



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MÉXICO**

**ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS
PROFESIONALES "ACATLAN"**

**CONSTRUCCIÓN DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA
DE CICLO COMBINADO SAMALAYUCA II.**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE :
INGENIERO CIVIL.**

**P R E S E N T A :
JOSE CARLOS JIMENEZ PAREDES.**

Director: ING. RAFAEL ABURTO VALDES.



Noviembre de 2001

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

A mis padres:

**Quienes siempre me apoyaron en todo y se
esforzaron para que yo saliera adelante, y
sobre todo por su gran amor.
Por ello....gracias.**

A mis hermanos:

**Que me ayudaron cuando más lo necesite
y sobre todo que me brindaron su confianza
y cariño, les doy las gracias.**

**A todas las personas que con sus conocimientos
contribuyeron a realizar este trabajo les doy las
gracias.**

INDICE

Pag.

INTRODUCCION.

1.- PLANEACION.	1
1.1.- ANTECEDENTES.	1
1.2.- PROSPECTIVA DEL SECTOR ELECTRICO.	3
1.2.1.- Sistema Eléctrico Existente.	3
1.2.2.- Proyecciones de la Demanda.	15
1.2.3.- Capacidad de Generación y Transmisión Prevista.	23
1.3.- PLANEACION.	28
1.3.1.- Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado SAMALAYUCA II.	28
1.4.- ALCANCES.	29
2.- TIPOS DE PLANTAS DE GENERACION ELECTRICA.	31
2.1.- TERMOELECTRICAS.	32
2.2.- CARBOELECTRICAS.	33
2.3.- CICLOS COMBINADOS.	34
2.4.- HIDROELECTRICAS.	35
2.5.- GEOTERMOELECTRICAS.	37
2.6.- NUCLEOELECTRICAS.	39
2.7.- DIESELELECTRICAS.	41
2.8.- EOLOELECTRICAS.	42
3.- LOS PROCESOS EN LAS PLANTAS TERMOELÉCTRICAS Y EQUIPOS PRINCIPALES.	44
3.1.- LOS PROCESOS EN LAS PLANTAS TERMOELÉCTRICAS.	44
3.1.1.- Suministro de combustibles.	44
3.1.2.- Generador de Vapor.	45
3.1.3.- Generación de Energía Eléctrica.	45
3.2.- EQUIPOS PRINCIPALES EN LAS PLANTAS TERMOELÉCTRICAS DE CICLO COMBINADO.	48
3.2.1.- Turbinas de Gas.	49
3.2.2.- Turbina de Vapor.	49
3.2.3.- Generador Eléctrico.	50
3.2.4.- Transformador de Potencia.	51
3.2.5.- Generador de Vapor por Recuperación de Calor.	51
3.2.6.- Aerocondensador.	52
3.2.7.- Sistemas de Control.	53
4.- PLANTA DE CICLO COMBINADO SAMALAYUCA II.	54
4.1.- DISCIPLINAS QUE INTER VIENEN EN LA CONSTRUCCION DE UNA PLANTA TERMOELECTRICA.	54
4.2.- PROGRAMACION Y CONTROL.	58
4.2.1.- Construcción.	58
4.2.2.- Procuración.	61
4.2.3.- Costo y Financiamiento.	63

4.3.- POLITICAS DE CONTRATACION.	64
4.3.1.- Construcción, Arrendamiento y Transferencia (CAT).	65
4.3.2.- Licitación Pública por Invitación Directa.	66
4.3.3.- Bases del Concurso.	66
4.3.4.- Propuestas Técnicas de los Participantes.	67
4.3.5.- Propuestas Económicas de los Participantes.	68
4.3.6.- Resolución de la Licitación.	68
4.3.7.- Contrato de Fideicomiso.	68
4.3.8.- Contrato de Ingeniería, Suministro y Construcción.	70
4.3.9.- Contrato de Arrendamiento.	70
4.3.10.- Contrato de Prenda.	71
4.3.11.- Contrato de Participación.	71
4.3.12.- Consorcio Ganador.	71
4.3.13.- Estructura de la Organización.	73
4.4.- PRINCIPALES PROCESOS CONSTRUCTIVOS.	74
4.4.1.- Trabajo Civil.	74
4.4.2.- Estructuras del Bloque de Fuerza.	75
4.4.3.- Estructuras Auxiliares.	77
4.4.4.- Cargas de Diseño.	78
4.4.5.- Bases de Diseño.	80
4.4.6.- Normas y Reglamentos.	82
4.5.- CONTROL DE CALIDAD CON NORMATIVIDAD ISO.	82
4.5.1.- Sistema de Calidad del Consorcio.	82
4.5.2.- Alcances de la Supervisión de la CFE como Fundamento Básico de Calidad.	87
4.6.- DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE CICLO COMBINADO SAMALAYUCA II.	87
4.6.1.- Identificación del Sitio.	87
4.6.2.- Descripción General de la Central Termoeléctrica SAMALAYUCA II.	90
5.- IMPACTO AMBIENTAL.	97
5.1.- ANTECEDENTES.	97
5.2.- POLITICA DE PROTECCION AMBIENTAL DE LA CFE.	103
5.3.- MARCO DE NORMATIVIDAD TECNICA.	104
5.4.- RESOLUCIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL DE LA PLANTA TERMOELÉCTRICA SAMALAYUCA II.	105
ANEXO I	114
CONCLUSIONES.	121
BIBLIOGRAFIA.	123

INTRODUCCION

El propósito del presente trabajo es describir el entorno, el proceso, las bases y el desarrollo del proyecto de la Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado Samalayuca II.

De acuerdo con el estudio de desarrollo del mercado eléctrico, se estimó que la región Chihuahua - Ciudad Juárez tendría un crecimiento promedio anual del 6.9 % durante el periodo 1991-2001. Así mismo y considerando el Programa de Obras del Sector Eléctrico, el Gobierno Federal por medio de la Comisión Federal de Electricidad requirió instalar una central termoeléctrica de ciclo combinado con tres unidades de generación con una capacidad de 690 megawatt en condiciones ISO (International Standards Organization), utilizando gas natural como combustible primario.

Los beneficios que se obtienen con la operación de la central son:

- 1).- Impulso al desarrollo industrial y agrícola de la región.
- 2).- Satisfacción de los requerimientos de energía derivados del incremento de la población.
- 3).- Respaldo al intercambio de energía eléctrica con Estados Unidos de América en la zona Norte de nuestro país.

La Central Samalayuca II se ubica al Norte del Estado de Chihuahua, a 52 kilómetros del Municipio de Juárez y a 324 kilómetros de la capital del Estado.

La energía generada por esta central al año es de aproximadamente 4 000 gigawatt y se interconecta al Sistema Eléctrico Nacional de 230 kilovolt a través de tres líneas de transmisión que son :

- Subestación Reforma con una longitud de 31 Km.
- Subestación Moctezuma con una longitud de 131 Km.
- Subestación Valle de Juárez con una longitud de 40 Km.

El proyecto Samalayuca II consiste básicamente en :

- a).- El diseño, ingeniería, equipamiento, construcción, pruebas, puesta en servicio y operación comercial por parte de un consorcio privado bajo un esquema CAT (construcción, arrendamiento y transferencia)
- b).- El arrendamiento, operación y explotación comercial por parte de la CFE por un plazo de 20 años.
- c).- La transferencia de la propia central que realizarán los inversionistas privados en favor de la CFE al término del arrendamiento

El trabajo se ha distribuido de la siguiente manera:

- CAPITULO 1.- PLANEACIÓN.-** Capítulo en el que se describe el proceso de planeación de la central y de las condiciones recientes, presentes y futuras en la generación de energía eléctrica
- CAPITULO 2.- TIPOS DE PLANTAS DE GENERACIÓN ELECTRICA.-** Describe los diferentes tipos de plantas de generación que se utilizan hoy día.
- CAPITULO 3.- LOS PROCESOS EN LAS PLANTAS TERMOELÉCTRICAS Y EQUIPOS PRINCIPALES.-** Tiene como objetivo básico describir cuáles son los diferentes procesos necesarios para la generación de energía eléctrica y descripción de los equipos más sobresalientes, como los generadores de vapor, etc que participan en ésta central
- CAPITULO 4.- PLANTA DE CICLO COMBINADO SAMALAYUCA II.-** Descripción de las distintas disciplinas que conjuntamente llevan a cabo la ejecución de un proyecto de estas características, de los programas de entrega de la central, de los instrumentos necesarios para llevar a cabo la contratación de aquel consorcio que ejecutara los trabajos necesarios para construir la subestructura y superestructura de las instalaciones de la central, de los alcances de los programas de aseguramiento de calidad necesarios para cumplir con todos los requerimientos previstos.
- CAPITULO 5.- IMPACTO AMBIENTAL.-** Descripción de los estudios de impacto ambiental necesarios para garantizar la preservación del lugar en el que se construye la central.

CAPITULO I

PLANEACION

1.1.- ANTECEDENTES.

En el año de 1879 se inició el empleo de la electricidad en procesos industriales, tras la instalación de un sencillo generador en la fabrica textil La Americana en León, Guanajuato. Pocos años después, las minas utilizaron ya el fluido eléctrico para la operación de desagüe en sus tiros, entre otros usos.

En 1880 se llevaron a cabo los primeros experimentos para el alumbrado público de la Ciudad de México, por lo que se colocaron las primeras 40 lámparas "de arco" en la Plaza de la Constitución; a lo que siguió el alumbrado de la Alameda Central con 100 lámparas y más tarde la iluminación eléctrica de la entonces calle de Reforma y otras más del centro de la capital mexicana.

Una década después, México construyó su primera planta hidroeléctrica en Batopilas, Chihuahua, aprovechando como fuente primaria para la generación eléctrica, los saltos y caídas de agua de los ríos. A principios del siglo XX, en varios estados de la República Mexicana funcionaban plantas hidráulicas destinadas a satisfacer, sobre todo, las necesidades del sector productivo regional, fábricas, industrias y minas. La energía excedente se destinaba a servicios urbanos.

El francés Arnold Vaquié mediante una concesión gubernamental promovió el primer proyecto importante para generar electricidad por medio de caídas de agua del río Necaxa, hecho que dio origen a la empresa canadiense Mexican Light y Power Company Limited, la cual posteriormente cambió su denominación a Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz.

Fue tal el auge de la electricidad, que para el año de 1920 funcionaban en nuestro país compañías mediante la inversión de empresarios extranjeros; sin embargo, la falta de eficiencia de dichas empresas provocaron la aparición de una serie de anomalías como: abusos en el cobro de tarifas, aplicación de multas y fallas en el suministro, las cuales crearon un clima de descontento entre los consumidores.

La situación entró en calma y en orden definitivos cuando el 14 de agosto de 1937, el Poder Ejecutivo Federal, representado por Lázaro Cárdenas del Río, decretó la creación de la Comisión Federal de Electricidad, con la encomienda de organizar un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica para el beneficio del pueblo de México.

El inicio de operaciones de la Comisión Federal de Electricidad permitió establecer un vínculo entre el suministro de energía eléctrica y los objetivos sociales del proyecto nacional. En 1959, las dos principales empresas extranjeras que comercializaban la electricidad: La American Foreign Power Company y la Mexican Light and Power Company Limited, recibían de ésta el 70 por ciento de la energía que revendían.

Para desarrollar sus tareas, la Comisión Federal de Electricidad se sustenta en sólidos valores corporativos, para ello, cuenta con una extensa planta de trabajadores especializados, técnicos y profesionistas en las áreas más diversas: electricidad, finanzas, sistemas, comunicación, administración, etc., conformando un equipo humano que cubre toda la República Mexicana.

La Comisión Federal de Electricidad se creó con objeto de generar energía para abastecer a un mercado en crecimiento, satisfacer la demanda de los consumidores de bajos ingresos, planear e integrar el servicio eléctrico en México y preparar un esquema que le diera a la nación el control sobre sus recursos energéticos. Sus primeros proyectos se emprendieron en Teloloapan, Guerrero; Pátzcuaro, Michoacán; Suchiate y Xia en Oaxaca; Ures y Altar en Sinaloa y en 1938 emprendió su primer proyecto de gran envergadura, Ixtapantongo. Para ese año la empresa ya tenía una capacidad instalada de 64 kilowatt, en 1942 alcanzó los 837 kilowatt, en 1946 los 45 594 kilowatt y en 1950 los 167 126 kilowatt (el 13% del total del país).

La Comisión Federal de Electricidad quedó constituida como un organismo descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propios en 1949, lo que le permitió actuar en áreas como la planeación y ejecución de obras, adquisición de instalaciones, organización de cooperativas de consumidores y electrificación, entre otras. Fue entonces que las empresas privadas dejaron de invertir y la empresa pública se vio obligada a generar energía para que éstas la revendieran. A lo largo de la siguiente década, estas empresas sufrieron importantes transformaciones, fusiones y reestructuraciones, y el estado se vio precisado a adquirir total o parcialmente varias de estas empresas, hasta que a fines de 1960, el Ejecutivo Federal propuso la adición al párrafo sexto del artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, señalando:

“Corresponde exclusivamente a la nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares, y la nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines”.

Es entonces que la Comisión Federal de Electricidad adquirió responsabilidades que se pueden expresar en tres puntos fundamentales:

- 1).- Asegurar el suministro de energía eléctrica en el país, en condiciones adecuadas de cantidad, calidad y precio.
- 2).- Proporcionar atención esmerada a sus clientes.
- 3).- Proteger el ambiente, promover el desarrollo social y respetar los valores de las poblaciones donde se ubican las obras de electrificación.

Comenzó entonces un largo proceso de integración de las empresas existentes. De 1962 a 1972 la Comisión Federal de Electricidad adquirió e incorporó a su estructura 27 empresas regionales, y el proceso continuó hasta 1991. Un paso importante en el proceso de integración fue la unificación de la frecuencia eléctrica de toda la república a 60 ciclos. A partir de 1972 se inició la modificación de equipos y aparatos electrodomésticos de todos los hogares con frecuencia de 60 ciclos, tarea que concluyó en un lapso de cuatro años, tres antes de lo proyectado originalmente. Dentro de estos cambios se llevó a cabo en 1975 la fundación del Instituto de Investigaciones Eléctricas, centro encargado de realizar investigación aplicada y apoyar el desarrollo tecnológico de la industria nacional.

El Gobierno Federal otorgó alta prioridad al programa de electrificación rural, que incluyó la incorporación de sistemas fotovoltaicos. Al cierre de 1994, el avance en este programa fue del 97.0 por ciento, que consideró la electrificación de 2 674 poblados rurales, 818 colonias populares y 124 pozos para riego agrícola, en beneficio de 1 082 665 habitantes y 4 118 hectáreas. En los primeros tres meses de 1995, los trabajos de electrificación rural se concluyeron en 523 centros de población, para beneficio de casi 135 mil personas y con un costo aproximado de 44 millones de pesos.

