la Luna está más alejada de la Tierra, o sea en su apogeo.

Pero además de los citados existen otros factores geográficos e, incluso, locales que afectan a la amplitud de las mareas. Cuando la Luna se halla sobre el ecuador la amplitud de la marea será aproximadamente, un 10% que cuando está a la máxima distancia al norte o al sur del mismo ecuador.

Sin embargo, los factores locales geográficos son los que más influyen en la amplitud de las mareas, ya que por ejemplo, en algunos lugares del mundo hay dos pleamares cada 24 horas (lo que está de acuerdo con la teoría explicada), pero en otros lugares hay una sola pleamar cada 24 horas, y en otros la marea permanece alta durante 3 horas, y así se van suscitando una serie de diferen-

as en diversos lugares de la Tierra.

O sea que la explicación del fenómeno de las mareas por la atracción de la Luna y el Sol no es del todo satisfactoria, o por lo menos, no es una explicación completa.

1.8.2 GRADIENTE TERMICO DE LOS MARES

La mayor parte de la energía solar que incide sobre la Tierra es recibida por los océanos y esto se debe simplemente a que cubren las tres cuartas partes de la superficie terrestre. En muchas regiones tropicales y subtropicales del mundo las temperaturas de la superficie del océano varían entre 25 y 30°C sin embargo, solo se calienta la capa superficial y en las profundidades dignos a 600 metros, el rango de temperaturas es de 2 a 7 °C. Esta diferencia de temperaturas puede ser usada para mover una máquina térmica y producir trabajo mecánico.

Los posibles sitios, que presentan buenas características de diferencia de temperatura entre el fondo del mar y la superficie, se encuentran usualmente en su mayoría en los mares comprendidos entre los 20 grados latitud norte y - 20 grados latitud sur (arriba y abajo del ecuador).

1.8.3 LA ENERGIA DE LOS MARES EN MEXICO

Para la determinación de los posibles puntos que cumplan con los requisitos esenciales para la instalación de una planta mareométrica, se recurrió a las tablas de predicción de mareas publicadas por el Departamento de Oceanografía del Instituto de Geofísica de la Universidad Nacional Autónoma de México, que se muestran a continuación:

Golfo de México	Altura máxima
Matamoros, Tamaulipas	1.371 metros
Cd. Madero, Tamaulipas	1.616 metros
Tuxpan, Veracruz	1.615 metros
Veracruz, Veracruz	1.494 metros
Alvarado, Veracruz	1.585 metros
Centmocalco, Veracruz	1.585 metros
Proterera, Tabasco	1.530 metros
Cd. del Carmen, Campeche	1.738 metros
Campeche, Campeche	1.280 metros
Progreso, Yucatán	1.676 metros
Océano Pacífico	Altura máxima
Salina Cruz, Oaxaca	1.725 metros
Puerto Angel, Oaxaca	1.829 metros
Acapulco, Guerrero	1.615 metros
Idiarte Cárdenas, Michoacán	1.646 metros
Manzanillo, Colima	1.799 metros

Puerto Vallarta, Jalisco	2.036 metros
Mazatlán, Sinaloa	2.682 metros
San Carlos, Baja Calif. Sur	2.860 metros
Ensenada, Baja Calif. Norte	2.986 metros
Golfo de California	
	Altura Máxima
La Paz, Baja California Sur	2.073 metros
Topolobampo, Sinaloa	2.377 metros
Yavaros, Sonora	2.103 metros
Quaymas, Sonora	2.012 metros
Puerto Peñasco, Sonora	7.742 metros

Con los datos anteriores, se llegó a la conclusión de que en el Golfo de México al igual que en el océano Pacífico no es posible la instalación de una planta mareométrica, debido a que la máxima amplitud de mareas en ningún lugar llega a alcanzar los 3 metros, considerando que se han tomado niveles máximos y que estos se deben a los efectos meteorológicos.

Otra desventaja del Golfo de México, es que tienen mareas de tipo diurno, es decir, que la pleamar y la bajamar solo ocurren una vez cada 24 horas aproximadamente.

Por lo que el único lugar en la República Mexicana, en el que es posible instalar una planta mareométrica es en Puerto Peñasco, Sonora; en la zona norte del Golfo de California.

En el mapa de la figura I.8.3.1 se muestra la localización de los lugares estudiados.

En cuanto a los lugares adecuados para la instalación de una planta que aproveche el gradiente térmico de los océanos, mediante estudios de oceanografía y de satélites, se encontró que las costas de Puerto Vallarta, en Jalisco y la desembocadura del río Balsas, en Michoacán, son ideales para la instalación, ya que existen cañones submarinos en ambos lugares muy apropiados para dicho propósito. Cerca de las orillas de las islas de Revillagigedo se encuentran profundidades de 600 y mil metros, adecuadas para proporcionar la diferencia de temperatura requerida.

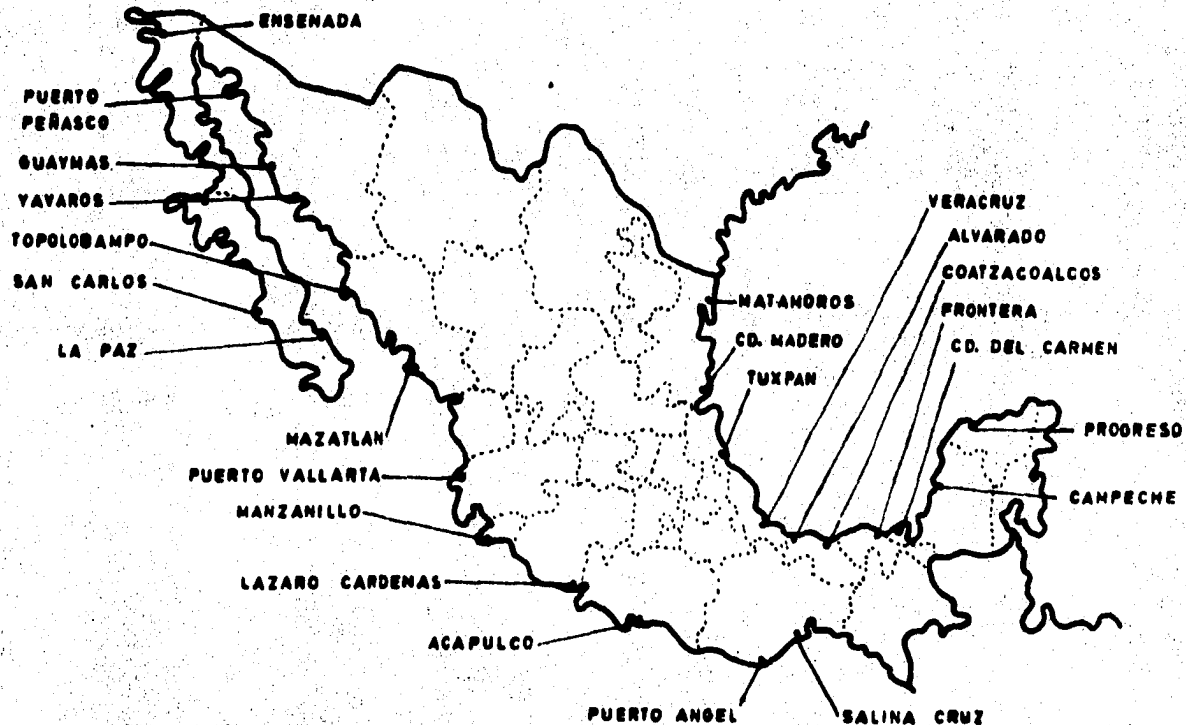
I.8.4 LA ENERGÍA EN LOS MARES DE EL MUNDO

Se han llevado a cabo estudios en muchas partes del mundo donde las condiciones de la marea y el gradiente térmico indican que se puede obtener un buen potencial para generar potencia eléctrica. En algunos casos las distancias de los sitios de marea hasta los centros de consumo impiden su uso económico, además de los problemas tecnológicos que implican una obra de esta magnitud.

En el mapa de la figura I.8.4.1 se muestran las amplitudes de la marea en distintos lugares del mundo (es decir, la diferencia de niveles entre la pleamar y la bajamar). Muestran también los lugares (cifras encuadradas) en que -

esta amplitud es suficiente para autorizar una instalación, si no rentable, - por lo menos racional; ya que el término "rentable" resulta un tanto aventurado en una materia tan nueva.

También muestra los sitios propicios para la instalación de una central a base del gradiente térmico de los mares (marcados con un triángulo).



UNAM FES-C
 TESIS PROFESIONAL
 I. M. E. FIGURA
 I.8.3.1
 SITIOS CON MAREAS EN
 ESTUDIO

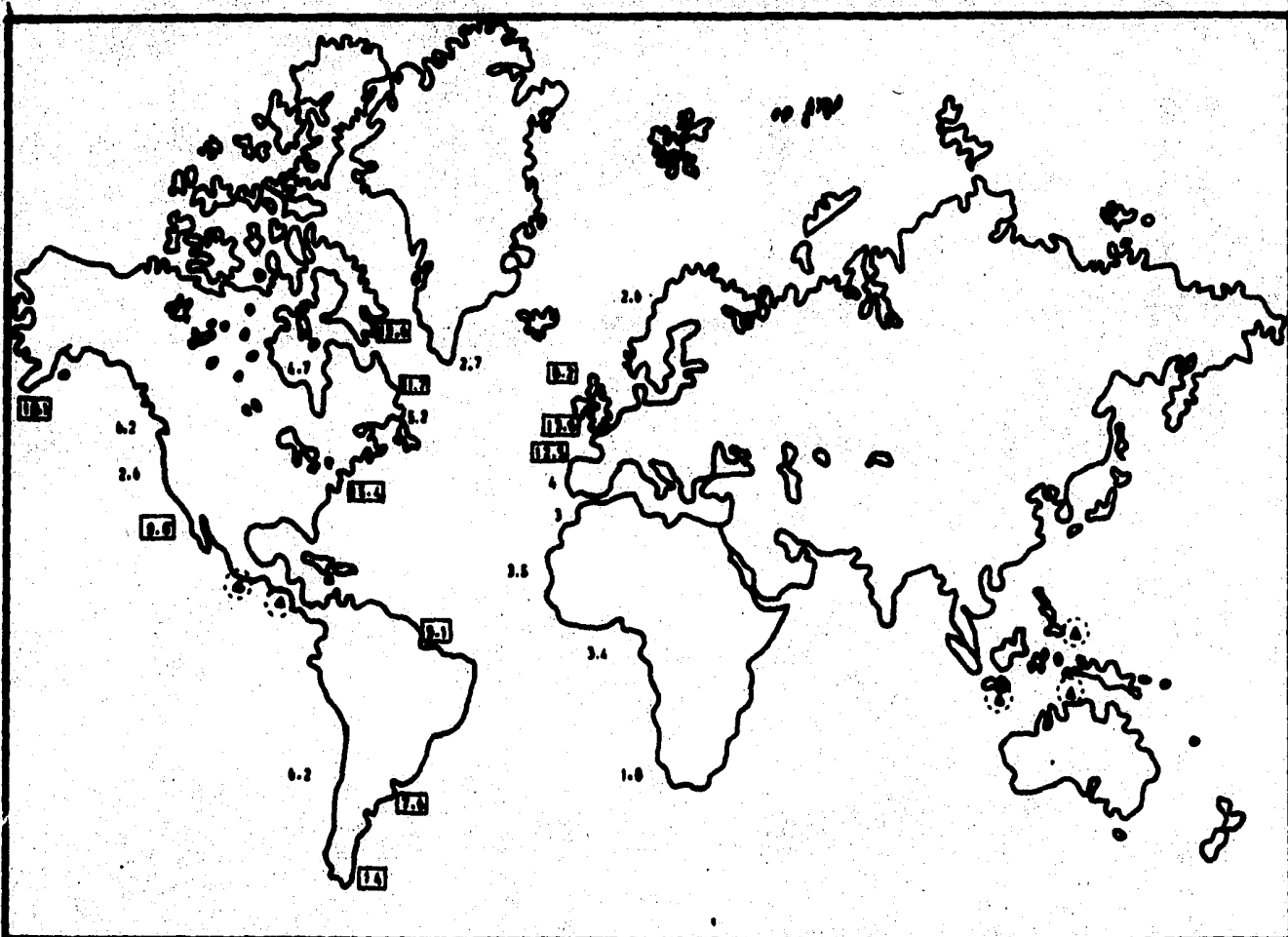


FIGURA I.8.4.1

AMPLITUD DE LA MAREA Y SITIOS CON GRADIENTE TERMICO EN DIFERENTES PUNTOS DEL MUNDO

I.9 ENERGIA DE LA BIONASA

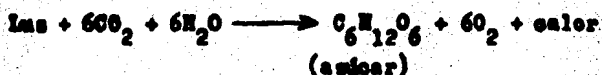
Toda la materia vegetal es llamada biomasa y la energía que libera cuando es ingerida, quemada o convertida en combustibles, se llama energía de la biomasa.

Tanto plantas, árboles, aceites vegetales, grasas animales, plantas acuáticas pastos, estiércoles, basuras, etc., y aún los combustibles fósiles, representan formas de energía de la biomasa, las cuales pueden ser producidas, cultivadas o convertidas de diversos modos para cubrir las necesidades energéticas del hombre.

I.9.1 FUENTES DE ABASTECIMIENTO DE BIONASA

La aportación energética del Sol a la Tierra es del orden de $42,54 \times 10^4$ calorías por segundo, de las cuales el 0.22% se almacena en las plantas por fotosíntesis, proceso mediante el cual las sustancias inorgánicas, agua, bióxido de carbono, se sintetizan en carbohidratos orgánicos.

La siguiente reacción muestra la conversión de la energía solar a energía química vía la fijación del bióxido de carbono para dar azúcar.



Las plantas son muy ineficientes en la conversión de la energía solar pero en ellas son capaces de convertirla en energía química.

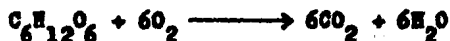
Las fuentes de abastecimiento de biomasa son: materia vegetal y desechos orgánicos.

El cuadro I.9.1.1 muestra los métodos de producción de la biomasa.

<p>Cultivos Energéticos</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Cultivos agrícolas con alto contenido de azúcares o almidón (caña de azúcar, remolacha, maíz, yuca, piña, sorgo, naves, etc.). - Árboles y arbustos de rápido crecimiento (eucalipto dulce, plantas de hule, etc.). - Algas y plantas acuáticas de rápido crecimiento (líric acuático, algas marinas). - Plantas productoras de aceite (soya, girasol, algodón, cacahuete, etc.).
<p>Recuperación de desechos y Subproductos</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Residuos agrícolas y forestales (pajas, tallos, bagaces, rama, rafes, cortezas, etc.). - Otros residuos (estiércoles, basura, aguas negras). - Subproductos de la industria agrícola y del procesamiento de alimentos (cascarilla de arroz, fibra de coco, bagase de caña, suero de queso, etc.).
<p>Cuadro I.9.1.1 Métodos de producción de Biomasa</p>	

1.9.2 LA BIOMASA COMO ENERGÉTICO

Una forma antigua y tradicional de obtener energía es quemando materias - vegetales o residuos orgánicos de animales, es decir, biomasa obtenida por la fotosíntesis a través de la agricultura, la silvicultura o la ganadería; siguiendo la ecuación empírica de combustión de los carbohidratos:



En esta reacción de la combustión, los carbohidratos generalmente liberan - 4.5 millones de calorías por kilogramo de materia seca, pero el rendimiento - práctico varía según el contenido de humedad, el estado físico de agregación de la materia y la presencia de otros tipos de compuestos orgánicos. Como la celulosa es el material más abundante en la biomasa combustible, se - puede tomar 4.5 megacalorías por kilogramo como el valor más representativo - de la energía acumulada en este recurso energético.

El potencial energético de la biomasa a través de la producción fotosinté- tica de diferentes cultivos vegetales, considerando a una hectárea como medi- da estándar es la que aparece en la tabla 1.9.2.1

Cultivo	Biomasa (T/ha)	Energía Acumulada (Gcal/ha) (+)
Algas	90 - 100	225 - 450
Caña de azúcar	30 - 112	135 - 504
Eucalipto	54	243
Pasto Mian	36	162
Banana	15 - 33	68 - 148
Alfalfa	29	130
Mais	4 - 13	18 - 58
Arroz	8	36
Soya	6	27

Tabla 1.9.2.1 Productividad energética anual estimada para algunos cultivos vegetales (+)

(+) Se tomó el valor energético como 4.5 Megacalorías por kilogramo y se estimó la biomasa total en condiciones de alta productividad.

(++) Gcal = 1,000 millones de calorías equivalen a 90.91 litros de combustí- ble.

I.9.3 CONVERSION DE LA BIOMASA A ENERGIA

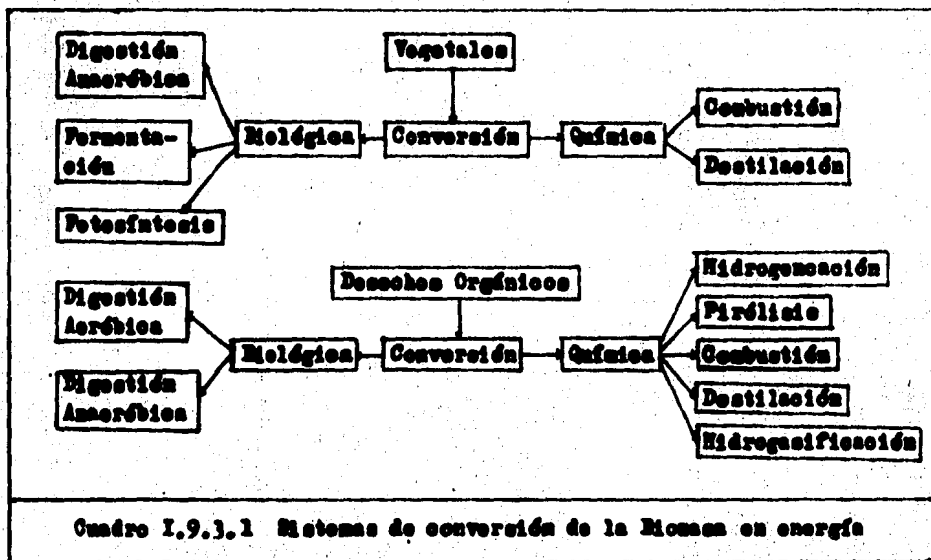
Los procesos físicos de conversión de biomasa generalmente son considerados como un pretratamiento de la misma para ser sometida después a alguno de los procesos termoquímicos o biológicos. Por ejemplo, se puede modificar su tamaño reduciéndola a astillas o pulverizándola, en el caso de la madera; compactándola en el caso de residuos agrícolas o secándola para reducir su humedad; triturando la fracción orgánica de basura, etc.. El resultado de un proceso como los anteriores, o una combinación de varios de ellos, será un material adecuado para ser tratado por un proceso subsiguiente, tal como la combustión.

Combustión directa.- La combustión es la forma más simple y directa de recuperar energía en forma de calor a partir de la biomasa; este es, quemándola en presencia de un exceso de aire hasta que toda la materia orgánica se convierta en dióxido de carbono y agua.

Procesos termoquímicos.- Se refieren a tecnologías que hacen uso de altas temperaturas para convertir el carbono fijo de la biomasa, por procesos específicos para producir calor, combustibles sólidos, líquidos o gaseosos, o productos químicos.

La conversión de la biomasa en energía tiene por lo tanto dos caminos fundamentales: el biológico y el químico.

Como antes se mencionó, las fuentes de abastecimiento de biomasa son los vegetales y los desechos orgánicos, y los sistemas de conversión pueden apreciarse en el cuadro I.9.3.1



Cuadro I.9.3.1 Sistemas de conversión de la Biomasa en energía

Fermentación-Destilación

La fermentación es un proceso que conduce a la formación de alcoholes y ácidos orgánicos a partir de azúcares. Tiene lugar en forma característica en infusiones de materiales vegetales como consecuencia del doblamiento de los hidratos de carbono por acción microbiana.

La destilación es la operación básica que permite separar los componentes de una mezcla líquida en fracciones que tienen el mismo intervalo de ebullición. La mezcla se calienta hasta una temperatura definida, lo cual provoca una vaporización; el vapor producido se va separando por un extremo de la columna de destilación.

Fermentación Aeróbica

Cuando la descomposición de materia orgánica por acción biológica ocurre en presencia de oxígeno es llamada aeróbica. Básicamente convierte sustancias orgánicas en inorgánicas, al mismo tiempo que desprende calor.

Este es un proceso muy generalizado en el tratamiento de aguas negras y en la elaboración de fertilizantes orgánicos. Tiene el inconveniente de ser un gran foco de proliferación de moscas portadoras de enfermedades y por otra parte requiere grandes extensiones de terreno para llevarse a cabo, así como la contaminación ambiental producida por el desprendimiento de gases del tipo mercaptano.

Fermentación Anaeróbica

La digestión anaeróbica es usualmente considerada un proceso de dos etapas: licuación y gasificación.

En la primera etapa un grupo heterogéneo de microorganismos convierten carbohidratos, proteínas y grasas, en ácidos grasos (acéticos, propiónico y butírico) por hidrólisis y fermentación. Las reacciones descomponen de la composición de los desechos utilizados.

En la segunda etapa, los productos finales del metabolismo de los microorganismos que actúan en la primera etapa, son convertidos a metano y dióxido de carbono, principalmente, por un grupo de bacterias anaeróbicas llamadas metanogénicas.

Hidrogenación

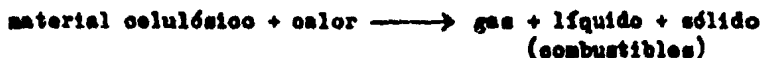
Es un método de conversión que se realiza a altas temperaturas y presiones, donde los desechos orgánicos son convertidos a hidrocarburos por medio de un tratamiento que consiste en calentar el material de 240 a 400 °C y someterlo a presiones que oscilan entre 100 y 250 atmósferas, en presencia de monóxido de carbono (CO), vapor de agua y un catalizador.

Se producen en este proceso de 1.5 a 2 barriles de hidrocarburos por tonelada de materia seca. El hidrocarburo es de bajo contenido de azufre y tiene un poder calorífico en el rango de 9,000 kilocalorías por kilogramo.

Pirólisis

Es el método tradicional de obtención del carbón vegetal. Es la descomposición térmica de materiales orgánicos a altas temperaturas (200 a 1,000 °C) y en ausencia de oxígeno.

Este proceso podría representarse como:



La proporción que se obtiene de los tres productos dependerá de la estructura, el tamaño y la forma del material que va a someterse a pirólisis, así como de su temperatura de descomposición. El proceso de pirólisis permite obtener combustibles cuyos poderes caloríficos son del siguiente orden: mezcla de gases, de 4,000 a 7,000 kilocalorías por metro cúbico; hidrocarburos, de aproximadamente 800 kilocalorías por litro; carbón vegetal, de 350 a 667 kilocalorías por kilogramo.

Hidrogenación

Se realiza también con altas temperaturas y presiones. Se ha utilizado principalmente para convertir etileno en gas metano y etano por medio de un tratamiento que involucra la reacción resultante al calentar el material de 500 a 600 °C, convida a presiones del orden de 70 kilogramos por centímetro cuadrado en presencia de hidrógeno.

Se produce en este tipo de proceso 168 metros cúbicos de gas por tonelada de materia seca, con un poder calorífico de 8,900 kilocalorías por metro cúbico.

I.9.4 BIOGAS

El biogás es una mezcla de gases cuyos principales componentes son el metano y el hidrógeno de carbono, el cual se produce como resultado de la fermentación de la materia orgánica en ausencia de aire, por la acción de un grupo de microorganismos.

La composición del biogás depende del tipo de desecho utilizado y las condiciones en que se procesa. En promedio su composición es la siguiente:

Metano	(CH ₄)	34	- 70%
Hidrógeno de carbono	(CO ₂)	27	- 49%
Hidrógeno	(H ₂)	1	- 10%
Nitrógeno	(N ₂)	0.5	- 3%
Ácido Sulfhídrico	(H ₂ S)	0.1%	

El metano es un gas combustible incoloro e inodoro, cuya combustión produce una llama azul y productos no contaminantes. Es el principal constituyente del gas natural, ya que más del 90% de este combustible es metano.

En la naturaleza se encuentran una gran variedad de residuos orgánicos a partir de los cuales puede obtenerse biogás; entre ellos se encuentran los de origen provenientes de animales domésticos como vacas, cerdos, y aves; excretas humanas; residuos vegetales como paja, pastos, hojas secas y basura doméstica.

1.9.5 LA BIOMASA EN MEXICO

En la actualidad, hay muy poca actividad en la investigación y aplicación de la biomasa como fuente energética en México.

El Departamento de Fuentes no Convencionales de Energía de la División de Fuentes de Energía del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), está llevando a cabo estudios sobre la utilización de la biomasa como energético.

Con respecto al potencial nacional, los informes existentes indican que anualmente los bosques se incrementan en 54 millones de metros cúbicos, lo que convertido a energía corresponde a una quinta parte del consumo total de energía en el país en 1981 (aproximadamente 650×10^{11} kilocalorías). Esta cifra sólo incluye el crecimiento de los bosques, y no el crecimiento total de biomasa. El mismo estudio señala también que existe un volumen arbolado en pie de 3,200 millones de metros cúbicos, equivalentes a 5,600 millones de barriles de petróleo.

Dado que en el país las superficies arboladas representan menos de la cuarta parte del territorio, se tienen 150 millones de hectáreas cubiertas de selvas bajas, chavarrales, magueyales o matorrales.

Los residuos agrícolas se calculan en un total de 55 millones de toneladas, distribuidos de la siguiente manera: pajas y rastrojos (24%), derivados de caña (14%), desechos animales (62%). En cuanto a la basura, se producen aproximadamente 48,000 toneladas diarias en todo el país.

1.9.6 LA BIOMASA EN EL MUNDO

En diversas partes del mundo se han desarrollado nuevas formas de transformar la biomasa en recurso energético, entre los que se pueden mencionar:

En la Gran Bretaña, la combustión conjunta de basura municipal y carbón de piedra de hulla para generar electricidad.

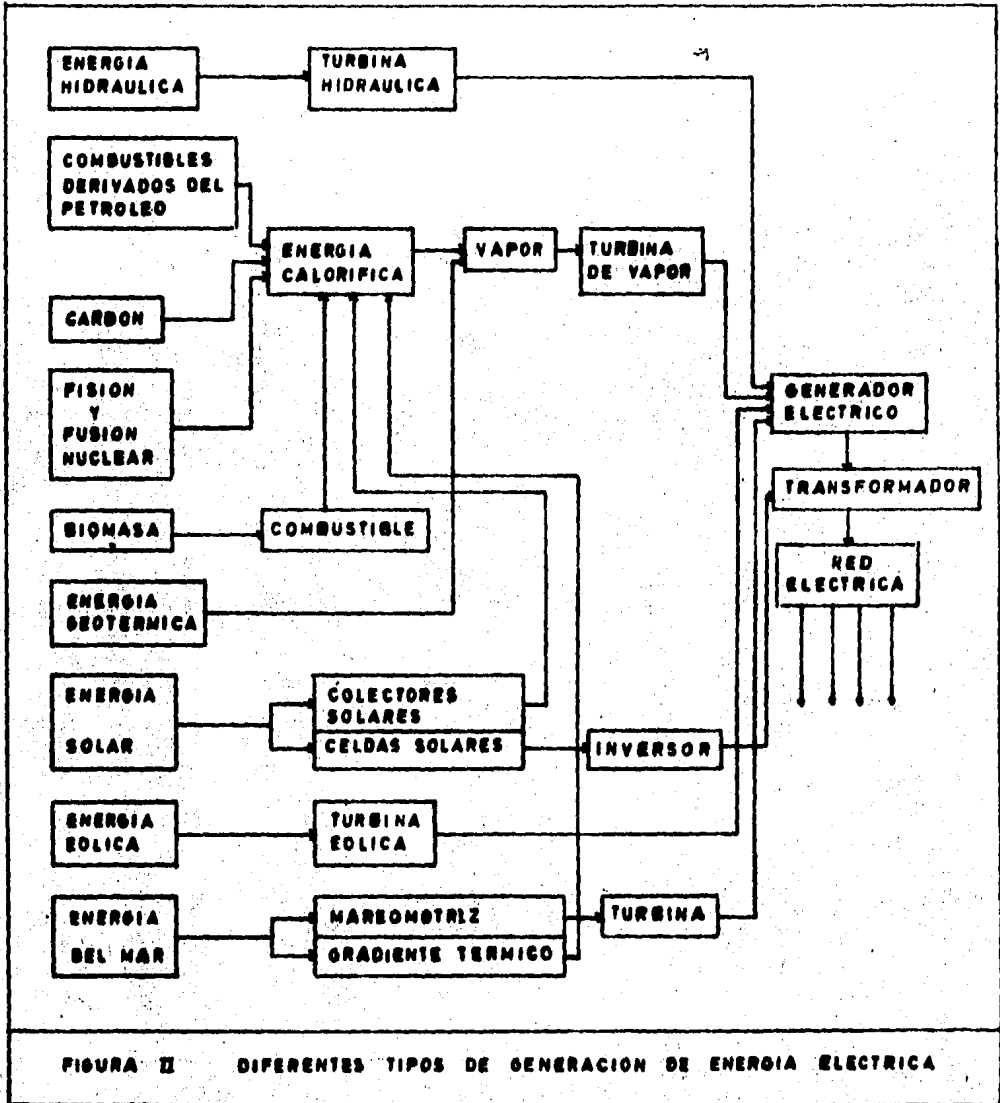
En China y la India, la conversión de la biomasa de los excrementos animales en gas metano para uso doméstico.

En Brasil, la transformación del azúcar de caña o los almidones de la yuca en alcohol etílico para usarlo como carburante complementario de la gasolina.

Como puede apreciarse, poco a poco va adquiriendo mayor importancia el uso de la biomasa como fuente energética en todas partes del mundo y es espera que crezca aún más en los siguientes años.

II .- PRINCIPIOS BASICOS DE LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

Existen diferentes formas de generación de energía eléctrica, las cuales se pueden apreciar en la figura II. Todas ellas son realizables, pero existe un factor que determina su adopción a nivel comercial, que es el factor económico y en ocasiones el factor tecnológico también influye en la determinación del tipo a emplearse.



II.1 CENTRALES TERMOCÉLÉCTRICAS

II.1.1 CARACTERÍSTICAS

De las centrales termocélctricas, se obtiene la energía calorífica mediante la combustión de los combustibles comerciales. Esta energía calorífica es transformada en energía mecánica mediante los diferentes componentes de la central que finalmente es transformada en energía eléctrica.

Las centrales termocélctricas se clasifican en tres grupos: a) Centrales de vapor (o de turbinas de vapor); b) Centrales de ciclo combinado (o de turbinas de gas); c) Centrales de motores de combustión interna.

II.1.2 FUNCIONAMIENTO DE LAS CENTRALES TERMOCÉLÉCTRICAS

II.1.2.1 Funcionamiento de una central de vapor

El vapor es producido en una caldera que puede quemar combustibles sólidos (como el carbón), líquidos (como diésel o combustóleo) o gaseosos (como el gas natural). El agua de alimentación se hace pasar primeramente por un economizador (calentador de agua) llamado así porque ahorra combustible utilizando el calor de los gases de combustión para aumentar la temperatura del agua antes de entrar en la caldera.

Con frecuencia se utiliza un calentador de aire para transferir parte del calor de los gases de la combustión al aire de combustión.

Tanto el economizador como el calentador de aire aumentan la resistencia a la circulación de los gases a través de la caldera, por lo que se requiere disponer de un ventilador para vencer dicha resistencia y ayudar al tiro de la chimenea. Este ventilador se denomina ventilador de tiro inducido y puede ser accionado por un motor o una turbina de vapor.

La resistencia que constituye el calentador de aire y el equipo del hogar hacen necesario un segundo ventilador denominado ventilador de tiro forzado, que impulsa el aire de combustión al hogar.

La alimentación de agua de la caldera debe regularse de manera que la cantidad que penetra en la caldera sea igual a la cantidad de vapor producido, lo cual exige un regulador de agua para la alimentación de ésta.

Válvulas de seguridad protegen la caldera contra un exceso de presión y se ajustan para que actúen a la presión de trabajo máxima admisible del cuerpo de la caldera.

Como el vapor producido por la caldera tendría una temperatura baja si sólo se produjera vapor saturado, por lo que se instala un recalentador para recalentar el vapor producido utilizando para ello los gases de combustión. De esta forma pueden obtenerse temperaturas de vapor de 560 a 595 °C. En algunas calderas de gran capacidad puede instalarse además un segundo recalentador para que el vapor parcialmente expandido de la máquina motriz pase de nuevo a la caldera y se recaliente para lograr un trabajo más efectivo en la máquina motriz.

En el hogar o fogón se lleva a cabo la combustión, puede tener paredes refrigeradas por aire o más comúnmente paredes refrigeradas por agua. La circulación en la caldera se logra disponiendo adecuadamente los tubos de descenso o alimentación y los tubos ascendentes que son los tubos del hogar. La caldera se aísla con bloques refractarios dispuestos en varias capas y se acaba mediante muretes de ladrillo o acero. Este último se emplea con mayor frecuencia cuando la caldera se halla a la intemperie. De esta forma la caldera alcanza rendimientos de 85 a 90% con producciones que alcanzan los 542,000 kilogramos de vapor por hora.

Con el fin de eliminar el oxígeno y los gases disueltos del agua de alimentación, uno de los calentadores de agua de alimentación es generalmente del tipo de deaeración. Un calentador de este tipo tiene un depósito de almacenamiento para el agua deaerada y se halla situado a gran altura, es decir, sobre un soporte del calentador, de manera que se obtenga una columna de agua adecuada para que el agua caliente pueda fluir sin vaporizarse a la aspiración de la bomba de alimentación de la caldera.

Independientemente del tipo de combustible que se utilice (sólido, líquido o gaseoso), el ciclo agua-vapor es el mismo para todos estos tipos de combustibles.

Ciclo agua-vapor

El agua procedente del exterior (por ejemplo, de un río cercano), es impulsada por las bombas de alimentación hasta un depósito de agua de reserva cuyo objeto es procurar que los tubos de agua situados en el interior de la cámara de combustión estén siempre llenos de agua pues de lo contrario, podría estallar la caldera. El agua sufre un calentamiento previo en los economizadores y llega hasta los tubos de agua de la caldera, donde se realiza la vaporización, es decir, la conversión de agua en vapor.

El vapor obtenido de la caldera pasa a través de los recalentadores, en los que pierde los últimos restos de humedad y, a continuación, se conduce a presión por las canalizaciones correspondientes, hasta las turbinas de vapor que accionan los turbogeneradores.

El vapor de escape procedente de las turbinas, pasa por los condensadores donde se condensa, es decir, se convierte nuevamente en agua líquida. El agua de refrigeración necesaria para condensar el vapor de escape, procede de un río, lago o de un pozo y pasa a una torre de enfriamiento.

El agua de alimentación debe ser tratada, es decir, desmineralizada ya que no puede utilizarse directamente para la alimentación de la caldera, debido a las sustancias e impurezas disueltas en el agua, lo cual puede producir corrosión de los materiales de la caldera y tuberías y bajos rendimientos por incrustaciones de las impurezas en la superficie de calderas y tuberías con la consecuente disminución de calor transmitido a través de estos elementos.

El agua de enfriamiento o refrigeración es impulsada por unas bombas hacia los condensadores.

El vapor procedente de la caldera llega a las aletas o díscos de la turbina de vapor, la cual gira impulsada por el vapor, a su vez la turbina tiene acoplado a su eje un generador eléctrico, el cual girará solidariamente con la turbina, generando así energía eléctrica a una tensión media, la cual se

eleva en una subestación eléctrica para hacer más económico su transporte mediante las líneas de transmisión a los centros de consumo.

Ciclo aire-combustible

De acuerdo al tipo de combustible a emplearse en la central termoeléctrica, éste recibe un tratamiento diferente antes de quedar listo para realizar la combustión en las calderas.

De acuerdo a los tipos de combustible el tratamiento es el siguiente:

Combustibles sólidos.- El carbón procedente de las minas o parques de carbón exterior, es transportado por vía fluvial, o bien por ferrocarril por lo que es necesario tener equipo para su manipulación como descargadores de barcos y vagones tolva, respectivamente.

El carbón es almacenado en los depósitos de carbón en bruto, a medida que se va necesitando, el carbón en bruto pasa por un sistema de transporte de cinta para llevar el carbón a las carboneras o silos de carbón, más a través de una tolva, luego a los trituradores de carbón en bruto donde se pulveriza; el carbón pulverizado es conducido a unos conductores de aspiración mediante unos aspiradores previstos para ese objeto. El carbón pulverizado penetra en la cámara de combustión de la caldera, a través de los correspondientes quemadores, donde se inicia la combustión. Ya en la cámara de combustión, ésta se activa por un ventilador de tiro forzado que inyecta aire caliente en la caldera. Los residuos de la combustión, es decir, las cenizas, pasan a través de un evacuador de cenizas, donde se les transporta al exterior.

Los gases de la combustión, aún calientes, se aprovechan para calentar los precalentadores y recalentadores y se hacen pasar por un filtro de polvo donde se limpian el hollín y las partículas pulverulentas, quedando dispuestos para pasar por medio de un ventilador de tiro inducido, a la chimenea y finalmente a la atmósfera; de no existir el ventilador, la chimenea habría de ser de mucha mayor altura para conseguir el tiro necesario.

La ceniza puede eliminarse en estado seco o en estado líquido. La ceniza seca se elimina corrientemente mediante un sistema de vacío (precipitador electrostático), se recoge en depósitos y se descarga en camiones o vagones.

En estado líquido, cuando se acumula la ceniza en el cenicero bajo agua, se elimina lanzándola hidráulicamente a un depósito de deshidratación o bien evaporando la ceniza sobre un terreno de secano.

Combustibles líquidos.- El combustible líquido puede transportarse por medio de un oleoducto, o en otros casos, utilizando vagones cisterna que se llevan a un apartadero en el que una bomba lo vacía en un tanque auxiliar cuya capacidad es ligeramente superior a la de un vagón cisterna. De aquí, y por medio de una bomba centrífuga se lleva el combustible al depósito principal, que casi siempre es un gran tanque cilíndrico que normalmente almacena combustible para el consumo normal de 3 a 6 meses. Este tanque está equipado con respiradero, rebombero, drenaje y serpentinas de calefacción. También se acostumbra construir un terraplén alrededor del depósito de forma que en caso de derrame por rotura de tubería u otras causas, el contenido del tanque quede depositado y no rebese la altura del dique así formado. Desde el depósito, se conduce el combustible a la sala de calderas, haciéndole pasar antes de

llevarlo a los quemadores por un calentador cerrado en que alcanza la temperatura de unos 120 °C.

Para la combustión del combustible líquido se emplean quemadores, denominados también mecheros, en donde se atomiza el combustible, mezclándolo con el aire suministrado para la combustión.

El combustible líquido tiene una elevada proporción de carbón pero, además, - tiene también de 3 a 4 partes más de hidrógeno que el carbón; por lo tanto - hay muchas más pérdidas por humedad en los humos, lo que quiere decir, que su rendimiento total es inferior al del carbón. Sin embargo, las ventajas que resultan de una mayor limpieza, menores tubos de alimentación y menor complicación en la manipulación del combustible en la central, hacen que, en muchos casos se prefiera el combustible líquido al carbón pulverizado como combustible.

Combustibles gaseosos.- El gas natural resulta ideal como combustible, puesto que ya se encuentra en estado natural en forma adecuada para su mezcla con el aire de combustión. Las razones principales por las que los combustibles gaseosos son ideales para ser quemados en los hogares de las calderas son las siguientes: no contiene ni cenizas ni residuos, se mezcla fácilmente con el oxígeno y como consecuencia se necesita poco exceso de aire, responde rápidamente a las variaciones de carga, reduciéndose las pérdidas.

Los combustibles gaseosos se transportan mediante gasoductos a presión. El gas natural no necesita depósitos, ya que debido a su gran volumen específico no resulta práctico almacenarlo; por lo que el equipo auxiliar para almacenamiento y transporte es más económico que el necesario para los combustibles líquidos, y mucho más económico todavía que el del carbón. La combustión del combustible gaseoso se realiza de la misma manera que el combustible líquido.

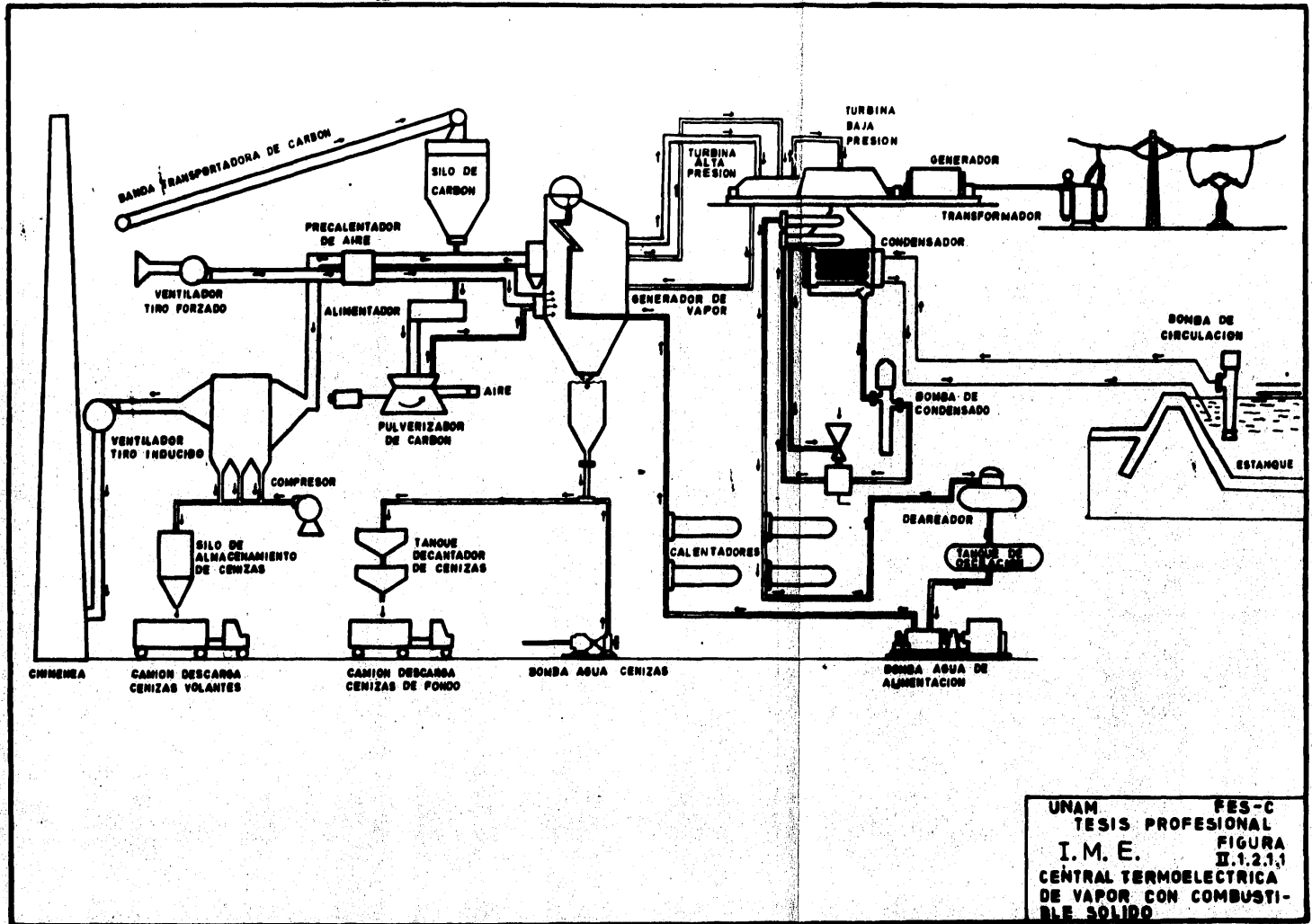
En las figuras II.1.2.1.1 y II.1.2.1.2 se puede apreciar el esquema de una central termoelectrica que emplea turbinas de vapor, distinguiéndose las instalaciones para los diferentes tipos de combustibles.

II.1.2.2 Funcionamiento de una central de ciclo combinado

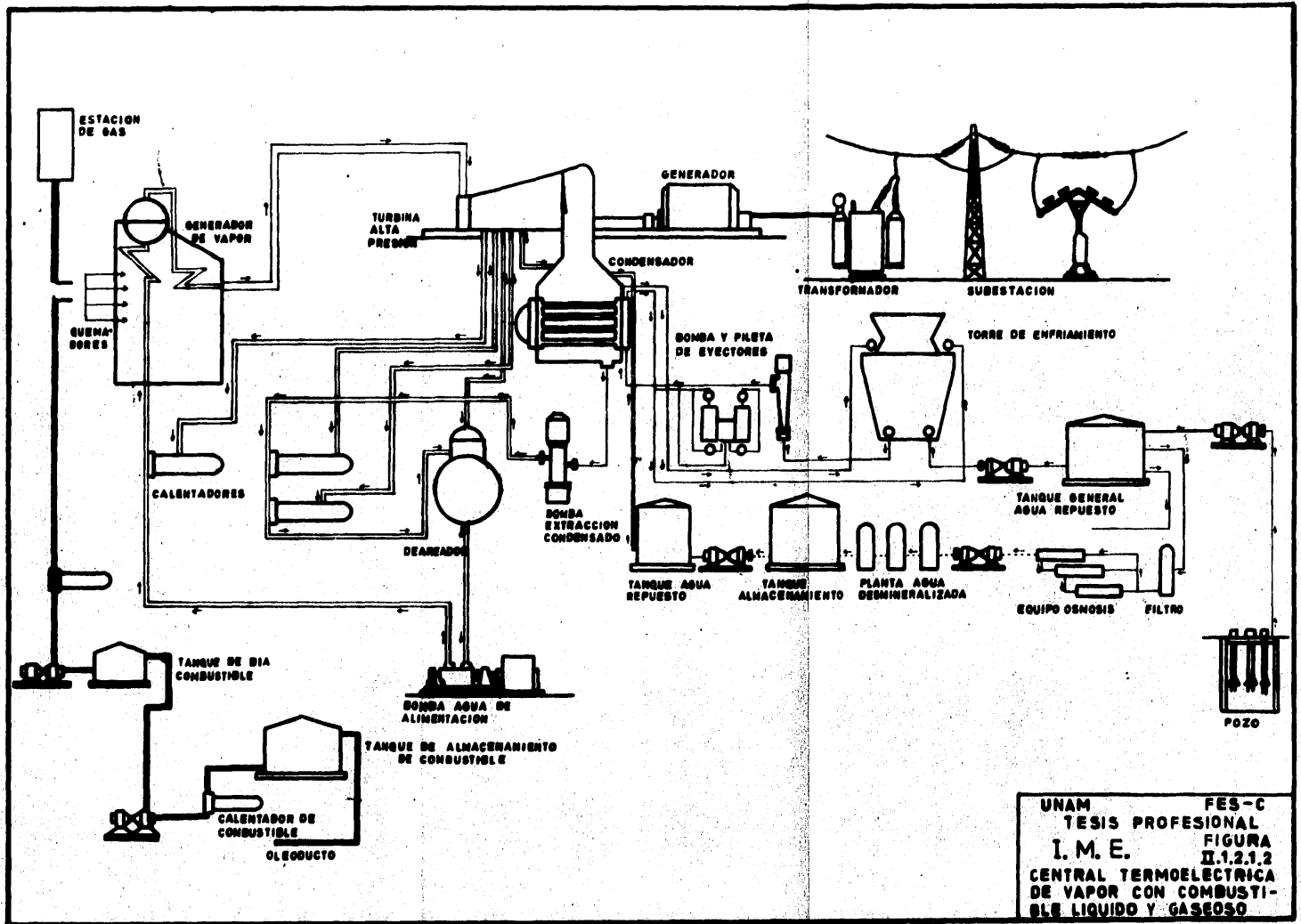
Una central de ciclo combinado consta de una o más turbinas impulsadas por gases producto de la combustión en una cámara externa, en la cual, por una parte, se ingresa aire por medio de un compresor (movido por la turbina) y, por otra, el combustible, que puede ser gas natural, aceite diesel o, inclusive, petróleo crudo.

En la cámara de combustión, en donde la mezcla aire-combustible entra con un flujo constante manteniéndose una llama constante. La ignición inicial se obtiene generalmente por medio de una chispa. El aire calentado en la cámara de combustión se expande a través de toberas y adquiere una elevada velocidad donde parte de la energía cinética de la corriente de aire es cedida a los álabes de la turbina, y una fracción de esta energía se emplea para accionar el compresor y el resto para producir trabajo, el cual es transmitido a un generador eléctrico obteniéndose así energía eléctrica.

Una vez que los gases han trabajado y producido energía eléctrica, pasan a través de un recuperador de calor que hace las veces de caldera produciendo -



UNAM FES-C
 TESIS PROFESIONAL
 I. M. E. FIGURA
 II.1.2.1.1
 CENTRAL TERMoeLECTRICA
 DE VAPOR CON COMBUSTI-
 BLE SOLIDO



UNAM FES-C
 TESIS PROFESIONAL
 I. M. E. FIGURA
 II.1.2.1.2
 CENTRAL TERMoeLECTRICA
 DE VAPOR CON COMBUSTI-
 BLE LIQUIDO Y GASEOSO

vapor, el cual a su vez alimenta a una turbina convencional de vapor, gracias a la cual se obtiene una generación de energía eléctrica adicional, que mejora considerablemente la eficiencia total de la central. El conjunto de turbinas de gas y vapor forman el llamado ciclo combinado, y su capacidad total es la suma de las generaciones de cada una de las turbinas de gas y de la turbina de vapor.

En la figura II.1.2.2 se muestra el diagrama de una central termoeléctrica de ciclo combinado.

II.1.2.3 Funcionamiento de una central de motores de combustión interna

Los motores de combustión interna pueden emplear diversos tipos de combustibles como gas natural, gasolina, diésel, queroseno, aceites pesados, etc. Pero regularmente los más empleados son el diésel y los aceites pesados.

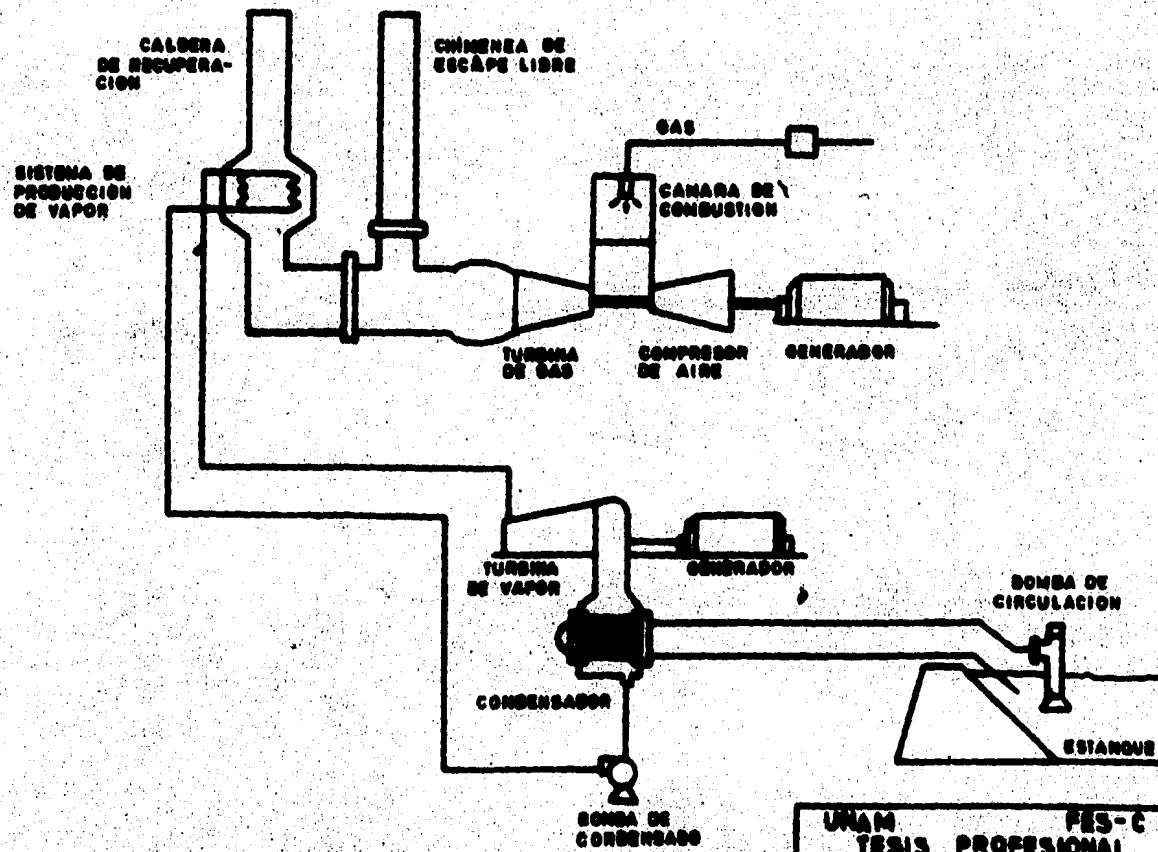
Los motores de combustión interna que se utilizan en las centrales eléctricas tipo diésel, están basados en un ciclo de cuatro tiempos que son los siguientes:

1) Tiempo de aspiración, en el cual entra en el cilindro una carga de aire y combustible; 2) Tiempo de compresión, en el cual se comprime la mezcla estando cerradas las válvulas de aspiración y escape; 3) Tiempo de explosión, cuando el pistón se encuentra cerca del final de su carrera (punto muerto superior), el combustible se introduce en el cilindro, y se produce la combustión de la mezcla, ardiendo el combustible mezclado al aire calentado por compresión. La elevada presión resultante de los gases calientes desplaza el pistón hacia abajo con lo cual el eje o cigüeñal (que reúne las acciones de todos los pistones, transformando el movimiento recíproco de los pistones y las bielas en movimiento giratorio) del motor produce trabajo mecánico; 4) Tiempo de escape, cerca del final de la carrera del tiempo de explosión (punto muerto inferior) se abren las válvulas de escape para dejar salir los gases quemados, durante ese tiempo, el pistón sube de nuevo obligando a salir el resto de los gases de escape, y entonces vuelve a repetirse el ciclo.

La maquinaria auxiliar de una central de motores de combustión interna, se reduce a las bombas de circulación del agua de refrigeración, bombas de aceite y engrase para lubricación y las bombas de combustible, así como los compresores de aire de arranque.

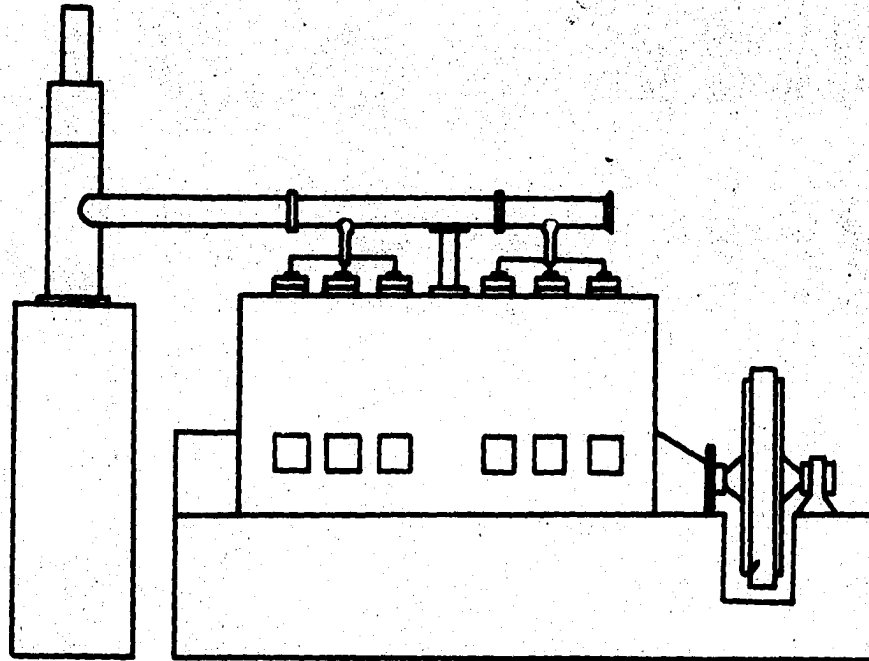
El motor de combustión interna tiene acoplado a su eje un generador eléctrico que gira junto con el eje del motor, obteniéndose así la energía eléctrica.

En la figura II.1.2.3 se muestra el diagrama de una central termoeléctrica de motores de combustión interna.



UNAM FES-C
TESIS PROFESIONAL FIGURA
I. M. E. II.2.2
CENTRAL TERMoeLECTRICA
DE CICLO COMBINADO

- 83 -



UNAM FES-C
TESIS PROFESIONAL
I. M. E. FIGURA
II.1.2.3
CENTRAL TERMOELECTRI-
CA DE MOTORES DE COM-
BUSTION INTERNA

II.1.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS CENTRALES TERMOELECTRICAS

Principales ventajas :

a) Centrales de Vapor

- Su tiempo de construcción es menor que las centrales hidroeléctricas.
- No representa grandes problemas técnicos, ya que todos sus componentes están bien desarrollados actualmente para su comercialización.
- Emplean cualquier tipo de combustible comercial, en el estado que se encuentre en la naturaleza, sea sólido, líquido o gaseoso.
- Pueden ubicarse cerca de los centros de consumo.

b) Centrales de Ciclo Combinado (en comparación con las centrales de vapor)

- Tiempo reducido de instalación.
- Gran flexibilidad en la operación de la central, pues se puede operar independientemente cada una de las turbinas de gas, o bien el ciclo combinado completo.
- Bajo costo de inversión por kilowatt instalado, en comparación con una central de tamaño equivalente.
- Una eficiencia total superior en un 10%, lo que representa un ahorro de combustible.

c) Centrales con Motores de Combustión Interna

- Utilizan mejor la energía calorífica del combustible que las centrales de vapor de la misma capacidad, ya que no presentan tantas pérdidas caloríficas.
- Pueden utilizarse como centrales fijas o móviles.

Principales desventajas :

a) Centrales de Vapor

- La componente nacional y extranjera de inversión para el país en este tipo de plantas, es del orden de 40 y 60% respectivamente.
- Utilizan como combustible un recurso no renovable.
- Producen contaminación ambiental.
- Su eficiencia total es muy pobre, ya que existen muchas pérdidas en todo el equipo que conviene a la central.

b) Centrales de Ciclo Combinado

- Las turbinas de gas requieren de mayor mantenimiento que las turbinas de vapor.
- Las turbinas de gas necesitan el funcionamiento constante de un compresor de aire, así como el empleo de materiales que puedan trabajar a elevadas temperaturas, por lo que resultan algo caras.
- Su equipo de refrigeración es muy costoso, así como también sus reductores de velocidad.

c) Centrales con Motores de Combustión Interna.

- Requieren cierta cantidad de aparatos auxiliares, los cuales dependen de la clase de combustible empleado.
- Sólo aportan potencias muy pequeñas, por lo que para potencias mayores se necesitaría un gran número de ellos.

II.2 CENTRALES HIDROELECTRICAS

II.2.1 CARACTERISTICAS

En las centrales hidroeléctricas se aprovecha la energía hidráulica procedente de los ríos y saltos de agua para transformarla en energía eléctrica. La energía hidráulica es de dos tipos: cinética en función de su velocidad, y potencial en función de su elevación. Cada aprovechamiento presenta una combinación diferente de ellas, de acuerdo a sus condiciones topográficas e hidrológicas.

Los tipos de centrales hidráulicas son variadísimos ya que, en todos los casos, la construcción de una central hidráulica, debe adaptarse a la especial situación del río, embalse, etc. cuya energía se pretende aprovechar. Por lo que las centrales hidráulicas se pueden clasificar de acuerdo a la altura del salto hidráulico, y de acuerdo al tipo de embalse.

De acuerdo al tipo de salto hidráulico, las centrales hidroeléctricas se clasifican en:

- 1) Centrales de alta presión, con alturas de salto hidráulico superiores a - los 200 metros. Como máquinas motrices se utilizan, generalmente, turbinas - Pelton o, para los saltos de menor altura, turbinas Francis lentas.
- 2) Centrales de media presión, con alturas de salto hidráulico comprendidas - entre 20 y 200 metros. Las máquinas motrices empleadas son las turbinas Francis medias y rápidas, correspondiendo estas últimas a los saltos de menor altura.
- 3) Centrales de baja presión, con alturas de salto hidráulico, inferiores a - 20 metros. En la zona de utilización de las turbinas Francis ultrarrápidas, - de las turbinas de hélice y, sobre todo, de las turbinas Kaplan.

De acuerdo al tipo de embalse, las centrales hidroeléctricas se clasifican en:

- 1) Centrales de agua corriente o fluyente, este tipo de central se instala en el curso mismo de un río o de un canal desviado, sus principales características son: no tiene un embalse importante (ya que aprovechan el caudal del río), son centrales de llanura con gran caudal y poca altura, el agua o se utiliza en las turbinas o se derrama por el aliviadero de la central, son las más frecuentes y entre ellas se cuentan las centrales de mayor potencia.
- 2) Centrales con embalse, son centrales en las que el agua es almacenada en - presa, en la cual se acumula el agua, que se puede aprovechar por la central según las necesidades. El embalse se consigue generalmente, por medio de una presa situada en lugares apropiados del río (por ejemplo, en sitios angostos y de márgenes rocosos). Se ataja el agua mediante la presa para producir el - salto total utilizable, en la misma presa, o contribuir a este salto, derivando a la vez las aguas por un canal de derivación de menor pendiente que el cauce del río.

3) Centrales de acumulación o bombeo, en este tipo de centrales se aprovecha el sobrante de potencia de una central hidroeléctrica en las horas de pequeña demanda para elevar agua de un río o de un lago hasta un depósito, mediante bombas centrífugas accionadas por los generadores de la central, que se utilizan como motores. En los periodos de gran demanda de energía eléctrica, los generadores trabajan como tales, accionados por las turbinas que utilizan el agua previamente elevada.

II.2.2 FUNCIONAMIENTO DE UNA CENTRAL HIDROELECTRICA

La disposición más completa de una central hidroeléctrica es la siguiente:

- 1) Presa.
- 2) Canal de derivación.
- 3) Cámara de presión y chimenea de equilibrio.
- 4) Tubería forzada o de presión.
- 5) Central.
- 6) Tubería de desagüe o desfogues.
- 7) Parque de distribución a alta tensión.

1) Presa.- Es una construcción que se levanta en el lecho del río para atajar el agua, produciendo una elevación de su nivel que permita la derivación de ella, o bien para almacenar el agua regulando el caudal del río. Las presas tienen casi siempre una función mixta; pero se denominan presas de derivación o presas de embalse, de acuerdo al efecto predominante.

2) Canal de derivación.- Se utiliza para conducir el agua desde la presa hasta las turbinas de la central. La conducción puede realizarse bajo presión o en canal abierto y su sección tiene diversas formas que dependen de la resistencia del terreno, del caudal y de la pendiente. La sección puede ser trapezoidal o rectangular y también circular. La longitud del canal puede ser de varios kilómetros, sin causar por ello una pérdida de energía, ya que su pendiente es apenas perceptible (0,8 a 3%).

3) Cámara de presión y chimenea de equilibrio.- Esta cámara de carga está provista de rejillas y compuertas, y tiene la función de volante en caso de variaciones de carga. Si en lugar de un canal de derivación ordinario existe una galería o tubería a presión, no será posible disponer en su extremidad una cámara de presión y habrá que utilizar un tanque o chimenea de equilibrio o reposo, con dimensiones tales que pueda actuar como volante.

Chimenea de equilibrio.- Se colocan para evitar los inconvenientes provocados por el golpe de ariete. En esencia es un peso vertical o inclinado abierto por la parte superior situado en el trayecto de la tubería lo más cerca posible de las turbinas. Cuando se produce un golpe de ariete positivo en la tubería junto a la turbina, encuentra menos resistencia a vencer en la chimenea y actúa sobre el agua de ésta elevando su nivel, produciéndose una desaceleración del agua en la tubería. Por el contrario cuando se produce un golpe de ariete negativo, baja el nivel del agua en la chimenea, originándose una aceleración del agua en la tubería. O sea que actúa como un muelle mecánico, evi-

tando las variaciones bruscas de presión.

4) Tubería de presión.- Tiene por objeto conducir el agua desde la cámara de presión a las turbinas cuando, por causa de la altura del salto, se precisa - tal disposición para transformar la energía potencial de posición que tiene - el agua en la cámara de presión, en energía de presión, que tiene junto a las turbinas y al final de la conducción forzada.

Para alturas de saltos inferiores a unos 15 metros, basta con un canal sin carga de presión; cuando la altura del salto es superior al límite citado, deben emplearse conducciones formadas o de presión.

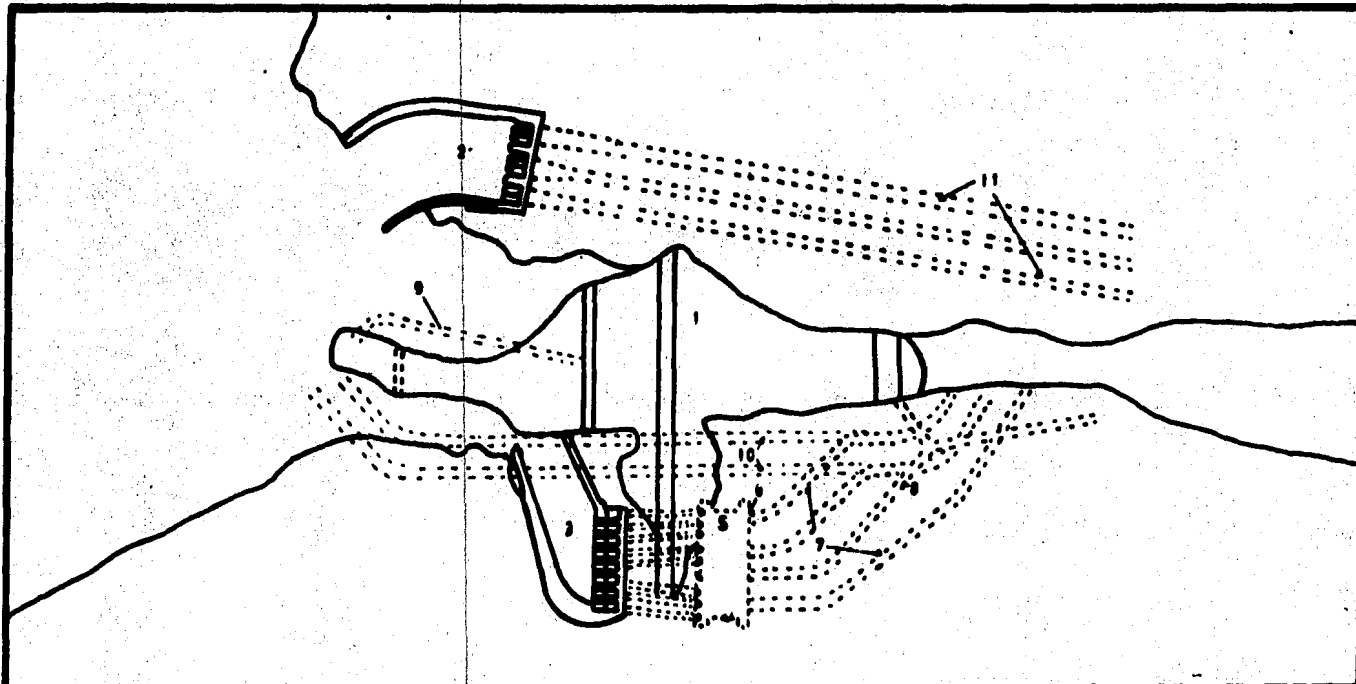
Cuando la cámara de presión o embalse regulador, queda muy alejada de las turbinas, la unión directa de ambos elementos, por medio de una tubería forzada haría que ésta quedara expuesta a las sobrepresiones provocadas por los golpes de ariete, lo que obligaría a darle una resistencia que resultaría anti-económica, además de la demora para la aceleración o desaceleración del agua como consecuencia de las variaciones de carga en las turbinas. Por lo que es conveniente colocar una chimenea de equilibrio entre tramos de la tubería forzada.