Los lineamientos fundamentales de la política de reestructuración y desarrollo del sector de la energía en México establecieron la introducción de cambios profundos en las empresas paraestatales que lo integran, con estricto apego al marco constitucional y legal vigente, así como aprovechar las opciones que ofrece el marco legal para dirigir la inversión pública a fortalecer y mejorar la transmisión y distribución de energía eléctrica y para alentar la participación privada en la generación.

1.2.- PROSPECTIVA DEL SECTOR ELECTRICO.

Cada año, la Comisión Federal de Electricidad elabora un documento de planeación que se denomina "Prospectivas del Sector Eléctrico". El que a continuación se presenta, fue elaborado en 1996 y contempla para la planeación del sector en el período 1997-2006 y corresponde a la etapa de estudio y decisión de la Planta de Ciclo Combinado Samalayuca II.

1.2.1.- SISTEMA ELECTRICO EXISTENTE.

Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

En las últimas décadas el SEN ha evolucionado a un ritmo acelerado. En 1960 la capacidad de generación instalada en México era de 3 021 megawatt y la demanda se abastecía por sistemas eléctricos independientes entre sí.

Desde entonces el SEN ha tenido una evolución importante basándose en un proceso de planeación para el mejoramiento continuo del sistema de suministro. En este marco se considera el uso de mayores tensiones (230 y 400 kilovolt), la interconexión de sistemas, el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos y termoelectrónicos, así como el aprovechamiento de la energía geotérmica, la energía nuclear, el carbón y la eólica.

Para fines de planeación, el SEN ha distribuido el país en 9 áreas :

1.-	Noroeste	4.-	Occidental	7.-	Peninsular
2.-	Norte	5.-	Central	8.-	Baja California
3.-	Noreste	6.-	Oriental	9.-	Baja California Sur

Las siete primeras se encuentran interconectadas entre sí y forman el Sistema Interconectado Nacional (SIN), mientras que las zonas ocho y nueve, permanecen independientes (del SIN) debido a razones técnicas y económicas. Sin embargo éstas dos zonas están conectadas a la red eléctrica de la región occidental de los Estados Unidos de América (EUA) por medio de dos

líneas de transmisión a 230 kilovolt, permitiendo el intercambio en el suministro de energía eléctrica con ese país; cabe mencionar que la red troncal cuenta con líneas de transmisión a 400, 230 y 115 kilovolt.

Figura 1.1



La operación de la red de transmisión y el despacho de carga se dirige y supervisa a través de ocho centros regionales de control coordinados por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Las nueve áreas en que se ha dividido el SEN, corresponden a las áreas de control de los centros regionales, con excepción de las dos áreas de la Península de Baja California, cuya operación se concentra en Mexicali.

Los otros centros regionales se ubican en: Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey, Guadalajara, México, Puebla y Mérida.

Estructura del Sistema de Generación

El sistema de generación está integrado por un conjunto de centrales generadoras de diferentes tipos y que usan diferentes fuentes de energía. Para Diciembre de 1996 la capacidad instalada total alcanzó la cifra de 34 791 megawatt, distribuidas como se muestra en el cuadro 1.1.

AREA	HIDROELECTRICA	HIDROCARBUROS				DUAL	CARBOELECTRICA	GEOTERMICO- ELECTRICA Y SOLICA	NUCLEOELECTRICA	TOTAL
		TERMICA CONVENCIONA	CICLO COMBINADO	TURBOGAS	COMBUSTION INTERNA					
NOROESTE	941	2,162		155					3,258	
NORTE	28	1,074	200	253					1,555	
NORESTE	118	1,665	378	170		2,600			4,951	
OCCIDENTAL	1,797	3,508	218		2,100		88		7,711	
CENTRAL	1,902	2,474	462	374					5,232	
ORIENTAL	5,248	2,217	422	43			38	1,309	9,277	
PENINSULAR		442	212	402	1				1,057	
BAJA CALIF.		620		177			620		1,417	
BAJA CALIF. SUR		113		96	75				284	
ZONAS AISLADAS				5	45				50	
TOTAL	10,034	14,295	1,912	1,675	121	2,100	2,600	745	1,309	34,792**

* Incluye 16 MW de la Edison de la Verde.

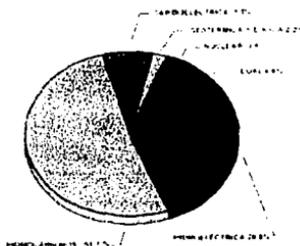
** Las otras están restringidas a números enteros, por lo que no pueden componer exactamente a las sumandas.

Cuadro 1.1

En la figura 1.2 se muestra la participación de la capacidad instalada por tipo de generación.

Figura 1.2

SECTOR ELECTRICIDAD NACIONAL
CAPACIDAD EFECTIVA AL 31 DE DICIEMBRE DE 1996
14,791 MW



Durante el año de 1996, la capacidad de generación se incrementó en 1 753 megawatt, esto debido a la entrada en operación de las unidades 5 y 6 de la central termoeléctrica Adolfo López

Mateos (Tuxpan) con 350 megawatt cada una, así como la unidad 4 de la Central Carbón II con 350 megawatt; las Hidroeléctricas 1 y 2 de la Central Temascal II con 100 megawatt cada una; la unidad 1 de Luis Donald Colosio (Huites) con 211 megawatt; las unidades 1 y 2 de la Central Fernando Hiriart (Zimapan) con 146 megawatt cada una.

Principales Centrales de Generación

En la figura 1.3 se ubican las principales centrales que destacan por su capacidad, tecnología de generación ó importancia regional y en el cuadro 1.2 se presenta información adicional de estas centrales.

Figura 1.3



No.	CENTRAL	TIPO	CAPACIDAD	AREA	COMBUSTIBLE O ENERGETICO PRIMARIO
1	BELISARIO DOMINGUEZ (ANGOSTURA)	HIDROELECTICA	900	ORIENTAL	ENERGIA HDR.
2	M. MORENO TORRES (CHICOASEN)	HIDROELECTICA	1500	ORIENTAL	ENERGIA HDR.
3	MALPASO	HIDROELECTICA	1060	ORIENTAL	ENERGIA HDR.
4	A. ALBINO CORSO (PEÑITAS)	HIDROELECTICA	420	ORIENTAL	ENERGIA HDR.
5	TEMASCAL	HIDROELECTICA	354	ORIENTAL	ENERGIA HDR.
6	C. RAMIREZ ULLOCA (CARACOL)	HIDROELECTICA	600	ORIENTAL	ENERGIA HDR.
7	INFIERNILLO	HIDROELECTICA	1000	CENTRAL	ENERGIA HDR.
8	J. Ma. MORELOS (VILUTA)	HIDROELECTICA	295	CENTRAL	ENERGIA HDR.
9	NECAXA	HIDROELECTICA	109	CENTRAL	ENERGIA HDR.
10	P. ELIAS CALLES (EL NOVILLO)	HIDROELECTICA	135	NOROESTE	ENERGIA HDR.
11	RAUL J. MARAL (COMEDERO)	HIDROELECTICA	100	NOROESTE	ENERGIA HDR.
12	BACURATO	HIDROELECTICA	92	NOROESTE	ENERGIA HDR.
13	AGUAMILPA SOLIDARIDAD	HIDROELECTICA	900	OCCIDENTAL	ENERGIA HDR.
14	L. DONALDO COLOSIO (HUITES)	HIDROELECTICA	422	NOROESTE	ENERGIA HDR.
15	V. GOMEZ FARIAS (AGUA PRIETA)	HIDROELECTICA	240	OCCIDENTAL	ENERGIA HDR.
16	ZIMAPAN	HIDROELECTICA	292	OCCIDENTAL	ENERGIA HDR.
17	FCO. PEREZ RIOS (TULA)	TERMOELECTRICA	1982	CENTRAL	COMB. Y GAS
18	VALLE DE MEXICO	TERMOELECTRICA	838	CENTRAL	COMB. Y GAS
19	J. LUQUE	TERMOELECTRICA	224	CENTRAL	GAS
20	MANZANILLO I Y II	TERMOELECTRICA	1900	OCCIDENTAL	COMBUSTOLEO
21	SALAMANCA	TERMOELECTRICA	666	OCCIDENTAL	COMBUSTOLEO
22	VILLA DE REYES (SLP)	TERMOELECTRICA	700	OCCIDENTAL	COMBUSTOLEO
23	ALTAMIRA	TERMOELECTRICA	770	NORESTE	COMBUSTOLEO
24	A. LOPEZ MATEOS (TUXPAN)	TERMOELECTRICA	2100	ORIENTAL	COMBUSTOLEO
25	MONTERREY	TERMOELECTRICA	465	NORESTE	COMB. Y GAS
26	RIO BRAVO	TERMOELECTRICA	375	NORESTE	COMB. Y GAS
27	FRANCISCO VILLA	TERMOELECTRICA	399	NORTE	COMBUSTOLEO
28	SAMALAYUCA	TERMOELECTRICA	318	NORTE	COMB. Y GAS
29	GPE. VICTORIA (LERDO)	TERMOELECTRICA	320	NORTE	COMBUSTOLEO
30	PUERTO LIBERTAD	TERMOELECTRICA	632	NOROESTE	COMBUSTOLEO
31	C. RODRIGUEZ R. (GUAYMAS II)	TERMOELECTRICA	484	NOROESTE	COMBUSTOLEO
32	J. ACEVES POZOS (MAZATLAN II)	TERMOELECTRICA	616	NOROESTE	COMBUSTOLEO
33	POTE. JUAREZ (ROSARITO)	TERMOELECTRICA	620	B. CALIF.	COMBUSTOLEO
34	LERMA (CAMPECHE)	TERMOELECTRICA	150	PENINSULAR	COMBUSTOLEO
35	MERIDA II	TERMOELECTRICA	168	PENINSULAR	COMBUSTOLEO
36	J. DE DIOS BATIZ (TOPOLOBAMPO II)	TERMOELECTRICA	390*	NOROESTE	COMBUSTOLEO
37	F. CARRILLO P. (VALLADOLID)	CICLO COMBINADO	212	PENINSULAR	COMB./DIESEL
38	J. LÓPEZ PORTILLO (RÍO ESCAMBANO)	CARBOELECTRICA	1200	NORESTE	CARBON
39	CARBON II	CARBOELECTRICA	1400	NORESTE	CARBON
40	CERRO PRIETO	GEOTERMICA	620	B. CALIF.	VAPOR ENDOGENO
41	LAGUNA VERDE	NUCLEAR	1308	ORIENTAL	OXIDO DE URANIO
42	A. OLACHEA A. (SAN CARLOS)	COMB. INTERNA	65	B. C. SUR	COMB. Y DIESEL
43	PUERTO ELIAS CALLES (ESTACALCO)	DUAL	2100	OCCIDENTAL	COMB. Y CARBON

NOTA: El número indica la localización en la figura 2.3.

* Incluye la turbinas de 30 MW

Cuadro 1.2

Centrales Hidroeléctricas.

El mayor desarrollo se encuentra en la cuenca del río Grijalva, en el sureste del país y está integrado por las centrales Belisario Domínguez (Angostura), M. Moreno Torres (Chicoasen), Malpaso y A. Albino Corzo (Peñitas). La capacidad total del conjunto es de 3 900 megawatt y representa 39.0% de la capacidad hidroeléctrica en operación a diciembre de 1996.

El 19.0% de la capacidad está integrada por el conjunto de las centrales: C. Ramírez Ulloa (Caracol), Infiernillo y J. María Morcels (La Villita), con un total de 1,895 megawatt y que se ubican en la cuenca del río Balsas. En 1994 entró en operación la Central Aguamilpa Solidaridad, localizada en el estado de Nayarit en la cuenca del río Santiago, con 960 megawatt y que representa el 9.6%. El 32.4% restante se distribuye en las cuencas de los ríos Papaloapan, Santiago, Pánuco, Yaqui, el Fuerte, Culiacán y Sinaloa.

Centrales de Generación a Base de Hidrocarburos.

La energía termoeléctrica generada a partir de hidrocarburos, proviene de centrales de diferentes capacidades y tecnologías. El combustible se emplea principalmente en unidades de carga base, que se ubican básicamente en los puertos o en las cercanías de instalaciones de Petróleos Mexicanos (PEMEX).

El gas se utiliza en centrales ubicadas en áreas metropolitanas como el Distrito Federal y Monterrey, así como para alimentar las unidades de ciclo combinado. El diesel es utilizado en unidades que operan durante los periodos de carga pico y en las que abastecen la demanda en zonas aisladas. Entre las principales centrales están: Manzanillo con 1 900 megawatt y Tuxpan con 2 100 megawatt de capacidad instalada.

Centrales Carboeléctricas.

El desarrollo carboeléctrico se encuentra localizado en el estado de Coahuila con las centrales J. L. Portillo (Río Escondido) con 1 200 megawatt y Carbón II con 1 400 megawatt de capacidad instalada.

Centrales Duales

Una central carboeléctrica con flexibilidad para quemar combustible y/o carbón es la Presidente P. Elías Calles (Petacalco), localizada en el Estado de Guerrero, aproximadamente a 25 kilómetros al noroeste de Ciudad Lázaro Cárdenas, Mich., con 2 100 megawatt de capacidad.

Centrales Geotermoeléctricas.

El mayor aprovechamiento de energía geotérmica se encuentra en la central de Cerro Prieto en las cercanías de Mexicali, B. C. con 620 megawatt de capacidad instalada y que representa el 83.3% del total de la capacidad geotermoeléctrica en operación en el país. El 16.7% restante se localiza en Los Azufres, Michoacán y Los Húmeros, Puebla.

Central Nucleoeléctrica.

La central nucleoeléctrica de Laguna Verde se localiza en el Municipio de Alto Lucero, Veracruz. La primera unidad, de 645.5 megawatt, entró en operación en septiembre de 1990; la segunda, también de 645.5 megawatt, comenzó a funcionar en abril de 1995.

El cuadro 2.3 muestra la energía generada por las centrales que contribuyeron con el 98% de la generación durante 1996.

SEI No.	NOMBRE DE LA CENTRAL	MUNICIPIO	ESTADO	TIPO	COMB.	AREA	CANT UNID.	CAP. MW	GEN GWH	FAC DE PLANTA (%)
1	FCO. PEREZ R. (TULA)	TULA	HGO	VAP/CC	CVG	CEN	11	1962	12611	73.8
2	J. LOPEZ P. (RIO ESCONDIDO)	RIO ESCONDIDO	COAH	CARBON	K	NES	4	1200	8929	84.9
3	A. LOPEZ M. (TUXPAN)	TUXPAN	VER	VAPOR	C	ORI	6	2100	11730	83.8
4	PDTE. P. ELIAS C. (PETACALCO)	LA UNION	GRO	DUAL	C	OCC	6	2100	2775	15.1
5	M. ALVAREZ M. (MANZANILLO)	MANZANILLO	COL	VAPOR	C	OCC	4	1200	3683	35
6	SALAMANCA	SALAMANCA	GTO	VAPOR	C	OCC	4	866	4592	60.5
7	VILLA DE LOS REYES (SLP)	V. DE REYES	SLP	VAPOR	C	OCC	2	700	3923	84
8	CERRO PRIETO	MEXICALI	B. C.	GEOT	B.C.	NES	9	620	4648	85.6
9	CARBON II	NAVA	COAH	CARBON	K	NES	4	1400	8806	71.8
10	MANZANILLO II	MANZANILLO	COL	VAPOR	C	OCC	2	700	4796	78.2
11	LAGUNA VERDE	ALTO LUCERO	VER	NUCL	UO2	ORI	2	1306	7876	68.7
12	ALTAMIRA	ALTAMIRA	TAMS	VAPOR	C	NES	4	770	4018	59.5
13	V. DE MEXICO	ACOLMAN	MEX	VAPOR	G	CEN	7	836	3708	50.5
14	J. ACEVES P. (MAZATLAN II)	MAZATLAN	SIN	VAPOR	C	NOR	3	616	3180	58.6
15	PUERTO LIBERTAD	PITUITQUITO	SON	VAPOR	C	NOR	4	632	3489	63
16	M. MORENO T. (CHICOASEN)	CHICOASEN	CHIS	HIDR	ORI	5	1500	6476	49.3	
17	MALPASO	TECPATAN	CHIS	HIDR	ORI	6	1080	4284	45.1	
18	MONTERREY	S. N. GARZA	N. L.	VAPOR	CVG	NES	6	465	2305	56.6
19	C. RODRIGUEZ R. (GUAYMAS II)	GUAYMAS	SON	VAPOR	C	NOR	4	484	2508	59.1
20	FRANCISCO VILLA	DELICIAS	CHIH	VAPOR	C	NTE	5	399	2483	71
21	PDTE. JUAREZ	ROSARITO	B. C.	VAPOR	C	B.C.	8	860	2785	46.7
22	GPE. VICTORIA (LERDO)	LERDO	DOO	VAPOR	C	NTE	2	320	2100	74.9
23	INFIERNILLO	LA UNION	GRO	HIDR	CEN	B.C.	6	1000	3653	41.7
24	SAMALAYUCA	CD. JUAREZ	CHIH	VAPOR	CVG	NTE	2	316	2267	81.9
25	HUINALA	PESQUEIRA	N. L.	CC	G	NES	5	378	2285	89
26	E. PORTES G. (RIO BRAVO)	RIO BRAVO	TAMS	VAPOR	CVG	NES	3	375	1689	51.4
27	B. DOMINGUEZ (ANGOSTURA)	ACALA	CHIS	HIDR	ORI	5	900	3063	38.9	
28	PEÑITAS	OSTUACAN	CHIS	HIDR	ORI	4	420	1935	52.6	
29	DOS BOCAS	MEDELLIN	CC	CC	G	ORI	6	422	2263	61.2
30	F. CARRILLO P.	VALLADOLID	YUC	VAP/CC	CVG	PEN	5	287	1244	49.5
31	MERIDA II	MERIDA	YUC	VAPOR	C	PEN	3	198	976	56.3
32	LÉRMA (CAMPECHE)	CAMP	CAMP	VAPOR	C	PEN	4	150	795	60.5
33	EL SAUZ	PEDRO ESCOBEDO	QRO	CC	G	OCC	4	218	1198	62.6
34	J. M. MORELOS (VILLITA)	L. CARDENAS	MICH	HIDR	CEN	4	295	1420	55	
35	C. RAMÍREZ U. (CARACOL)	APAXTLA	GRO	HIDR	ORI	3	600	1012	19.3	
36	TEMASCAL	SAN MIGUEL	OAX	HIDR	ORI	6	354	1074	34.8	
37	J. LUQUE	TULTITLAN	MEX	VAPOR	G	CEN	8	362	701	22.1
38	GOMEZ PALACIO	GMEZ. PALACIO	DCO	CC	C	NTE	3	200	1078	61.4
39	POZA RICA	TIHUATLAN	VER	VAPOR	C	ORI	3	117	259	25.3
40	PUNTA PRIETA	LA PAZ	B. C. S.	VAPOR	C	B.C.	3	113	594	60
41	AZURES	CD. HIDALGO	MICH	GEOT	OCC	12	86	744	96.5	
42	PDTE. ELIAS C. (EL NOVILLO)	SOYOPA	SON	HIDR	NOR	3	135	389	32.9	
43	MAZATEPEC	TLATLAUQUIPEEC	PUE	HIDR	ORI	4	220	597	31	
44	CUPATITZIO	URUAPAN	MICH	HIDR	OCC	2	72	421	66.7	
45	PROF. R. J. MARSAL (COMEDERO)	COUALA	SIN	HIDR	NOR	2	100	51	5.9	
46	NECAXA	J. GALINDO	PUE	HIDR	CEN	10	109	454	47.5	
47	BACURATO	SINALOA DE LEYVA	SIN	HIDR	NOR	2	92	122	15.1	
48	27 DE SEPTIEMBRE (EL FUERTE)	EL FUERTE	SIN	HIDR	NOR	3	50	222	42.9	

49	NACHI-COCOM II	MÉRIDA	YUC	VAPOR	C	PEN	3	79	244	35.3	
50	TINGAMBATO	OTZOLOAPAN	MEX	HIDR		CEN	3	135	87	7.3	
51	COBANO	G. ZAMORA	MICH	HIDR		OCC	2	52	256	56.3	
52	HUMEROS	CHIGNAUTLA	PUE	GEOT		ORI	7	36	337		
53	AGUAMILPA	TEPIC	NAY	HIDR		OCC	3	960	1392	13.6	
54	AGUA PRIETA	ZAPOPAN	JAL	HIDR		OCC	2	240	237	11.3	
55	HUMAYA	BADRAGUATO	SIN	HIDR		NOR	2	90	72	8.1	
56	IXTAPANTONGO	V. DE BRAVO	MEX	HIDR		CEN	3	104	27	3	
57	TEPEXC	T. DEL RIO	PUE	HIDR		CEN	3	44	229	59.4	
58	AGUSTIN O. (SAN CARLOS)	SAN CARLOS	BCS	COIN	CYD	B.C.	2	65	335	56.8	
59	LERMA (TEPUXTEPEC)	CONTEPEC	MICH	HIDR		CEN	3	60	212	40.4	
60	M. M. DOMINGUEZ (STA. ROSA)	AMATITLAN	JAL	HIDR		OCC	2	61	164	30.7	
61	PATLA	ZIHJATEUTLA	PUE	HIDR		CEN	3	37	198	61.1	
62	J. DE DIOS BATIZ (TOPOLOBAMPO II)	AHOME	SIN	VAPOR	C	NOR	4	385	1507	44.7	
63	L. DONALDO C. (HUITES)	CHOIX	SIN	HIDR		NOR	2	422	781	21.1	
64	FDO HIRIART B. (ZIMAPAN)	ZIMAPAN	HGO	HIDR		OCC	2	292	1070	41.8	
TOTAL								269	32603	149515	
C: Combustóleo		D: Diesel		UO ₂ : Oxido de uranio		G: Gas					
k: Carbón		COIN: Combustión interna		CC: Ciclo Combinado							
GEOT: Geotérmica											

Cuadro 1.3

Fuentes Alternas.

La fuente de energía primaria son los hidrocarburos; siendo las fuentes alternas la hidroelectricidad, el carbón, la nucleoelectricidad, la geotermia y la energía eólica.

En 1996 se generó un total de 151 889 gigawatt-hora, cuya composición de participación en la producción, es como se muestra a continuación:

Porcentaje	Fuente energética
58.6%	Hidrocarburos
20.7%	Hidroelectricidad
11.7%	Carbón
5.2%	Nucleoelectricidad
3.8%	Geotérmica y eólica.

Para los próximos años se prevé un incremento en uso de los hidrocarburos y del gas natural, propiciado por los bajos costos de las plantas de ciclo combinado y por sus altas eficiencias de conversión.

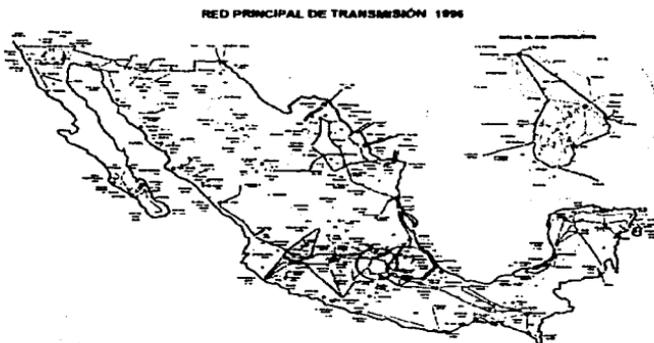
Capacidad de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional.

El sistema de transmisión y distribución está integrado por diferentes redes con objetivos funcionales bien definidos:

- a) Red de transmisión troncal, formada por instalaciones de transmisión a muy alta tensión de 400 y 230 kilovolt, que permite movilizar grandes cantidades de energía entre regiones alejadas. Esta red es alimentada por las centrales generadoras, y abastece a las redes de subtransmisión, así como a las instalaciones en 230 kilovolt de algunos usuarios.
- b) Redes de subtransmisión de cobertura regional a un rango de tensiones de 69 a 161 kilovolt, estas suministran energía a las redes de distribución en media tensión y a cargas de usuarios, conectadas en alta tensión de subtransmisión.
- c) Redes de distribución en media tensión en un rango de 2.4 a 34.5 kilovolt, que permiten distribuir la energía dentro de las zonas geográficas relativamente pequeñas, entregando la energía a las redes de distribución en baja tensión y a instalaciones de usuarios conectados en media tensión. Esta red cuenta con 317 718 kilómetros, incluyendo 9 799 kilómetros de líneas subterráneas.
- d) Redes de distribución en baja tensión a 220 ó 240 volts, que alimentan las cargas de los usuarios de consumos pequeños.

En total el Sistema Eléctrico Nacional al año de 1996 cuenta con 388 478 kilómetros de líneas de transmisión, en niveles de tensión de 2.4 a 400 kilovolt de cuya composición, el 8.1% corresponde a líneas de 400 y 230 kilovolt, el 10.1% a líneas de 69 a 161 kilovolt y el 81.8% restante a líneas con tensión de 2.4 a 34.5 kilovolt. La capacidad instalada es de 136 040 megavatios, de los cuales 90 478 megavatios, corresponden a subestaciones de transmisión y 26 220 megavatios a distribuciones de la Comisión Federal de Electricidad y el restante de 19 342 megavatio a subestaciones de Luz y Fuerza del Centro. La figura 2.4 muestra un diagrama de la red principal de transmisión del país.

Figura 1.4



La red de transmisión se ha desarrollado tomando en cuenta la magnitud y dispersión geográfica de la carga, así como la ubicación de las centrales de generación. Debido a su estructura longitudinal y poco mallada (un sistema se considera mallado cuando las subestaciones que lo integran tienen un alto grado de conectividad entre sí), así como a la extensa cobertura de la red, la capacidad de transmisión de los enlaces entre regiones del sistema, tiene una alta dependencia en las condiciones instantáneas de la demanda y de la capacidad de generación disponible. En términos generales, la potencia máxima de transmisión depende de los siguientes factores:

- a).- Límite técnico de los conductores.
- b).- Control de voltaje en los extremos de enlace.
- c).- Margen de seguridad para preservar la integridad y estabilidad del sistema al ocurrir una contingencia crítica en una unidad generadora o en un elemento de la red.

En el caso de la red nacional los factores b) y c) son los que con mayor frecuencia, restringen la potencia máxima de transmisión de los enlaces. El Sistema Eléctrico Nacional se dividió en 32 regiones, tomando en cuenta las posibles limitaciones de capacidad de transmisión. En la figura 1.5 se indica la capacidad de transmisión de los enlaces entre las regiones, cada uno está constituido por una o más líneas de transmisión, de acuerdo al cuadro 1.4. Así mismo en el cuadro 1.5 se indican las principales localidades incluidas en cada región.

Figura 1.5



**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

REGION	REGION	LINEAS DE ENLACE				
		SUBESTACION	SUBESTACION	TENSION KV	NO DE CIRCUITOS	CAPACIDAD TOTAL (MW)
SON NTE	SON SUR	HERMOSILLO	P. V. GUAYMAS	230	2	257
SON SUR	MOCHIS	NAVJOJA	LOS MOCHIS	230	2	260
MAZATLAN	MOCHIS	MAZATLAN	CUIJACAN	230	2	275
MAZATLAN	LAGUNA	MAZATLAN	DURANGO	230	1	180
MAZATLAN	GUADALAJARA	MAZATLAN	TEPIC	400*	1	140
CHIHUAHUA	JUAREZ	CHIHUAHUA	MOCTEZUMA	230	2	230
LAGUNA	CHIHUAHUA	GOMEZ PALACIO	CAMARGO	230	2	235
LAGUNA	MONTERREY	VILLA DE GARCIA ANDALUCIA	TORREON SUR SALTILLO	400*	1	260
				230	1	
RIO ESCONDIDO	MONTERREY	RIO ESCONDIDO	MONCLOVA	400	2	
		NVA. ROSITA	MONCLOVA	230	1	2000
		CARBON II	LAMPAZOS	400	2	
MONTERREY	REYNOSA	HUINALA	AEREOPUERTO	400*	1	250
		HUINALA	AEREOPUERTO	230	1	
MONTERREY	HUASTECA	GUEMEZ	ALTAMIRA	400	2	740
HUASTECA	ORIENTAL	ALTAMIRA	POZARICA	400	2	740
				400	1	
MANZANILLO	GUADALAJARA	MANZANILLO	ACATLAN ATEQUIZA	400	1	1800
		MANZANILLO	MAZAMITLA	400	1	
		MANZANILLO CD	TAPEIXTLAS ACATLAN	400	1	
		GUZMAN		230	1	
GUADALAJARA	S. L. POTOSI	TESISTAN	AGUASCALIENTES	400	1	650
		AZTEQUIZA	AGUASCALIENTES	400	1	
GUADALAJARA	BAJIO	AZTEQUIZA	SALAMANCA	400	1	750
		AZTEQUIZA	CARAPAN CARAPAN	230	1	
		MAZAMITLA		400	1	
BAJIO	S. L. POTOSI	AGUASCALIENTES	LEON	230	2	800
		QUERETARO	P. V. S. L. POTOSI	230	2	
L. CARDENAS	BAJIO	INFIERNILLO	CARAPAN	400	1	460
L. CARDENAS	GUADALAJARA	INFIERNILLO	MAZAMITLA	400	1	400
		SABABRICA	TULSA	400	1	
BAJIO	CENTRAL	EL SALZ	VALLE DE MEXICO	230	1	450
		EL SALZ	TULA	230	1	
L. CARDENAS	CENTRAL	INFIERNILLO	DONATO GUERRA	400	2	950
				400	2	
ORIENTAL	CENTRAL	PUEBLA	TEXCOCO	400	2	
		TULPAN	TEXCOCO	400	1	3100
		POZA RICA	TULA	400	1	
		TECALI	ZOCAC	400	1	
		TEXCOCO	VALLE DE MEXICO	230	1	
		ZOCAC		230	1	
ACAPULCO	CENTRAL	ACAPULCO	MEZCALA	230	2	240
		PUEBLA	TEMASCAL	400	2	
ORIENTAL	TEMASCAL	TECALI	TEMASCAL	400	1	2100
		VERACRUZ	TEMASCAL	230	2	
GRJALVA	LERMA	ESCARCEGA	KILOMETRO 20	230	2	150
TEMASCAL	GRJALVA	TEMASCAL	JULE	400	2	1000
MINATITLAN	GRJALVA	MINATITLAN	MALPASO	400	3	2200
TEMASCAL	MINATITLAN	TEMASCAL	MINATITLAN	400	2	1400
				230	1	
LERMA	MERIDA	LERMA	TICUL	115	1	150
		P. V. LERMA	TICUL	115	1	
		P. V. LERMA	MERIDA	115	1	
		MERIDA	MAXCANU	230	1	
MERIDA	CANCUN	MERIDA	VALLADOLID MOTUL	115	1	150
		MERIDA	VALLADOLID	115	1	
MERIDA	CHETUMAL	TICUL	CHETUMAL	115	1	45
MEXICALI	TULUANA	ROSITA	TULUANA	230	2	250
TULUANA	ENSENADA	ROSARIO	ENSENADA	230	1	180
C. CONSTITUCION	LA PAZ	CONSTITUCION	PUNTA PRIETA II	115	2	80
LA PAZ	CABO S. LUCAS	EL TRUFINO	SANTIAGO	115	1	40