5) Central.- Es propiamente donde se lleva a cabo la transformación de la - - energía del agua en energía eléctrica. Esta compuesta por la casa de máquinas que es donde se montan los grupos turbina-generador, así como la maquinaria auxiliar. De acuerdo a las circunstancias y condiciones del aprovechamiento hidroeléctrico se adaptan las casas de máquinas, que pueden ser subterráneas o exteriores.

6) Tubería de desagüe o desfogue.- Recoge el agua a la salida de la turbina - para devolverla nuevamente al río en el punto conveniente. Su longitud es corta y su sección debe ser tal que permita el desagüe del agua en forma tranquila y con velocidad no excesiva (entre 1 y 1.5 metros por segundo), ya que el agua a la salida de la turbina tiene una velocidad importante, y por lo tanto bastante poder erosivo, por lo que se revierte cuidadosamente el desahogue - del agua de las turbinas para evitar socavaciones del piso o paredes.

7) Parque de distribución a alta tensión.- Este es propiamente la subestación elevadora de la central, cuya misión es elevar la tensión a valores de transporte más económicos, y esta compuesta principalmente por las galerías de - - transformadores y equipo auxiliar de los mismos. La galería de transformadores puede estar ubicada en el exterior de la central, o bien puede ser subterránea.

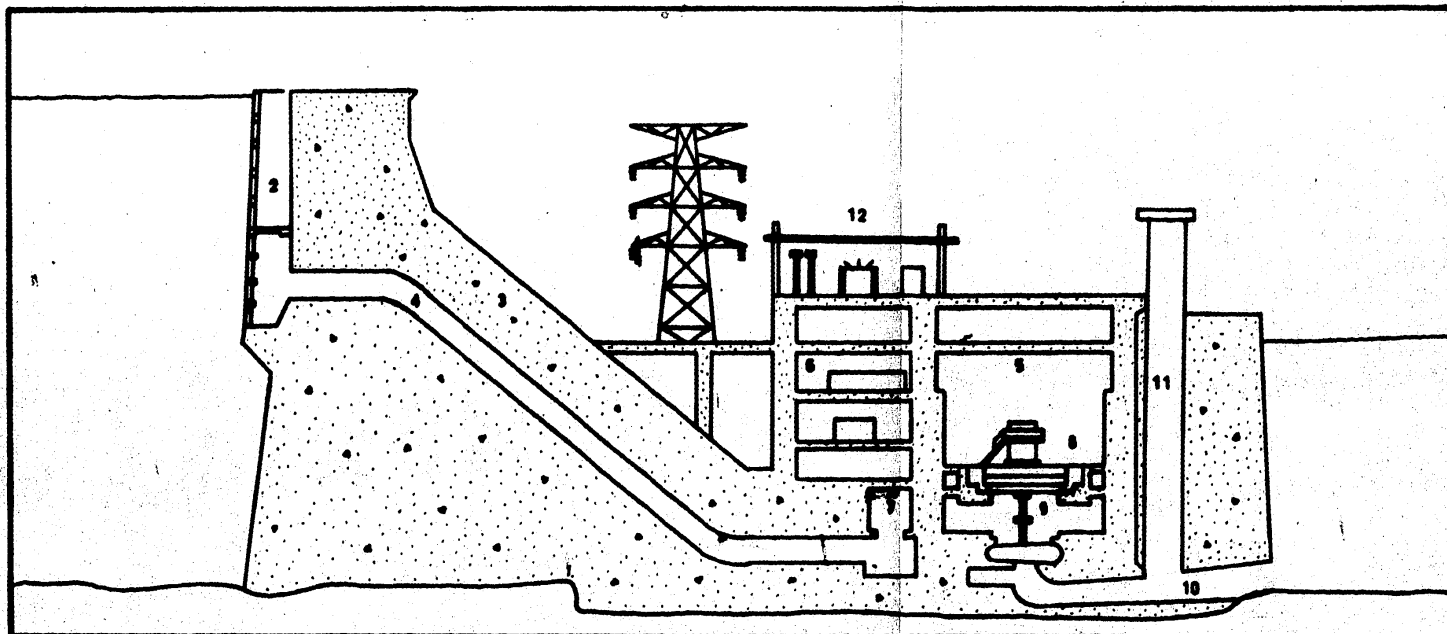
En la figura II.2.2.1 se muestra la disposición general de la obra de una central hidroeléctrica, y en la figura II.2.2.2 se muestra el diagrama de funcionamiento de este tipo de central eléctrica.



- 1 CORTINA
- 2 OBRA DE CONTROL Y EXCEDENCIAS
- 3 OBRA DE TOMA
- 4 CASA DE MAQUINAS
- 5 GALERIA DE TRANSFORMADORES
- 6 GALERIA DE OSCILACION
- 7 TUNEL DE DESFOGUE

- 8 TUNEL DE ACCESO
- 9 TUNEL DE CONSTRUCCION
- 10 TUNEL DE DESVIO
- 11 TUNELES DEL VERTEDOR

UNAM FES-C
TESIS PROFESIONAL
I. M. E. FIGURA
II.2.2.1
OBRA DE UNA CENTRAL
HIDROELECTRICA



1 PRESA O VASO

2 CANAL DE DERIVACION

3 CORTINA

4 TUBERIA A PRESION

5 CASA DE MAQUINAS

6 SALA DE CONTROL

7 GALERIA DE VALVULAS

8 GENERADORES

9 TURBINAS

10 DESFOGUE

11 POZO DE OSCILACION

12 DISTRIBUCION DE ALTA TENSION

UNAM FES-C
 TESIS PROFESIONAL
 I. M. E. FIGURA
 ESQUEMA DE UNA CENTRAL II.2.2.2
 HIDROELECTRICA

II.2.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

Principales ventajas :

- Los costos de operación son menores comparados con una central termoeléctrica.
- Utiliza un recurso renovable (el agua) como fuente motriz.
- Ofrece mayor flexibilidad de operación, sobre todo en las horas de máxima demanda de potencia en los centros de consumo.
- Proporciona beneficios adicionales a la generación de energía eléctrica, por el hecho de regular el régimen de escurrimiento de los ríos (control de avenidas) y almacenar el agua en el embalse para su utilización en épocas de escasez (agua potable, riego, etc.).
- Las componentes nacional y extranjera de la inversión en este tipo de plantas es del orden de 70% y 30% respectivamente.
- Requiere mano de obra de la región con necesidades mínimas de especialización.

Principales desventajas :

- Requiere de una mayor inversión inicial que una planta termoeléctrica.
- El tiempo de construcción puede ser hasta del doble en el caso de plantas de gran capacidad que las plantas termoeléctricas.
- Los sitios económicos de producción se encuentran frecuentemente alejados de los centros de consumo.
- Puede ocasionar pérdidas por inundaciones de tierras cultivables e infraestructura urbana y de comunicaciones.

II.3 CENTRALES GEOTERMIOELÉCTRICAS

II.3.1 CARACTERÍSTICAS

La geotermia ha venido a constituir una fuente de energía que está alcanzando niveles importantes en lo que a producción de energía eléctrica se refiere.

La energía que proviene del interior de la Tierra en forma de vapor es aprovechada y transformada en energía mecánica de rotación en las turbinas de vapor de la central generadora, la cual a su vez se transforma en energía eléctrica mediante un generador eléctrico.

II.3.2 FUNCIONAMIENTO DE UNA CENTRAL GEOTERMIOELÉCTRICA

Una vez que se ha realizado una perforación semejante a la de los pozos petroleros, el agua caliente penetra en el interior de la tubería de producción y asciende (originalmente el agua entra en forma líquida en el pozo, pero a medida que sube, la presión disminuye y se va evaporando, con lo que se forma un flujo de dos fases, es decir, agua y vapor). Una vez que salen a la superficie, el agua y el vapor se dividen por medio de un separador primario. Este separador de tipo centrífugo es un tanque vertical (de 1.40 metros de diámetro y 6.70 metros de altura aproximadamente) donde el agua y el vapor giran a alta velocidad. Aquí el vapor asciende debido a su menor densidad a la parte superior del tanque y penetra por una tubería central que atraviesa el tanque y conecta con los ramales de recolección de vapor o vaporductos que lo conducen hasta la planta. Durante este trayecto el vapor pasa por una válvula trampa (válvula esfera) que evita el escape de agua hacia la turbina; si en un momento dado se inundara el tanque, esta válvula cerraría automáticamente el ducto, pues de no ser así el agua entraría a gran velocidad y erosionaría rápidamente la turbina.

El agua separada escurre por las paredes del separador hasta la parte inferior en donde se encuentra el tanque de agua integral que está separado por un diafragma para evitar que se altere su nivel por el movimiento rotacional de la mezcla que entra. El agua se conduce a este tanque por una tubería externa y de allí se conduce ya sea a un silenciador o a la laguna de evaporación.

El silenciador es necesario debido a que la presión a la cual se hace la separación es de unos 7 kilogramos por centímetro cuadrado, y el agua tiene una temperatura de unos 170 °C, es decir, una entalpía suficientemente elevada para convertirse parcialmente en vapor, produciendo un ruido considerable cuando se descarga a la atmósfera. El silenciador consiste en una base de hormigón que interiormente tiene una sección transversal de dos círculos tangentes. En el punto de tangencia, se introduce el flujo de agua separada, el cual se parte en dos por una cuña que se localiza frente a la descarga y lo conduce a cada uno de las secciones circulares. Estas están equipadas con chimeneas que descargan el vapor que se produce a una elevación suficiente del piso para que no constituya una molestia. El agua que se queda de esta evapo-

ración y ya a la presión atmosférica, se extrae por la parte inferior del silenciador y se conduce mediante canales de drenaje. Como el agua separada contiene sales disueltas, cloruro de sodio, potasio, litio, así como sales de calcio y sílice, éstas últimas tienden a precipitarse y a obstruir los canales abiertos por donde se conduce. Este problema se ha resuelto utilizando ductos cerrados, es decir, tuberías para conducirla aprovechando su propia energía hasta una laguna de evaporación, con lo cual también se evita que sus sales contaminen las tierras.

El vapor que se recibe en el área de la planta, a través de los vaporductos que recolectan la producción de los pozos diseminados en el campo, llega a dos cabezales normalmente interconectados. De éstos salen las tuberías que lo conducen a sus respectivas turbinas de vapor, pasando previamente a través de separadores secundarios, que eliminan el agua producida por la condensación del vapor durante su conducción y que no puede ser eliminada mediante las tranzas; que para este objeto se encuentran instaladas a intervalos regulares a todo lo largo de la tubería.

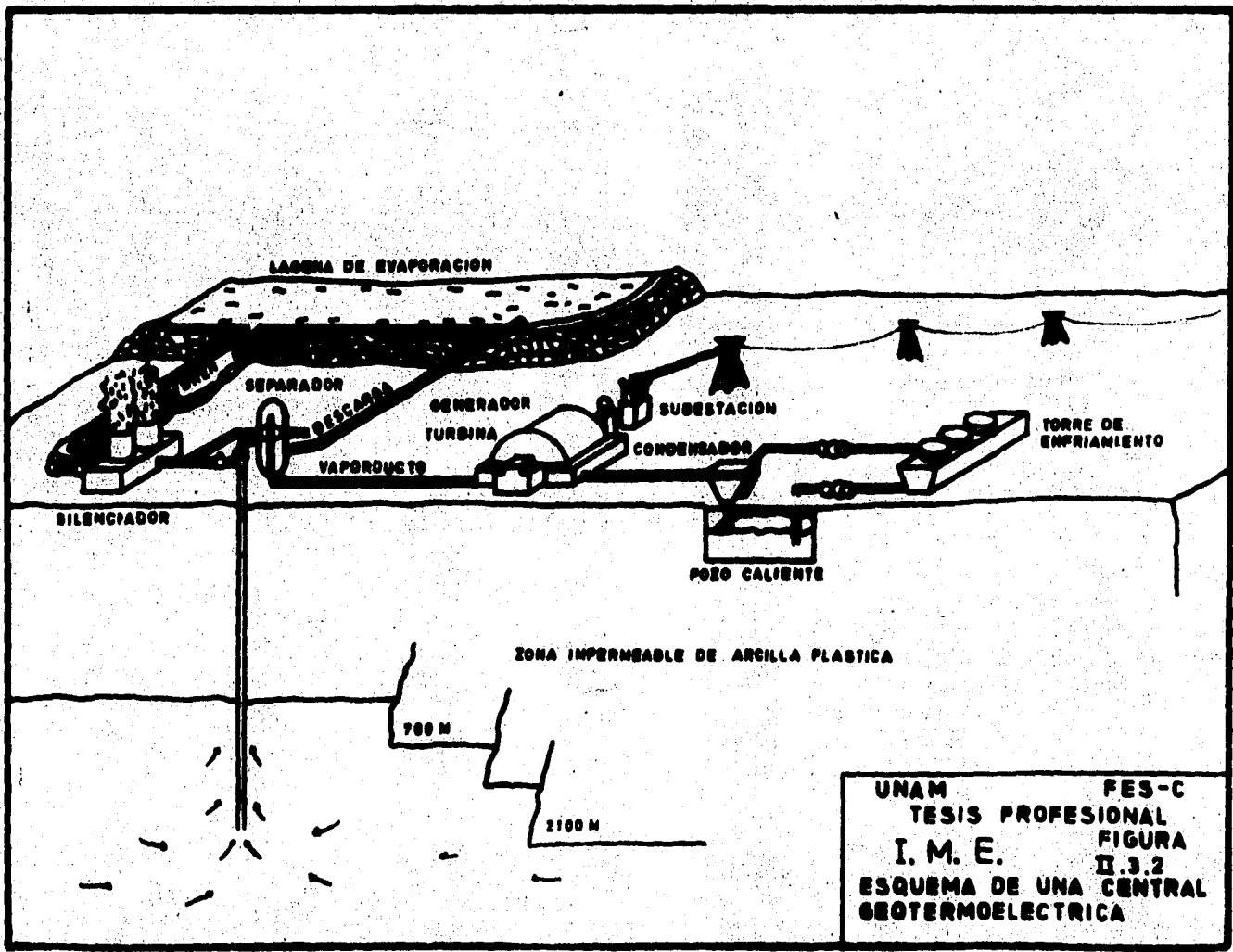
El vapor resultante acciona una turbina de baja presión que se encarga de mover al generador eléctrico, este a su vez suministra la energía eléctrica que pasa a una subestación donde se eleva su tensión para un transporte más económico a los centros de consumo.

El vapor después de expandirse en la turbina, escapa a los condensadores, los cuales son del tipo barométrico y por su gran tamaño se encuentran localizados en el exterior del edificio y a gran altura para que el agua pueda salir de ellos a través de la pierna barométrica, aún contra el vacío (producido como consecuencia de la contracción del gas, por la mezcla del vapor con agua fría) que es mantenido por eyectores de vapor que extraen los gases no condensados (gases como el dióxido de carbono, ácido sulfhídrico, metales, etc.) de la parte superior del condensador.

Los condensadores barométricos en esta instalación, se utilizan dado que no se requiere recuperar el condensado del vapor, por no haber en la instalación caldera alguna que alimente.

Una vez condensado el vapor, pasa en forma de agua por un canal hasta una torre de enfriamiento del tipo mecánico inducido; aquí existen bombas de agua caliente encargadas de hacer subir el agua a la parte superior de la torre. Posteriormente el agua cae por gravedad a contracorriente del flujo del aire frío, lo que disminuye su temperatura. Como consecuencia, el vapor condensado sirve como agua de repuesto al circuito de agua de enfriamiento, no requiriéndose por éste motivo agua de alguna fuente externa.

El esquema de la figura II.3.2 muestra la composición de una central geotermoelectrónica, donde se pueden observar sus principales componentes.



UNAM FES-C
TESIS PROFESIONAL
I. M. E. FIGURA
ESQUEMA DE UNA CENTRAL II.3.2
GEOTERMoeLECTRICA

II.3.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS CENTRALES GEOTERMIALECTRICAS

Principales ventajas :

- Su uso no produce contaminación ambiental.
- Es económica en su aplicación, siendo conveniente el desarrollo de una tecnología adecuada para una utilización más integral.
- Se puede clasificar como recurso renovable, ya que la fuente de calor (el magma) ofrecerá su energía durante muchos millones de años.
- Se obtienen sales (cloruro de potasio, sal común), gases (dióxido de carbono, ácido sulfhídrico), metales (como azufre y derivados de él).
- Ayuda a las investigaciones con ambiente controlado como: la geohidroponía, geocacunicultura y la piscicultura.
- Ayuda al ahorro de combustibles fósiles.
- No depende de muchos insumos, ni de tecnología extranjera.

Principales desventajas :

- Requiere una alta inversión inicial para el desarrollo de los campos geotérmicos.
- El período de maduración de los pozos geotérmicos es muy alto.

II.4 CENTRALES NUCLEOELECTRICAS

II.4.1 CARACTERISTICAS

En las centrales nucleoelectricas se aprovecha la energia procedente del nucleo del atomo, para transformarla en energia electrica.

El atomo esta formado por una corteza electronica que rodea a un nucleo interior, en el cual esta concentrada practicamente toda su masa. El diametro del atomo es del orden de un Angstrom (10^{-8} centimetros), mientras que el del nucleo es del orden de 10^{-11} centimetros, es decir, unas cien mil veces menor. El nucleo esta constituido por un numero determinado de particulas denominadas nucleones que, al menos cuando estan libres fuera del nucleo se presentan bajo dos formas diferentes: protones y neutrones.

Tradicionalmente el nucleo se describe como un conglomerado de protones pesados, de carga positiva, y de neutrones electricamente neutros, los cuales poseen una masa un poco mas grande que la de los protones. Estos nucleones estan unidos por las denominadas fuerzas nucleares, las cuales solo actuan en una distancia muy corta, teniendo la suficiente fuerza para superar la repulsion electrostatica entre los protones de carga similar.

El nucleo esta rodeado por electrones ligeros cargados negativamente, los cuales ejercen un control sobre las reacciones quimicas y las propiedades fisicas de los materiales.

El nucleo viene caracterizado por dos magnitudes: su numero atomico, que indica el numero de cargas positivas (o protones) que existen en el; y su numero masico, que indica el numero de nucleones (protones y neutrones) que lo constituyen.

De acuerdo a la forma en que se aprovecha la energia nuclear, se pueden distinguir dos tipos o formas, que son: la fisión y la fusión nuclear.

II.4.1.1 Fisión nuclear

La fisión nuclear, es un proceso en el cual el nucleo atomico de algunos elementos pesados se divide en dos partes, llamadas productos de fisión. Este proceso se lleva a cabo bombardeando el atomo de elemento pesado (uranio) con neutrones lentos, lo que provoca que el atomo se divida en dos fragmentos casi iguales, liberandose una gran cantidad de energia (debido a que ocurre una pérdida de masa, que se cuantifica según la ecuación de Einstein, $E = m c^2$, - en una energia cinetica de los fragmentos de fisión y en una energia radiante aun cuando la masa que se pierde en cada reaccion es sumamente pequena, al multiplicarla por la velocidad de la luz al cuadrado y al repetirse millones de veces, se llega a cantidades enormes de energia), cada uno de los nucleos fisionados salen disparados en direcciones opuestas con tremenda velocidad - que sufren varios choques con otros nucleos antes de quedar detenidos, estos a su vez liberan al mismo tiempo otros neutrones, así como isotopos radiactivos (rayos gamma), que vuelven a fragmentar los nucleos de otros atomos, y así sucede una especie de avalancha de rapido crecimiento que es conocida como la reaccion en cadena.

La figura II.4.1.1 muestra una visión de como sucede la fisión nuclear. El núcleo alcanzado absorbe el proyectil y expulsa otras partículas mientras se transforma en un nuevo núcleo. Si en el proceso pierde o gana protones, se convierte en otro elemento; si solo cambia el número de neutrones, se produce otro isótopo del mismo elemento.

La masa original, o sea antes del bombardeo de neutrones, es mayor que después del bombardeo; este defecto de masa corresponde a la energía liberada.

II.4.1.1.a Masa crítica

La cantidad mínima de combustible necesaria para producir una reacción auto-sostenida se denomina masa crítica y de ésta dependen las dimensiones del reactor (ya que debe haber cierta densidad de neutrones producidos).

La forma física de evaluarlo consiste en medir una cantidad llamada factor de reproducción, que es igual al cociente del número de neutrones producidos en un intervalo corto de tiempo entre los neutrones absorbidos por cualquier otro caso, más los neutrones perdidos también en ese intervalo. Si este valor, es igual a la unidad, el reactor se denomina crítico; si es mayor que la unidad, se le llama supercrítico, y si es menor que la unidad se le llama subcrítico. El factor de reproducción desecado de uno, significa que por cada núcleo de uranio-235 que se rompe por lo menos un neutrón se absorbe en otro núcleo de uranio-235 para producir la fisión. Cuando un reactor tiene un factor de reproducción de uno el sistema es crítico y la reacción en cadena continua.

El sistema depende de la cantidad de masa de uranio disponible para la fisión (la masa crítica, que contiene núcleos suficientes para mantener la reacción en cadena).

La concentración natural de 0.7% de uranio-235 contenida en el óxido de uranio es deficiente y obliga a masas críticas grandes con bajo rendimiento, por lo que se produce un enriquecimiento del óxido de uranio convirtiéndolo en el óxido de uranio, con 3% de uranio-235. Aunque esta concentración es relativamente baja, es sin embargo suficiente para mantener la reacción en cadena en el reactor.

En el caso de una bomba atómica se busca una reacción en cadena progresiva y sin control que produzca una explosión, por lo que se disponen dos masas subcríticas de uranio (la masa crítica es del orden de 22 kilogramos), las cuales se juntan para lograr una masa supercrítica y favorecer la reacción nuclear.

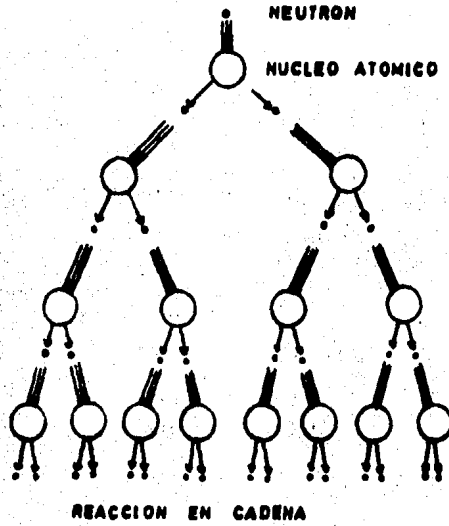
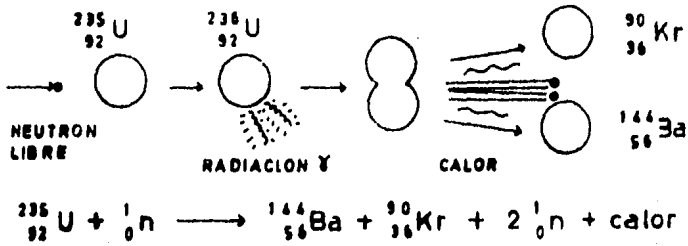
II.4.1.1.b Reacción en cadena

Lo que se pretende es conseguir que la reacción en cadena no se consuma en una explosión casi momentánea; por lo que se tiene que asegurar que de los neutrones liberados por la fisión de cada átomo, un neutrón y sólo uno choque con otro núcleo de uranio-235 y lo fisione.

Los neutrones lentos tienen mayor posibilidad de provocar una reacción de fisión, ya que pasan cerca del núcleo radiactivo durante más tiempo (la sección eficaz de dispersión es mayor para los neutrones lentos).

Hay núclidos (núcleos característicos) fisiónables únicamente con neutrones de mucha energía, llamados neutrones rápidos; éstos son el torio-232, el ura-

FISION NUCLEAR



FUSION NUCLEAR

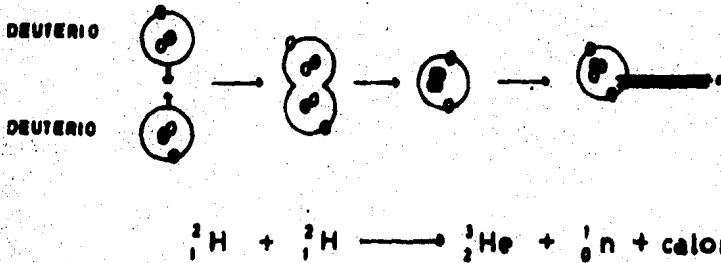


Figura II.4.1.1 Reacciones Nucleares

nio-238. En cambio hay otros que se pueden romper con neutrones de cualquier energía y en particular con neutrones de baja energía, llamados neutrones lentos. Estos son: el uranio-233, uranio-235 y plutonio-239. A este último tipo de núcleos se les llama fíeles para distinguirlos de los primeros.

II.4.1.2 Fusión nuclear

La fusión nuclear consiste en unir dos núcleos de elementos ligeros, para formar un núcleo más pesado cuya masa total es menor que la de los núcleos originales, de lo cual se deriva un exceso de energía (la diferencia de masas es la energía que cede la reacción, de acuerdo a la ecuación de Einstein).

Debido a la carga eléctrica de los protones en los núcleos, éstos se repelen con mayor intensidad a medida que se acercan. Para llegar a la fusión, es necesario vencer la repulsión eléctrica entre los núcleos, lo cual se logra confinando los núcleos (el plasma se disolvería rápidamente, enfriándose, de no ser por las fuerzas externas; el confinamiento se logra mediante campos magnéticos intensos, que actúan como paredes o espejos). En otras palabras se trata de reproducir las condiciones físicas que existen en el Sol, puesto que la energía solar se origina en una serie de reacciones de fusión.

Quando un material confinado se calienta a las temperaturas de fusión, la estructura atómica del material se rompe y se produce un gas de núcleos e iones y electrones que se denominan plasma. El plasma es eléctricamente neutro porque existen tantos electrones (negativos) como protones (positivos), pero los electrones ya no se encuentran ligados a los núcleos para formar átomos, sino que se mueven libremente en el interior del plasma.

Los combustibles más razonables para la fusión son los dos isótopos del hidrógeno: deuterio y tritio, que contienen uno y dos neutrones, respectivamente.

El deuterio se encuentra en el agua ordinaria, los núcleos del átomo de deuterio, constan de un protón y un neutrón. Cuando dos núcleos de deuterio (deuterones) chocan con alta energía dinámica, se funden, esto es, un deuterón atrae ya sea al protón o al neutrón de otro, con la probabilidad de 50-50. Si el deuterón se funde con un protón (liberando el neutrón), se forma helio. Si se combina con el neutrón (quedando libre el protón), se convierte en tritio, un isótopo radiactivo del hidrógeno. Un deuterón y un núcleo de tritio (tritón) se funden más rápidamente que dos deuterones, y esta reacción libera más energía, sin embargo el tritio debe ser generado artificialmente, porque solo se hallan traza de tritio natural. Un método de obtener tritio es bombardeando litio con neutrones lentos, resultando tritio y helio.

Como se ha dicho, la fusión termonuclear requiere una temperatura del medio muy alta del orden de 370 millones de °C para la fusión deuterio-deuterio y de 50 millones de °C para la fusión deuterio-tritio. La temperatura eleva la energía dinámica de las partículas, constituyéndolas en un plasma propio que hace posible la síntesis nuclear. Llegar a esas temperaturas no es nada fácil, pero aún resulta más difícil mantenerlas y tener un control de reacción termonuclear. Para lograr la fusión es necesario acercar los núcleos a distancias del orden de una billonésima de centímetro, venciendo la repulsión -

eléctrica originada por la carga positiva de los núcleos que van a fusionarse y manteniéndolos cercanos por lapsos lo suficientemente largos para permitir que actúe la fuerza nuclear que los obligará, en última instancia, a fusionarse.

II.4.1.3 Reactores de fisión nuclear

Los reactores de fisión nuclear son aparatos en los cuales se puede mantener la fisión nuclear automantenida, pero controlada. Para lograr una reacción en cadena controlada y aprovechar la energía resultante de la fisión nuclear.

II.4.1.3.1 Componentes de un reactor de fisión nuclear

Esencialmente son los siguientes:

- a) El combustible nuclear.
- b) El moderador.
- c) El refrigerante.
- d) El reflector.
- e) Elementos de control.
- f) Pantalla de protección.

a) El combustible nuclear.- Existen tres tipos de materiales fisionables, que pueden mantener una reacción en cadena, por lo que, pueden utilizarse como combustible nuclear en un reactor: el uranio-235 (0.7% en el uranio-238), el uranio-233 (obtenido artificialmente irradiando torio-232), y el plutonio-239 (obtenido artificialmente irradiando uranio-238).

Solamente el primero de estos tres combustibles nucleares, existe en estado natural; los otros dos se producen artificialmente en reactores nucleares. El uranio-235 sólo se encuentra en la naturaleza unido al uranio-238, y la proporción es del orden de una parte de uranio-235 por ciento cuarenta partes de uranio-238. El uranio-238 que es el más abundante en la naturaleza produce fisión sólo si se bombardea con neutrones rápidos, mientras que el uranio-235 se puede fisiónar con neutrones lentos.

El combustible nuclear puede ser sólido o líquido en el reactor. Los combustibles sólidos tienen formas de barras, varillas, placas, tubos, etc.. Pueden ser metálicos, presentarse en forma de aleaciones metálicas, metales sintetizados, materiales cerámicos, etc.. Es necesario dejar entre los elementos que se emplean en el núcleo un espacio suficiente para que pueda circular un refrigerante que debe eliminar el calor originado en el combustible nuclear. El combustible nuclear sólido debe disponerse en una red bien determinada que debe permitir la introducción de elementos de control y seguridad. Por otra parte, los combustibles sólidos están por lo general provistos de una vaina destinada a evitar que se corraen por la acción de los refrigerantes usuales. La absorción de neutrones por la vaina no debe ser importante; además debe asegurarse una buena "unión" entre el combustible y el refrigerante. Los combustibles líquidos son sales de elementos fisionables en solución en el agua, agua pesada, etc., o también la forma fundida del combustible metálico.

b) El moderador.- El papel del moderador es rebajar la velocidad de los neutrones que quedan libres a causa de las sucesivas fisiones de los átomos que constituyen los materiales fisionables, ya que los neutrones lentos tienen mayor posibilidad de provocar una reacción de fisión, ya que pasan cerca del núcleo radiactivo durante más tiempo. Los materiales moderadores han de tener una serie de propiedades, entre las cuales las más importantes son: que tengan pocas partículas en su núcleo, para que resulten muy difíciles de romper por choque de un neutrón procedente de anteriores fisiones; que sean elásticos, para que absorban una parte de la energía cinética del neutrón incidente también que no sean sustancias absorbentes de neutrones rápidos, ya que de lo contrario no sería posible la reacción en cadena, necesaria para el funcionamiento del reactor nuclear, porque faltarían neutrones libres para mantenerla. Los moderadores utilizados con mayor frecuencia son: el agua natural, el agua pesada (dióxido de deuterio), el berilio, y el grafito.

c) El refrigerante.- Los materiales refrigerantes tienen una importantísima misión en los reactores nucleares: por un lado, el transporte de la energía calorífica producida en el reactor hasta los cambiadores térmicos; por otro lado, refrigerar el reactor, evitando su sobrecalentamiento.

El refrigerante debe tener las siguientes propiedades: ser buen conductor del calor, con objeto de poder realizar el transporte de la energía térmica con pequeñas pérdidas; tener un bajo punto de fusión, con lo que se necesitará poca energía calorífica para llevar el refrigerante hasta dicho punto; tener un alto punto de ebullición, para poder ser utilizado a las altas temperaturas presentes en el reactor; tiene que ser poco absorbente de neutrones, y no tener propiedades corrosivas, ni ser atacado por los ácidos y las sustancias que se producen en las reacciones nucleares.

Los refrigerantes utilizados pueden ser líquidos o gaseosos. Entre los refrigerantes líquidos pueden distinguirse: el agua natural, el agua pesada, los líquidos orgánicos (tipo difenilo), las sales fundidas, y los metales fundidos (sodio, plomo, mercurio, etc.).

Entre los refrigerantes gaseosos utilizados, se encuentran: aire, nitrógeno, dióxido de carbono, helio, etc.

d) El reflector.- El papel del reflector es disminuir las "fugas" (pérdidas) de neutrones en las paredes del núcleo del reactor. Una ceram que rodea al núcleo del reactor y contiene productos fértiles (torio-232, uranio-238) permite a veces capturar los neutrones que huyen del núcleo y, al absorberlos, se producen en ella materiales fisionables (torio-232 \rightarrow uranio-233; uranio 238 \rightarrow plutonio-239). Para la parte de neutrones no capturados, la ceram actuará como reflector. Todos los materiales moderadores pueden servir también como materiales reflectores puesto que, sobre ellos, parte de los neutrones sufren repetidas reflexiones. De esta manera, se puede emplear el grafito como material reflector. Para el material reflector ser eficaz, el mejor de todos, es el circonio que, además resulta insustituible en los reactores reproductores pues obliga a los neutrones a volver a la materia fisionable.

e) Elementos de control.- Las barras de control o absorbentes de neutrones - se utilizan para los elementos de control, de seguridad y compensación; estos materiales absorbentes, limitan las reacciones nucleares en cadena, absorbiendo los neutrones sobrantes y haciendo el proceso regulable evitando que estas reacciones se sucedan con tal rapidez, que produzcan una explosión atómica.

Los materiales utilizados como reguladores de una reacción nuclear son: - el boro, el hafnio, el cadmio, etc.

La función de las barras es controlar la potencia del reactor el grado de poder pararlo inmediatamente (el control se efectúa introduciendo o extrayendo las barras en el reactor; al sumergirse las barras absorben gran cantidad de neutrones, con lo cual se logra que aumente la potencia del reactor; al extraerse las barras la potencia tiende a disminuir).

f) Pantalla de protección.- Las pantallas de protección tienen por objeto reducir la intensidad de las radiaciones que escapan del reactor a un valor admisible desde el punto de vista de la seguridad del personal. La pantalla intercepta los rayos radiactivos y los neutrones. Para las pantallas de protección, se utilizan diferentes hormigones (más o menos pesados) y el plomo, que es muy resistente a los ácidos y es el mejor de todos los materiales de arantallamiento conocido.

II.4.1.3.2 Tipos de reactores de fisión nuclear

Existen diferentes diseños de reactores nucleares que obedecen a características de operación, consideraciones económicas, exigencias del combustible etc.

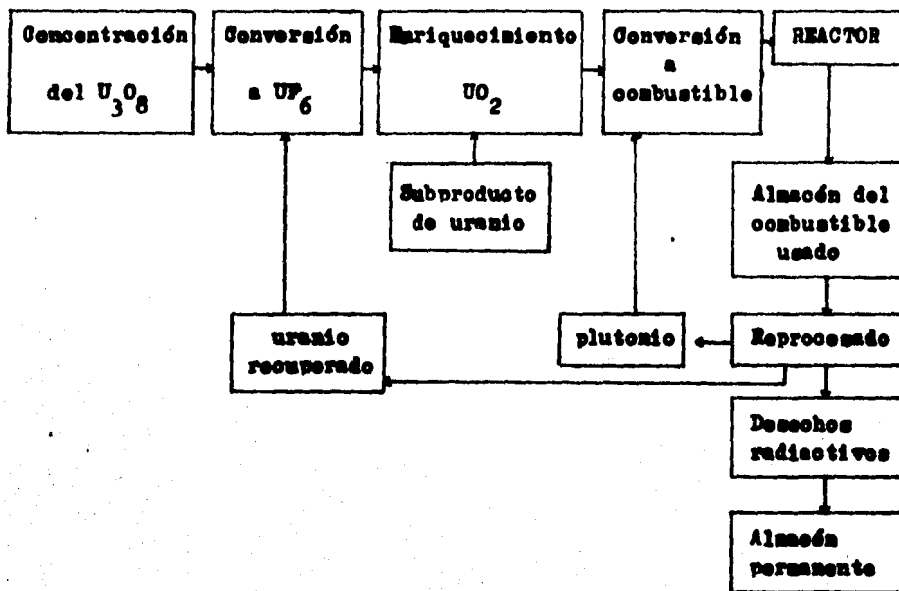
En la actualidad, se encuentran en operación varios tipos como son: Los Reactores de agua ligera (LWR) en un 90%; Los Reactores de agua pesada (HWR) en un 7%; Los Reactores de alta temperatura (HTR) en un 3%. Antes del año 2000 - se espera la comercialización del Reactor autogenerador o Reactor de orfa (FBR).

II.4.1.3.2.a Reactores de agua ligera (LWR)

Entre los reactores de agua ligera u ordinaria hay dos tipos: Reactores de agua a presión (PWR), en los que el agua se encuentra a unas 150 atmósferas y 600 °F; Reactores de agua hirviendo (BWR), donde el agua está a unas 70 atmósferas y a más de 1,000 °F.

Los reactores de agua a presión están más generalizados, pero ambos tipos emplean el mismo ciclo de combustible.

El ciclo de combustible para los reactores de agua ligera (LWR) se presenta en el cuadro II.4.1.3.2.a



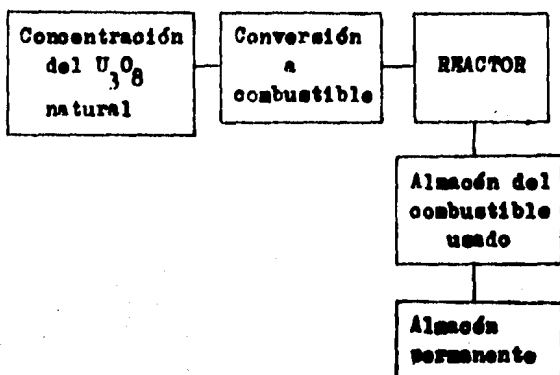
Cuadro II.4.1.3.2.a Ciclo del combustible de un Reactor de agua ligera.

II.4.1.3.2.b Reactores de agua pesada (RVA) e Reactores CANDU

Los reactores de agua pesada utilizan uranio natural como combustible, pero exigen una gran cantidad de agua pesada y pequeñas cantidades durante la operación para reponer las pérdidas de la misma. Las plantas que utilizan agua pesada son costosas porque gastan mucha energía, aunque se evitan los gastos de enriquecimiento del uranio.

El ciclo de combustible es mucho más sencillo que el ciclo para los reactores de agua ligera, según se puede apreciar en el cuadro II.4.1.3.2.b

En el ciclo de combustible para el reactor de agua pesada, el uranio se utiliza una sola vez y no se reprocesa; pero en este ciclo se evita el paso a hexafluoruro de uranio UF_6 y el paso del enriquecimiento que es muy costoso, pero tiene la desventaja de incrementar los subproductos de uranio.



Cuadro II.4.1.3.2.b Ciclo del combustible de un reactor de agua pesada

II.4.1.3.2.c Reactores de alta temperatura (HTR)

El desarrollo con éxito de los HTR puede abrir nuevas aplicaciones a la energía nuclear, ya que se espera que tales sistemas de reactores puedan producir calor a altas temperaturas para propósitos industriales específicos, como por ejemplo la gasificación del carbón y la producción de hidrógeno.

Reactores de este tipo se han construido en varios países, pero aún no ha sido visible su comercialización a gran escala como los tipos de reactores antes mencionados.

II.4.1.3.2.d Reactores autoconversores (FTR)

Los reactores autoconversores o reproductores o de cría, están destinados a transformar el material fértil en material combustible, considerándose secundaria la producción de calor para su posterior transformación de energía eléctrica; estos reactores producen mayor cantidad de combustible de la que consumen.

Constan de un núcleo combustible de uranio-235, rodeado de varias capas de material fértil, constituido por uranio-238; en el material fértil se va produciendo plutonio-239 que, posteriormente, se empleará en el núcleo para producir aún más plutonio. Otras veces, el material fértil es torio-232 y entonces se produce, como material combustible, el uranio-233 que, posteriormente, sustituirá en el núcleo al uranio-235. En ambos casos, el exceso de materiales combustibles producidos (plutonio-239 y uranio-233) se empleará después en las centrales nucleares para la producción de energía eléctrica.

II.4.1.4 El reactor de fusión nuclear

Hay en la Tierra suficiente combustible barato, disponible en un pequeño volumen de hidrógeno de los océanos, para satisfacer el actual consumo mundial de energía durante más de 5,000 millones de años.

Los reactores nucleares de fusión podrían producir electricidad en cantidades casi ilimitadas, y crear combustibles sintéticos para sustituir al gas natural y al petróleo.

Las dificultades que hay que vencer para llegar a obtener un reactor comercial de fusión aún son muchas, pero durante los últimos años se han conseguido avances importantes que hacen suponer que la meta se podrá alcanzar dentro de las primeras décadas del siglo XXI.

Actualmente el mejor experimento magnético logrado requiere de cantidades de energía 50 veces mayores para calentar el plasma que la energía que produciría como reactor de fusión.

La primera máquina diseñada para lograr la fusión nuclear se denomina "Tokamak" que fue lograda por científicos del Instituto Kurchatov de Moscú. Este dispositivo, en forma de dona o rosca, pretende obtener los valores críticos o de ignición (para una reacción autosostenida) de tres parámetros: la densidad de los núcleos por fusionarse, la temperatura de éstos y el tiempo de enfriamiento de la región del espacio donde ocurrirá la fusión. Estos valores son muy elevados pues corresponden a las condiciones físicas que existen en el interior del Sol.

Cuando un gas se eleva a temperaturas suficientemente altas, los electrones que rodean a los núcleos se disocian de éstos y se forman dos gases monoatómicos: uno de núcleos e iones y el otro de electrones. A este estado de la materia se le denomina plasma, y conforma el ingrediente principal o fundamento de un reactor de fusión. Sin embargo, estas temperaturas lograrían derretir, e en el mejor de los casos, dañar seriamente las paredes del recipiente que contienen el plasma. Para evitar este fenómeno, es posible confinar el plasma mediante campos magnéticos que actúan como paredes y que son producidos por enormes imanes.

En este tipo de reactores se han logrado temperaturas de 82 millones de grados centígrados, pero a costos muy elevados.

Se está buscando afanosamente en diversas partes del mundo alcanzar y sobrepasar el largamente esperado punto compensatorio, esto es, cuando la energía de fusión obtenida sea igual a la que se necesita para calentar el plasma.

La ignición y una reacción duradera son los dos objetivos principales en la fase de demostración de la posibilidad científica de la fusión nuclear. Las dificultades que se tienen para obtener la fusión nuclear controlada son las siguientes:

a) Puesto que los núcleos son partículas con cargas eléctricas positivas, la fuerza electrostática hace que se repelan. Por lo tanto es necesario vencer dicha repulsión para que se acerquen y se fundan. En el Sol y las estrellas la fuerza electrostática es vencida por la fuerza gravitacional que atrae a la materia.

Una forma de conseguirlo es elevando la temperatura del combustible hasta unos 100 millones de grados Kelvin, de tal forma que los dos núcleos choquen a las velocidades necesarias para vencer la repulsión electrostática. A esta temperatura, los núcleos y electrones de que esta compuesta la materia forman una mezcla de gases de partículas cargadas, cuyas propiedades físicas son distintas a las usuales.

b) El diseño de enormes imanes toroidales capaces de producir campos magnéticos de suficiente magnitud. Para ello es necesario recurrir a aleaciones superconductoras y resistentes del tipo niobio-aluminio y niobio-estroncio.

c) El diseño de estructuras mecánicas capaces de resistir grandes fuerzas torsionales y resistentes a la fatiga.

d) El diseño de materiales que absorban eficientemente el intenso flujo de neutrones que se producen en las reacciones de fusión, las cuales no tienen carga eléctrica de manera que es difícil tecnológicamente frenarlos.

e) La fabricación de suficiente tritio, el cual forma parte del combustible de la fusión nuclear y el manejo de este material, altamente radiactivo en las concentraciones necesarias para un reactor en pleno régimen.

f) El mantenimiento y manejo a distancia de la máquina son notablemente más complejos que los de un reactor de fisión, debido a la dificultad intrínseca de acceso a las partes más internas.

La figura II.4.1.4 muestra el esquema de un reactor de fusión nuclear.

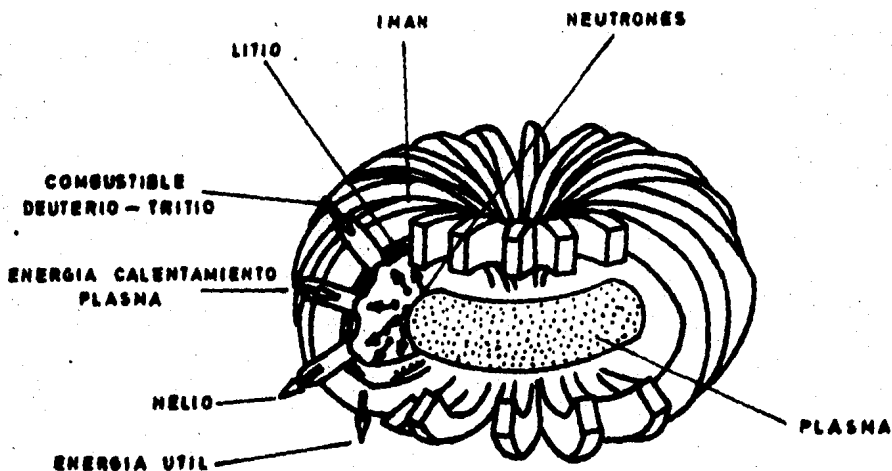


Figura II.4.1.4 Esquema de un reactor Tokamak

II.4.2 FUNCIONAMIENTO DE LAS CENTRALES NUCLEOELECTRICAS

II.4.2.1 FUNCIONAMIENTO DE UNA CENTRAL NUCLEOELECTRICA DE FISION

El ciclo de trabajo de una central nucleoelectrica de fisión es semejante al de una central termoelectrica convencional, la única diferencia radica en el reactor nuclear.

Independientemente del tipo de reactor utilizado, el funcionamiento de la central es el siguiente:

El calor producido en el reactor nuclear es la energía utilizada para ser transformada en energía eléctrica. Este proceso de transformación no es directo del todo, ya que sigue dos fases.

En la primera fase el calor es transmitido a un fluido especial que circula a elevada presión. Se emplean como fluidos: sólidos fundidos como sodio; líquidos como agua o agua pesada; y gases como aire o anhídrido carbónico. En la segunda fase, el fluido circulante pasa a un intercambiador de calor. En este dispositivo, el calor desprendido sirve para calentar agua y convertirla en vapor. El intercambiador tiene la misma función que una caldera en una central termoelectrica clásica. A partir de aquí, el resto del ciclo es idéntico al de una central térmica: el vapor acciona una turbina y ésta a un generador eléctrico, después se condensa y entra de nuevo, en forma líquida en el intercambiador de calor para reanudar el ciclo.

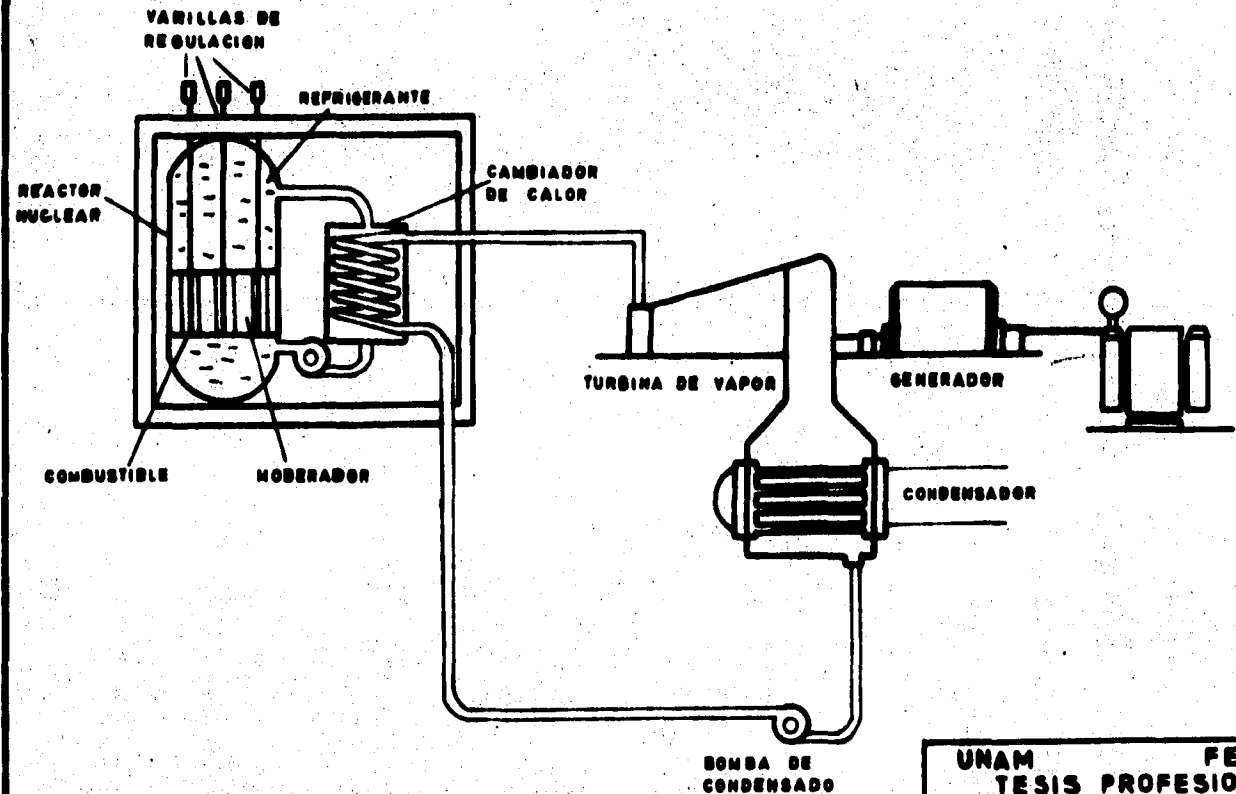
En la figura II.4.2.1 puede apreciarse el diagrama esquemático de una central nucleoelectrica de fisión.

II.4.2.2 FUNCIONAMIENTO DE UNA CENTRAL NUCLEOELECTRICA DE FUSION

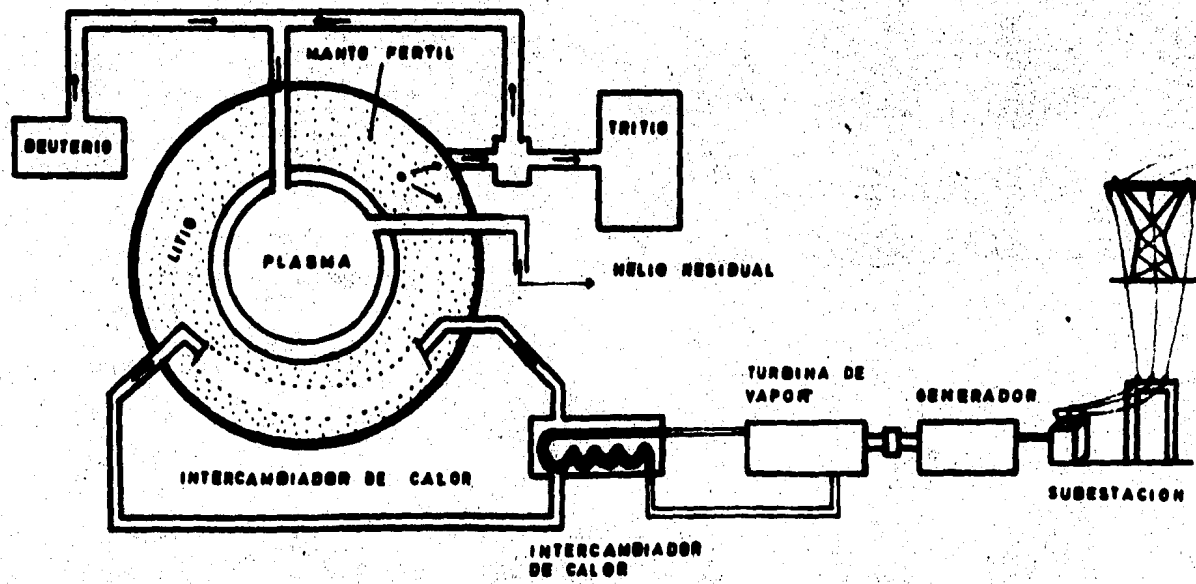
El funcionamiento de una central de fusión es el siguiente:

Se empieza por inyectar el combustible en el reactor de fusión; se calienta y confina el plasma para conseguir la reacción deseada; los neutrones producidos llegan a un manto de litio, en donde se produce tritio que más tarde será empleado como combustible; al mismo tiempo se recupera el helio residual de la cámara de combustión; un intercambiador de calor recoge la energía del manto de litio y lo lleva a un intercambiador de vapor; simultáneamente se recupera el tritio producido en el manto; el vapor producido se condensa hasta una turbina de vapor, la cual acciona un generador eléctrico que se encarga de administrar la energía eléctrica que posteriormente será llevada a la subestación de la central para elevar su tensión para un transporte más económico hacia los centros de consumo.

En la figura II.4.2.2 se muestra el diagrama esquemático de una central nucleoelectrica de fusión.



UNAM FES-C
TESIS PROFESIONAL
I. M. E. FIGURA II.4.2.1
ESQUEMA DE UNA CENTRAL NUCLEOELECTRICA DE FISION



UNAM FES-C
TESIS PROFESIONAL FIGURA
I. M. E. II.4.2.2
ASPECTO DE UNA CENTRAL
NUCLEOELÉCTRICA DE
FUSIÓN

II.4.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS CENTRALES NUCLEOELECTRICAS

II.4.3.1 CENTRAL NUCLEOELECTRICA DE FISION

Principales ventajas :

a) Tecnologías Indirectas

- Participación en sistemas de investigación y desarrollo avanzados.
- Excedente de vapor para las industrias de transformación.
- Industria Radioquímica.
- Equipos avanzados para tratamientos médicos.
- Aplicaciones de los radioisótopos para la industria/educación.

b) Industriales Directas

- Desarrollo de la industria minera (y elaboración de torio).
- Desarrollo de los bienes de capital para los componentes nucleares.
- Programa de construcción de grandes capitales.
- Desarrollo de industrias livianas especializadas, tales como la electrónica.
- Avance de la educación técnica.

e) Energía Eléctrica barata y abundante

- Descentralización de la industria.
- Mayor productividad agrícola.
- Mejor calidad de vida para las zonas más remotas.
- Mayores oportunidades para el desarrollo personal y recreación de la población rural.

d) Energéticas

- 1 kilogramo de uranio produce una energía equivalente a la generada por 11,800 barriles de petróleo crudo, lo que permite el ahorro de hidrocarburos.

Principales Desventajas :

- Se requiere de una enorme inversión económica.
- Dependencia tecnológica del extranjero.
- Puede ocasionar consecuencias ecológicas (en caso de accidente o ataque).
- Los desechos radiactivos son peligrosos y pueden ocasionar graves problemas y además requieren de dispositivos especiales de seguridad.
- Los combustibles nucleares son escasos y de difícil extracción metalúrgica y de transporte.
- Resulta muy difícil encontrar materiales que reúnan las propiedades necesarias para el buen funcionamiento del reactor nuclear.

II.4.3.2 CENTRAL NUCLEONÉTRICA DE FUSIÓN

Principales ventajas :

- Es una fuente de energía de operación inherentemente segura que no tiene posibilidad de explosión.
- No utiliza ni produce materiales nucleares que tengan posibilidad de ser usados con fines militares.
- Arrojarían sólo una pequeña fracción del desperdicio radiactivo de las acty alas plantas de fisión nuclear, y esos residuos serían tóxicos sólo durante décadas, en vez de serlo durante miles de años.
- El combustible (deuterio) y el moderador para oría de tritio (litio) existen en cantidades grandes a costos muy bajos. El costo de extracción del deuterio del agua es reducido, pudiendo estimarse en 2% del costo del carbón.

Principales desventajas :

- Presenta problemas en todos sus aspectos tanto científico, tecnológico y económico.
- Los reactores de fusión posiblemente tengan que ser demasiado grandes, costosos y caros para que sirvan como buenos reactores comerciales.

II.5 CENTRALES SOLARES

II.5.1 CARACTERISTICAS

En las centrales solares se transforma la energía de la radiación solar - en energía eléctrica. La generación de energía eléctrica mediante energía solar, puede llevarse a cabo mediante dos métodos de captación generalizados, - que son: el método directo y el método indirecto.

A continuación se describen ambos métodos.

1) Método directo (Conversión fotovoltaica)

Este método se basa en las propiedades de algunos sólidos conocidos como semiconductores, que permiten a estos materiales generar una carga eléctrica capaz de producir trabajo útil al exponerse a la luz solar.

Las celdas fotovoltaicas o celdas de capas-límites, constan de una unión (p-n) en un semiconductor entre una capa positiva (p) que contiene cargas positivas móviles e "huecos" y una carga negativa (n) con cargas móviles negativas (electrones). Cuando la luz de suficiente energía penetra al cristal, los electrones son liberados y se produce un flujo de éstos hacia un electrodo, y a través de un alambre, fluyen hacia el otro electrodo donde se combinan con los "huecos" positivos. Una barrera en la unión p-n evita la recombinación al instante de electrones y "huecos" forzando a que los electrones fluyan por el alambre, generando en esta forma electricidad utilizable.

En el proceso fotovoltaico la energía solar se transfiere a los electrones del semiconductor al chocar un fotón de la luz con un átomo del material, con la suficiente energía como para sacar un electrón de su posición fija - (banda de valencia) y que se mueva libremente en el material (en la banda de conducción) quedando entonces un "hueco" o lugar vacante para un electrón en el sitio de la colisión; estos "huecos" pueden moverse si un electrón vecino deja su lugar para ocuparlos. Se crea entonces una corriente si los pares de electrones y huecos (que actúan como carga positiva) se separan por un voltaje intrínseco en el material de la celda. La forma común para producirlo es crear una discontinuidad abrupta en la conductividad del material de la celda añadiendo pequeñas impurezas de dos tipos de material puro; al silicio, por ejemplo, se le puede agregar boro y fósforo. Esto es lo que se conoce como - unión p-n. La corriente es recogida por una red de contactos metálicos en ambas caras de la celda (ver la figura II.5.1.1). El voltaje intrínseco puede también producirse juntando dos materiales semiconductores diferentes como - sulfuro de cadmio con sulfuro cupreo ($CdS-Cu_2S$), creando una "heterounión"; o juntando un semiconductor a un metal como silicio amorfo y platino, creando lo que se conoce como una barrera Schottky.

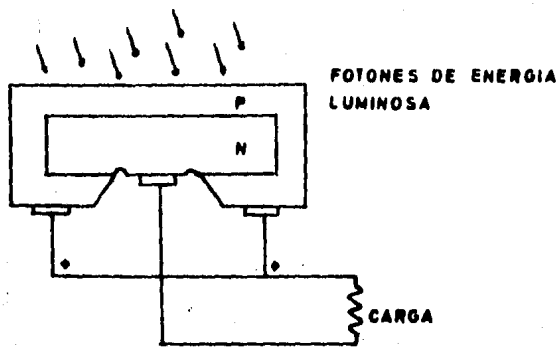


Figura II.5.1.1 Área seccional de una unión de silicio p-n de una celda solar.

2) Método Indirecto (Conversión Termoelectrónica)

En este tipo de aprovechamiento de la energía solar se emplea un captador e absorbedor solar conocido como colector solar. Existen dos tipos básicos de estos colectores solares: los colectores planos y los colectores de enfoque.

La mayoría de los colectores solares tienen cinco componentes básicos, - que son los siguientes:

- 1.- Cubierta transparente formada por una o más hojas de vidrio o plástico.
- 2.- Placa absorbente, por lo común de metal de alta conductividad térmica y - con superficie negra.
- 3.- Tubos o conductos integrados o conectados a la placa, por los que circula el fluido.
- 4.- Material aislante que rodea la placa para minimizar pérdidas de calor.
- 5.- Recipiente para proteger de la intemperie los demás materiales.

El funcionamiento de un colector solar es el siguiente:

El colector solar es una superficie (que puede ser plana o parabólica) constituida por una placa metálica buena conductora de calor (cobre, aluminio, acero galvanizado o hierro) a la que van adaptados los tubos (de cobre o hierro) por los que circula el agua que se trata de calentar. La superficie de captación así constituida se pinta generalmente de negro para favorecer la absorción del calor, bien por radiación directa o difusa. Se monta este sistema sobre un bastidor de madera o hierro y se protege la cara frontal con un vidrio que evita pérdidas de calor por corrientes de aire. La parte posterior del colector se recubre con un material aislante. El colector se coloca mirando al Sol y con una inclinación correspondiente a la latitud del lugar. La adecuada orientación e inclinación de la placa colectora permite una mayor captación de la energía solar disponible. Pero no toda la energía que incide sobre un colector es aprovechable. Hay varias pérdidas que afectan su eficiencia: la reflexión de la cubierta transparente y de la placa absorbente, absorción de la cubierta transparente y reflexión por vuelta en la cubierta. Hay también -

pérdidas por rerrradiación, conducción y convección.

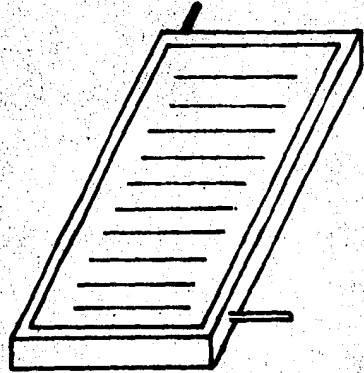
El agua fría entra por el cabezal inferior, se reparte y asciende por todos los tubos de calentamiento y se recoge en el cabezal superior, desde donde circula por la tubería de agua caliente o vapor.

La absorción de un colector plano es del orden de 80 a 95% pero la energía calorífica que se retiene es del orden del 50 al 70%, mientras que el resto es absorbida o reflejada. Con este tipo de colectores se logran temperaturas de calentamiento de 65 °C hasta 150 °C con un rendimiento de 30 a 50%.

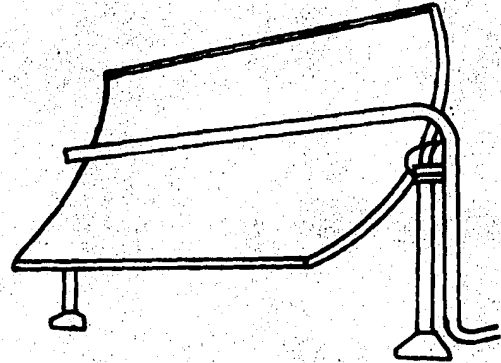
Los colectores planos no son convenientes como fuente caliente de un sistema de generación de vapor para mover turbinas y producir electricidad, ya que el gradiente de temperatura es pequeño y requeriría el movimiento de grandes volúmenes de fluido para obtener potencias razonables.

Los colectores de espejo tienen la superficie de captación en forma de medio cilindro parabólico permitiendo concentrar la radiación en una línea focal donde se puede colocar el tubo que conduce agua, lo que puede alcanzar esas temperaturas de 400 a 750 °C. Como colector concentrador exige una incidencia normal de la radiación, por lo que se necesita dar al colector un movimiento sincrónico con el Sol, si es que se quiere tener un buen rendimiento, el cual puede variar entre 50 y 70%. Aunque las temperaturas que se logran con este colector son más altas que con el colector plano, la cantidad de agua que se puede calentar es relativamente menor, por tener un solo tubo expuesto a toda la radiación del colector. Sin embargo, este tipo de colector es el que puede dar mejor resultado para la generación de electricidad por sus temperaturas que puede operar.

En la figura II.5.1.2 se puede apreciar la estructura de estos dos tipos de colectores solares.



COLECTOR SOLAR PLANO



COLECTOR SOLAR DE ENFOQUE

FIGURA II.3.1.2 TIPOS DE COLECTORES SOLARES

II.5.2 FUNCIONAMIENTO DE LAS CENTRALES SOLARES

Anteriormente se describieron los tipos de transformación de la energía solar en energía eléctrica. A continuación se describirá el funcionamiento de las centrales solares que utilizan estos tipos.

II.5.2.1 CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA

La unidad básica de los sistemas fotovoltaicos consiste en un arreglo de celdas conectadas en serie y en paralelo, formando un módulo o panel, para generar la potencia y el voltaje adecuados. La conversión directa de energía solar en electricidad hace uso de las propiedades del efecto fotovoltaico en un material semiconductor. Los dispositivos que realizan esta función son conocidos como celdas solares. Cuando una celda solar es iluminada por el Sol aparece en sus extremos una diferencia de potencial de corriente directa del orden de 0.5 volts y una densidad de corriente de alrededor de 30 miliamperes por centímetro cuadrado. La corriente total depende de la superficie expuesta a la iluminación. Así, una celda solar es inherentemente un generador de baja potencia. Para su utilización práctica es necesario asociar un gran número de celdas en serie o paralelo para incrementar la potencia. En general, para tener en cuenta la intermitencia de la energía solar se hace necesario poder almacenar la energía producida; lo que se realiza por medio de acumuladores. Un generador solar, un banco de acumuladores, la aplicación de un sistema de control, una subestación inversora y una elevadora, constituye lo que se conoce como central solar o un sistema fotovoltaico.