* Operación inicial a 230 KV

Cuadro 1.4

REGIONES DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

AREA	NOMBRE DE LA REGION	PRINCIPALES LOCALIDADES	AREA	NOMBRE DE LA REGION	PRINCIPALES LOCALIDADES
NOROESTE	SON. NORTE	PTO. PEÑASCO NOGALES CANANEA NACOZARI HERMOSILLO	CENTRAL	CENTRAL	CD. DE MEXICO TOLUCA CUERNAVACA TULA PACHUCA
	SON. SUR	GUAYMAS CO. OUREGON NAVOJOA	ORIENTAL	ORIENTAL	POZA RICA MAZATEPEC TLAXCALA ORIZABA PUEBLA TEOTIHUACAN VERACRUZ TULSIPI JALAPA ACATLAN
	MOCHIS	EL FUERTE LOS MOCHIS GUAYAVE CULIACAN		ACAPULCO	ACAPULCO CHILPANCIINGO ZHUATANEJO CHILPANCIINGO MEZCALA
	MAZATLAN	MAZATLAN		TEMASCAL	TEMASCAL OAXACA HUALTUICO PTO. ESCONDIDO
NORTE	JUAREZ	CD. JUAREZ NVO. CASAS GOES.		MINATITLAN	LOS YURTULAS MINATITLAN COATZACOALCOS JUCHITLAN SALAMANCA SAN CRISTOBAL TUXTLA GTZ. TAPACHULA VILLA HERMOSA CARDENAS ESCARCEGA CHAMPOTON CAMPECHE CD. CARMEN
	CHIHUAHUA	CHIHUAHUA CUAHUTEMOC DELICIAS MOCTEZUMA CAMARGO	GRUJALVA		
	LAGUNA	DURANGO TORREON G. PALACIO	PENINSULAR	LERMA	MERIDA MOTUL TICUL
NORESTE	RIO ESCONDIDO	PEDRAS NEGRAS MVA. ROSITA RIO ESCONDIDO NUEVO LAREDO		MERIDA	
	MONTERREY	MONTERREY SALTILLO MICHOLLOA CERRILLO		CANCUN	CANCUN VALLADOLID COZUMEL TIZMIN
	REYNOSA	REYNOSA MATAMOROS RIO BRAVO		CHETUMAL	CHETUMAL
	HUASTECA	ALTAMIRA TAMPICO CD. VALLES CD. VICTORIA	BAJA CALIFORNIA	MEXICALI	MEXICALI S. LUIS RIO COL.
OCIDENTAL	GUADALAJARA	GUADALAJARA TEPC PTO. VALLARTA MAZAMITLA		TUJANA	TUJANA TEGATE
	MANIZANILLO	MANIZANILLO COLUMA	ENSENADA	ENSENADA	
	SAN LUIS POTOSI	SAN LUIS POTOSI ZACATECAS MATEHUALA AGUASCALIENTES	CONSTITUCION	C. CONSTITUCION	
	BAJO	LEON GTO. IRAPUATO CELAYA GUANAJUATO CARAPAN URUAPAN SALAMANCA MORELIA QUERETARO	BAJA CALIFORNIA SUR	LA PAZ	LA PAZ
	LAZARO CARDENAS	L. CARDENAS INTEBNILLO		CABO SAN LUCAS	LOS CABOS

Cuadro 1.5

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

1.2.2.- PROYECCIONES DE LA DEMANDA.

Escenarios Económicos y Estimación de la Demanda Total.

El análisis de la evolución esperada de la demanda de electricidad se realiza con base en el estudio anual del desarrollo del mercado eléctrico, con el objetivo de elaborar escenarios probables de la capacidad y de la energía que se requerirán en el país en los próximos diez años para satisfacer la demanda de electricidad. Este proceso involucra la información real más reciente del consumo, así como una valoración permanente de los cambios en las expectativas sobre la evolución futura del mercado eléctrico basándose en las condiciones económicas, tecnológicas y demográficas vigentes.

En este sentido es preciso el apego a las proyecciones trazadas en el Plan Nacional de Desarrollo 1995-2000 (PLANADE) y en el Programa Nacional de Financiamiento del Desarrollo 1997-2000 (PRONAFIDE). Un escenario muy importante a considerar es la trayectoria global, sectorial y regional de la demanda eléctrica en el país, a fin de cuantificar las necesidades de capacidad de generación del sistema eléctrico y sus regiones.

Los Supuestos Básicos del Mercado Eléctrico y de la Prospectiva Sectorial 1997-2006

La modelación utilizada para la estimación de los escenarios considera:

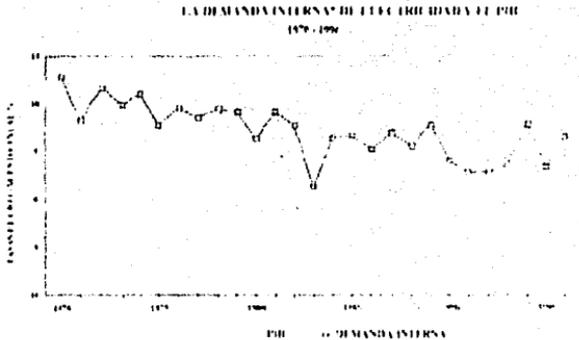
- a).- El ajuste y perfeccionamiento de los modelos sectoriales con un conjunto de variables independientes de naturaleza básicamente económica y demográfica.
- b).- El cálculo y la integración de las proyecciones de las ventas sectoriales para obtener la prospectiva global del mercado.

Fijando el periodo 1967-1996 como base, el estudio del desarrollo del mercado eléctrico 1996-2006, consideró la construcción de tres escenarios factibles: conservador, medio y esperado. De ellos el medio y el esperado asumen las metas macroeconómicas establecidas en el PLANADE y en el PRONAFIDE, considerando la tasa promedio anual de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) del orden de 5.4% durante el periodo.

Así, el escenario esperado considera un crecimiento industrial intenso y una mayor participación en la economía general que el escenario medio. El escenario conservador, corresponde a una dinámica económica e industrial sostenida, pero menos intensa, expresada en una tasa de crecimiento de 3.5% anual del PIB.

Es importante mencionar que la tasa de crecimiento del PIB (5.4%) es mayor que la considerada en el escenario de planeación de la prospectiva del año anterior que se supuso de 5.1%, esto es debido a la reactivación industrial que corresponde a un cambio estructural de la economía y la sensibilidad implícita en los escenarios esperado y medio.

Figura 2.1



En materia demográfica, se supone un crecimiento poblacional promedio anual de 1.4% durante la década, de acuerdo a datos proporcionados por el Consejo Nacional de Población (CONAPO), (este crecimiento es menor al supuesto en el año 1995, 1.5%). Un aspecto importante asociado a este punto es la tasa de crecimiento en viviendas requeridas a razón del 2.6% anual, en los escenarios esperado, y de 2.5% en el conservador; estas tasas son ligeramente superiores a las del año 1995, 2.2% y 2.1% respectivamente, como consecuencia de la mejora en las expectativas económicas. Implícitamente se considera una elevación en la capacidad adquisitiva de la población y de las empresas.

En cuanto a aspectos de tarifas de servicio eléctrico se consideran los mismos escenarios ya mencionados, considerando (para los tres) que la tasa de crecimiento real anual es de 3.0%, esto incluye una mejoría en la relación precio/costo en los sectores residencial y agrícola por ser estos los que concentran el subsidio, cabe aclarar que en ningún caso se alcanza el equilibrio total del precio medio global con respecto a sus costos.

A los resultados globales de estimación de la demanda nacional de energía eléctrica se resta la energía que se autoabastece en los términos de las modalidades comprendidas en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) y su Reglamento. En 1996 la energía autoabastecida fue del orden de 8.8 terawatt-hora, el 6.7% de una demanda nacional de 130.4 terawatt-hora, de los cuales PEMEX representó cerca del 60%. El auto abastecimiento permanece relativamente constante en los escenarios esperado y medio; sin embargo, disminuye en el escenario conservador. El pronóstico para la década que inicia asume que esta demanda autoabastecida crecerá el 8.8% anual en los escenarios esperado y medio, y cerca de 7.0% en el escenario conservador.

Previendo un mercado a futuro se plantean tres escenarios, basándose en las tendencias tecnológicas sectoriales y el ahorro que representa (según los resultados de la aplicación del horario de verano), con las siguientes características generales:

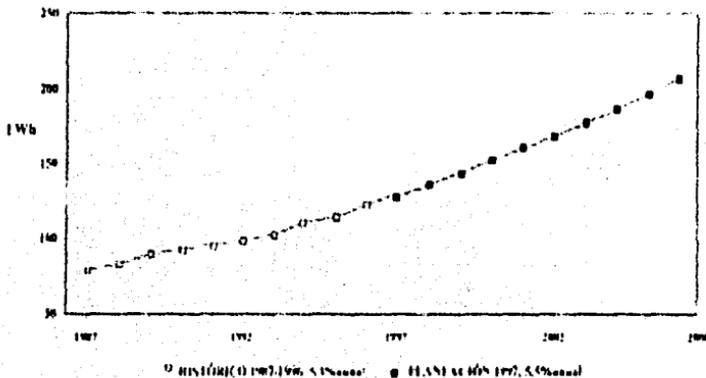
- 1).- El esperado, que resulta de una tasa media de crecimiento anual de la energía eléctrica requerida (ventas) para consumo nacional de 5.5% que corresponde a un rango de crecimiento que va del 5.3% al 5.8%.
- 2).- El medio, con una tasa anual de crecimiento de 5.2% y con un rango del 5.0% al 5.4%.
- 3).- El conservador con una tasa del 4.2% y rango de 4.0% al 4.4%.

En base a la información antes mencionada, sus supuestos, implicaciones y a los datos más recientes del mercado eléctrico, se determinó hacer uso del "escenario esperado" debido a la expectativa de una importante tendencia de crecimiento, sobre todo del ramo industrial y de todas aquellas actividades económicas que dependen directamente del uso de energía eléctrica.

Con este escenario se estima que las ventas serán de 153.2 terawatt-hora en el presente año, con una tasa media anual de crecimiento del 6.0% y para el año 2006 se estima se incremento a 208.2 terawatt-hora, con una tasa media de 5.2% para el periodo 2001 a 2006.

Figura 2.2

**HISTORIA Y ESTIMACIÓN DE LAS VENTAS DE ENERGÍA DEL SECTOR ELÉCTRICO
(ESCENARIO ESPERADO)**



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Estimación de Ventas por Sector.

La clasificación sectorial del mercado eléctrico se basa en las ventas integradas por tarifas de acuerdo a la agrupación siguiente:

- RESIDENCIAL. Usuarios de las tarifas 1, 1A, 1B, 1C, 1D Y 1E, para servicio doméstico.
- COMERCIAL. Usuarios de las tarifas 2 y 3, para servicio general en baja tensión, que son principalmente establecimientos comerciales, de servicios y micro industrias.
- SERVICIOS. Usuarios de las tarifas 5, 5A, 6 y 7, para servicios de alumbrado público, bombeo y servicio temporal.
- EMPRESA MEDIANA. Usuarios de las tarifas O-M y H-M, para servicio general de media tensión, principalmente de establecimientos industriales medianos y pequeños, así como de comercios y servicios grandes.
- GRAN INDUSTRIA. Usuarios de las tarifas I-15, I-30, H-S, HSL, H-T y HTL, para servicio general en alta tensión, constituidos en grandes establecimientos industriales e importantes sistemas de bombeo de agua potable.
- INDUSTRIA. Suma de usuarios de empresas medianas y de gran industria.
- AGRICOLA. Usuarios de la tarifa 9 y 9M para bombeo de agua de riego.

ESCENARIO ESPERADO
CRECIMIENTO MEDIO ANUAL DE LAS VENTAS (%)

Sector	1987-1996	1997-2008	Intervalos de confianza al 80%
Residencial	6.6	4.4	3.7 a 5.0
Comercial	2.9	5.6	4.9 a 6.2
Servicios	1.6	2.9	1.0 a 4.6
Industrial	5.7	6.6	6.3 a 6.8
Agrícola	3.4	-0.1	-1.1 a 0.8
TOTAL (sin exportación)	5.3	5.5	5.3 a 5.8

Cuadro 2.1

En la segunda columna del cuadro 2.1 se presentan las tasas medias de crecimiento anual observadas en cada sector de consumidores durante la década anterior (1987-1996) y en la tercer columna aparecen las tasas medias de crecimiento anual estimadas. Un factor a destacar en este cuadro de resultados es el efecto de la recuperación del nivel de precio real, que tiende a moderar la expansión del sector.

Estudio Regional del Mercado Eléctrico.

Simultáneamente al análisis de las ventas totales, se realiza un estudio del mercado eléctrico, cuyo objetivo es determinar las necesidades de capacidad y energía a nivel regional. Los resultados de estos estudios permiten establecer la magnitud, la localización de la capacidad de generación y de las subestaciones, así como las líneas de transmisión requeridas.