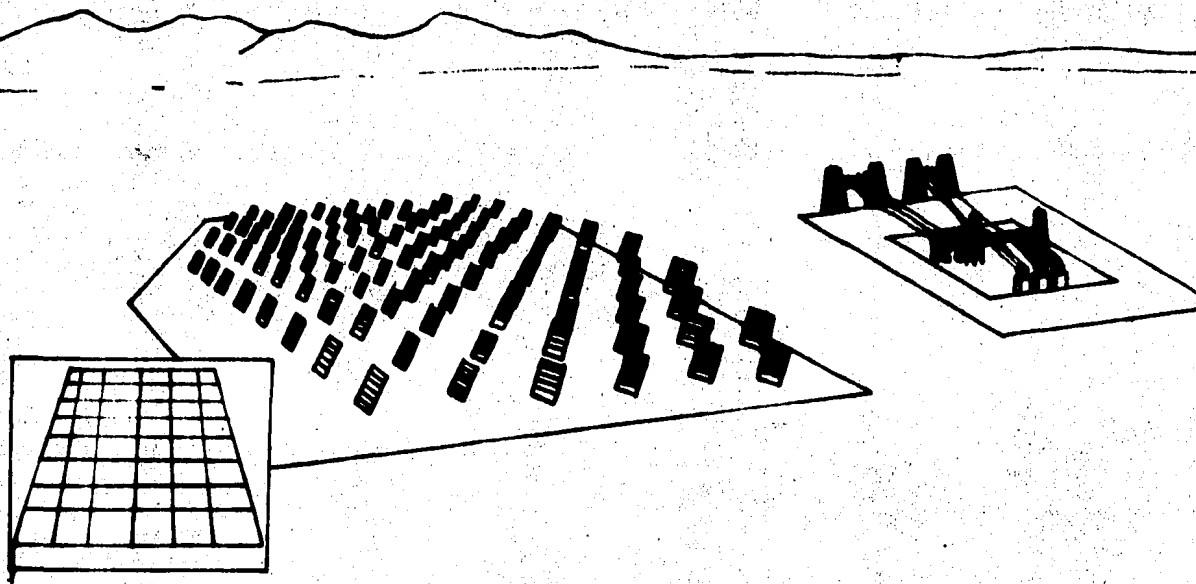
En la figura II.5.2.1 puede apreciarse el aspecto de una central solar fotovoltaica.

II.5.2.2 CENTRAL SOLAR TERMOCÉLÉTRICA

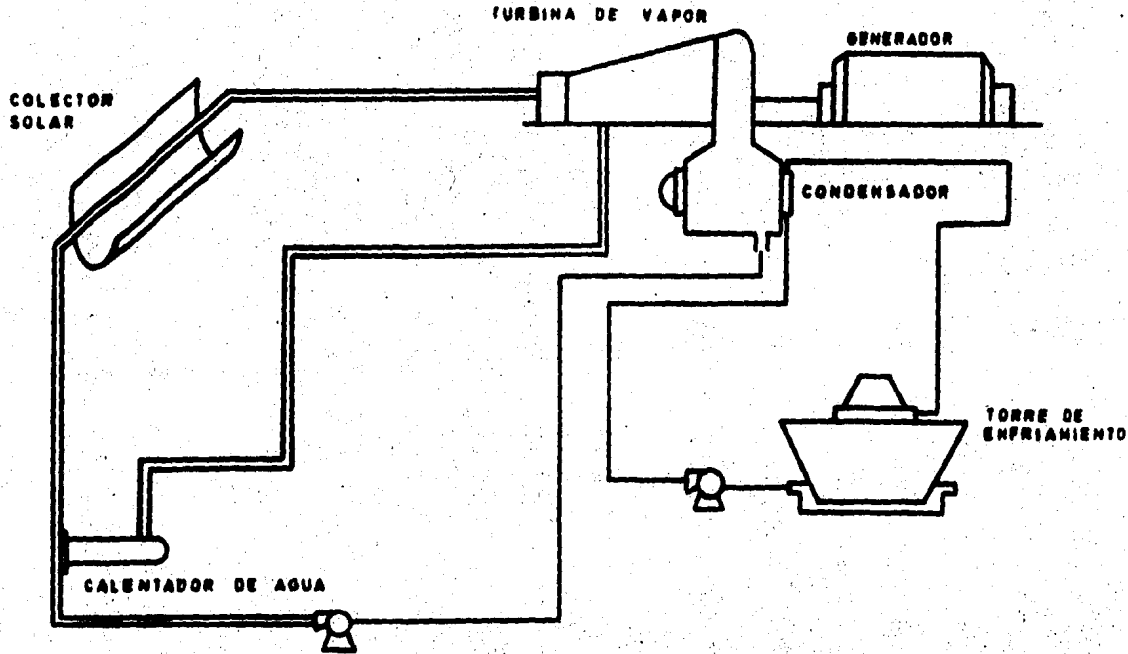
La conversión de energía solar en energía mecánica y eléctrica por vía térmica se realiza por ciclos termodinámicos; éstos son básicamente iguales a los que emplean las plantas generadoras convencionales que trabajan a base de combustibles fósiles.

La conversión indirecta de la energía solar comprende dos etapas: La primera etapa es la de conversión térmica, la cual se inicia desde que se recibe el calor solar (radiación) en un captador cilíndrico-parabólico, donde dicho calor es transmitido al fluido de trabajo, que se encuentra en el tubo ubicado en el foco del captador, convirtiendo el fluido en vapor a alta presión. La segunda etapa consiste en el aprovechamiento del vapor obtenido, para llevar a cabo la conversión termoelectrónica. El vapor obtenido es aprovechado en una turbina de vapor, por lo que se convierte la energía calorífica en energía mecánica de movimiento. Finalmente, se aprovecha la energía mecánica que proporciona la turbina acoplándole a ésta un generador eléctrico a su eje para obtener así la energía eléctrica.

En la figura II.5.2.2 puede apreciarse el aspecto de una central solar termoelectrónica.



UNAM FES-C
TESIS PROFESIONAL FIGURA
I. M. E. II.5.2.1
ASPECTO DE UNA CENTRAL
SOLAR FOTOVOLTAICA



- 118 -

UNAM FES-C
 TESIS PROFESIONAL
 I. M. E. FIGURA
 II.5.2.2
 ASPECTO DE UNA CENTRAL
 SOLAR TERMoeLECTRICA

II.5.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS CENTRALES SOLARES

Principales ventajas :

a) Energía Solar

- Es una fuente de energía prácticamente inagotable por lo que se le puede considerar como un recurso renovable.
- Es abundante, puesto que se encuentra en todas partes de la Tierra.
- Es una fuente energética barata que está al alcance de todos, y no produce contaminación.

b) Centrales Fotovoltaicas

- Como es un método directo, no utiliza partes móviles ni ciclo termodinámico alguno, los conversores tienen grandes tiempos de servicio.
- Los módulos pueden acoplarse económicamente a la demanda de energía eléctrica requerida sin necesidad de emplear economías de escala, lo que permite que el sistema sea flexible.

c) Centrales Térmicas

- Con el método indirecto a pesar de que existen mayores pérdidas (térmicas, mecánicas, etc.), es posible generar potencias eléctricas medias.
- En cuanto a economía se refiere, la utilización del agua natural como fluido de trabajo y la existencia de gran cantidad de equipo de vapor en el mercado, es bastante considerable.
- La técnica del aprovechamiento del vapor y todo lo relacionado con él, se encuentra bastante desarrollada, reduciéndose el riesgo de problemas o efectos imprevistos en su manejo.

Principales desventajas :

a) Energía Solar

- Plantea el problema de almacenamiento de energía, ya que el suministro de la radiación solar es discontinuo, mientras que las necesidades son permanentes.
- La inversión inicial para la instalación de una central es muy alta.

b) Centrales Fotovoltaicas

- Su eficiencia es baja, ya que depende de los materiales utilizados para fabricar las células solares.
- La tecnología de fabricación de células y módulos solares, están en una etapa de intensa evolución. Si bien existe una tecnología comercial principal más o menos definida, no existe un patrón que sea recomendable.

c) Centrales Térmicas

- El mantenimiento de los colectores solares es costoso.

II.6 CENTRALES EOLICAS

II.6.1 CARACTERISTICAS

Para que la energía del viento encuentre utilización en un sistema de conversión con fines prácticos, es preciso que el viento ofrezca ciertas características mínimas para el nivel de utilización que se pretende. Sin duda la más importante es la regularidad con que se manifiesta el viento, unida a ciertas condiciones de velocidad más o menos constantes. De esta manera la turbina de conversión o dispositivo de aprovechamiento de la energía dinámica del viento se podrá concebir con determinadas características que permitan obtener rendimientos aceptables justificando la inversión que exige una instalación de esta índole.

Los vientos que ofrecen mayor garantía para ser aprovechados son los alisios y las brisas del este, y en ciertos casos los vientos periódicos. Los vientos centralíticos si son regulares, pero circulan a un nivel muy alto sobre el suelo y a la energía de los vientos circunstanciales no se le encuentra utilización.

II.6.2 FUNCIONAMIENTO DE UNA CENTRAL EOLICA

La captación de la energía del viento se efectúa por medio de sistemas aerodinámicos conversores (turbinas eólicas) que transforman la energía del viento en energía mecánica de movimiento o rotación, la cual es transformada en energía eléctrica.

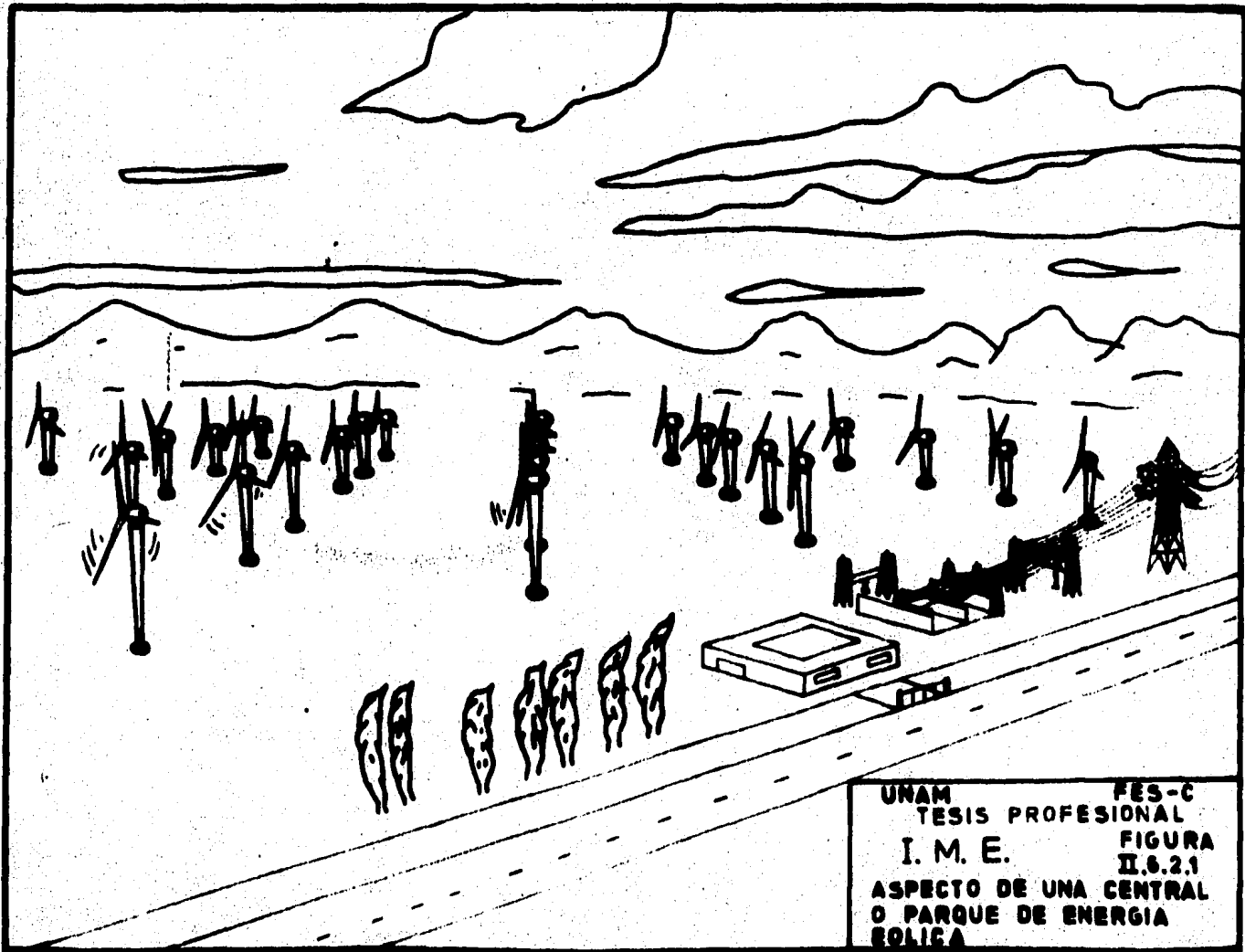
El viento hace girar la rueda de agua o turbina eólica, las hélices son del tipo de avión de dos o tres aspas, de paso variable, para regular la acción del viento en el rotor, de manera que el eje siempre gire a un cierto número de revoluciones por minuto aunque la velocidad del viento varíe un poco en un rango pequeño del nominal.

Mediante un sistema de engranes y correas, se transmite la acción del eje de la hélice, al cual va acoplado un generador eléctrico que es el encargado de suministrar la energía eléctrica al sistema de distribución.

Para vientos inferiores a la velocidad nominal (según el diseño de la turbina) la hélice permanece quieta y para los vientos fuertes, la hélice se bloquea, evitando acciones peligrosas en ella.

Cabe mencionar que para obtener potencias razonables que puedan servir para el suministro de energía eléctrica a nivel comercial, es necesario disponer de un buen número de turbinas eólicas, agrupadas en lo que se denomina central o parque eólico.

Como ejemplo de este tipo de central se muestra la figura II.6.2.1 donde se puede apreciar la concepción de una central eólica.



UNAM FES-C
TESIS PROFESIONAL FIGURA
I. M. E. II.8.2.1
ASPECTO DE UNA CENTRAL
O PARQUE DE ENERGIA
EOLICA

II.6.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS CENTRALES EOLICAS

Ventajas :

- No arroja productos contaminantes.
- La energía eólica esta disponible en todas partes.
- La energía eólica es un recurso renovable.
- Puede generarse energía eléctrica en pequeña escala para los lugares que se encuentran alejados y que no cuentan con electrificación.

Desventajas :

- La masa específica del aire es muy pequeña, por lo cual se requiere de dispositivos de gran tamaño que puedan aumentar la cantidad de energía captada.
- Los vientos aprovechables, son muy irregulares e intermitentes.
- La potencia que puede aportar una turbina eólica se ve limitada debido a que las velocidades de los vientos utilizables son bajas o moderadas (del orden de 20 a 40 kilómetros por hora) con lo que no se gana mucha energía a base de velocidad.
- El costo de una central eólica es muy elevado, ya que se requiere de una tecnología avanzada para la construcción de turbinas de grandes dimensiones.

II.7 CENTRALES MAREOMETRICAS

II.7.1 CARACTERISTICAS

En las centrales mareométricas se aprovecha la energía procedente tanto de las mareas, como de la diferencia de temperaturas del mar. Para transformarla posteriormente en energía eléctrica.

La energía del mar, ya sea de las mareas o del gradiente térmico del mar, se transforma en energía mecánica mediante las turbinas de la central y posteriormente en energía eléctrica, mediante los generadores de la misma.

II.7.2 FUNCIONAMIENTO DE LAS CENTRALES MAREOMETRICAS

II.7.2.1 CENTRALES QUE EXPLORAN LA ENERGIA DE LAS MAREAS

La forma de aprovechar la energía de las mareas consiste en permitir que el agua que contiene la marea ascendente, llene un estanque creado mediante un dique, cerrar las compuertas antes de que la marea empiece a descender, y una vez que se alcance una diferencia de nivel suficiente entre la presa y el agua del lado opuesto del dique (nivel del mar), se canaliza el agua a través de las aberturas que contiene la presa, para ser regresada de nuevo al mar, pasando antes por una turbina con la cual se hace girar un eje en movimiento y hace girar a su vez un generador eléctrico que se encuentra acoplado a su eje, con lo cual se obtiene la energía eléctrica, la cual es conducida a una subestación elevadora, donde se eleva su voltaje para comenzar su transporte hacia los centros de consumo.

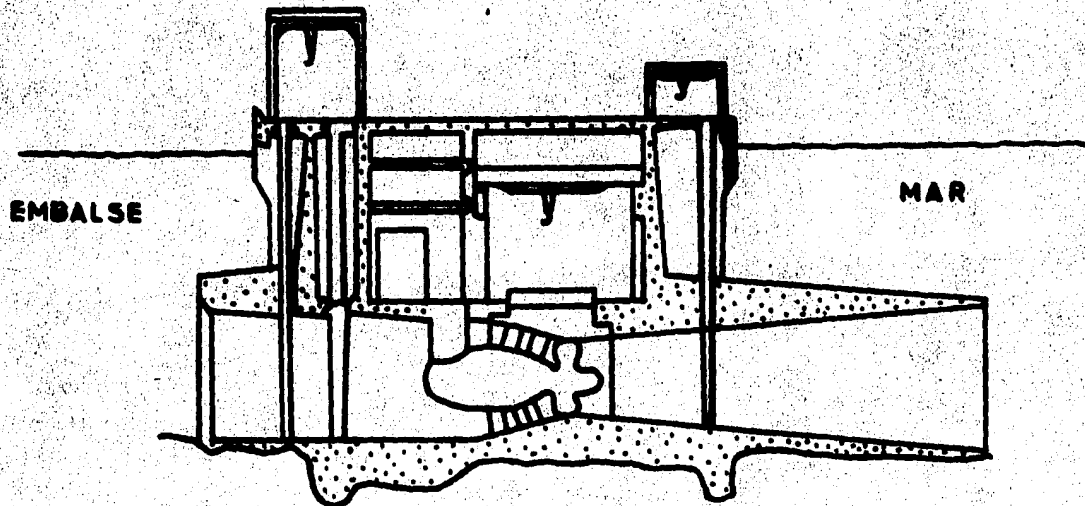
La figura II.7.2.1 muestra el corte de una planta mareométrica de este tipo, donde se aprecian los tres componentes básicos de estas: la casa de máquinas, los canales con sus compuertas para el llenado o vaciado del agua de la marea y los diques.

El dique debe ser lo suficientemente alto de manera que cubra las más extremas combinaciones de altura del agua de las olas. Los canales deben estar equipados con compuertas que puedan ser operadas con frecuencia, rápidos y con confiabilidad.

II.7.2.2 CENTRALES QUE EXPLORAN LA ENERGIA DEL GRADIENTE TERMICO DEL MAR

Una planta que utilice la diferencia de temperaturas, estaría constituida por una caldera colocada en la región caliente y un condensador en la región fría. La caldera vaporizaría el fluido de trabajo y el vapor expandido movería una turbina produciendo trabajo mecánico, entonces el vapor sería condensado a través del condensador donde se enfriaría y ya en forma líquida regresaría a la caldera. En este caso las aguas calientes de la superficie del océano serían usadas como la fuente caliente del ciclo y las aguas frías de las profundidades como la fuente fría.

Esto sería un sistema de energía solar con todo el océano sirviendo como colector y almacén de energía.



- 124 -

UNAM FES-C
TESIS PROFESIONAL
I. M. E. FIGURA
II.7.2.1
ESQUEMA DE UNA CEN-
TRAL MAREOMOTRIZ

II.7.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS CENTRALES MAREOMOTRICES

Principales ventajas :

- El mar es una fuente energética abundante y segura, ya que no hay años malos ni años de escasez.
- Una planta mareométrica tiene una vida de operación entre 75 y 100 años, lo que supera con mucho a la de las plantas térmicas (30 años), nucleares (30 años), hidráulicas (40 años).
- Los sistemas que aprovechan el gradiente térmico, permiten la desalinización del agua de mar.

Principales desventajas :

a) Centrales Mareométricas

- Los costes de construcción en comparación con las plantas convencionales se encuentran muy por encima de estas.
- Se requiere de grandes avances técnicos para la construcción de diques enmarcos.
- Debe de existir un desnivel entre la marea alta y baja superior a 3 metros, para que sea posible la instalación de una central generadora.
- Mayores gastos y pérdidas por transmisión de la energía eléctrica a los centros de consumo.
- La potencia de la central es variable según el coeficiente de marea, por lo que estas centrales son muy irregulares.

b) Centrales con Gradiente Térmico

- Se requiere de componentes muy grandes y pesados para generar potencias razonables.
- Debe tratarse de que la planta quede instalada en tierra firme para evitar los problemas que se tendrían con las plataformas marinas (técnicos, económicos, etc.).
- La diferencia de temperaturas entre el fondo del mar y la superficie debe ser de por lo menos 18 °C.

II.8 CENTRALES BIOMASICOELECTRICAS

II.8.1 CARACTERISTICAS

En una central biomasiocelétrica, se aprovecha la energía procedente de las materias vegetales y desechos orgánicos, mejor conocida como biomasa para transformarla en energía eléctrica.

La parte más importante de este tipo de central es la referente a la producción del biogás, la cual consiste básicamente en un tanque o pozo llamado digestor, que como su nombre lo indica es un depósito construido a modo de estómago o intestino, con el objeto de provocar la "digestión" (fermentación y desintegración) de la excreta y demás elementos orgánicos que en él se depositan; y un contenedor hermético que tiene como función almacenar el biogás que se produce.

Las dos partes pueden estar juntas o separadas y el tanque de almacenamiento puede ser rígido o flotante, la carga y descarga del sistema puede ser por gravedad o por bombas.

En la figura II.8.1.1 se muestra el esquema de una instalación de biogás.

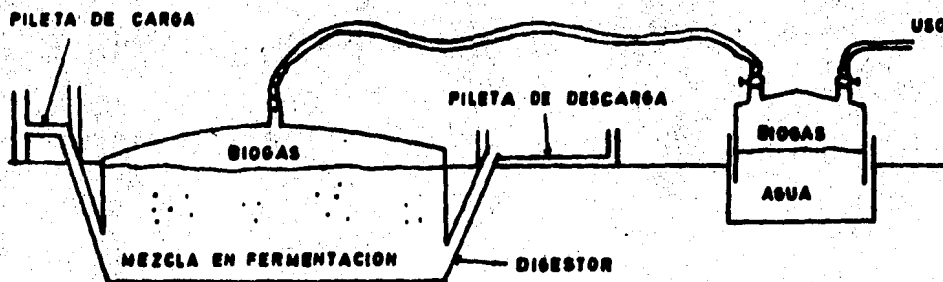


Figura II.8.1.1 Esquema de una instalación de generación de biogás

II.8.2 FUNCIONAMIENTO DE UNA CENTRAL BIOMASICOELECTRICA

Existen dos formas de aprovechar la energía de la biomasa:

1) Utilizar el biogás directamente en los quemadores de una caldera para producir vapor, que a su vez se encargará de mover una turbina de vapor a la que se acoplará un generador eléctrico, lográndose así la obtención de energía eléctrica.

2) Utilizar el biogás como combustible en un motor de combustión interna, el cual se encargará de transformar la energía de la biomasa en energía mecánica de movimiento, la cual será transmitida a un generador eléctrico para obtener de esta forma la energía eléctrica.

Si el biogás se va a quemar directamente, sólo es necesario eliminar las gotas de agua en suspensión que son arrastradas por el gas al salir del digester, evitando así la obstrucción de las tuberías en las que se maneja el biogás. Una forma de eliminar esta agua es haciendo pasar el gas a través de un separador de líquidos, que consiste básicamente en un recipiente que guarda una temperatura más baja que el biogás, para condensar el vapor de agua y atraparlo.

Si el biogás va a ser utilizado como combustible en un motor de combustión interna, es necesario eliminar las tramas de ácido sulfúrico (H_2S). Para quitar esta impureza se hace pasar el biogás a través de una trampa de limadura de hierro, mediante la cual quedan eliminadas las tramas de ácido sulfúrico. La limadura de hierro se regenera periódicamente por una simple exposición de aire durante 3 o 4 días.

Para una quema más eficiente, lo que se hace es operar al motor de combustión interna en forma dual (85% de biogás y 15% de diesel) para prevenir daños en los inyectores, u optar por la utilización de un carburador especial para gas celante.

La figura II.8.2.1 muestra en forma generalizada lo que podría ser una planta generadora de energía eléctrica mediante la biomasa.

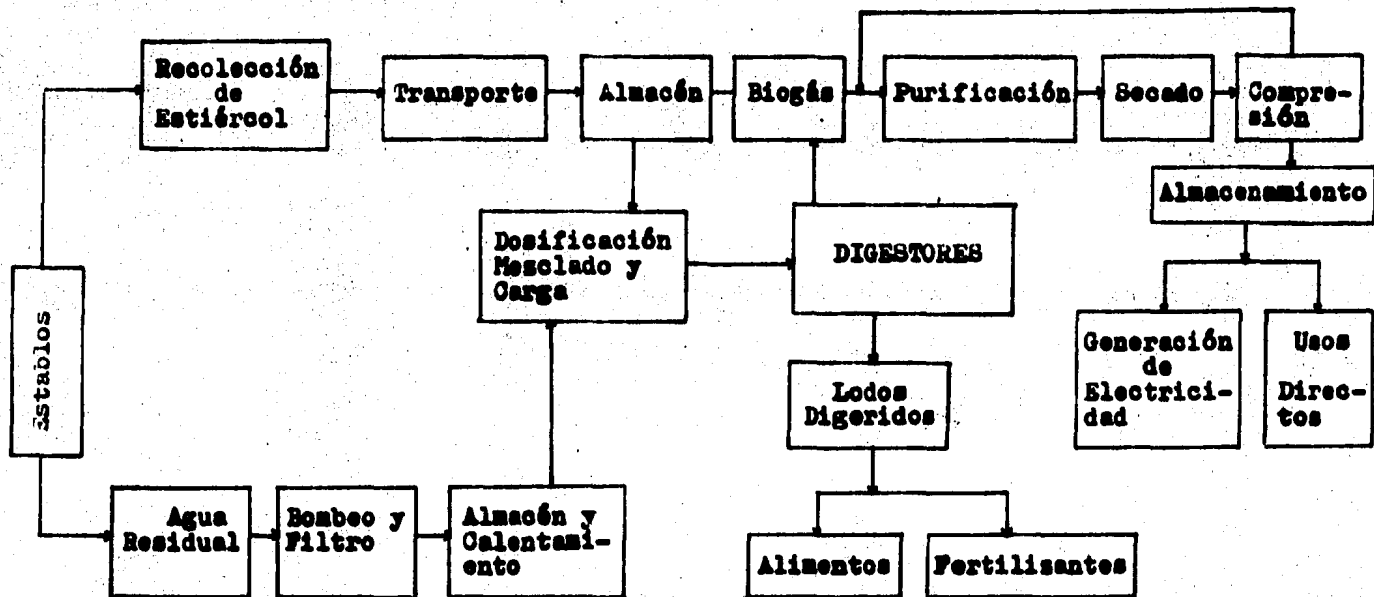


Figura II.8.2.1 Diagrama de Bloques de una Planta Generadora de Energía Eléctrica mediante Energía de Biomasa

II.6.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS CENTRALES BIOMASICOLECTRICAS

Principales ventajas :

- La biomasa además de ser un recurso renovable, es abundante o puede ser abundante y es almacenable.
- El bioabono que se obtiene del procesamiento de desechos del digestor, aporta mayores beneficios a la agroindustria:
 - + Posee mayor cantidad de nitrógeno que la materia prima original en base seca, el cual es más asimilable por las plantas.
 - + Contribuye a mejorar los suelos y no posee olores desagradables.
 - + No contiene bacterias patógenas o semillas de malas hierbas, puesto que el proceso de digestión las elimina.
 - + El incremento de la producción agrícola por el uso del bioabono puede alcanzar un promedio de 10 a 20%.
- Brinda a las comunidades rurales apartadas de los centros de consumo eléctrico la oportunidad de generar energía eléctrica mediante los desechos y residuos agrícolas y orgánicos, desarrollar más y mejor los métodos de cultivo y obtener mejores beneficios de la tierra mediante el riego electrificado y el bioabono, y por ende mejorar su economía.
- Además de proporcionar combustibles y reducir la deforestación, las plantaciones energéticas proporcionan sombra, reducen la erosión causada por el viento, tienen influencia favorable sobre la temperatura y la humedad y en muchos casos mejoran y redistribuyen los nutrientes esenciales de la tierra retardan el escurrimiento superficial del agua de lluvia, permitiendo la recarga de los acuíferos lo que disminuye las inundaciones y la sequía.

Principales desventajas :

- La implantación masiva de cultivos energéticos está ligada a sustratos con un alto valor alimenticio, y puede ocasionar problemas respecto a la distribución de tierras, agua y fertilizantes entre los cultivos alimenticios convencionales y las plantaciones energéticas.
- La experiencia moderna sobre el cultivo de plantas energéticas en cantidades masivas y de rápido crecimiento es limitada.
- La selección de los espacios para los cultivos energéticos depende de las condiciones locales.
- La tecnología para fabricar desde pequeñas estufas hasta grandes calderas que permitan una recuperación eficiente de la energía de la biomasa, está bien desarrollada. Los problemas para su implantación son económicos, sociales y en algunos casos de transferencia de tecnología.

III.- EL SECTOR ELECTRICO EN MEXICO

La energía eléctrica es una de las formas de energía más importantes en la actualidad, ya que la electricidad es un elemento indispensable en el proceso de desarrollo económico de un país. De ahí la importancia que se le concede al estudio tanto de su generación como de su utilización (demanda).

III.1 LA ENERGIA ELECTRICA EN MEXICO

El Sector Eléctrico mexicano, está en manos del gobierno de la nación, a cargo de un organismo público que es la Comisión Federal de Electricidad.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE)

En 1937 fue creada la Comisión Federal de Electricidad por el gobierno de México.

Este organismo es responsable de la planificación del sistema eléctrico nacional para la producción, transmisión y distribución de la electricidad en México, así como el diseño y construcción de instalaciones para la generación de la electricidad.

Otras de sus responsabilidades son la regulación de la importación y exportación de electricidad; la investigación y desarrollo en el área de ingeniería eléctrica; la promoción y el desarrollo a nivel nacional de la fabricación de equipos y materiales utilizables en el servicio público de energía eléctrica.

El Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE)

En 1975, se creó por decreto presidencial el Instituto de Investigaciones Eléctricas como organismo público descentralizado, que tiene las siguientes funciones:

- Realizar y promover la investigación y el desarrollo experimental con la finalidad de resolver los problemas científicos y tecnológicos relacionados tanto con el mejoramiento como con el avance sostenido de la industria eléctrica nacional.
- Contribuir a la difusión e implantación, dentro de la industria eléctrica, de aquellas tecnologías que mejor se adapten al desarrollo económico del país.
- Brindar asesoría tanto a la Comisión Federal de Electricidad y a la industria de manufacturas eléctricas, como a las compañías de ingeniería y de servicios de consultoría relacionadas con la industria eléctrica.

III.2 SITUACION ACTUAL DEL SECTOR ELECTRICO

México no es un país en el que la distribución de energía eléctrica sea sencilla. Cuenta con una superficie de casi 2 millones de kilómetros cuadrados y una población de cerca de 74 millones de habitantes, de los cuales más de 12 millones están concentrados en el Distrito Federal, que cuenta con solo un 0.2% de la superficie total del país. Existen otras áreas de alta densidad de población; pero también amplias zonas del país se encuentran prácticamente deshabitadas.

El Sector Eléctrico Nacional, que es el conjunto de todas las unidades generadoras, líneas de transmisión y demás equipos para la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. El cual durante el año de 1983, estuvo integrado por las instalaciones que se muestran en el cuadro III.2.1

Tipo de Central	Número de Centrales	Número de Unidades
Sector Eléctrico Nacional	163	498
Hidroeléctricas	74	201
Termoeléctricas	89	297
Vapor	26	90
Ciclo Combinado	5	20
Turbinas	37	84
Combustión Interna	18	91
Geotermia	2	10
Carbón	1	2
Líneas de Transmisión y Distribución		
Kilómetros	Tensión de las Líneas (Kilovoltios)	
6,349	400.0	
11,412	230.0	
1,607	161.0	
1,225	150.0	
825	138.0	
22,918	115.0	
350	85.0	
5,545	69.0	
212	44.0	
33,632	34.5	
14,773	23.0	
129,354	13.8	
1,133	6.6	
<u>229,345</u>		
Subestaciones de Potencia	36,094	Kilovoltios-amperes
Subestaciones de Distribución	15,220	Kilovoltios-amperes
Transformadores de Distribución	8,417	Kilovoltios-amperes
Cuadro III.2.1 Instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional.		

Las centrales generadoras de energía eléctrica que estuvieron en operación durante el año de 1983, se encuentran distribuidas en toda la República Mexicana, como puede apreciarse en el mapa de la figura III.2.2

El Sistema Eléctrico Nacional se encuentra dividido para facilitar la administración de la generación y transmisión de la energía eléctrica en áreas de control que están formadas de la siguiente forma:

Áreas del norte, compuesta por: El Área Noroeste (comprende los estados de Sonora y Sinaloa); El Área Norte (comprende los estados de Chihuahua, Durango y parte de Coahuila); El Área Noreste (comprende los estados de Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas).

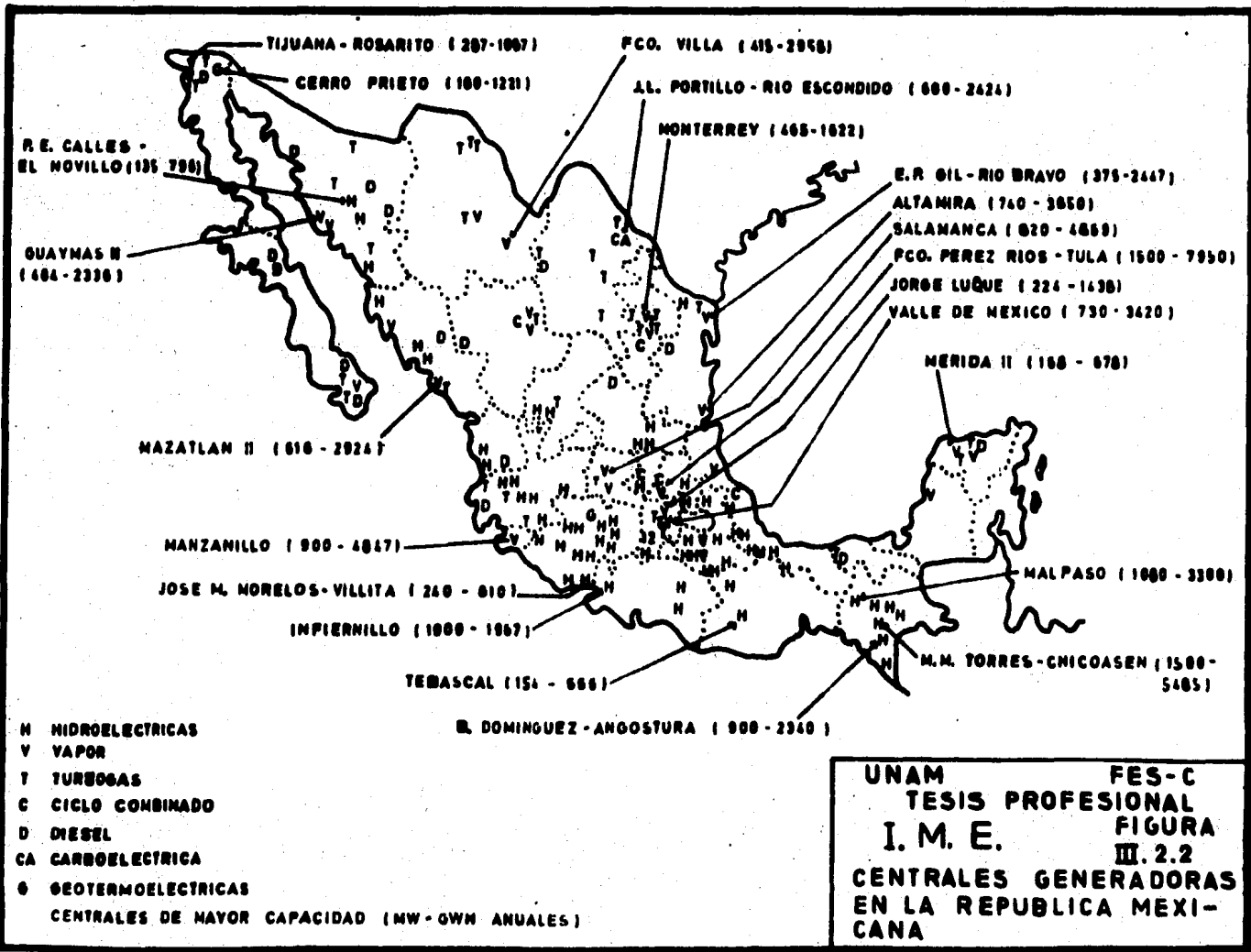
Áreas del Sur, compuesta por: El Área Occidental (comprende los estados de Nayarit, Jalisco, Colima, Michoacán, Aguascalientes, Zacatecas, San Luis Potosí, Guanajuato y Querétaro); El Área Central (comprende los estados de Guerrero, México, Morelos, Distrito Federal, Hidalgo, Tlaxcala y parte de Puebla); El Área Oriental (comprende los estados de Veracruz, Tabasco, Chiapas, Oaxaca y parte de Puebla, de San Luis Potosí y de Tamaulipas).

El Sistema Tijuana-Mexicali (comprende los estados de Baja California Norte y Baja California Sur); y El Sistema Peninsular (comprende los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo).

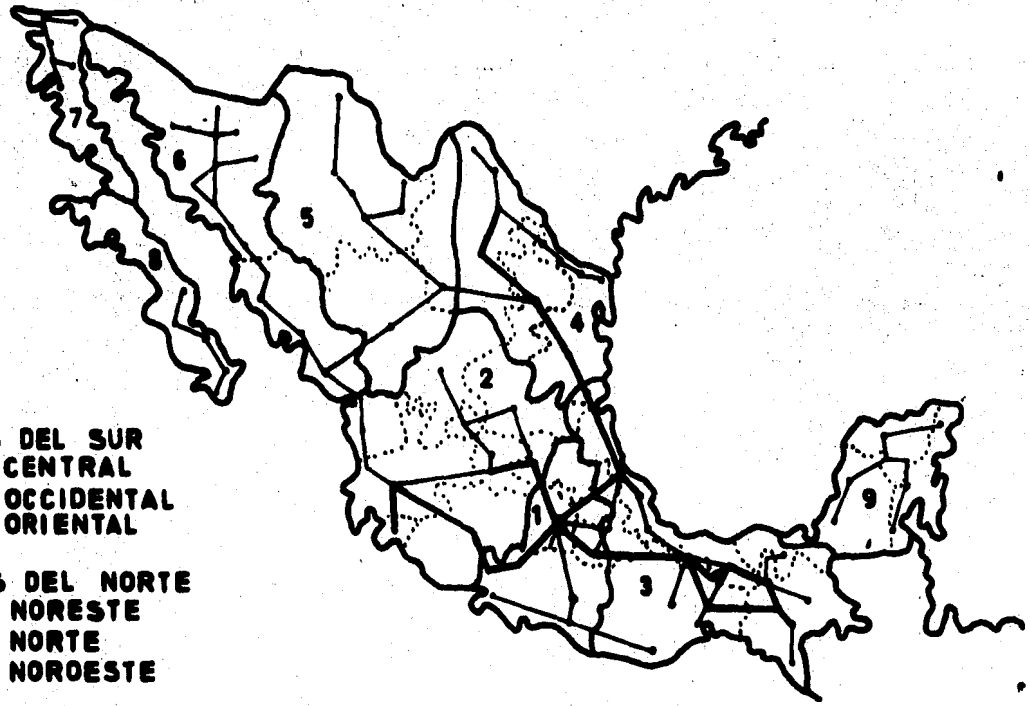
Además cuenta con una red interconectada para hacer llegar la energía eléctrica al mayor número de poblaciones posible. El Sistema Interconectado Nacional que es el sistema eléctrico que cubre la mayor parte del país y que se opera como sistema único sincronizado, incluyendo áreas relativamente pequeñas que operan como sistemas independientes. Esta red eléctrica se puede observar en el mapa de la figura III.2.3

Cuenta también con una capacidad instalada de 19,004 Megawatts, así como con una generación bruta de 74,831 Gigawatts-hora, las cuales se presentan en las tablas III.2.4 y III.2.5 que proporcionan una visión más amplia de cómo se logran estas cantidades.

Cabe mencionar que toda la información anterior corresponde al sector público, que es del que se encarga la Comisión Federal de Electricidad. Además del sector público, existen otras instalaciones de pequeña generación las cuales son dominio del sector privado, compuesto en su mayoría por industrias que generan ellas mismas parte de la energía que consumen; y del sector mixto, que genera energía para sus usos propios y una parte de esta la vende a otros usuarios.



UNAM FES-C
TESIS PROFESIONAL FIGURA
I. M. E. III. 2.2
CENTRALES GENERADORAS
EN LA REPUBLICA MEXI-
CANA



AREAS DEL SUR
1 AREA CENTRAL
2 AREA OCCIDENTAL
3 AREA ORIENTAL

AREAS DEL NORTE
4 AREA NORESTE
5 AREA NORTE
6 AREA NOROESTE

SISTEMAS AISLADOS
7 SISTEMA BAJA CALIFORNIA NORTE
8 SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR
9 SISTEMA PENINSULAR

— ENLACE A 400 KV
- - ENLACE A 230 KV Y MENORES

UNAM	FES-C
TESIS PROFESIONAL	FIGURA
I. M. E.	III.2.3
RED ELECTRICA Y AREAS DE CONTROL DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL	

	Hidro- elct.	T E R M O E L E C T R I C A						Total
		Vapor	C. Comb.	Turbogas	Comb. Int.	Geoterm.	Carboelec.	
Sector Elctrico Nacional	6,532	8,655	1,223	1,698	91	205	600	19,004
Sistema Elctrico Nacional	6,532	8,580	1,223	1,636	32	205	600	18,808
Sistema Interconectado Nacional	6,532	7,926	1,223	1,334	9	25	600	17,649
Sistema Interconectado Norte	378	3,535	432	784	-	--	600	5,729
Area Noroeste	327	1,238	-	126	-	--	-	1,691
Area Norte	-	612	180	276	-	--	-	1,068
Area Noreste	51	1,685	252	382	-	--	600	2,970
Sistema Interconectado Sur	6,154	4,391	791	550	9	25	-	11,920
Area Central	1,816	2,454	278	346	-	--	-	4,894
Area Occidental	313	1,762	153	130	9	25	-	2,392
Area Oriental	4,025	175	360	74	-	--	-	4,634
Sistema Tijuana Mexicali	-	287	-	189	-	180	-	656
Sistema Peninsular	-	367	-	113	23	-	-	503
Sistemas Independientes	-	75	-	62	59	-	-	196
<p>Tabla III.2.4 Potencia Real Instalada en la Repblica Mexicana en 1983 en Megawatts (MW)</p>								

	Hidro- eléct.	T E R M O E L E C T R I C A						Total
		Vapor	C. Comb.	Turbogas	Comb. Int.	Geoterm.	Carboelec.	
Sector Eléctrico Nacional	20,583	44,822	4,281	1,261	107	1,353	2,424	74,831
Sistema Eléctrico Nacional	20,583	44,471	4,281	1,204	1	1,353	2,424	74,317
Sistema Interconectado Nacional	20,583	41,954	4,281	1,007	-	132	2,424	70,381
Sistema Interconectado Norte	1,940	18,110	1,905	746	-	-	2,424	25,125
Área Noroeste	1,761	5,628	-	17	-	-	-	7,406
Área Norte	-	3,956	588	171	-	-	-	4,715
Área Nordeste	179	8,526	1,317	558	-	-	2,424	13,004
Sistema Interconectado Sur	18,643	23,844	2,376	261	-	132	-	45,256
Área Central	4,451	12,808	374	210	-	-	-	17,843
Área Occidental	1,045	9,984	46	13	-	132	-	11,220
Área Oriental	13,147	1,052	1,956	38	-	-	-	16,193
Sistema Tijuana Mexicali	-	1,087	-	110	-	1,221	-	2,418
Sistema Peninsular	-	1,430	-	87	-	-	-	1,518
Sistemas Independientes	-	351	-	57	106	-	-	514
<p>Tabla III.2.5 Generación Bruta Proporcionada para la República Mexicana en 1983 en Gigawatts-hora (GWh)</p>								

III.3 EVOLUCION DEL SECTOR ELECTRICO

La generación de energía eléctrica ha descansado fundamentalmente en dos fuentes energéticas primarias, que son los hidrocarburos y la hidropotencia, cuya importancia ha variado muy poco a través del tiempo.

Sin embargo puede notarse que de acuerdo con las tablas III.3.1 y III.3.2 el hecho de que la participación de las centrales hidroeléctricas ha estado decreciendo, y que las centrales termoeléctricas que utilizan combustibles fósiles como el carbón y el gas natural o el diesel han estado cubriendo - cerca del 70% de la generación de energía eléctrica que necesita el país.

Por otro lado, en las mismas tablas ya antes mencionadas, se observa la forma como ha ido evolucionando el sector eléctrico mexicano, en la participación de los diferentes tipos de centrales eléctricas, tanto en la capacidad instalada como en la generación.

También se puede observar un aspecto importante e interesante que es el crecimiento que ha tenido el sistema eléctrico en los últimos 20 años, el cual ha sido a una tasa del 9.5% anual aproximadamente, y la generación se ha estado duplicando cada 7 años en promedio.

Sin embargo de acuerdo a los tres últimos períodos censales se encuentran - los siguientes valores:

Período	Tasa media de crecimiento anual en %
1964 - 1970	11.8
1970 - 1976	9.4
1976 - 1982	7.7

Lo cual indica que el ritmo de crecimiento no se ha estado sosteniendo, si no que por el contrario ha tendido a disminuir.

En cuanto al consumo de energía eléctrica, se puede observar la forma en que se ha distribuido la energía eléctrica en el país en los diferentes sectores de actividad, predominando ampliamente el sector industrial y comercial lo cual puede apreciarse en la tabla III.3.3

Año	Hidro- elctot.	T E R M O E L E C T R I C A					KW Total
		Vapor	C. Comb.	Turbogas	Geoterm.	Comb. Int.	
1965	2,149	1,775				241	4,165
1966	2,482	1,771				262	4,515
1967	2,511	1,863				268	4,642
1968	2,509	1,933				354	4,796
1969	3,229	2,038				391	5,658
1970	3,228	2,353				487	6,068
1971	3,227	2,677			318	276	6,498
1972	3,228	2,698			619	368	6,913
1973	3,446	3,049			866	75	7,726
1974	3,521	3,415	130		971	75	8,371
1975	4,044	3,821	610		1,009	75	9,810
1976	4,541	5,012	610		948	75	11,460
1977	4,723	5,061	720		1,266	75	12,092
1978	5,225	6,456	720		1,267	75	13,992
1979	5,219	6,716	720		1,299	190	14,298
1980	5,992	6,616	540		1,190	190	14,625
1981	6,590	7,486	1,223		1,539	180	17,396
1982	6,590	8,325	1,223		1,686	205	18,390
1983	6,532	8,655	1,223		1,698	205	19,004

AÑO	Hidro- elctot.	T E R M O E L E C T R I C A					% Total	
		Vapor	C. Comb.	Turbogas	Geoterm.	Comb. Int.		Carb.
1965	51.60	42.61				5.79	100	
1966	54.97	39.23				5.80	100	
1967	54.09	40.13				5.78	100	
1968	52.31	40.31				7.38	100	
1969	57.06	36.02				6.92	100	
1970	53.80	38.78				8.02	100	
1971	49.66	41.20			4.89	4.25	100	
1972	46.70	32.03			8.95	5.32	100	
1973	44.60	39.46			11.21	0.98	100	
1974	42.06	40.80	1.55		11.60	0.90	100	
1975	41.22	38.95	6.22		10.29	0.76	100	
1976	39.63	43.73	5.32		8.87	0.65	100	
1977	39.06	41.85	5.96		10.47	0.62	100	
1978	37.34	46.14	5.15		9.06	0.53	100	
1979	36.90	46.97	5.04		8.81	1.05	100	
1980	40.97	45.23	3.69		8.14	1.03	100	
1981	37.65	43.03	7.03		8.85	1.04	0.68	100
1982	35.61	45.27	6.65		9.17	1.12	0.55	100
1983	34.37	45.54	6.48		8.93	1.08	0.48	100

Tabla III.3.1 Capacidad instalada en Operación

Año	Hidro- elct.	T E R M O E L E C T R I C A						GWH Total
		Vapor	C. Comb.	Turbogas	Geoterm.	Comb.Int.	Carbón	
1965	8,638	5,590				389		14,717
1966	9,954	5,742				466		16,162
1967	10,855	6,601				479		17,935
1968	12,408	7,078				533		20,019
1969	13,303	8,974				788		23,065
1970	14,805	10,360				865		26,030
1971	14,269	13,321			437	456		28,483
1972	15,246	14,780			1,060	447		31,533
1973	16,081	15,462			2,070	161	470	34,244
1974	16,602	17,915	198		2,068	463	762	38,008
1975	15,016	19,562	1,646		3,403	518	734	40,879
1976	17,087	22,188	1,932		2,366	579	540	44,632
1977	19,035	25,280	2,045		1,537	592	456	48,945
1978	16,066	30,322	2,488		3,027	598	476	52,977
1979	17,839	33,098	2,317		3,343	1,019	454	58,070
1980	16,740	37,012	3,267		3,623	915	311	61,868
1981	24,446	35,587	3,456		3,202	964	251	33 67,879
1982	22,729	40,025	5,272		2,438	1,296	187	1,278 73,225
1983	20,583	44,822	4,281		1,261	1,353	107	2,424 74,831

Año	Hidro- elct.	T E R M O E L E C T R I C A						GWH Total
		Vapor	C. Comb.	Turbogas	Geoterm.	Comb.Int.	Carbón	
1965	98.70	38.66				2.64		100
1966	61.99	35.53				2.88		100
1967	60.52	36.81				2.67		100
1968	61.98	35.36				2.66		100
1969	57.68	38.91				3.41		100
1970	56.88	39.80				3.32		100
1971	50.10	46.77			1.53	1.60		100
1972	48.35	46.87			3.36	1.42		100
1973	46.96	45.15			6.05	0.47	1.37	100
1974	43.68	47.14	0.52		5.44	1.22	2.00	100
1975	36.73	47.85	4.03		8.32	1.27	1.80	100
1976	38.28	49.58	4.33		5.30	1.30	1.21	100
1977	38.89	51.65	4.18		3.14	1.21	0.93	100
1978	30.33	57.24	4.70		5.71	1.13	0.89	100
1979	30.72	57.10	3.99		5.76	1.75	0.78	100
1980	27.06	59.82	5.28		5.86	1.48	0.50	100
1981	36.01	52.34	5.09		4.72	1.42	0.37	0.05 100
1982	31.04	54.66	7.20		3.33	1.77	0.25	1.75 100
1983	27.51	59.90	5.72		1.68	1.81	0.14	3.24 100

Tabla III.3.2 Generación Bruta Anual

- 10 -

Sector	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
Industrial y Comercial	23,245	25,439	27,547	30,090	32,723	34,374	37,793	39,696	40,575
Doméstico	6,056	6,706	7,362	8,269	9,210	10,038	11,211	12,513	12,979
Agrícola	2,257	2,437	2,652	2,935	3,328	3,746	3,842	4,801	4,440
En Proceso de Facturación	853	323	359	366	232	356	411	22	-
Otros	3,009	3,306	3,598	3,764	3,936	4,143	4,198	4,549	4,223
Ventas Totales	35,420	38,211	41,518	45,424	49,429	52,657	57,455	61,479	62,217
Eléctrico	5,459	6,421	7,427	7,553	8,641	9,211	10,424	11,746	12,614
Total	40,879	44,632	48,945	52,977	58,070	61,868	67,879	73,225	74,831

Tabla III.3.3 Consumo de Energía Eléctrica en México en Gigawatts-hora (GWh)

III.4 BALANCE DE ENERGIA ELECTRICA ORIGEN-DESTINO

Es muy conveniente hacer un análisis sobre la oferta y la demanda de la energía eléctrica en México, para tener una idea de cual es la eficiencia de todo el proceso que envuelve a la generación de energía eléctrica.

La figura III.4.1 muestra un esquema que contiene el balance de la energía eléctrica, del cual se pueden observar tres puntos interesantes:

1) La oferta esta dada en un 69.44% por los hidrocarburos, del que un 55.85% es aportado por el combustible; un 11.80% por el gas natural y un 1.79% por el diesel. El restante 30.56% por otras fuentes primarias como el carbón con un 2.89%, la hidropotencia con un 25.76% y un 1.91% por el vapor proveniente de pozos geotérmicos (ver la figura III.4.1.1).

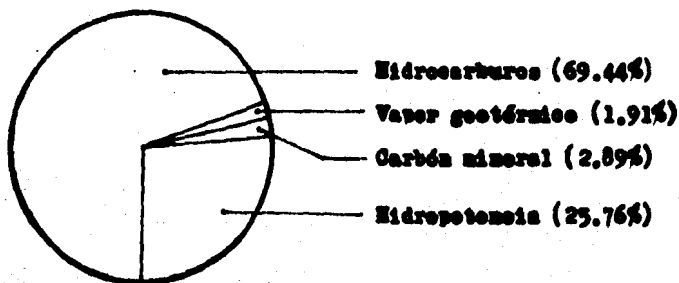


Figura III.4.1.1 Estructura de la Oferta de electricidad.

2) La demanda de la electricidad, esta compuesta de la siguiente forma: del total generado, el 54.22% es aplicado al sector industrial y al sector comercial; el 17.34% para el sector residencial; el 5.93% al sector agrícola; el 5.64% al sector servicios; y el restante 16.85% lo consume el propio sector eléctrico (en usos propios el 4.44% y en pérdidas por transmisión el 12.41%). Lo cual se aprecia en la figura III.4.1.2

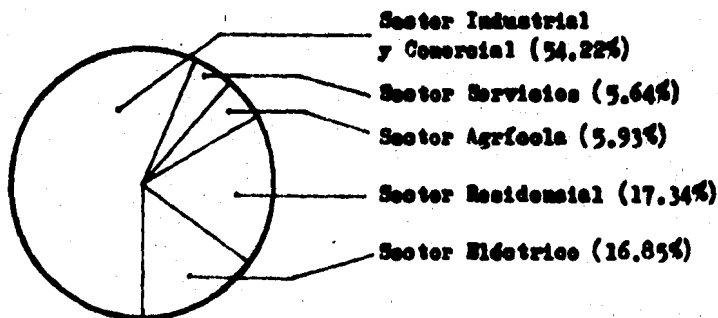


Figura III.4.1.2 Estructura de la Demanda de electricidad.

3) Al transformar los Gigawatts-hora (GWh) generados y relacionados con las Kilocalorías (Kcal) utilizadas, se obtiene una eficiencia de conversión de:

Kcal empleadas para la generación de electricidad = $196,889 \times 10^3$

Convirtiéndolas a GWh se tienen:

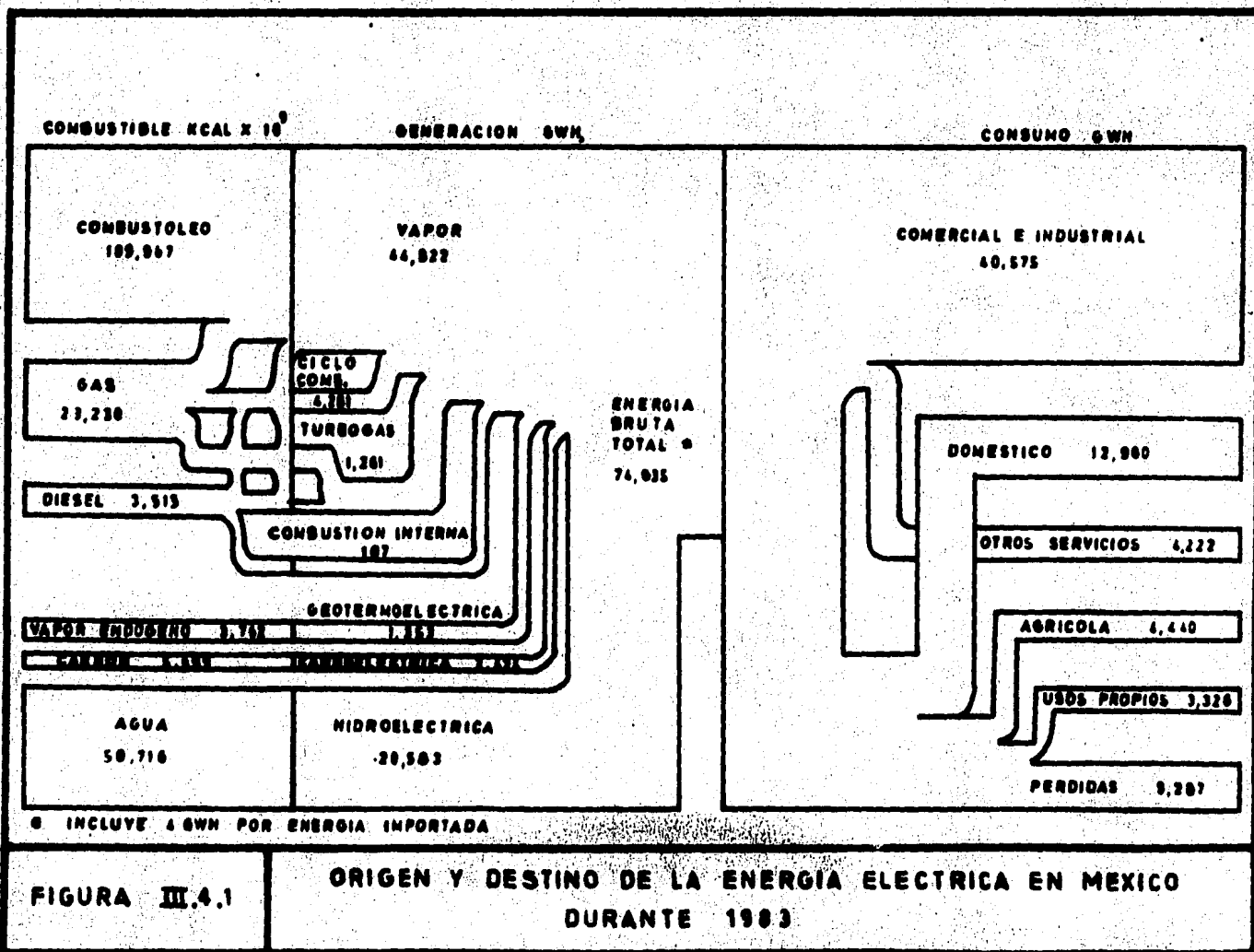
$$196,889 \times 10^3 \text{ Kcal} \times \frac{1 \text{ KWh}}{860 \text{ Kcal}} \times \frac{1 \text{ GWh}}{1 \times 10^6 \text{ KWh}} = 228,930.23 \text{ GWh}$$

Por lo que la eficiencia de generación es de:

$$\eta_0 = \frac{\text{Energía de salida}}{\text{Energía de entrada}} \times 100 = \frac{74,835.00 \text{ GWh}}{228,930.23 \text{ GWh}} = 32.68\%$$

Lo cual significa que apenas se aprovecha un tercio de la energía necesaria - para generar electricidad, y que el resto se consume como pérdidas de transformación.

Cabe señalar que en esta cifra no se incluye el desperdicio que realiza el - usuario, por lo que, esta eficiencia disminuye todavía más.



III.5 LA ENERGIA ELÉCTRICA EN EL MUNDO

Para tener una idea de la relación que existe entre el consumo de energía eléctrica de México con los demás países altamente industrializados, se elaboró la tabla III.5.1 y también se comparó el consumo que existe por continentes, lo cual se muestra en la tabla III.5.2

País	Energía Eléctrica GWh	% Mundial
Estados Unidos	2,304,211	27.31
U.S.S.R.	1,367,100	16.20
Japón	581,147	6.89
Canadá	387,460	4.59
Alemania Federal	366,877	4.35
China	327,680	3.88
Reino Unido	272,162	3.23
Francia	265,900	3.15
Italia	184,444	2.19
Brasil	152,089	1.80
India	138,677	1.65
Polonia	117,380	1.39
España	116,760	1.38
Australia	104,890	1.24
Alemania Democrática	102,906	1.22
Suecia	100,124	1.19
Noruega	93,060	1.10
MEXICO	80,389	0.96
Checoslovaquia	74,749	0.89
Rumania	68,900	0.82
Resto del Mundo	1,229,021	14.97
Total Mundial	8,436,326	100.00

Tabla III.5.1 Consumo de Energía Eléctrica Mundial en 1982

América	3,112,573	36.89
Europa	3,582,824	42.47
Asia	1,407,352	16.68
África	200,436	2.38
Oceania	133,221	1.58

Tabla III.5.2 Consumo de Energía Eléctrica Mundial por Continentes

IV .- PERSPECTIVAS DE EXPANSION DEL SECTOR ELECTRICO

El crecimiento y expansión del sector de energía eléctrica en México, es crucial para el continuo y pujante desarrollo de los sectores industrial y agrícola del país, y por ende, para el mejoramiento de las condiciones socio-económicas, por ello, es de suma importancia el análisis de todos los factores que intervienen o influyen en la expansión del sector eléctrico.

IV.1 FACTORES QUE INFLUYEN EN EL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE LA ENERGIA ELECTRICA.

La demanda de energía eléctrica crece en función de diversos factores por lo que todo pronóstico que se haga estará sujeto a un nivel elevado de incertidumbre. Pero se pueden mencionar como los factores que más influyen en la demanda de la energía eléctrica a los siguientes:

- a) El precio de la energía eléctrica.
 - b) El crecimiento demográfico.
 - c) El precio de los energéticos alternativos.
 - d) La situación económica.
- a) El precio de la electricidad, es un factor que determina en buena medida el consumo de la electricidad, en algunos países se ha utilizado como factor para modular la demanda de electricidad, en México dado que todavía se encuentra por debajo de su valor real, no se tiene experiencia sobre el efecto que pueda tener en el consumo, sin embargo será un factor importante en el futuro como una medida adicional de racionalización en el uso de la energía eléctrica.
- b) Los aspectos demográficos, posiblemente son los que presentan la mejor correlación con el crecimiento de la demanda de la energía eléctrica, debido a que el aumento de la población trae como consecuencia el crecimiento de la urbanización de la población y el nivel de vida de los habitantes.
- c) El precio de los energéticos, tiene gran influencia sobre la demanda de la energía eléctrica, ya que el uso de los energéticos que se empleen en determine momento y ya sea por su precio o disponibilidad deberán pasar a ser usuarios de la electricidad (por ejemplo el transporte masivo en las ciudades se ve fortalecido por el transporte eléctrico ferroviario).
- d) La situación económica, es un factor que influye fuertemente en la demanda de la energía eléctrica, el ritmo de actividad económica del país, caracterizado por el Producto Interno Bruto (PIB), se ve reflejado en mayores consumos de energía eléctrica. El efecto negativo en la actividad económica no es tan decisivo en el comportamiento de la demanda de energía eléctrica, como lo es en el caso del efecto positivo, es decir, que cuando se tienen crecimientos grandes en la economía, sucede lo mismo en la demanda de la energía eléctrica.

IV.2 ESTUDIO DEL DESARROLLO A LARGO PLAZO DE LA **DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Teniéndose en cuenta que desde la planeación y construcción de una central generadora de energía eléctrica hasta su operación comercial comprende un período aproximadamente de diez años, es necesario la elaboración de un programa a largo plazo de la demanda de energía eléctrica para la planeación del desarrollo de los sistemas eléctricos.

El objetivo básico de este programa será, el de pronósticar la demanda de energía eléctrica para planificar las inversiones económicas necesarias, así como el desarrollo de los sistemas eléctricos en la generación, transmisión y distribución.

Cabe señalar que las proyecciones de demanda a largo plazo son cada vez más difíciles de predecir, debido a los procesos inflacionarios, problemas económicos, disponibilidad de suministro, tasas de interés, etc.

La formulación de un método razonable digno de confianza para pronósticar a largo plazo la probable demanda de energía eléctrica es por lo tanto de vital importancia.

Se han utilizado una serie de métodos, los cuales se describen brevemente a continuación:

a) Método de Extrapolación Simple

En este método se determina el porcentaje de crecimiento promedio de la demanda de energía eléctrica a través de los años anteriores y se aplica un factor, generalmente menor que o igual a la unidad, a ese porcentaje histórico de desarrollo. Y este porcentaje de desarrollo modificado es considerado para determinar la demanda futura. Claramente la dificultad con este método radica en la determinación del factor modificador a usarse en una nación en particular, especialmente si esta es una nación en desarrollo como México.

b) Correlación entre la Economía Nacional y la Demanda de Energía

Este método lleva involucrados algunos mediciones de la economía nacional tales como el Producto Nacional Bruto (PNB) o el Producto Interno Bruto (PIB) y una comparación de su desarrollo histórico con el de la demanda de la energía eléctrica. Las relaciones pasadas entre ambos índices son extrapoladas hacia el futuro. Este método no es particularmente usado en el caso de naciones en desarrollo, las cuales están generalmente en estado transitorio de desarrollo con respecto a su economía nacional y a su demanda de energía eléctrica.

c) Método Anualista

En este método se estudian varios sectores de la economía del país, así como de industrias específicas del mismo y se hace una estimación de la probable demanda futura individual de energía eléctrica. Todas estas estimaciones aisladas se juntan, obteniéndose de ellas un pronóstico completo del país. También este método es útil para planeación a corto plazo ya que para largo plazo incluye suposiciones de desarrollo demasiado vastas.

d) Método Comparativo

Este método involucra básicamente el proyecto de desarrollo de un país en particular de manera que pueda ser comparado con algún otro estudio que se ha ya hecho en otro país que siga una tendencia similar pero en una etapa más avanzada. El desarrollo de los países puede ser similar en las líneas generales, pero diferente en las líneas sectoriales, por ejemplo, que uno tenga grandes cantidades de potencial hidroeléctrico que pueda ser desarrollado a bajo costo y el otro tenga poco potencial hidroeléctrico que deberá desarrollarse a un costo superior. El método es superficialmente atractivo, pero por las diferencias señaladas no puede ser ampliamente recomendado.

e) Correlación mundial entre el valor de desarrollo del PNB

y la generación de energía eléctrica

Este método emplea el porcentaje de crecimiento del PNB, el cual es gráfico contra el porcentaje de desarrollo de la generación de energía eléctrica para tantas naciones como sea posible. Si se observa que existe una correlación y dado que pueda hacerse un pronóstico digno de confianza del futuro del PNB para la nación que está siendo estudiada, esta correlación puede ser usada para pronosticar la demanda de energía eléctrica futura. La correlación puede ser muy pobre, por lo que no se puede dar un pronóstico confiable de la demanda de energía eléctrica por este método.

f) Correlación mundial entre la generación per-cápita de energía eléctrica

y el porcentaje de desarrollo de generación per-cápita

Este método se utiliza de manera similar al método (e). La correlación es un poco mejor que la obtenida por el método (e) pero es aún inadecuada para pronósticos de demanda de energía eléctrica.

g) Método AOKI

Este método es parecido a los dos últimos descritos, ya que se basa en la información de un gran número de países. Es similar al método (e) que hace una conexión entre la generación de energía eléctrica y la situación económica nacional. Pero introduce el valor per-cápita en esas variables en lugar de los absolutos.