Para el estudio regional del mercado eléctrico, el país se divide en 115 zonas y 12 pequeños sistemas aislados, de los cuales 6 reciben energía de importación. A su vez las zonas se agrupan en 9 áreas del sistema eléctrico, como se ilustra en la figura 2.3, en donde se indica el crecimiento anual promedio de las ventas de cada área, para las cifras del periodo 1987-1996 y para la proyección de 1997-2006, en el escenario esperado.

Figura 2.3

CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL DE LAS VENTAS (%)



En el estudio regional del mercado eléctrico, la demanda se clasifica en dos categorías: desarrollo normal (usuarios residenciales, comerciales y servicios) y cargas importantes (demandas de potencia mayores a 1 megawatt, que usualmente corresponden al sector industrial).

El procedimiento de pronóstico consiste en proyectar, para cada zona, las ventas de energía eléctrica a los usuarios de desarrollo normal importante, contando para estos efectos con cifras de las ventas anuales de energía eléctrica y de la demanda máxima anual de potencia, así estas ventas se estiman a partir de la información proporcionada en las solicitudes de nuevos servicios y a través de las encuestas anuales que la Comisión Federal de Electricidad realiza con este propósito. En el cuadro 2.3 se muestra la evolución 1992-1996 y la estimación de las ventas totales de energía por área.

ESTUDIO DEL MERCADO ELÉCTRICO 1992-2006
RESUMEN SECTOR ELÉCTRICO
HISTORIA Y ESTIMACIÓN DE VENTAS POR ÁREAS (GWh)

ÁREA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	PROYECCIÓN PLP (1997-2006)
NORESTE	7510	7641	8170	8851	9057	9716	10239	10376	11202	11704	12219	12753	13355	13885	14657	46
INCREMENTO (%)	2.05	1.74	7	4.71	9.3	3.84	5.38	4.29	4.91	4.48	4.31	4.46	4.72	4.72	4.42	
NORTE	7437	7750	8510	9057	9741	10301	10719	11700	12304	12835	13357	14189	14851	15274	16341	53
INCREMENTO (%)	2.24	4.75	10.53	5.54	7.2	5.75	6	7.15	5.85	4.93	4.4	4.58	4.74	4.8	4.82	
NORESTE	15720	15274	17671	18355	20460	24804	24257	23835	27394	28594	30795	33893	36152	33802	33002	67
INCREMENTO (%)	65	3.52	9.38	4.91	9.72	8.34	8.46	6.33	6.03	5.73	6.29	6.05	6.16	6.17	6.05	
OCCIDENTAL	18889	21376	25322	24089	23077	26035	23559	31171	33231	30588	30748	39233	44432	43951	45564	6
INCREMENTO (%)	203	7.05	18.04	-3.69	-6.98	6.11	-8.35	6.17	6.61	-5.62	-3.55	5.61	5.89	5.94	5.07	
CENTRAL-CFE	1223	1400	1810	1824	2255	2454	2353	2323	3921	3471	3549	3353	4033	4253	4657	71
INCREMENTO (%)	-3.95	12	15	13.29	24.18	8.34	9.33	6.09	10.03	-8.77	5.13	-4.85	5.41	5.45	5.74	
CENTRAL-LYFC	22599	22955	23114	23465	24055	25133	26120	27285	28541	29591	31043	32231	33558	34923	36418	42
INCREMENTO (%)	6.82	1.71	4.18	-1.88	2.51	4.07	4.34	4.45	4.6	4.38	3.98	4.05	4.12	4.17	4.18	
SURESTADIAL	23819	24035	25284	25289	26330	27487	28803	30185	31732	33352	34825	36057	37591	38009	40151	45
INCREMENTO (%)	8.22	2.25	4.8	-0.92	4.08	4.43	4.79	4.8	5.13	4.82	4.1	4.14	4.25	4.3	4.35	
ORIENTAL	15709	16165	17343	18514	19002	21074	22070	22565	23003	24758	25855	26252	28332	29551	31073	46
INCREMENTO (%)	-3.05	2.91	7.53	6.51	7.5	5.89	4.73	3.88	4.25	3.76	4.26	4.53	4.73	4.77	4.8	
PENINSULAR	2838	2839	3109	3233	3324	3687	3708	3551	4084	4005	4028	5385	5855	6388	6831	72
INCREMENTO (%)	4.5	7.53	10.46	2.02	0.95	6.83	6.34	-6.55	8.43	-7.49	5.84	7.83	7.21	7.45	7.07	
BAJA CALIFORNIA	4035	4129	4588	4570	5028	6285	6897	7438	7953	8489	9102	9944	10344	10307	11822	78
INCREMENTO (%)	5.61	1.57	11.12	-0.15	15.11	22.11	9.74	7.7	7.07	6.74	6.64	8.64	6.55	6.47	6.53	
BAJA CALIFORNIA SUR	622	658	705	691	811	848	909	992	1025	1072	1122	1175	1232	1293	1357	53
INCREMENTO (%)	-1.89	0.64	12.78	-2.12	17.37	4.53	7.19	8.03	4.38	4.59	4.68	4.72	4.85	4.95	4.95	
SURESTADIAL	19519	101226	109479	113339	121518	125217	137201	144657	153105	160857	169148	177873	187246	197401	208110	55
INCREMENTO (%)	2.95	3.8	8.15	3.5	7.24	6.34	6.19	5.98	5.69	5.15	5.07	5.18	5.33	5.37	5.42	
REDES EN SIST. 2	51	51	54	57	65	73	87	90	93	98	100	103	107	111	115	59
INCREMENTO (%)	2	0	5.88	5.38	14.04	12.31	19.18	3.45	3.33	3.23	4.17	3	3.88	3.74	3.6	
TOTAL NACIONAL	97570	101277	109333	113338	121573	125280	137286	144647	153198	161083	169248	177878	187246	197402	208225	55
INCREMENTO (%)	2.94	3.8	8.15	3.5	7.24	6.34	6.19	5.98	5.69	5.15	5.07	5.18	5.32	5.37	5.42	
EXTRAFUERA	2041	2015	1993	1881	1779	28	35	46	63	63	63	115	115	115	115	54
INCREMENTO (%)	98911	101292	111538	115227	122752	128005	137324	144833	153281	161185	169331	178219	187257	196277	208300	
TOTAL CON EXTRAFUERA	99611	103292	111538	115227	122752	128005	137324	144833	153281	161185	169331	178219	187257	196277	208300	54
INCREMENTO (%)	2.62	3.7	7.83	3.46	6.53	5.34	6.2	5.98	5.72	5.14	5.07	5.17	5.32	5.33	5.42	

1. No incluye el consumo de energía eléctrica generada por permisos de autoabastecimiento

2. Sistema eléctrico que abastece a pequeñas zonas o poblaciones alejadas de la red nacional

En las cifras de las ventas correspondientes a los años 1992 a 1993 se incluye un ajuste por reasignación de cargas a nivel de áreas occidental y central LyFC

Cuadro 2.2

La demanda máxima bruta de potencia a nivel de área, es igual a la suma de las demandas máximas brutas de las zonas en el área, corregida por el factor de diversidad estimado (relación entre la suma de las demandas máximas individuales de dos o más cargas y la demanda máxima del conjunto. Un factor mayor a uno significa que interconectando las regiones del país se requiere una capacidad total menor que cuando se mantienen aisladas). En el cuadro 2.4 se muestran las cifras correspondientes a la demanda bruta por área, representada por tres valores expresados en megawatt: demanda máxima anual, demanda media (energía necesaria en megawatt-hora dividida entre las horas del año) y demanda base (promedio de las demandas mínimas diarias).



ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO 1992-2006
RESUMEN DEL SECTOR ELECTRICO
DEMANDA BRUTA POR AREA

AREA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
NOROESTE	P	1646	1721	1804	1911	2041	2141	2254	2356	2463	2568	2661	2771	2864	3023	3139
	M	1077	1087	1171	1224	1324	1374	1447	1512	1581	1649	1708	1779	1857	1940	2027
	B	950	947	1032	1072	1168	1205	1206	1326	1308	1446	1497	1500	1628	1700	1777
NORTE	P	1533	1565	1722	1790	1887	2014	2119	2251	2375	2485	2579	2698	2823	2951	3080
	M	1056	1092	1189	1252	1343	1412	1485	1565	1676	1751	1817	1901	1991	2083	2182
	B	851	887	1083	1133	1223	1380	1357	1450	1522	1589	1649	1725	1807	1882	1982
NORESTE	P	3030	3150	3518	3693	4005	4337	4698	4940	5240	5526	5850	6190	6573	6961	7361
	M	2179	2288	2535	2653	2920	3198	3448	3631	3823	4013	4234	4481	4752	5038	5324
	B	1976	2096	2318	2423	2681	2946	3179	3342	3510	3679	3876	4103	4350	4611	4874
OCCIDENTAL	P	4011	4297	4526	4988	4832	5200	5532	5838	6197	6486	6804	7183	7566	8038	8500
	M	2813	3038	3331	3375	3611	3621	4053	4270	4517	4738	4976	5254	5557	5880	6226
	B	2548	2700	3007	3095	3341	3516	3727	3624	4148	4351	4572	4826	5107	5404	5721
CENTRAL	P	5133	5388	5856	5819	6273	6476	6770	7032	7348	7636	7900	8161	8513	8956	9247
	M	3344	3448	3708	3772	3949	4133	4331	4511	4711	4908	5078	5279	5498	5726	5988
	B	2948	3020	3233	3319	3435	3615	3792	3954	4128	4305	4452	4638	4830	5034	5246
ORIENTAL	P	3540	3696	3795	4352	4483	4879	4902	5261	5366	5426	5616	5861	6127	6417	6713
	M	2274	2363	2519	2700	2911	3074	3213	3313	3429	3534	3658	3817	3980	4160	4374
	B	1994	2069	2238	2335	2568	2720	2840	2922	3024	3118	3225	3365	3518	3688	3888
PENINSULAR	P	587	629	666	671	702	742	790	853	921	984	1046	1122	1198	1286	1379
	M	390	412	452	459	467	497	530	565	609	652	692	742	793	851	914
	B	346	364	405	412	418	443	473	501	541	578	614	658	703	755	811
BAJA CALIFORNIA	P	1228	1194	1318	1398	1458	1372	1500	1605	1710	1813	1919	2039	2167	2305	2452
	M	802	795	839	873	878	821	897	961	1023	1084	1149	1219	1296	1378	1488
	B	708	707	733	700	749	699	784	819	871	923	978	1036	1103	1173	1248
BAJA CALIFORNIA SUR	P	139	128	147	154	164	177	188	201	210	219	229	239	250	261	274
	M	88	89	98	97	109	114	122	130	135	141	147	153	160	168	176
	B	77	77	84	84	97	100	107	115	118	124	128	134	140	147	154
SUBTOTAL	P	20017	21768	23362	24486	25625	27138	28721	30157	31720	33145	34804	36284	38140	40309	42188
	M	14023	14610	15580	16405	17512	18445	19536	20489	21504	22471	23455	24625	25803	27242	28657
	B	12500	13029	14193	14624	15675	16524	17507	18353	19247	20113	20992	22049	23188	24401	25800
PEQUEÑOS SISTEMAS	P	14	14	15	16	17	20	24	25	26	27	28	29	30	32	
	M	7	7	8	8	9	10	12	12	13	13	13	14	14	15	
	B	6	6	6	6	7	8	9	9	10	10	10	11	11	12	
TOTAL	P	20631	21782	23367	24482	25642	27158	28745	30182	31745	33171	34631	36312	38169	40129	42188
	M	14030	14617	15658	16413	17520	18455	19548	20501	21517	22484	23468	24639	25807	27242	28673
	B	12505	13034	14109	14630	15682	16532	17518	18362	19257	20123	21002	22080	23199	24413	25800

P = Demanda máxima

M = Demanda media

B = Demanda base

Cuadro 2.3

Comportamiento Estacional y Horario de la Demanda

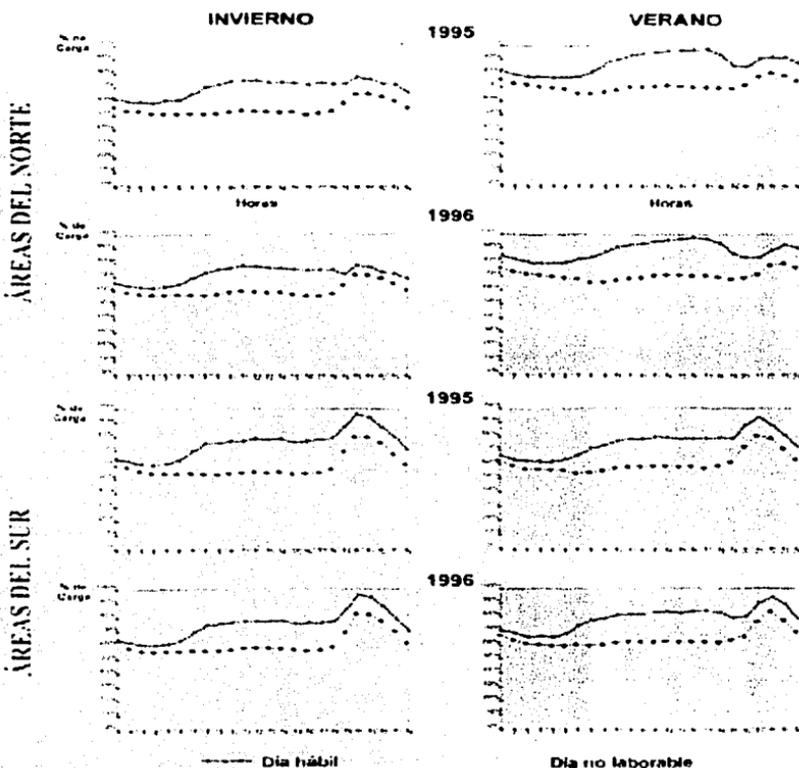
La carga global de un sistema está constituida por un gran número de cargas (potencia requerida por los dispositivos de consumo) individuales de diferentes clase (industrial, residencial, comercial, entre otros) de potencia pequeña comparada con la potencia total consumida. La potencia media requerida en un periodo dado por el conjunto de cargas sigue un patrón de distribución predeterminado, que depende del ritmo de las actividades humanas en la región abastecida por el sistema eléctrico.

La fig. 2.4 muestra las curvas típicas de carga de las áreas del Norte y del Sur del país, correspondientes a las estaciones de invierno y verano, de 1995 y 1996, también se muestra la magnitud relativa de las cargas horarias respecto a la demanda máxima anual de potencia, como se puede apreciar los perfiles de carga dependen de la región geográfica, de la estación del año y del tipo de día.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El cambio en las tarifas horarias para los clientes con mayor demanda ha propiciado un cambio en sus patrones de consumo, lo cual se refleja en la reducción de las cargas en las horas pico. En los patrones de consumo de 1995 y 1996 se observa el efecto favorable del cambio de horario en el periodo de verano, el cual contribuye a disminuir el pico nocturno.

CURVAS TÍPICAS DE CARGA
Carga expresada en porcentaje de la demanda máxima anual



1.2.3.- CAPACIDAD DE GENERACION Y TRANSMISION PREVISTA.