La correlación entre estas dos cantidades es mucho mejor que en cualquiera de los métodos (e) o (f).

El método toma como base los datos históricos del consumo mundial de energía eléctrica determinando su relación con el desarrollo económico y crecimiento demográfico alcanzado.

Utiliza un conjunto de curvas determinadas de acuerdo a la tendencia mundial que tiene la correlación de la generación de energía eléctrica per-cápita y el Producto Nacional Bruto per-cápita. Dentro de este conjunto de curvas se determina la que mejor se ajuste al país, usando su información histórica disponible. Después se pronostica el consumo de energía eléctrica extrapolarando esta curva.

En este estudio no se entra en detalles con respecto a los pronósticos de corto y mediano plazo (que quedan comprendidos dentro del período de 1983 a - 1992), ya que por las características de las obras eléctricas y sus períodos de construcción, las obras que se pondrán en servicio en ese período, están - en su mayoría decididas y casi todas en proceso de construcción o a punto de iniciarse, y por el contrario enfocará el análisis al estudio del largo plazo que es donde se sentirán los efectos de las medidas estratégicas que se siguen. Ya que un error de planeación conduciría al país a situaciones deficitarias en el sector eléctrico, lo cual afectaría seriamente el desarrollo socio-económico del país, por el contrario la sobreinstitución puede corregirse en cierto tiempo, dadas las tasas de crecimiento del sector eléctrico.

Para llevar a cabo el pronóstico a largo plazo de la demanda de energía eléctrica en el país, se ha seguido dos alternativas principales:

ALTERNATIVA 1

En esta alternativa se utilizan como datos iniciales los valores históricos de la demanda de energía eléctrica (1965 - 1983), para ajustar una curva de tipo exponencial hasta el año 2010.

ALTERNATIVA 2

En esta otra alternativa se sigue el método propuesto por ACHT, utilizando de los datos históricos del país tanto económicos como poblacionales para el período 1960 - 1983, para encontrar la curva recomendada para México.

Antes de comenzar a desarrollar las dos alternativas propuestas, se obtienen los datos necesarios para llevar a cabo el estudio a largo plazo, los cuales son: los datos poblacionales y los datos económicos, así como sus respectivos pronósticos.

Datos de población e demográficos

Los datos de población que se van a utilizar en este estudio corresponden a los años de 1960 hasta 1980, los cuales se muestran en la tabla IV.2.1 y para el cálculo de la población de 1980 en adelante se utilizarán dos hipótesis

Hipótesis No. 1 : Tasa de crecimiento variable

Se considera que el crecimiento de la población no llevará el ritmo actual, sino que se irá reduciendo en función de las siguientes tasas:

Período	Tasa de crecimiento anual (%)
1975 - 1980	3.2
1980 - 1985	3.0
1985 - 1990	2.7
1990 - 1995	2.5
1995 - 2000	2.2
2000 - 2005	2.0
2005 - 2010	2.0

Hipótesis No. 2 : Tasa de crecimiento constante

Se estableció esta hipótesis con el objeto de encontrar el efecto que pudiera tener en el pronóstico de la población, el continuar con una tasa anual constante de 3.2% .

Los datos encontrados con estas dos hipótesis se muestran en la tabla IV.2.2

Año	A fin de Junio	Al 31 de Diciembre	Tasa de crecimiento anual (%)
(1) 1960	34.923	- -	
1960	34.990	35.584	
1961	36.188	36.802	
1962	37.427	38.063	
1963	38.709	39.366	
1964	40.034	40.714	
1965	41.405	42.108	3.4
1966	42.822	43.549	
1967	44.289	45.041	
1968	45.805	46.583	
1969	47.374	48.178	
(2) 1970	48.225	- -	
1970	48.996	49.790	
1971	50.296	51.416	
1972	52.249	53.095	
1973	53.955	54.829	
1974	55.717	56.620	
1975	57.537	58.469	3.2
1976	59.416	60.379	
1977	61.357	62.351	
1978	63.361	64.387	
1979	65.430	66.490	
(3) 1980	67.406	- -	
1980	67.967	68.962	
<p>(1) Base del VIII Censo General de Población al 8 de Junio de 1960 (2) Base del IX Censo General de Población al 28 de Enero de 1970 (3) Base del X Censo General de Población al 4 de Junio de 1980</p>			
<p>Tabla IV.2.1 Datos de la Población Nacional (millones de habitantes)</p>			

Año	Hipótesis No. 1	Hipótesis No. 2
1980	68.562	68.562
1981	70.619	70.756
1982	72.737	73.020
1983	74.919	75.356
1984	77.166	77.767
1985	79.481	80.255
1986	81.627	82.823
1987	83.831	85.473
1988	86.094	88.208
1989	88.418	91.030
1990	90.805	93.943
1991	93.075	96.950
1992	95.402	100.052
1993	97.787	103.253
1994	100.232	106.557
1995	102.738	109.967
1996	104.998	113.486
1997	107.308	117.117
1998	109.669	120.865
1999	112.082	124.732
2000	114.548	128.723
2001	116.839	132.842
2002	119.176	137.093
2003	121.599	141.480
2004	123.990	146.007
2005	126.470	150.680
2006	129.000	155.501
2007	131.580	160.477
2008	134.212	165.612
2009	136.896	170.911
2010	139.634	176.380

**Tabla IV.2.2 Proyecciones de la Población Nacional
(millones de habitantes)**

Datos Económicos

Los datos económicos que se van a utilizar en este estudio, corresponden a los años de 1960 a 1983, los cuales se muestran en la tabla IV.2.3 representados mediante el Producto Interno Bruto (PIB).

Para como el método AOKI requiere los datos del Producto Nacional Bruto (PNB) a precios de 1964, se transformarán los datos del PIB que se tienen a precios constantes y a precios corrientes, primero a PNB y después a precios de 1964.

Año	Precios Corrientes		Precios Constantes	
	de 1960	de 1970	de 1960	de 1970
1960	150,511		150,511	
1961	163,265		157,931	
1962	176,030		165,310	
1963	195,983		178,516	
1964	231,370		199,390	
1965	252,028		212,320	
1966	280,090		227,037	
1967	306,317		241,272	
1968	339,145		260,901	
1969	374,900		277,400	
1970	418,700	444,271	296,600	444,271
1971	452,400	490,011	306,800	462,804
1972	512,300	564,727	329,100	502,086
1973	619,600	690,891	354,100	544,307
1974	813,700	899,707	375,000	577,968
1975	988,300	1,100,050	390,300	609,976
1976	1,228,000	1,370,968	398,600	635,831
1977	1,674,700	1,849,263	411,600	657,722
1978	2,122,800	2,337,398	441,600	711,983
1979	2,767,000	3,067,526	476,900	777,163
1980		4,276,490		841,855
1981		5,874,386		908,765
1982		9,417,089		903,839
1983		17,428,989		861,769

Tabla IV.2.3 Producto Interno Bruto Nacional
(millones de pesos)

Nota.— Los datos contenidos en la tabla IV.2.3, corresponden a dos sistemas — diferentes de cuentas nacionales de México. Los datos del PIB a precios de 1960 (tanto corrientes como constantes) fueron obtenidos por el Banco de México.

Peró en abril de 1981 la Secretaría de Programación y Presupuesto publicó los resultados para los años de 1970 a 1978, de un nuevo sistema de cuentas nacionales, elaborado en coordinación con el Banco de México, S.A. y con la asistencia técnica del programa de la O.N.U. para el desarrollo.

El nuevo sistema difiere en cuanto a marcos conceptuales, metodología, de cálculo y fuentes de datos básicos, de las cuentas nacionales que venía elaborando el Banco de México; corrige sus resultados y ofrece información más amplia y detallada. Por tanto, las cifras de uno y otro sistema no son estrictamente comparables.

Por lo antes mencionado, se pasaron los precios de 1970 a precios de 1960 para tener todos los datos a una misma referencia; pero también se cambiaron los valores de los precios de 1960 (tanto corrientes como constantes) para el período de 1960 a 1969, ajustandolos al nuevo sistema.

Este ajuste se realizó de la siguiente manera: entre los precios corrientes originales (que se encuentran en la tabla IV.2.3) de 1960 y 1970 para el año de 1970, existe una relación de 1.0611 (444,271/418,700), la cual se multiplicó por los valores de los años de 1960 a 1969, con lo que quedaron todos los valores de los precios corrientes referidos a 1960.

Ahora bien, para pasar los valores del Producto Interno Bruto (PIB) a precios corrientes de 1960 a precios constantes de 1960, se multiplicaron los precios constantes originales (de la tabla IV.2.3) de 1960 a 1970 por 1.0611 y el resto de los valores, es decir, de 1971 a 1983 se calcularon en base a los datos originales a precios de 1970.

De todas estas transformaciones se obtuvieron los valores que se muestran en la tabla IV.2.4

Año	Precios Corrientes de 1960	Precios Constantes de 1960	Tasa anual de crecimiento (%)
1960	199,707	199,707	
1961	173,240	167,981	4.93
1962	186,785	175,410	4.67
1963	207,958	189,423	7.99
1964	245,507	211,573	11.69
1965	267,427	225,293	6.48
1966	297,203	240,909	6.93
1967	325,033	256,014	6.27
1968	359,867	276,842	8.14
1969	397,806	294,349	6.32
1970	444,271	314,722	6.92
1971	490,011	327,858	4.17
1972	564,727	355,686	8.49
1973	690,891	385,596	8.41
1974	899,707	409,158	6.11
1975	1,100,050	432,117	5.61
1976	1,370,968	450,433	4.24
1977	1,849,263	465,941	3.44
1978	2,337,398	504,380	8.23
1979	3,067,526	550,555	9.15
1980	4,276,490	596,384	8.32
1981	5,874,386	643,784	7.95
1982	9,417,089	640,294	-0.54
1983	17,428,989	610,491	-4.65

Tabla IV.2.4 Producto Interno Bruto Nacional a precios de 1960 (en millones de pesos).

Pero como el método de AOKI requiere los valores del Producto Nacional Bruto (PNB) a precios de 1964. Se tuvo que encontrar el PNB, el cual se estimó con el Producto Interno Bruto (PIB), considerando una relación PNB/PIB de 0.974. Y para obtener los precios de 1964, se deflactaron los precios de 1960, es decir, se obtuvo la relación entre los precios corrientes y los precios constantes para el año de 1964, la cual fue de 1.1604 (245,507/211,573) y se multiplicó ésta por los precios constantes de 1960. Posteriormente se pasaron los valores del PNB a dólares (tomando un dólar = 12.50 pesos).

Se consideraron para pronosticar el PNB, tres hipótesis que de acuerdo a las autoridades se esperaban tener en los próximos años, las cuales difieren por la tasa de crecimiento anual: hipótesis No. 1 = 6%; hipótesis No. 2 = 7%; hipótesis No. 3 = 8%.

Los datos históricos y pronosticados para el Producto Nacional Bruto a precios de 1964 se muestran en la tabla IV.2.5 y IV.2.6

Año	PIB (mill. pesos)	PNB (mill. pesos)	PNB (mill. dólares)	PNB/CAPITA (mill. dols./habit.)
1960	185,324	180,506	14,440	405.800
1961	194,461	189,405	15,152	411.717
1962	203,546	198,254	15,860	416.678
1963	219,806	214,091	17,127	435.071
1964	245,509	239,126	19,130	469.863
1965	261,430	254,633	20,371	483.780
1966	279,551	272,283	21,783	500.195
1967	297,079	289,355	23,148	513.932
1968	321,247	312,895	25,032	537.363
1969	341,563	332,682	26,615	552.431
1970	365,203	355,708	28,457	571.540
1971	380,446	370,554	29,644	576.552
1972	412,738	402,007	32,161	605.726
1973	447,446	435,812	34,865	635.886
1974	474,787	462,443	36,995	653.391
1975	501,429	488,392	39,071	668.214
1976	522,682	509,092	40,727	674.523
1977	540,678	526,620	42,130	675.691
1978	555,283	570,066	45,605	709.295
1979	638,864	622,254	49,780	748.684
1980	692,044	674,012	53,921	786.456
1981	747,047	727,624	58,210	824.282
1982	742,997	723,679	57,874	795.936
1983	708,414	689,995	55,200	736.796

Tabla IV.2.5 Producto Nacional Bruto a precios de 1964

Año	Hipótesis No. 1 6%	Hipótesis No. 2 7%	Hipótesis No. 3 8%
1983	689,995	689,995	689,995
1984	731,395	738,295	745,195
1985	775,279	789,976	804,811
1986	821,796	845,274	869,196
1987	871,104	904,443	938,732
1988	923,370	967,754	1,013,831
1989	978,772	1,035,497	1,094,937
1990	1,037,458	1,107,982	1,182,532
1991	1,099,748	1,185,541	1,277,135
1992	1,165,733	1,268,589	1,379,306
1993	1,235,677	1,357,386	1,489,690
1994	1,309,818	1,452,339	1,608,822
1995	1,388,407	1,554,003	1,737,528
1996	1,471,711	1,662,783	1,876,530
1997	1,560,014	1,779,278	2,026,652
1998	1,653,615	1,903,780	2,188,784
1999	1,752,832	2,036,980	2,363,887
2000	1,858,002	2,179,569	2,552,998
2001	1,969,482	2,332,139	2,757,238
2002	2,087,651	2,495,389	2,977,817
2003	2,212,910	2,670,066	3,216,042
2004	2,345,685	2,856,971	3,473,325
2005	2,486,426	3,056,939	3,751,191
2006	2,635,612	3,270,946	4,051,286
2007	2,793,749	3,499,912	4,375,399
2008	2,961,374	3,744,906	4,725,420
2009	3,139,096	4,007,049	5,103,454
2010	3,327,399	4,287,542	5,511,730

Tabla IV.2.6 Proyección del Producto Nacional Bruto con las tres hipótesis propuestas.

Ahora combinando las dos hipótesis del crecimiento de la población con los tres crecimientos supuestos del Producto Nacional Bruto, se obtiene el Producto Nacional Bruto por habitante, o sea los PNB/Cápita.

Los PNB/Cápita encontrados se muestran en la tabla IV.2.7

Año	PNB (mill. pesos 1964)	Hipótesis de Población # 1		Hipótesis de Población # 2	
		PNB/Cápita pesos 1964	dólares 1964	PNB/Cápita pesos 1964	dólares 1964
I Pronóstico con PNB del 6% de tasa de crecimiento anual					
1983	689,995	9,210	736.79	9,156	732.52
1985	775,279	9,754	780.34	9,660	772.82
1990	1,037,498	11,426	914.04	11,044	883.51
1995	1,388,407	13,514	1,081.12	12,626	1,010.05
2000	1,858,002	16,220	1,297.62	14,434	1,154.73
2005	2,486,426	19,660	1,572.82	16,501	1,320.11
2010	3,327,399	23,829	1,906.35	18,865	1,509.20
II Pronóstico con PNB del 7% de tasa de crecimiento anual					
1983	689,995	9,210	736.79	9,156	732.52
1985	789,976	9,939	795.13	9,843	787.47
1990	1,107,982	12,202	976.14	11,794	943.54
1995	1,554,003	15,126	1,210.07	14,132	1,130.52
2000	2,179,569	19,028	1,522.20	16,932	1,354.58
2005	3,056,999	24,171	1,933.71	20,288	1,623.02
2010	4,287,542	30,706	2,456.45	24,309	1,944.68
III Pronóstico con PNB del 8% de tasa de crecimiento anual					
1983	689,995	9,210	736.79	9,156	732.52
1985	804,811	10,126	810.07	10,028	802.25
1990	1,182,532	13,023	1,041.82	12,588	1,007.02
1995	1,737,588	16,912	1,352.98	15,800	1,264.04
2000	2,552,998	22,288	1,783.01	19,833	1,586.66
2005	3,751,191	29,661	2,372.86	24,895	1,991.61
2010	5,511,730	39,473	3,157.82	31,249	2,499.93

Tabla IV.2.7 Pronóstico del PNB/Cápita (en millones).

**ALTERNATIVA 1 : Pronóstico del Consumo de Energía Eléctrica
por Extrapolación del período 1965-1983.**

Los datos iniciales para este pronóstico son los valores históricos de la demanda de energía eléctrica total nacional durante el período 1965-1983. Los cuales se muestran en la tabla IV.2.8

Año	Sector Público	Sector Privado	Sector Mixto	Energía Importada	Total Nacional	KWH/Cápita
1965	14,717	2,200	837	111	17,865	424.266
1966	16,162	2,188	940	120	19,410	445.705
1967	17,935	2,255	960	130	21,280	472.450
1968	20,019	2,376	981	141	23,517	504.841
1969	23,065	2,292	1,023	173	26,553	551.144
1970	26,030	2,419	1,000	187	29,636	595.220
1971	28,483	2,555	1,086	221	32,345	629.084
1972	31,533	2,828	1,060	311	35,732	672.982
1973	34,244	2,854	1,069	406	38,573	703.515
1974	38,008	2,978	1,124	385	42,495	750.550
1975	40,879	2,959	983	381	45,202	773.093
1976	44,632	2,894	860	311	48,697	806.522
1977	48,945	2,853	906	89	52,793	846.707
1978	52,977	3,131	1,147	82	57,337	890.506
1979	58,070	3,448	1,272	55	62,845	945.180
1980	61,868	3,857	1,289	619	67,573	985.575
1981	67,879	4,444	1,236	615	74,174	1,050.341
1982	73,225	6,057	1,296	9	80,587	1,107.923
1983	74,831	7,046	395	4	82,276	1,098.199

**Tabla IV.2.8 Energía Eléctrica Generada en México
(Generación total bruta en KWH/año)**

Para pronosticar el consumo de energía eléctrica en el país, se hizo un ajuste por mínimos cuadrados a los datos de energía generada para el consumo del país en el período 1965-1983 (ver tabla IV.2.8), y se extrapoló hasta el año 2010. De donde se obtuvieron los valores mostrados en la tabla IV.2.9 (el anexo al final de esta Tesis muestra el program en Fortran para extrapolar valores).

Año	Energía Necesaria (GWh)
1984	96,379
1985	105,093
1986	114,596
1987	124,958
1988	136,256
1989	148,576
1990	162,010
1991	176,699
1992	192,632
1993	210,090
1994	229,043
1995	249,753
1996	272,335
1997	296,999
1998	323,810
1999	353,088
2000	385,014
2001	419,827
2002	457,788
2003	499,180
2004	544,316
2005	593,532
2006	647,199
2007	705,718
2008	769,529
2009	839,110
2010	914,981

Tabla IV.2.9 Pronóstico del Consumo de Energía Eléctrica en México por el Método de Extrapolación.

**ALTERNATIVA 2 : Pronóstico del Consumo de Energía Eléctrica
Siguiendo la Curva Determinada para México
por el Método AOKI.**

Utilizando como base los valores históricos de 1965 a 1983 del Producto Nacional Bruto per-cápita (tabla IV.2.5) y los consumos de energía eléctrica per-cápita (tabla IV.2.8), se determinó sobre el conjunto de curvas (ver figura IV.2.10) que recomienda AOKI, la curva correspondiente al caso de México.

Siguiendo la curva encontrada para México y tomando como base el pronóstico del Producto Nacional Bruto per-cápita, se encuentra el consumo de energía eléctrica per-cápita, el cual al multiplicarlo por la población para un año dado, define finalmente el consumo de energía eléctrica pronosticado.

Los pronósticos de energía correspondientes a las dos hipótesis del crecimiento de población combinadas con las tres hipótesis o suposiciones del crecimiento del Producto Nacional Bruto, se muestran en las tablas IV.2.11 a la IV.2.13 y en la figura IV.2.14

C
O
N
S
U
M
O
A
N
U
A
L
D
E
E
N
E
R
G
I
A
E
L
E
C
T
R
I
C
A
/
C
A
P
I
T
A

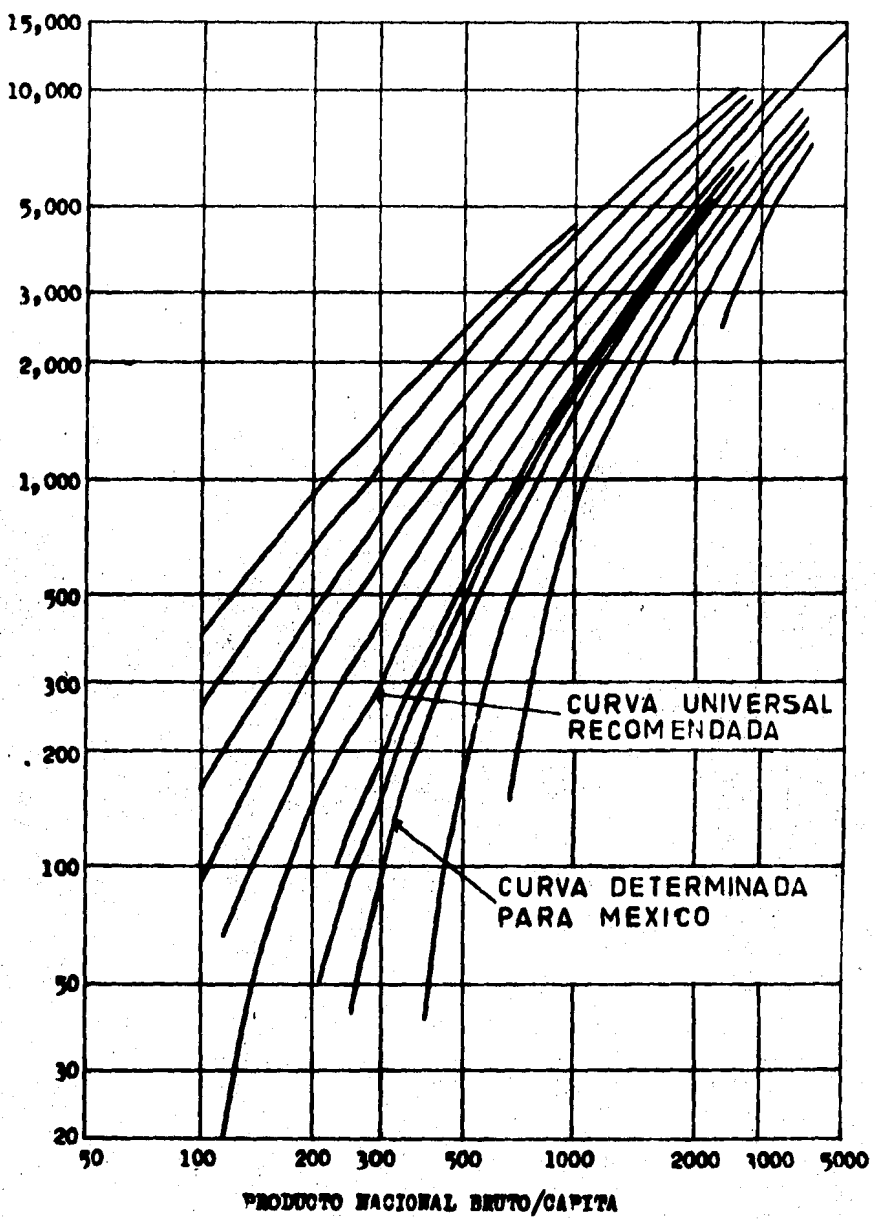


Figura IV.2.10 Conjunto de curvas determinadas por AOKI

Tabla IV.2.11

- HIPOTESIS 1 DEL CRECIMIENTO DE POBLACION
- TASA DE CRECIMIENTO ANUAL DEL PNB DEL 6 %

	1985	1990	1995	2000	2005	2010
Población (10 ⁶) Habitantes	79.481	90.805	102.738	114.548	126.470	139.634
PNB/Cápita 10 ⁶ Dls. 1964	780.340	914.040	1,081.120	1,297.620	1,572.820	1,906.350
KWH/Cápita	990	1,375	1,825	2,498	2,825	3,733
Consumo de Energía (GWH)	75,507	124,857	187,497	281,559	357,278	521,254
Tasa de Creci- miento anual %		13.07	10.03	10.03	5.38	9.18

- HIPOTESIS 2 DEL CRECIMIENTO DE POBLACION
- TASA DE CRECIMIENTO ANUAL DEL PNB DEL 6 %

	1985	1990	1995	2000	2005	2010
Población (10 ⁶) Habitantes	80.255	93.943	109.967	128.723	150.680	176.380
PNB/Cápita 10 ⁶ Dls. 1964	772.820	883.510	1,010.050	1,154.730	1,320.110	1,909.200
KWH/Cápita	963	1,300	1,650	1,990	2,416	2,792
Consumo de Energía (GWH)	77,286	122,126	181,446	251,010	364,043	492,453
Tasa de Creci- miento anual %		11.6	9.71	7.67	9.01	7.03

Tabla IV.2.12

- HIPOTESIS 1 DEL CRECIMIENTO DE POBLACION
- TASA DE CRECIMIENTO ANUAL DEL PNB DEL 7 %

	1985	1990	1995	2000	2005	2010
Población (10 ⁶) Habitantes	79.481	90.805	102.738	114.548	126.470	139.634
PNB/Cápita 10 ⁶ Dls. 1964	795.130	976.140	1,210.070	1,522.200	1,933.710	2,456.450
KWH/Cápita	980	1,575	2,000	2,800	3,933	5,750
Consumo de Energía (GWH)	77,891	143,018	205,476	320,734	497,407	802,896
Tasa de Creci- miento anual %		16.72	8.73	11.22	11.02	12.28

- HIPOTESIS 2 DEL CRECIMIENTO DE POBLACION
- TASA DE CRECIMIENTO ANUAL DEL PNB DEL 7 %

	1985	1990	1995	2000	2005	2010
Población (10 ⁶) Habitantes	80.255	93.943	109.967	128.723	150.680	176.380
PNB/Cápita 10 ⁶ Dls. 1964	787.470	943.540	1,130.520	1,354.580	1,623.020	1,944.680
KWH/Cápita	970	1,500	1,925	2,458	3,200	4,266
Consumo de Energía (GWH)	77,847	140,915	211,686	316,401	482,176	752,437
Tasa de Creci- miento anual %		16.20	10.04	9.89	10.48	11.21

Tabla IV.2.13

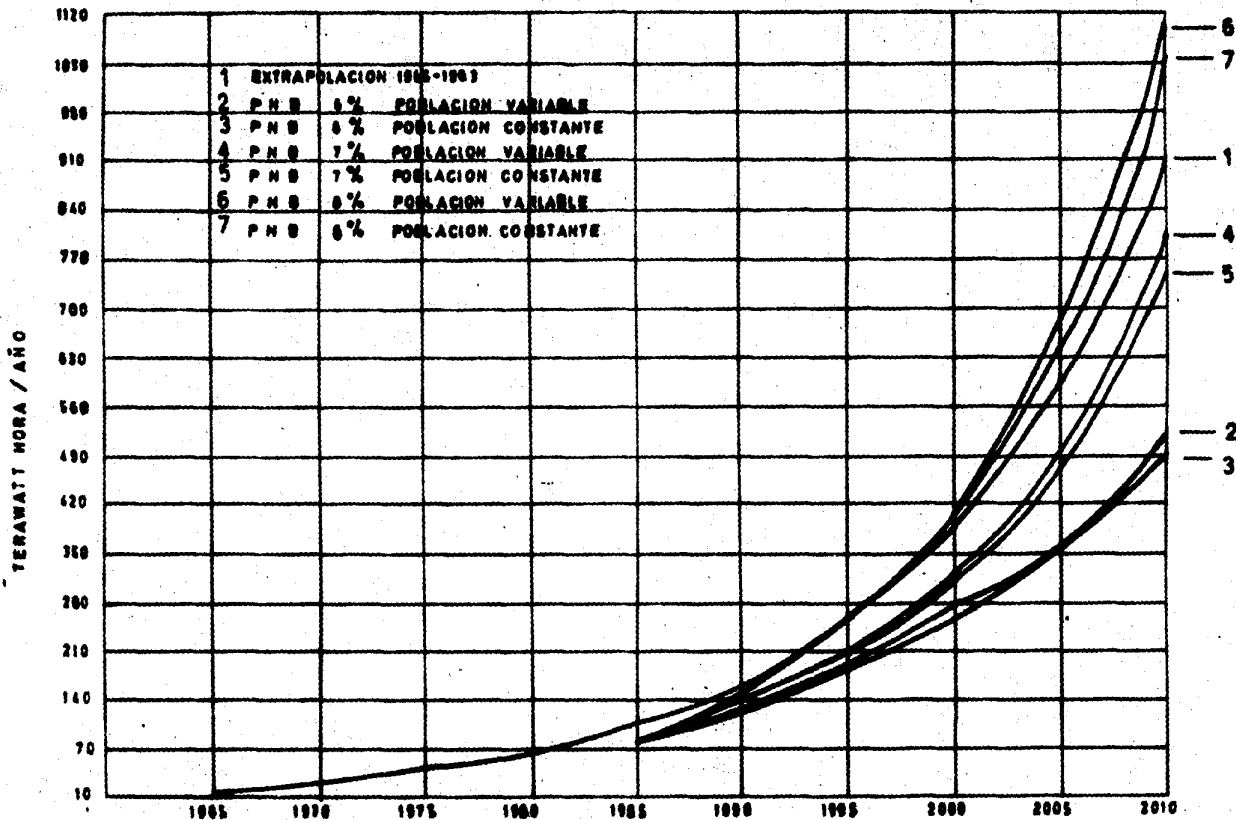
- HIPOTESIS 1 DEL CRECIMIENTO DE POBLACION
- TASA DE CRECIMIENTO AFUAL DEL PNB DEL 8 %

	1985	1990	1995	2000	2005	2010
Población (10 ⁶) Habitantes	79.481	90.805	102.738	114.548	126.470	139.634
PNB/Cápita 10 ⁶ Dls. 1964	810.070	1,041.82	1,352.98	1,783.01	2,372.86	3,157.82
KWH/Cápita	1,000	1,775	2,430	3,466	5,900	7,875
Consumo de Energía (GWH)	79,481	161,179	249,653	397,023	693,585	1,099,618
Tasa de Creci- miento anual %		20.56	10.98	11.81	15.04	11.62

- HIPOTESIS 2 DEL CRECIMIENTO DE POBLACION
- TASA DE CRECIMIENTO AFUAL DEL PNB DEL 8 %

	1985	1990	1995	2000	2005	2010
Población (10 ⁶) Habitantes	80.255	93.943	109.967	128.723	150.680	176.380
PNB/Cápita 10 ⁶ Dls. 1964	802.25	1,007.02	1,264.04	1,986.66	1,991.61	2,499.93
KWH/Cápita	963	1,640	2,375	2,833	4,333	6,000
Consumo de Energía (GWH)	77,256	154,067	261,172	364,672	652,896	1,058,280
Tasa de Creci- miento anual %		19.87	13.90	7.93	15.81	12.42

FIGURA PRONOSTICO DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA
IV.2.14 1985 - 2010



IV.3 ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS DE MÉXICO
PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los recursos energéticos, constituyen la base fundamental de la generación de energía eléctrica, puesto que, son la materia prima de este proceso. Sin recursos energéticos no sería posible la generación de energía eléctrica, de ahí la importancia que se les debe dar a estos.

Más aún en el caso de México, es de imperiosa necesidad conocer la duración de los hidrocarburos, de los que tanto se sirve el país para satisfacer no solo la demanda de energía eléctrica, si no todas sus necesidades energéticas en todos los sectores de actividad, y de los demás recursos energéticos. Para no crear actitudes de excesiva confianza que lleven a desatender los problemas que inevitablemente se presentarán durante la primera mitad del próximo siglo, debido al agotamiento de los recursos energéticos no renovables actualmente conocidos.

Puede calcularse la duración de las reservas probadas de los recursos energéticos no renovables de México, de la siguiente manera:

Basándose en la relación de reservas probadas del energético en turno a la producción del mismo en el año considerado.

Para determinar la generación de energía eléctrica que es posible obtener con cada energético estudiado, se considerarán los datos de la tabla IV.3.1

	Uranio	Combustible	Diésel	Gas Natural	Carbón
Poder Calorífico		10,019 <u>Kcal</u> litro	9,243 <u>Kcal</u> litro	6,460 <u>Kcal</u> metro ³	4,986 <u>Kcal</u> Kilogramo
Consumo específico (Kcal/KWh)		2,975	3,016	2,975	3,399
Consumo específico (10 ⁻⁸)	21.20 <u>gramos</u> KWh	1.87 <u>bariles</u> KWh	2.05 <u>bariles</u> KWh	2.21 <u>bariles</u> KWh	0.68 <u>toneladas</u> KWh
Tabla IV.3.1 Consumo específico de combustibles para la generación de energía eléctrica.					

Hidrocarburos :

$$\frac{\text{Reservas probadas de hidrocarburos al 31-XII-1983}}{\text{Producción de hidrocarburos en 1983}} = \frac{72,500,000}{1,377.327} = 52.63$$

(incluye las pérdidas)

Esto significa que de mantenerse la producción constante, teóricamente las reservas alcanzarían para 52 años aproximadamente, es decir, hasta el año 2035 (1983 + 52).

Carbón Mineral :

Determinando la energía eléctrica que pueden proporcionar las reservas probadas de carbón, se tiene lo siguiente:

$$643 \text{ millones de toneladas} \times \frac{\text{KWh}}{0.68 \times 10^3 \text{ toneladas}} = 945,580 \text{ GWh}$$

Ahora bien, suponiendo que la generación de energía eléctrica mediante el carbón tienda a aumentar su participación en los próximos años, como se muestra a continuación:

Período	Generación anual GWh	Generación acumulada GWh
1985 - 1990	5,000	25,000
1990 - 1995	20,000	100,000
1995 - 2000	30,000	150,000
2000 - 2005	40,000	200,000
2005 - 2010	80,000	400,000
		<hr/> 875,000

Por lo que, las reservas probadas alcanzarían para 27 años aproximadamente - (1983 + 27 = 2010).

Uranio :

$$10,237 \text{ toneladas} \times \frac{1,000 \text{ Kg}}{1 \text{ ton.}} \times \frac{1,000 \text{ gm}}{1 \text{ Kg}} \times \frac{\text{KWh}}{21.2 \times 10^3 \text{ gm}} = 483,000 \text{ GWh}$$

Las reservas probadas de uranio, alcanzarían para la vida útil de una central nucleoelectrónica (30 años) a un ritmo de 16,000 GWh anuales, es decir, hasta el año 2013.

Hidropotencia :

El potencial hidroeléctrico factible de 12,278 GWh, se espera que este - disponible para el año de 1995 aproximadamente, entonces para el año 2010 posiblemente se encuentren ya instalados los 26 proyectos restantes para el - aprovechamiento del potencial con estudios de prefactibilidad y que completaría la generación de 27,099 GWh, lo que haría un total de 47,682 GWh (incluyendo la generación actual).

Geotermia :

Con las reservas probadas de 920 MW, se puede contar con una generación - de 6,000 GWh aproximadamente; dependiendo de los recursos económicos que se - destinen para el desarrollo de nuevas áreas geotérmicas, esta generación podría aumentar. Se piensa que con un esfuerzo decidido podría contarse para el año 2010 con una capacidad instalada de 8,000 MW, lo que aportaría alrededor de 50,000 GWh.

De acuerdo con estas suposiciones, se tendría una generación disponible - para el año 2010 de :

Recursos energéticos	Generación disponible
Carbón	80,000
Uranio	16,000
Hidropotencia	47,682
Geotermia	50,000
	<hr/>
	193,682 GWh

De acuerdo con las predicciones obtenidas con las dos alternativas, significaría poco más de la tercera parte del consumo total del predicciones más bajo, - por lo que el resto tendría que aportarlo los hidrocarburos, o se tendría que desarrollar bastante la nucleoelectricidad.

Por lo que se puede observar, tendrá que seguir dependiendo de los hidrocarburos en gran parte todavía, mientras se logra incorporar la nucleoelectricidad, sobre la cual tendrá que ir recayendo poco a poco el peso de la generación, y tendrá que jugar un papel muy importante en el próximo siglo.

Si la producción de hidrocarburos aumenta más en los próximos años, el tiempo de duración de las reservas será menor del supuesto. Aunque para estos fines las reservas posibles no solo de los hidrocarburos, si no de los demás recursos energéticos del país puedan transformarse en probadas.

V.- ESTUDIO ECONOMICO DE LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

La industria de energía eléctrica, tiene una característica importante - que influye en las posibles estrategias de su expansión. Ya que la energía eléctrica no puede almacenarse en cantidades significativas, lo cual obliga a desarrollar un sistema de generación capaz de adaptarse en cada instante a la demanda de los usuarios; esta demanda está modulada por las actividades humanas en el territorio servido y presenta variaciones muy amplias, siguiendo los ritmos de trabajo diarios, semanales y anuales y la influencia de los cambios estacionales.

La figura V.1 muestra las curvas diarias de demanda horaria de un sistema eléctrico, correspondiente a una semana típica, expresadas en por ciento de la demanda máxima.

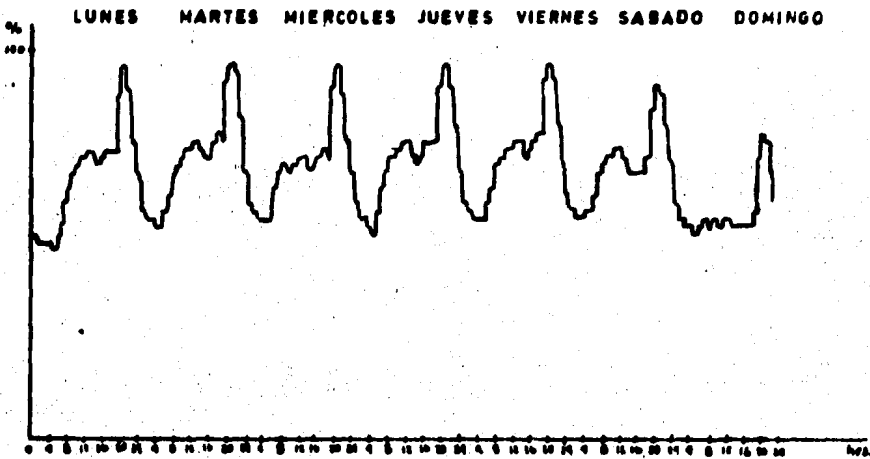


Figura V.1 Curvas diarias de demanda eléctrica.

Mediante estas curvas de demanda se puede observar un primer pico, alrededor del mediodía, cuando trabajan las industrias, los comercios, las oficinas, etc.. Viene después una baja, a la hora de la comida, para que después aumente hasta llegar al pico máximo que se observa alrededor de las 19 a las 22 horas, momento en que se tiene una gran carga de consumo doméstico, de alumbrado público, de anuncios luminosos y de las fábricas que trabajan durante la noche.

Por las características de la curva de demanda, se requiere de unidades generadoras que suministren la energía para la base de la curva de carga y - que operen a plena carga en forma casi continua; unidades que suministren la energía para los picos de la demanda, las cuales operarán durante muy pocas - horas al día; y unidades para cubrir la energía correspondiente a la parte media del área bajo la curva de carga, que deberán tener características intermedias entre las dos antes mencionadas.

Esta situación se plantea como un problema de optimización económica: don - de se trata de minimizar la suma de los costos de inversión y operación, me - diante una mezcla de los diferentes medios de generación, satisfaciendo la po - tencia y la energía eléctrica requeridas con una calidad adecuada del servi - cio.

Para ilustrar en forma sencilla el procedimiento para obtener una combi - nación óptima de capacidad de generación para satisfacer una demanda eléctrica determinada, se presenta una aplicación gráfica del método basado en el aná - lisis llamado punto de equilibrio. Se trata de un modelo que, en su forma más sencilla, resuelve el problema de determinar la combinación de unidades de - generación nuevas de distintos tipos, necesarias para satisfacer la demanda - eléctrica en un año futuro determinado.

Considérese el caso muy simplificado, en que se dispone para la expansión del sistema de tres tipos de unidades generadoras. El costo de la energía ge - nerada por cada tipo de unidad depende de los costos de inversión y de opera - ción correspondientes y de la duración del funcionamiento anual de la unidad. Las líneas rectas de la figura V.2.a representan gráficamente estos costos en función de la duración del funcionamiento de cada unidad. La ordenada en el - origen de cada recta queda determinada por el costo anual de inversión más - los costos fijos anuales de operación. La pendiente de cada recta es función de los costos variables de operación que están dados por el costo del combus - tible utilizado, el cual depende del precio unitario del combustible, el con - sumo específico del combustible de la unidad generadora considerada y el pe - dor calorífico del combustible. Evidentemente en el caso de una planta hidro - eléctrica la pendiente de la recta que representa sus costos de producción - es igual a cero.

Para aplicar el análisis del punto de equilibrio conviene representar las características y magnitud de la carga mediante una curva de duración de car - ga. Esta curva se obtiene para un año determinado, a partir de las curvas di - arias de demanda correspondientes a todos los días de ese año, sumando la de - manda horaria durante el año y ordenándola de mayor a menor en función del - tiempo.

La curva de duración de carga anual y las características de costo de pro - ducción de los distintos tipos de unidades pueden combinarse como se indica - en la figura V.2

La combinación óptima de la capacidad de generación se obtiene cuando esa capacidad de generación es la adecuada para suministrar la energía representada por el área 1 mediante la unidad generadora cuya característica de producción corresponde a la recta 1, la energía correspondiente al área 2 con la unidad de característica 2 y la energía correspondiente al área 3 con la unidad de característica 3.

Evidentemente el problema de la expansión óptima de la capacidad de generación de un gran sistema eléctrico interconectado, como es el de México, es mucho más complejo que el sencillo ejemplo que se ha presentado, y requiere el uso de modelos matemáticos avanzados y la utilización de poderosas computadoras; sin embargo este ejemplo permite comprender las bases conceptuales de estos modelos de planeación.

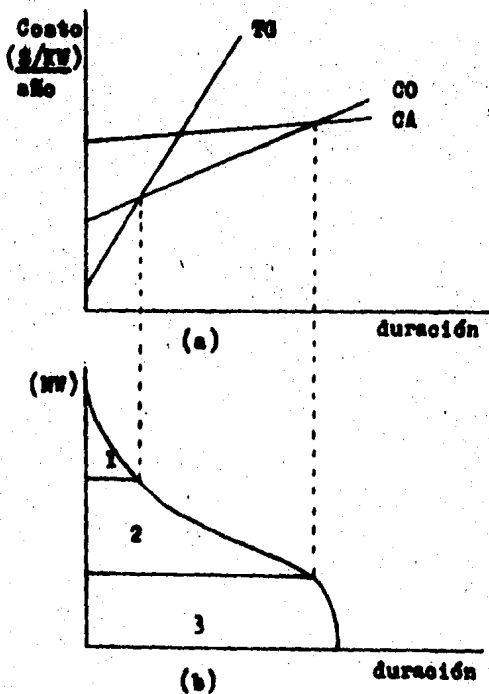


Figura 7.2 Ilustración del método de punto de equilibrio para la optimización económica de la expansión de la generación de energía eléctrica.

El aspecto económico representa uno de los factores de mayor importancia en las posibilidades de que un proyecto se lleve a cabo o no. Esto es debido a que un análisis económico proporciona los elementos necesarios para poder evaluar la rentabilidad de dicho proyecto.

La figura V.3 presenta gráficamente los costos de inversión anuales totales de distintos tipos de unidades generadoras en función de la duración de funcionamiento anual.

Para calcular las pendientes de las rectas, que dependen de los costos variables anuales de operación o sea del costo del combustible utilizado, se considerarán precios internacionales excepto en los casos en que se indica expresamente que es todo el precio nacional.

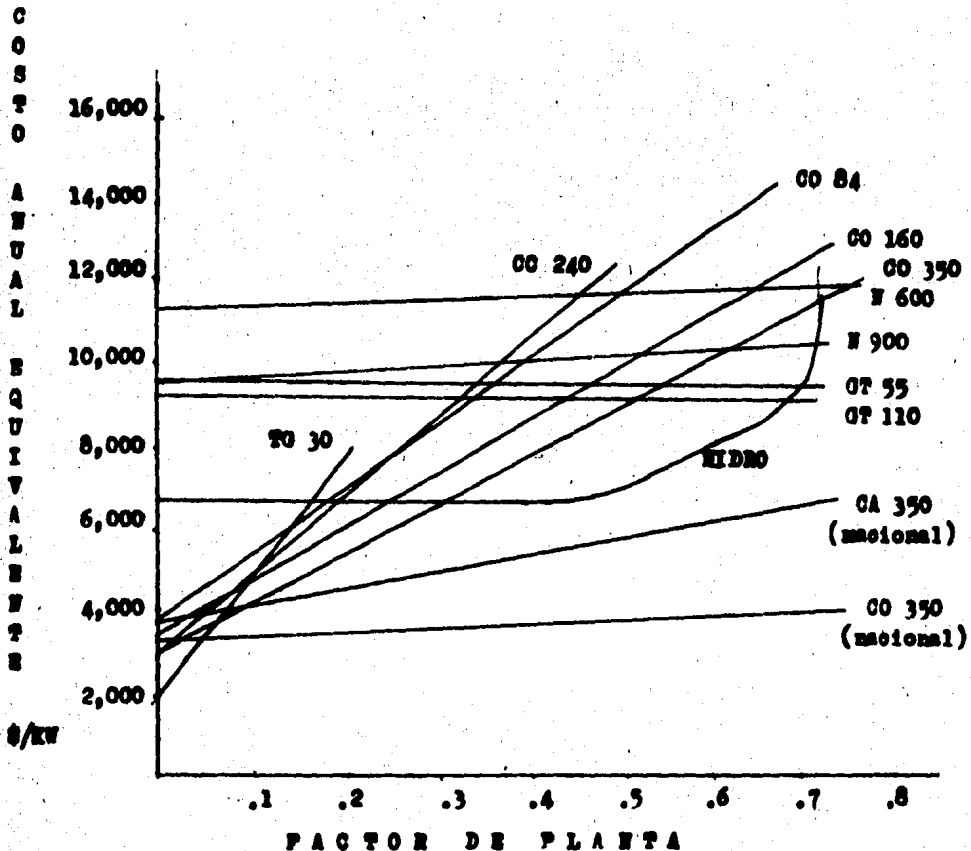


Figura V.3 Comparación gráfica de costos totales anuales de centrales generadoras.

(Los precios corresponden a mayo de 1982)

Las gráficas de la figura V.3 muestran lo siguiente:

- a) La generación obtenida utilizando turbinas de gas, es la más económica para proporcionar los picos de la curva de carga.
- b) La generación obtenida en una planta termoeléctrica que utilice combustóleo a precio nacional es la más económica para factores de planta medios, y altos, lo que muestra la conveniencia de utilizar para la generación de energía eléctrica el combustóleo que no se pueda exportar. Le sigue en economía una termoeléctrica que utilice carbón a precio nacional, para el mismo rango de operación anual.
- c) Haciendo la comparación de las distintas opciones considerando exclusivamente precios internacionales de los combustibles, la mejor opción para duraciones de operación anual correspondientes a factores de planta comprendidos entre 0.3 y 0.7 son las plantas hidroeléctricas y después las termoeléctricas a base de combustóleo. Para factores mayores de 0.6, e sea para proporcionar generación para la base de la curva de carga, las plantas nucleares resultan más económicas que las térmicas a base de combustóles a precio internacional, pero para eso se requiere utilizar unidades muy grandes, de 900 MW, lo que introduce problemas adicionales en la operación del sistema.

Ahora bien en cuanto a costos de generación eléctrica para los distintos tipos de plantas generadoras, la tabla V.4 muestra los valores estimados.

	Geo- térnica	Carbo- eléctrica	Hidro- eléctrica	Nucleo- eléctrica	Termo- eléctrica a base de combustóleo
Costo	1.98	2.04	1.81	2.37	2.24
Potencia Instalada (MW)	2 (110)	2 (350)	5 (300)	2 (1000)	2 (350)

Tabla V.4 Costos estimados de generación eléctrica para los diferentes tipos de plantas (pesos X KW) a precios de julio de 1982.

A N E X O

AJUSTE DE CURVAS POR EL METODO DE MINIMOS CUADRADOS

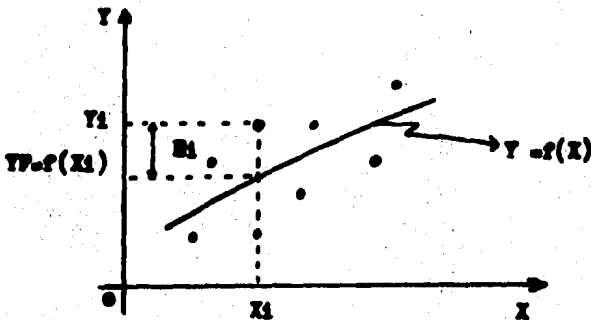
El método de mínimos cuadrados es una técnica comúnmente utilizada para el ajuste de una curva:

$$Y = f(x)$$

A un conjunto de puntos $(Y_1, X_1), (Y_2, X_2), \dots, (Y_n, X_n)$; el método se basa en el concepto de minimizar la suma de los cuadrados de los errores de la curva ajustada:

$$E_1^2 + E_2^2 + \dots + E_n^2$$

Donde E_i es el i -ésimo error; éste es, para un X_i dado, E_i es la distancia entre el punto Y_i de los datos y el valor $Y = f(X_i)$ leído de la curva ajustada.



Por lo tanto:
$$E = \sum_{i=1}^n (Y_i - Y_f)^2$$

La curva de ajuste puede ser un polinomio de grado n , una función logarítmica, exponencial, o alguna otra. La curva adecuada se escoge dependiendo de la distribución de los puntos muestrales.

El método requiere de la solución de un conjunto de ecuaciones algebraicas lineales simultáneas, donde las cantidades desconocidas son las constantes en la ecuación de la curva.

Para la curva exponencial

$$Y = a e^{bx}$$

Tomando logaritmos para evitar tener ecuaciones no lineales, se tiene entonces que:

$$\ln Y = \ln a + bx$$

Por lo que la función a minimizar es:

$$E = \sum_{i=1}^n (\ln Y_i - \ln a - bX_i)^2$$

Tomando derivadas parciales con respecto a "a" y a "b"

$$\frac{\partial E}{\partial a} = \frac{\partial E}{\partial b} = 0$$

$$\frac{\partial E}{\partial a} = 2 \sum_{i=1}^n (\ln Y_i - \ln a - bX_i) \frac{d}{da} (-\ln a) = -2 \sum_{i=1}^n (\ln Y_i - \ln a - bX_i)$$

$$\frac{\partial E}{\partial b} = 2 \sum_{i=1}^n (\ln Y_i - \ln a - bX_i) \frac{d}{db} (-bX_i) = -2 \sum_{i=1}^n (\ln Y_i - \ln a - bX_i) X_i$$

Por lo que para un conjunto de n puntos dados, las ecuaciones a resolver son:

$$n \ln a + \left\{ \sum_{i=1}^n X_i \right\} b = \sum_{i=1}^n \ln Y_i$$

$$\left\{ \sum_{i=1}^n X_i \right\} \ln a + \left\{ \sum_{i=1}^n X_i^2 \right\} b = \sum_{i=1}^n X_i \ln Y_i$$

```

C  PROGRAMA PARA DETERMINAR COEFICIENTES POR EL METODO
C      DE MINIMOS CUADRADOS
C
C  DESCRIPCION DE LAS VARIABLES EMPLEADAS
C  N=NUMERO DE DATOS, M=GRADO DEL POLINOMIO
C  NP1=NUMERO DE ECUACIONES
C  X,Y=ARREGLOS QUE CONTIENEN LOS PARES DE DATOS
C  A(I,J)=MATRIZ NORMAL FORMADA POR LAS SUMAS DE POTENCIAS DE "X"
C  VTI(I)=VECTOR DE TERMINOS INDEPENDIENTES
C  CONF(I)=VECTOR PRODUCTO DE LA MATRIZ INVERSA POR EL VECTOR DE
C  TERMINOS INDEPENDIENTES Y POR LO TANTO LOS COEFICIENTES BUSCADOS
C  YP(I)=ECUACION DE COEFICIENTES DE LA CURVA AJUSTADA
C  E(I)=ERROR QUE SE TIENE POR AJUSTE A LA CURVA
C  YP(I)=VALORES EXTRAPOLADOS DE "Y" MEDIANTE LA CURVA AJUSTADA

```

```

      DIMENSION X(60),Y(60),XC(10),YX(10),A(10,10),VTI(10)
      DIMENSION E(10,10),CONF(10),YP(25),YP(60)
      CALL POPEN (10,"TMP")
      CALL POPEN (12,"STROUT")

```

```

C
C  LECTURA DE DATOS
      READ (10,1) L,M,N
1   FORMAT (3I5)
      NP1=N+1
      NP1=N+1
      N2=N*2
      DO 30 I=1, NP1
      READ (10,2) X(I),Y(I)
2   FORMAT (2F15.3)
30  CONTINUE
      DO 31 I=21,L
      READ (10,3) X(I)
3   FORMAT (F15.3)
31  CONTINUE
      DO 60 I=1,N
      Y(I)=ALOG(Y(I))
60  CONTINUE
C  SE FORMAN LAS SUMAS DE POTENCIAS DE "X"
      DO 32 K=1,M2
      XC(K)=0.0
      DO 33 I=1, NP1
      XC(K)=XC(K)+X(I)**K
32  CONTINUE
33  CONTINUE
34  CONTINUE
C  FORMACION DE LAS SUMAS DE Y(I)
      YC=0.0
      DO 34 I=1, NP1
      YC=YC+Y(I)
34  CONTINUE

```

```

C   FORMACION DE LAS SUMAS DE PRODUCTOS Y(I) + X(I) en K
      DO 35 K=1,M
      YX(K)=0.0
      DO 36 I=1,NP1
      YX(K)=YX(K)+(Y(I)*X(I)**K)
36  CONTINUE
35  CONTINUE
C   SE FORMA LA MATRIZ NORMAL A CON LAS SUMAS DE POTENCIAS DE "X"
      DO 37 I=1,NP1
      DO 38 J=1,NP1
      IPO=I+J-2
      IF (IPO) 9,11,9
11  A(I,J)=FLOAT(N)
      GO TO 38
      9  A(I,J)=XG(IPO)
38  CONTINUE
37  CONTINUE
C   SE FORMA EL VECTOR DE TERMINOS INDEPENDIENTES
      DO 39 I=1,NP1
      INE=I-1
      IF(INE) 14,14,13
14  VTI(I)=YC
      GO TO 39
13  VTI(I)=YX(INE)
39  CONTINUE
C   SE FORMA LA MATRIZ UNITARIA
      EPS=0.000001
      DO 40 I=1,NP1
      DO 41 J=1,NP1
      IF (I-J) 15,16,15
16  B(I,J)=1.0
      GO TO 41
15  B(I,J)=0.0
41  CONTINUE
40  CONTINUE
C   SE INVIERTE LA MATRIZ NORMAL A
C   SE LOCALIZA LA MAXIMA MAGNITUD A(I,K) SOBRE O DEBAJO
C   DE LA DIAGONAL PRINCIPAL
      DEL=1.0
      DO 42 K=1,NP1
      IF (K-NP1) 17,18,18
17  INAX=K
      AMAX=ABS(A(K,K))
      KP1=K+1
      DO 43 I=KP1,NP1
      IF (AMAX-ABS(A(I,K))) 19,20,20
19  INAX=I
      AMAX=ABS(A(I,K))
20  CONTINUE

```

```

C SE ORDENAN FILAS Y COLUMNAS SI "Y" Y "K" NO SON IGUALES
  IF (IMAX-K) 21,18,21
21 DO 44 J=1,NP1
  ATMP=A(IMAX,J)
  A(IMAX,J)=A(K,J)
  A(K,J)=ATMP
  BTMP=B(IMAX,J)
  B(IMAX,J)=B(K,J)
  B(K,J)=BTMP
  DEL=DEL
44 CONTINUE
C SE PRUEBA SI SE TRATA DE UNA MATRIZ SINGULAR
18 IF (ABS(A(K,K))-EPS) 22,22,23
23 DEL=A(K,K) & DEL
C SE NORMALIZAN FILAS
  FACT=A(K,K)
  DO 45 J=1,NP1
  A(K,J)=A(K,J)/FACT
  B(K,J)=B(K,J)/FACT
45 CONTINUE
C SE MODIFICAN LAS FILAS
  DO 46 I=1,NP1
  AD=A(I,K)
  IF (I-K) 24,25,24
24 DO 47 J=1,NP1
  A(I,J)=A(I,J)-AD*A(K,J)
47 B(I,J)=B(I,J)-AD*B(K,J)
25 CONTINUE
42 CONTINUE
  WRITE (12,4) DEL
  4 FORMAT (10X,F12.5)
22 WRITE (12,5) K
  5 FORMAT (I5)
C FORMACION DE LA MATRIZ PRODUCTO DE LA INVERSA Y LA
C MATRIZ DE TERMINOS INDEPENDIENTES
  DO 48 I=1,NP1
  COMP(I)=0.0
  DO 49 J=1,NP1
  COMP(I)=COMP(I)+B(I,J)*VTI(J)
49 CONTINUE
  WRITE (12,6) COMP(I)
  6 FORMAT (5X,"COMP(I)=",F22.4,/)
48 CONTINUE
  COD=EXP(COMP(1))
  DO 50 I=1,N
  YP(I)=COD*EXP(COMP(2)*X(I))
50 CONTINUE

```

```

DO 51 I=1,N
Y(I)=EXP(Y(I))
51 CONTINUE
WRITE (12,7)
7 FORMAT (//,22X,"Y(I)",18X,"YF(I)",//)
E=0.0
DO 52 I=1,N
E=E+(Y(I)-YF(I))**2
52 WRITE (12,8) Y(I),YF(I)
8 FORMAT (5X,2F22.4,/)
WRITE (12,26) E
26 FORMAT (13X,"EL ERROR ES=",F10.4,//)
C CALCULO DE LOS VALORES DE "Y" USANDO LOS COEFICIENTES
C DE LA CURVA AJUSTADA
DO 53 I=21,L
YF(I)=COD*EXP(COEF(2)*X(I))
53 CONTINUE
WRITE (12,27)
27 FORMAT (10X,"VALORES EXTRAPOLADOS",/)
WRITE (12,28)
28 FORMAT (/,22X,"X(I)",18X,"YF(I)",/)
DO 54 I=21,L
WRITE (12,29) X(I),YF(I)
29 FORMAT (5X,2F22.4,/)
54 CONTINUE
CALL EXIT
END

```


CONCLUSIONES

Después de analizar cuidadosamente todo el proceso que envuelve a la generación de energía eléctrica, desde la obtención de los energéticos, así como el proceso de transformación de éstos a energía eléctrica, mediante los diferentes tipos de generación posible. Puede notarse que no es nada sencillo el proceso, ya que éste, involucra muchos factores importantes, entre los que destacan: los económicos y los tecnológicos, los cuales son cada vez más difíciles de manejar, y lo son aún más conforme crece la demanda de energía eléctrica.

En cuanto al estudio a largo plazo, debe tenerse en cuenta que pretende establecer una estrategia de desarrollo del sector eléctrico y no un programa de obras definitivo, ya que estará sujeto a revisiones periódicas para configurar las hipótesis establecidas.

Se pueden destacar varios puntos generales de importancia :

- La utilización de los hidrocarburos en la generación de energía eléctrica, seguirá jugando un papel significativo en lo que resta del presente siglo y su sustitución por otros energéticos será resultado de un proceso gradual y prolongado.

- Para principios del próximo siglo, se habrá desarrollado prácticamente todo el potencial hidroeléctrico del país y se habrá llegado también al límite del desarrollo del carbón.

- La pterotermia no puede analizarse como una alternativa para reemplazar a las centrales eléctricas a base de combustibles fósiles. Habrá que verla como un recurso disponible en abundancia en el país, considerándola como una opción estratégica en el desarrollo del sector eléctrico.

- El estado actual de las tecnologías alternativas como la solar, eólica, mareomotriz, con sus altos costos de conversión a energía eléctrica, harán que su contribución a la oferta de energía eléctrica nacional en lo que resta del presente siglo, será de importancia marginal, aunque a más largo plazo su contribución a la diversificación de la oferta eléctrica pueda llegar a ser muy importante dado su carácter inagotable, toda vez que los combustibles fósiles día con día son más costosos y más escasos.

Los hidrocarburos representan en la actualidad alrededor del 90% de los energéticos primarios que utiliza el país. Existe una certeza razonable de que las reservas petroleras son suficientes para satisfacer las necesidades del país por lo menos hasta las primeras décadas del próximo siglo, pero se debe preparar para la declinación de dichas reservas.

Por lo tanto, es necesario reducir la dependencia excesiva que se tiene de ellos como fuente de energía y es precisamente el sector eléctrico el que puede contribuir en mayor medida a una reducción, desarrollando el uso de otras fuentes energéticas.

De las energías alternativas la que mejores opciones ofrece es sin lugar a dudas la energía nuclear, probada ya a nivel mundial, con un potencial futuro bastante significativo. Pero se debe tomar en cuenta varios puntos como los siguientes:

- El país no cuenta con una base científica, tecnológica, industrial y organizativa suficiente para emprender y aprovechar un esfuerzo de tales dimensiones. De lo contrario, el desarrollo nucleoelectrico se traduciría, simplemente en una importación directa de plantas, cancelandose la posibilidad de asimilar plenamente la tecnología nuclear.
- El desarrollo nucleoelectrico debe enfocarse primero, en la construcción de una base sólida y bien organizada de recursos humanos capacitados, sobre la que se pueda ir financiando un desarrollo nucleoelectrico cada vez más amplio.

La finalidad de este trabajo, no es la de proporcionar un plan específico de instalación de centrales eléctricas que proporcionen la energía eléctrica para el país, ni, ni más bien, de información sobre la situación en que se encuentra el país en la actualidad, y la necesidad urgente que existe por tomar las precauciones y las medidas estratégicas necesarias para evitar serios problemas en el futuro, es decir, no aparecer ajenos al problema que representa para el país el suministro de energía eléctrica y tomar conciencia de la problemática total que lleva consigo desde su origen hasta su destino final.

BIBLIOGRAFIA

Capitulo I RECURSOS ENERGETICOS

- 1.- El Carbón Mineral
Comisión Coordinadora de la Industria Siderúrgica
Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial
México, D.F. , 1976
- 2.- Plan Nacional de Desarrollo Carbocéctrico
Resumen Ejecutivo
México, D.F. , 1982
- 3.- Anuario Estadístico de la Minería Mexicana 1983
Consejo de Recursos Minerales
México, D.F. , 1984
- 4.- El Petróleo
Petróleos Mexicanos
México, D.F. , 1976
- 5.- Anuario Estadístico 1983
Petróleos Mexicanos
México, D.F. , 1984
- 6.- Estado Actual de la Evolución del Potencial Hidroeléctrico Nacional
Javier González Villareal
Revista Ingeniería No. 3, 1980
- 7.- Energéticos y Desarrollo Tecnológico
Manuel Polo Masinas
Editorial Larusa, México 1979
- 8.- Tecnologías Energéticas del Futuro
Programa Universitario de Energía
U.N.A.M. , México 1983
- 9.- Presencia de Uranio en el Desarrollo de México
Uranio Mexicano
Comisión de la Comunicación de Uranio
México, D.F. , 1980
- 10.- Energy Statistics Yearbook 1982
Organización de las Naciones Unidas
New York 1984
- 11.- Los Energéticos, El Petróleo ¿ y Nuestro Futuro ?
Herberto Castillo, Jacinto Viqueira
Representaciones y Servicios de Ingeniería S.A.
México, D.F. , 1982

- 12.- Radiación Solar Global en la República Mexicana
Rafael Almanza, Serafin López
Instituto de Ingeniería U.N.A.M. 1978
- 13.- Recursos Energéticos
Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología
Información Científica y Tecnológica vol. 5, No. 82
México, D.F. , Julio de 1983
- 14.- Fuentes de Energía
Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología
Información Científica y Tecnológica vol. 5, No. 83
México, D.F. , Agosto de 1983
- 15.- Energy from the Waves
David Ross
Pergamon International Library
E.U.A. , 1981
- 16.- La Revista Solar
Asociación Nacional de Energía Solar No. 7
México, primavera-verano 1984
- 17.- Programa Nacional de Energéticas 1984-1988
Poder Ejecutivo Federal
Secretaría de Energía Minas e Industria Paralela
México, 1984
- 18.- La Biomasa como Energético
Gustavo Viniegra y Alfonso Félix
Boletín I.I.E. , Junio 1978
- 19.- La Energía Múlica
Enrique Caldera y Nicolás Paga
Boletín I.I.E. , Junio 1978

Capítulo II GENERACION DE ELECTRICIDAD

- 1.- Centrales Hidroeléctricas
José Méndez V. , Lorenzo Beltrán V.
Ediciones OMA, S.A.
Barcelona España 1977
- 2.- Energía Mediante Vapor, Aire e Gas
W. H. Severns , K. E. Degler , J. C. Miles
Editorial Reverté, S.A.
Barcelona España 1976

- 3.- Boletines Informativos sobre Centrales Eléctricas
Gerencia de Generación y Transmisión
Comisión Federal de Electricidad
- 4.- Centrales Eléctricas
E. Santo Potes
Editorial Gustavo Gili
Barcelona España 1971
- 5.- Los Reactores Nucleares y la Producción de Electricidad
Enrique Garofa Garofa
Comisión Federal de Electricidad, 1980

Capítulo III SECTOR ELÉCTRICO

- 1.- Informe de Operación 1983
Comisión Federal de Electricidad
- 2.- Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional 1965-1982
Comisión Federal de Electricidad.

Capítulos IV y V PERSPECTIVAS DE EXPANSIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO Y ESTUDIO ECONOMICO DE LA GENERACION DE ENERGIA ELÉCTRICA

- 1.- Informe Anual 1983
Banco de México
- 2.- Las Perspectivas del Desarrollo del Sector Eléctrico ante la Crisis Económica Actual
Fernando Sotomayor Estrada
México, D.F. , 1983
- 3.- Sistema de Cuentas Nacionales de México
Principales Variables Macroeconómicas período 1970-1982
Secretaría de Programación y Presupuesto
México, D.F. , 1983
- 4.- La Planación del Sector Eléctrico y la Política Nacional de Energía
Jacinto Viqueira Landa
Revista Ingeniería No. 4
México, D.F. , U.N.A.M. 1982
- 5.- Pronóstico de la Demanda de Energía Eléctrica a Largo Plazo
Gerencia General de Estudios e Ingeniería Preliminar
Subgerencia de Estudios Eléctricos
Comisión Federal de Electricidad
México, D.F. , 1977