Expansión del Sistema Eléctrico.

El presente estudio comprende la capacidad existente hasta 1996, la demanda prevista y el programa de expansión para el periodo de 10 años previamente establecido. La planificación del Sistema Eléctrico Nacional se basa también en un programa diseñado con el objetivo de minimizar la suma de los costos de inversión, operación y déficit del suministro.

Entre los parámetros básicos para realizar este plan de expansión, es importante considerar el tiempo requerido para llevar a cabo los proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica, esto es, el periodo que transcurre entre la autorización de la Secretaría de Energía (SE) para efectuar el concurso que da lugar a la construcción de una nueva central de generación; definición de especificaciones, licitación, construcción y finalmente la entrada en operación de dicha planta. Este periodo requiere un tiempo regularmente entre 3 y 5 años. Aunado a la consideración del periodo de vida útil que es del orden de 30 años de operación en óptimas condiciones. Un concepto también básico es la capacidad de reserva adicional a la carga total conectada, esto debido a que el sistema tiene variaciones estacionales y horarias a lo largo del año, así mismo la capacidad del sistema eléctrico se ve afectada por las salidas programadas (para mantenimiento) de las unidades generadoras y por los eventos aleatorios, como salidas forzadas y degradaciones por condiciones hidrológicas críticas y la capacidad real disponible en un momento dado, entre otras. Es previsible, además, que los momentos críticos para el suministro se presente principalmente durante los periodos de demanda máxima del sistema (cargas pico).

El objetivo de la reserva de capacidad es sustituir la capacidad de las unidades que salen de operación por mantenimiento programado y por salidas forzadas de los equipos, así como por los eventos aleatorios antes mencionados. Conforme aumenta la capacidad de reserva, aumenta la confiabilidad del suministro y por esta razón la reserva queda definida en los planes de expansión de la capacidad, cuando se alcanza el equilibrio entre los costos asociados a los incrementos de capacidad y los beneficios atribuibles a la reducción de las fallas del suministro y de los costos de operación, evaluados en el contexto de la economía nacional.

Energía Necesaria y Demanda de Capacidad.

Considerando el escenario de crecimiento esperado, para el periodo 1997-2006 se requiere adicionar al sistema una cantidad igual a 13 189.2 megawatt de capacidad, de los cuales 3 260.7 megawatt corresponden a una capacidad comprometida (aquella capacidad que proviene de las plantas de generación que están en el proceso de entrar en funciones y de las compras mismas de energía, es decir importación) y los 9 928.5 megawatt restantes corresponden a una capacidad adicional (energía no comprometida, que será suministrada por proyectos de inversionistas privados o por la Comisión Federal de Electricidad).

Capacidad Adicional

En el programa de expansión que resulta de los estudios de planeación del sistema eléctrico, se propone la capacidad, el tipo y la localización de los proyectos de generación (ver figura 3.1).

Figura 3.1



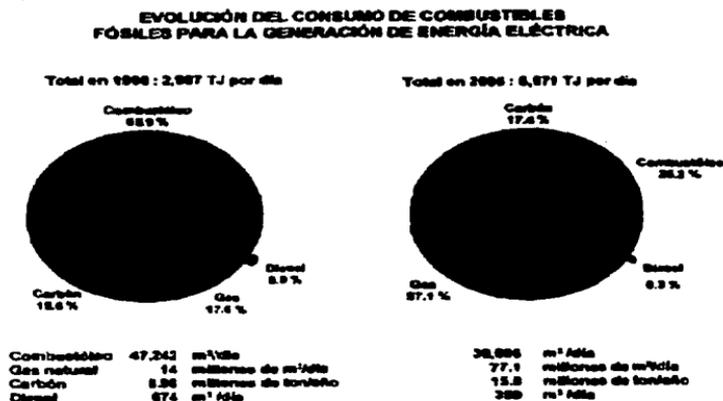
Los requerimientos de capacidad adicional de generación son susceptibles de satisfacerse mediante inversión privada (IP), basándose en especificaciones regidas por la CFE, esto es, localización de proyectos de acuerdo a una planeación que toma en cuenta los parámetros costo-beneficio del Sistema Eléctrico Nacional; sin embargo está previsto que la IP pueda proponer diferentes localidades. Así mismo, la Comisión Federal de Electricidad en sus bases de licitación propone puntos de interconexión preferente y en su caso puntos alternativos. Todo esto con la idea de optimizar los costos a largo plazo y proporcionar los niveles de calidad y confiabilidad que requiere el servicio. En este sentido existe una reglamentación (p.e. el artículo 125 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica) muy importante que plantea la libertad a la IP de proponer, no sólo la ubicación, sino la tecnología, combustible, diseño, ingeniería y construcción de las instalaciones.

Evolución Esperada del Consumo de Combustibles Fósiles.

Las gráficas de la figura 3.2 muestra el estado actual de los valores relativos de consumo, para cada uno de los combustibles fósiles y su evolución para el año 2006, necesarios para generar la energía bruta en las diversas centrales generadoras del Servicio Eléctrico Nacional.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura 3.2



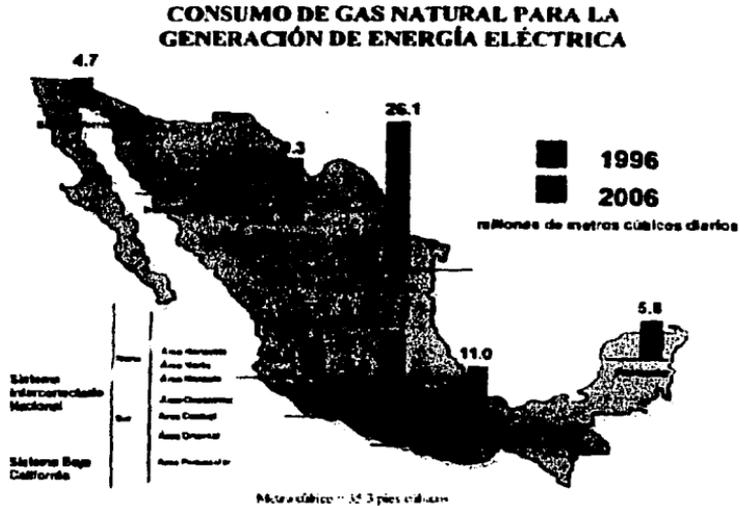
Como resultado de los escenarios de demanda de energía eléctrica, uso de combustibles para generación, precios relativos entre combustibles y las restricciones impuestas por la normatividad ambiental, el perfil óptimo para centrales evolucionará predominantemente hacia el uso de gas natural, esto explica la reducción en consumo del combustóleo, como se puede apreciar en la figura 3.6.

Es importante mencionar, que también las planta termoeléctricas existentes, deberán cambiar su combustible a gas natural. Adicionalmente se prevé una importante tendencia a la utilización de plantas de generación del tipo de ciclo combinado, a base de gas natural, por sus bajos niveles de inversión, cortos plazos de construcción y elevada eficiencia térmica.

Actualmente, los mayores niveles de consumo de gas natural se concentran básicamente en el área Central, Norte y Noreste, y en menor medida en las áreas Oriental y Occidental. Se estima que para el año 2006 prácticamente todo el Servicio Eléctrico Nacional haga uso de este combustible, ampliándose sobre todo, en la zona Norte con la entrada de las centrales Samalayuca II y Mérida III, así como por la repotenciación de la central Francisco Villa.

En este sentido el área de Baja California y Peninsular incrementarán su consumo a 4.16 y 2.24 millones de metros cúbicos diarios.

Figura 3.3



Evolución Esperada de la Red de Transmisión

Tomando como base el estado actual de la red de transmisión y el programa de expansión del sistema de generación, se ha determinado un programa para la incorporación al sistema 6 560 kilómetros de líneas de transmisión en el período 1997-2001, a niveles de tensión de 69 a 400 kilovolt y 30 824 megavatios en subestaciones reductoras.

El programa de la red de transmisión contiene los proyectos que ya están definidos a nivel de factibilidad técnica y económica para el mismo período.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura 3.4



En el cuadro 3.1 se muestra un resumen de la expansión de la capacidad de transmisión para el período 1996-2001.

**EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN (MW)
1996-2001**

Línea	Capacidad 1996	Aumento de Capacidad	Línea Adicional
Sonora Norte-Sonora Sur	257	73	
Mochis-Mazatlán	275	22	
Mazatlán-Laguna	180	90	
Mazatlán-Guadalajara	140	110	
Chihuahua-Río Escondido			300
Laguna-San Luis Potosí			200
Bajo-Central	450	500	
Lázaro Cárdenas-Acapulco			200
Central-Oriental	3100	600	
Central-Acapulco	240	80	
Ghjáiva-Lerma	150	265	
Lerma-Mérida	150	350	
Mérida-Chetumal	45	135	
Mérida-Cancún	150	200	
Tijuana-Ensenada	180	120	
La Paz-Cabo San Lucas	40	60	

Cuadro 3.1

1.3.- PLANEACION.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) desarrolla un importante programa de expansión en todas las regiones del país, acorde con el crecimiento de la demanda energética de los sectores productivos y poblacional. Se realizan obras que preparan a México para los cambios que están por venir y que crean singulares avances en la actividad económica nacional. Empresas constructoras con experiencia internacional, agrupadas en poderosos consorcios, participan en las licitaciones que la CFE convoca para la realización de proyectos de generación eléctrica, bajo novedosos esquemas jurídico-financiero. Se expresa de esta forma la confianza en el futuro de la nación y en la política económica del gobierno de la República. El sector eléctrico requiere en la década de 1997 a 2006 de una inversión aproximada de 225 mil millones de pesos. Los requerimientos previstos, que abren un espacio interesante a la participación del capital privado, tanto nacional como extranjero, abarcan lo mismo nuevas plantas de generación que instalaciones para la transmisión y distribución de energía eléctrica.

1.3.1.- CENTRAL TERMOELECTRICA DE CICLO COMBINADO SAMALAYUCA II.

Antecedentes.

El Gobierno de la República llevó a cabo estudios de las necesidades de energía eléctrica en el país y de acuerdo con los programas del Sistema Eléctrico Nacional, invitó a través de la CFE a todas aquellas compañías de la Iniciativa Privada (IP) interesadas, a una convocatoria para la construcción de la "CENTRAL TERMOELECTRICA DE CICLO COMBINADO SAMALAYUCA II" en la región Chihuahua-Cd. Juárez. Las condiciones impuestas fueron que la central tuviera una capacidad instalada de 690 megawatt y 505.785 megawatt en sitio, siendo entonces el primer proyecto de generación eléctrica en México financiado en un 100% por la IP. Como parte esencial se incluyó la construcción de un gasoducto.

El desarrollo del proyecto de la central es del tipo Construcción, Arrendamiento y Transferencia (CAT) que incluye: diseño, equipamiento, construcción, pruebas y puesta en operación comercial.

Localización del predio.

El predio en que se localizó la central tiene un área total de 65 hectáreas, de las cuales 31.5 hectáreas corresponden a la Central Samalayuca II y se encuentra legalmente expropiado, de acuerdo con lo indicado en el Decreto Presidencial que durante el mandato del Lic. Miguel de la Madrid se emitió, publicándose en el Diario Oficial de la Federación el 10 de Febrero de 1986, Reg. 5921, referente a la Reforma Agraria, en el cual se asentó que dicha superficie sería usada para la construcción de una planta Termoeléctrica U-1 y U-2.

La central se localiza aproximadamente a 52 kilómetros al sur de Cd. Juárez y a 324 kilómetros de Chihuahua, Chih. en la República Mexicana y fue construida como una ampliación de la Central Termoeléctrica Samalayuca I, considerando lo siguiente:

- a).- En el predio había suficiente espacio para la construcción de Samalayuca II.

- b).- El abatimiento de costos de construcción al aprovechar la infraestructura existente.
- c).- La existencia de menos modificaciones ambientales al emplear terrenos con un aprovechamiento ya industrial.

Así mismo la franja donde se localiza la línea del gasoducto, parte de la Central en dirección noreste hacia la frontera, donde cruza en las cercanías del poblado San Agustín Valdivia, Chih. y continúa hasta el poblado de Elizario, Texas (EUA).

Justificación del Proyecto.

De acuerdo con el estudio de desarrollo del mercado eléctrico, se estimó para la región de Chihuahua-Cd. Juárez un crecimiento promedio anual de 6.9 % durante el periodo 1991-2001, con base en esta premisa y en el Programa de Obras del Sector Eléctrico, la CFE requirió instalar una central termoeléctrica de ciclo combinado con una capacidad de 690 megawatt. Así mismo la construcción de un gasoducto está implícitamente justificado, ya que éste abastecerá de combustible a la central durante su operación comercial.

Objetivo.

El objetivo fue instalar una central del tipo ciclo combinado que cuente con tres módulos de igual capacidad cada uno para cubrir las necesidades del mercado eléctrico en la región Chihuahua-Cd. Juárez, utilizando gas natural como combustible base y diesel como combustible alterno.

Para lo cual fue imperativo cubrir los siguientes puntos:

- Alcanzar una mayor eficiencia de generación por operar en ciclo combinado.
- Obtener un bajo impacto ambiental.
- Realizar un menor tiempo de inyección que una planta convencional de vapor.
- Lograr un bajo consumo de agua.
- Cumplir con la normatividad ambiental vigente en el país, así como con la Norma Oficial Mexicana NOM-085-ECOL/94 en los parámetros de partículas, bióxido de azufre(SO₂) y óxido de nitrógeno(NO_x) para combustibles líquidos y gaseosos.
- Instalar en la central un sistema de monitoreo y medición continuo de los parámetros anteriores.

1.4.- ALCANCES.

Se estimó la energía generada por esta central en 4 000 gigawatt/año y su interconexión al Sistema Eléctrico Nacional de 230 kilovolt, a través de dos líneas de transmisión, una de ellas con una longitud de 31 kilómetros conectada a la Subestación Reforma y la otra con una longitud de 131 kilómetros conectada a la Subestación Moctezuma. Asimismo se previó su conexión a la Subestación "Valle de Juárez" mediante una tercera línea de 40 kilómetros de longitud. Con una capacidad instalada de 690 megawatt a condiciones ISO (505 megawatt en sitio), la central consta de tres unidades de ciclo combinado, de operación dual, con gas como combustible principal y diesel de respaldo. Cada unidad incluye un turbogenerador de gas, un generador de vapor por recuperación de calor y un Aerocondensador (el cual es utilizado por primera ocasión en México);

fue necesaria la instalación de este equipo debido a la escasez de agua en la zona y a los requerimientos de la normatividad ambiental mexicana y estadounidense, cabe mencionar que este equipo es ecológicamente noble por su bajo nivel de contaminación.

Beneficios.

Como beneficios requeridos por la operación de la central se consideraron:

- 1) El aumento en la economía local mediante la adquisición de bienes y servicios regionales.
- 2) La generación de empleos por aproximadamente 1 200 trabajadores durante su construcción y 100 en la fase de operación.
- 3) El impulso al desarrollo industrial y agrícola de la región.
- 4) La satisfacción de los requerimientos de energía eléctrica derivados del incremento de la población.
- 5) El respaldo al intercambio de energía eléctrica con Estados Unidos de América en esa zona.

Factibilidad Técnica.

Técnicamente la central se estimó que debe cumplir con los siguientes parámetros :

- **EFICIENCIA:** 48 % que es aproximadamente un 50 % mayor de la eficiencia de una central termoeléctrica convencional típica en México (32-35 %).
- **BAJO CONSUMO DE AGUA:** Debido a lo escaso del agua en la zona, el diseño de la central considera un consumo mínimo para su operación.
- **BAJO NIVEL DE EMISIONES CONTAMINANTES:** La turbina de gas contará con quemadores de baja producción de NOx . Adicionalmente, para el caso de que se quemara diesel, se contará con un sistema de inyección de agua para disminuir la producción de NOx.

Dos requisitos muy importante requerido por la Comisión Federal de Electricidad fueron:

- 1).- La central tuviera una disponibilidad del 90 % (siendo una de las más altas del país).
- 2).- La central operara en ciclo combinado y formada por dos ciclos termodinámicos: Brayton y Rankine.

CAPITULO 2

TIPOS DE PLANTA DE GENERACIÓN ELECTRICA.

Una planta de generación es una central que transforma energía primaria en otra utilizable, sin importar la fuente energética que utilice, el equipo de transformación o las características de la corriente y el voltaje que se obtiene.

Tomando en cuenta el actual avance de la técnica en la forma de producir energía eléctrica, así como el campo en que se utilizan las plantas de generación, estas se clasifican por:

a).- La función de la planta:

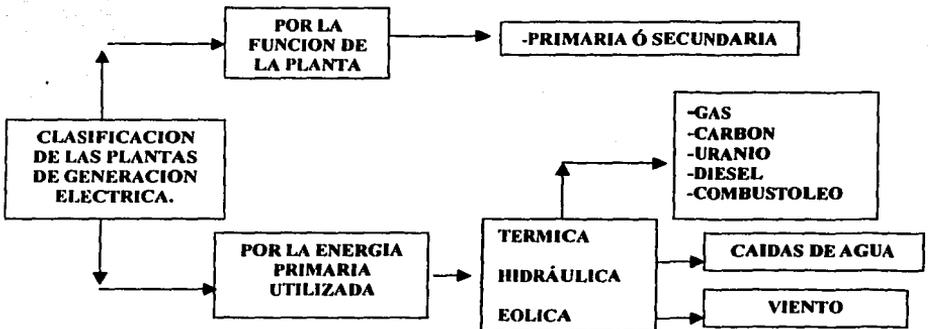
De acuerdo a la función que desempeña en el sistema de electrificación una planta puede considerarse de servicio: primario y secundaria.

- Una planta de servicio primario es aquella que proporciona un suministro continuo todo el año.
- La planta secundaria es la que proporciona una generación variable y está destinada a cubrir los picos de carga de la curva de consumo.

Por lo cual las plantas primaria y secundaria deben trabajar en conjunto y de manera sincronizada para poder ofrecer un servicio satisfactorio.

b).- La energía primaria utilizada, es decir energía térmica, hidráulica y eólica.

Esta clasificación puede mostrarse de la siguiente manera:



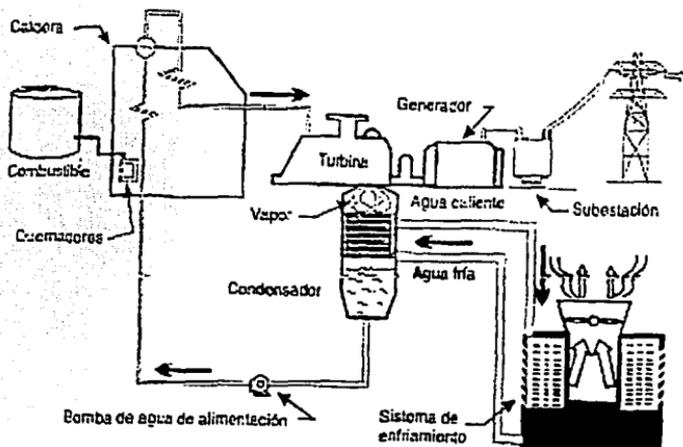
2.1.- TERMOELECTRICAS.

Una planta termoeléctrica es aquella que aprovecha la energía calorífica contenida en el vapor de agua, producida por la combustión de gas, diesel o combustóleo y que pone en movimiento una turbina que a su vez hace girar un generador para producir energía eléctrica.

En las Centrales Termoeléctricas, se pueden distinguir tres equipos principales: el generador de vapor, la turbina y el generador eléctrico.

- **EL GENERADOR DE VAPOR:** Es el equipo que transforma el agua en vapor. Aquí existe un cambio físico del agua, al pasar del estado líquido al gaseoso.
- **LA TURBINA:** Utiliza la energía interna del vapor generado para producir movimiento en sus alabes, siendo esta una energía mecánica.
- **EL GENERADOR ELÉCTRICO:** Convierte la energía mecánica (el movimiento en rotación) en energía eléctrica.

Estas centrales requieren cantidades importantes de agua. Su sistema de enfriamiento consume agua debido a la evaporización provocada por las condiciones ambientales y las purgas del sistema. entre otras causas. Según nuestro esquema, la caldera transforma la energía calorífica de la combustión en energía térmica, que se aprovecha para llevar el agua a la fase de vapor, cuando este está sobrecalentado se conduce a la turbina, donde su energía cinética se convierte en mecánica que al llevarla al generador nos produce la energía eléctrica.



2.2.- CARBOELECTRICAS.

Las centrales carboeléctricas no difieren mucho en cuanto a su concepción básica, respecto a las termoeléctricas. Las diferencias consisten en el tipo de combustible, que en este caso es el carbón y en que los residuos de la combustión requieren de un manejo más delicado con respecto a las termoeléctricas que utilizan combustibles líquidos y gaseosos.

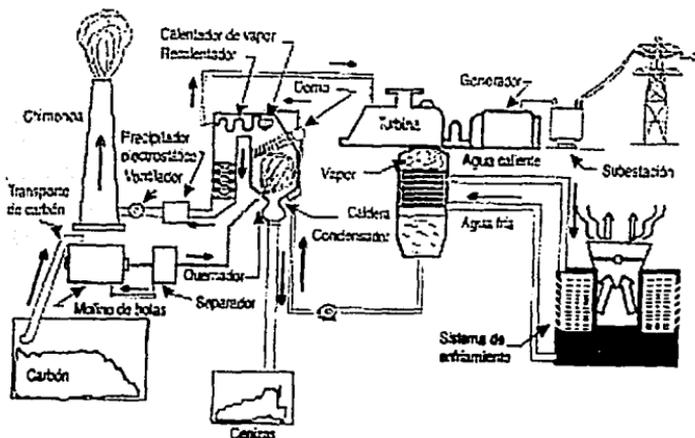
En las centrales que utilizan carbón con alto contenido de azufre, se debe instalar el equipo de control de emisiones, que recibe el nombre de desulfuradores, de estas tenemos 2 centrales básicas:

- Carboeléctricas sin desulfurador y sin quemadores duales de carbón y combustóleo. El combustible primario es carbón y su contenido de azufre es menor al 1%.
- Carboeléctrico con desulfurador y quemadores duales para carbón y combustóleo. El combustible primario es carbón y su contenido de azufre es menor al 2.6%.

La experiencia inicial de la Comisión Federal de Electricidad en centrales carboeléctricas proviene de operar tanto la pequeña central de 37.5 megawatt en NAVA COAHUILA, durante 13 años. Así como las cuatro unidades de 300 megawatt de la central José López Portillo (Río Escondido) localizada a 31 kilómetros al suroeste de la ciudad de Piedras Negras, donde el carbón utilizado es de bajo contenido de azufre.

Cabe mencionar que de los combustibles fósiles el carbón representa el 70% de las reservas probadas y que las reservas de carbón térmico es 5 veces mayor que las del petróleo

El siguiente esquema nos muestra una central carboeléctrica.



2.3.- CICLO COMBINADO.

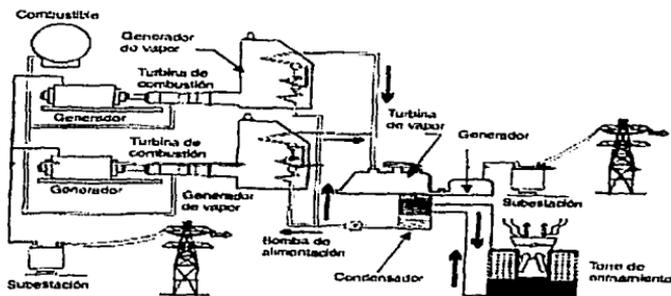
Las centrales de ciclo combinado están formadas por dos tipos diferentes de unidades generadoras: turbinas de gas y de vapor. En estas plantas cuando se termina el ciclo de generación de las unidades turbo gas, los gases que se desechan poseen un importante contenido energético que se manifiesta por una alta temperatura, esta energía se utiliza para calentar agua, llevándola a la fase de vapor que es aprovechada para generar energía eléctrica adicional. El arreglo en una planta de ciclo combinado puede tener diversas posibilidades. El número de turbinas de gas por unidad de vapor puede variar desde uno a uno hasta cuatro a uno. En cuanto al criterio de diseño para la fase de vapor hay tres variantes:

- Sin quemado adicional de combustible
- Con quemado adicional de combustible para controlar la temperatura de rocío.
- Con quemado adicional de combustible para alimentar la temperatura y presión de vapor.

Las grandes ventajas de las plantas de ciclo combinado son que hay la posibilidad de construirlas en dos etapas: La primera que es la de turbina de gas, se puede terminar en un breve plazo de iniciar su operación, posteriormente se puede terminar la construcción de la unidad de vapor y así completar el ciclo combinado. Las unidades turbo gas que operan el ciclo abierto, al integrarse al ciclo combinado sufren una reducción de potencia. Asimismo el ciclo combinado puede operar a ciclo abierto, en el que el cambio de combustible también afecta la potencia y eficiencia. La central de turbogas consta básicamente de:

- Un compresor
- Una cámara de compresión
- Una turbina expansora de los gases productos de la combustión.
- Un generador eléctrico.

La utilización de las centrales de ciclo combinado en México se inicio en la década de los años 70 con la finalidad de satisfacer las demandas de energía durante las horas pico que mostraban un creciente comportamiento en relación a la carga base. El siguiente esquema nos muestra una central de Ciclo Combinado.



2.4.- HIDROELECTRICAS.

La energía hidráulica es la energía potencial de masa de agua de los ríos y lagos. En los cursos naturales de agua, la energía hidráulica se disipa en remolinos, erosión de las riberas y causes, choques y arranque de material de rocas sueltas, en los ruidos del torrente.

Para recoger esta energía y convertirla en energía mecánica utilizable se necesita un aprovechamiento hidroeléctrico en el que un cuerpo de agua se deriva y conduce a las estructuras de almacenamiento, donde la energía hidráulica correspondiente al desnivel entre la obra de toma y la obra de restitución se transforma en energía eléctrica.

Debido a esto, los aprovechamientos hidroeléctricos se realizan en sitios específicos que reúnen las condiciones técnicas, económicas, ambientales y sociales para llevar a acabo la construcción y operación de una central.

La gran diversidad de esquemas hidráulicos puede ser una variante o la combinación de dos tipos básicos:

Aprovechamiento por Derivación.

En este tipo de aprovechamiento las aguas se desvían en un punto determinado del río por una pendiente para que el agua pueda circular; al final del canal se instala una cámara de presión que sirve de arranque a la tubería forzada, esta conducción lleva el agua siguiendo el flanco del valle hasta las turbinas hidráulicas situadas en el extremo inferior donde se restituye al cauce del río.

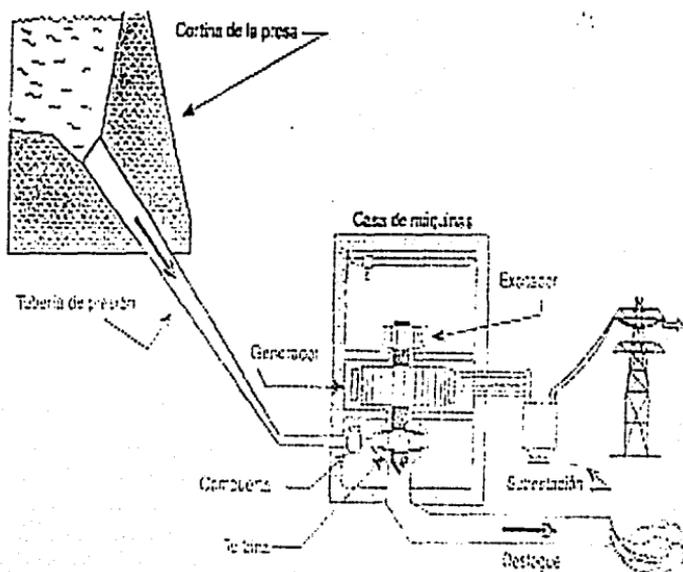
Aprovechamiento por Retención.

En este aprovechamiento, las aguas se almacenan en una presa creando un desnivel o carga hidráulica desde la superficie del agua hasta la base de la cortina. El agua se conduce a través de la tubería de presión hasta las turbinas localizadas a pie de presa, en ellas, la energía cinética se transfiere al generador donde se transforma en energía eléctrica.

Aprovechando el cauce de un río, se pueden instalar varias centrales en cascada, utilizando el salto total disponible; cada una de ellas recibe directamente el agua turbinada por la central superior así como eventualmente aportaciones de afluentes intermedios. Como ejemplo de éstos sistemas hidroeléctricos tenemos el río Grijalva; la cascada se inicia con la central hidroeléctrica La Angostura o Belisario Domínguez en el alto Grijalva, con una capacidad útil de almacenamiento de 13 169 millones de m^3 y una potencia total de 900 megawatt; le sigue aguas abajo Chicoasen o Manuel Moreno Torres con un almacenamiento útil de 270 millones de m^3 y una potencia de 1 500 megawatt; enseguida se encuentra Malpaso ó Netzhuálcoyotl que es de usos múltiples, con una capacidad útil de 9 317 millones de m^3 y una potencia instalada de 1 080 megawatt. Al final se encuentra Peñitas, cuya potencia instalada es de 420 megawatt.

La potencia total de este conjunto es de 3 900 megawatt y representaba hasta diciembre de 1993, el 48 % de la capacidad hidroeléctrica en operación.

La siguiente figura muestra el esquema de un aprovechamiento hidroeléctrico.



2.5.- GEOTERMoeLECTRICAS.

La energía geotérmica, es energía calorífica que proviene del núcleo de la tierra transportándose a través del magma que fluye por las fisuras que existen en las rocas. Al encontrar condiciones geológicas favorables se mantiene y se transmite a los mantos acuíferos del subsuelo.

Toda esta energía acumulada en el subsuelo, se extrae a la superficie por medio de pozos, la cual se transforma en vapor y que se utiliza para la generación de energía eléctrica.

Por lo cual podemos decir que:

“Una planta geotermoeléctrica es aquella, que utiliza vapor natural del subsuelo, para alimentar a las turbinas que mueven a los generadores eléctricos”

Este tipo de central opera con principios análogos a los de una termoeléctrica, excepto en la producción de vapor. La mezcla agua - vapor, que se obtiene del pozo se envía a un separador; el vapor seco se dirige a la turbina donde su energía cinética es transformada en mecánica y esta a su vez pasa al generador en donde se convierte en electricidad.

En esta descripción general, se puede apreciar que una central geotermoeléctrica la integran principalmente los pozos geotérmicos y el separador, la turbina con su condensador y el generador eléctrico.

La función de cada equipo consiste en lo siguiente:

- a).- Los pozos geotérmicos con su separador proveen el energético primario (vapor) y sustituyen al generador de vapor de las centrales termoeléctricas.
- b).- La turbina utiliza la energía del vapor geotérmico para producir movimiento, siendo este movimiento conocido como energía mecánica.
- c).- El generador eléctrico convierte la energía mecánica en energía eléctrica.

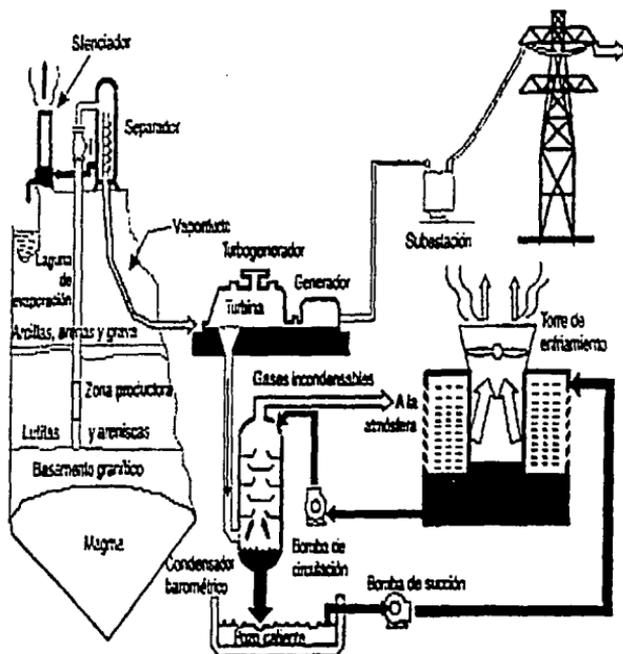
Existen unidades de 5 megawatt en las que el vapor, una vez que ha trabajado en la turbina, se libera directamente a la atmósfera. En las unidades de 20, 37.5 y 110 megawatt, el vapor se envía a un sistema de condensación. El agua condensada junto con la que proviene del separador, se reinyecta al subsuelo o bien se descarga en una laguna de evaporación.

La geotérmica es un recurso relativamente importante en el país. En el año de 1959 se instaló la primera planta experimental en el Estado de Hidalgo en un lugar llamado Pathé; a partir de entonces la Comisión Federal de Electricidad desarrolla técnicas para explorar, perforar pozos, diseñar, construir y operar plantas geotermoeléctricas.

Actualmente el mayor desarrollo geotermoeléctrico se ubica en un lugar llamado Cerro Prieto, localizado a unos 30 kilómetros al sur de la Ciudad de Mexicali, Baja California, con una capacidad total de 620 megawatt distribuidos en 4 unidades de 110 megawatt cada una, cuatro de 37.5 megawatt y una de 30 megawatt.

La siguiente figura muestra el esquema de una planta geotermoelectrica.

Central geotérmica



2.6.- NUCLEOELECTRICAS.

En una central nucleoelectrica, al igual que en una central termica; la energia calorifica liberada por el combustible se transforma en energia mecanica y esta a su vez en energia electrica. Su diferencia es que en la central termica, el calor proviene de la combustion con el oxigeno contenido en el aire y un combustible fosil como el carbon, combustoleo o gas, dentro de una caldera. Mientras que en una central nuclear, el calor proviene de la fisión de los nucleos de uranio dentro de un reactor. El calor producido dentro de este reactor es recogido por un fluido que pasa alrededor del combustible y que se llama "refrigerante" o fluido "portador de calor".

Los componentes principales de un reactor nuclear son:

- Un núcleo que es básicamente el combustible, el moderador y el refrigerante.
- Un sistema de seguridad y control que regula el ritmo de la liberación de energía.
- Un contenedor hermético, en donde se encuentra el material nuclear, que constituye un blindaje biológico para la protección de los trabajadores.
- Un sistema de extracción de energía o sistema de enfriamiento para transportar el calor producido.

En estas centrales el combustible utilizado es el uranio ya sea en su forma natural que contiene 0.7 % de uranio 235 y 99.3 % de uranio 238, o bien el uranio artificial que es el uranio enriquecido, en el cual se aumenta la proporción del isótopo fisiónable o sea el uranio 235. Esta proporción es de aproximadamente 3 % en los reactores de agua ligera, que son los que hoy en día están operando en mayor número.

Un reactor de agua ligera es aquel que utiliza precisamente el agua como moderador y refrigerante, y como combustible el uranio enriquecido. El enriquecimiento del uranio como ya se dijo anteriormente en el isótopo 235 y el grado de enriquecimiento es del 203 % en vez de 0.7 % que tiene en su estado natural.

Existen dos tipos de reactores de agua ligera:

- El de agua hirviendo Bwr.
- El de agua a presión Pwr.

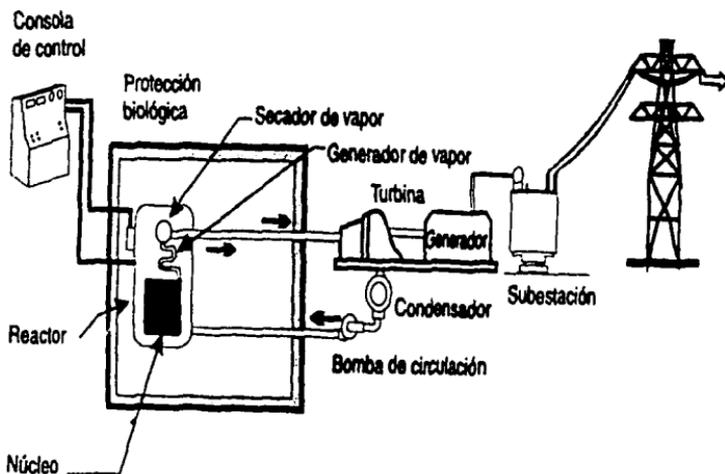
La diferencia fundamental de éstos reactores es la manera de producir el vapor que accionará la turbina.

En los reactores de agua hirviendo, el refrigerante que pasa por el núcleo no está a presión muy alta y por lo tanto el agua hierve y el vapor producido se separa y se seca dentro de la misma vasija; después se envía a la turbina y más adelante al condensador, donde se convierte en agua que después de ser tratada, se envía nuevamente al reactor con el auxilio de varias bombas de alimentación. En los reactores de agua a presión, el agua circula a través de un circuito cerrado con el auxilio de una bomba y el refrigerante que circula a través del núcleo se mantiene a una presión alta de tal manera que ésta no hierve.

La primera central nucleoelectrica instalada en México es la de Laguna Verde, localizada en el Golfo de México en el municipio de Alto Lucero en el Estado de Veracruz, a 70 kilómetros al noroeste del puerto. Consta de dos unidades de 675 megawatt. cada uno y los reactores son del tipo Bwr.

Los siguientes esquemas nos muestran un aprovechamiento Nucleoelectrico.

. Diagrama esquemático de una central nucleoelectrica tipo BWR

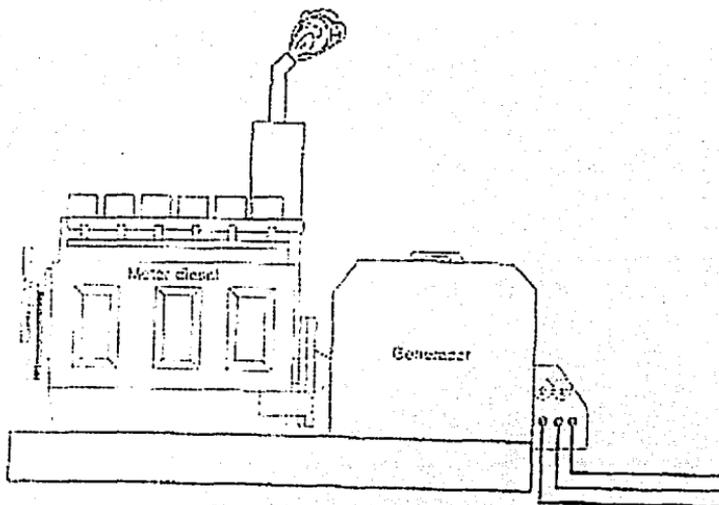


2.7.- DIESELELECTRICAS.

La planta dieseléctrica se basa en el principio de los motores de combustión interna; en donde aprovecha la expansión de los gases de combustión para obtener la energía mecánica, que el generador se encarga de transformar en energía eléctrica.

Este tipo de plantas consume una mezcla de combustóleo y diesel, las unidades pueden consumir éste tipo de combustible puro y mezclado de 15 % de diesel y 85% de combustóleo.

La siguiente figura corresponde a un aprovechamiento diesel eléctrico:



2.8.- EOLOELECTRICAS.

Las plantas eoloelectricas convierten la energia del viento en energia electrica mediante una aeroturbina que hace girar un generador. Esta energia del viento consiste en aprovechar un flujo dinamico de duracion cambiante y con desplazamiento horizontal. La cantidad de energia que se obtiene es proporcional al cubo de la velocidad del viento, lo que muestra la importancia de este factor.

Entre los principales beneficios de generar energia mediante la energia eolica tenemos que:

- El combustible es gratuito, renovable e inagotable.
- Las plantas son anticontaminantes, sin emisiones ni desechos.
- Ocupan un minimo de terreno, por lo cual no perturban las actividades de las comunidades.
- Su crecimiento es modular para facilitar la aplicacion y edificacion de plantas.
- Su mantenimiento es de bajo costo.

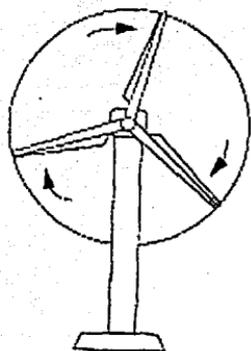
En Juchitan Oaxaca, se encuentra la Venta, novedosa planta Eoloeléctrica de la CFE, la cual se empezó a construir en enero de 1994 y empezó a funcionar en agosto de ese mismo año. Fue la principal central de su tipo integrada a la red de Latinoamérica.

Otros posibles potenciales Eoloeléctricos, además de Tehuantepec Oaxaca, tenemos a la Virgen y la de Bufo en Zacatecas; Pachuca y Sta. María Magdalena en Hidalgo; la Rumorosa y St. Quintín Baja California; y Cabo Catoche en Quintana Roo.

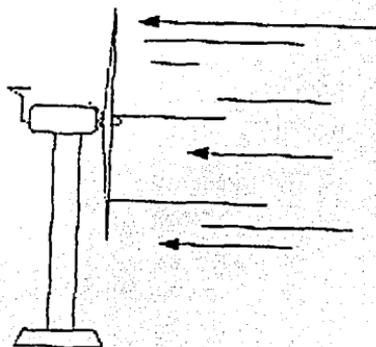
Partes principales de un sistema Eoloeléctrico:

- a).- **ASPAS:** Son parte de la turbina que recibe directamente la energia del viento. El tamaño comercial de las aspas es de 35 y 50 m. Y pueden pesar más de 900 kilogramos cada una.
- b).- **ROTOR:** Esta compuesto por las aspas y el eje, al que están unidas.
- c).- **TRANSMISIÓN:** La potencia se transfiere mediante el eje de rotación a una serie de engranes ó transmisión que aumenta de la baja velocidad de rotación de las aspas, del orden de 60 revoluciones por minuto (rpm), a una velocidad de 1 500 a 2 000 rpm.
- d).- **GENERADOR:** La alta velocidad de rotación que se obtiene del sistema de transmisión se conecta al generador que produce electricidad a partir del movimiento, como en los tradicionales sistemas de vapor.
- e).- **CONTROLES;** Los diversos sistemas de control se coordinan y monitorean por una computadora que puede tener acceso a ellos desde una ubicación remota. El control de ajuste gira las aspas para mejorar el desempeño mas diferentes velocidades del viento.

El siguiente diagrama muestra el equipo básico para una central Eoloeléctrica.



. Central eólica



Equivalencia entre unidades energéticas

Unidades	Joules	Kwh	BTU	Kcal
1 Joule	1	2.778×10^{-7}	9.48×10^{-4}	2.388×10^{-4}
1 Kwh	3 600 000	1	3412.15	860
1 BTU	1055.06	2.931×10^{-4}	1	0.25
1 Kcal	4186.80	1.163×10^{-3}	3.97	1

CAPITULO 3

LOS PROCESOS EN LAS PLANTAS TERMOELÉCTRICAS Y EQUIPOS PRINCIPALES.

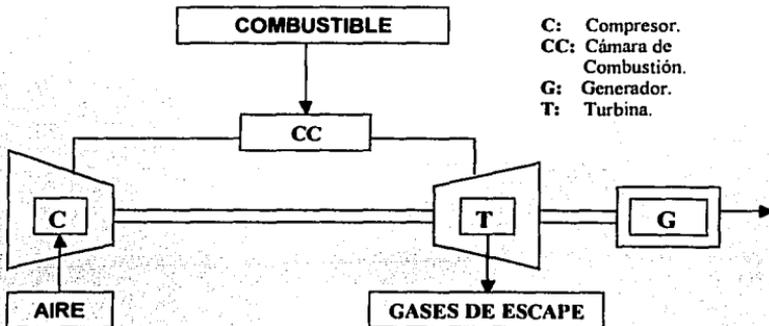
3.1.- LOS PROCESOS EN LAS PLANTAS TERMOELÉCTRICAS.

La conservación del calor en energía mecánica se fundamenta en la termodinámica.

Se denomina ciclo al conjunto de transformaciones sufridas por el fluido entre dos etapas del mismo estado. Cada una de estas transformaciones puede estar definida como una sucesión de estados realizados de manera continua. El estado de dos cuerpos gaseosos queda definido si se determinan dos de sus parámetros, por ejemplo la presión y el volumen específico o la presión y la temperatura, etc. Toda transformación de un fluido puede estar representada por una ecuación entre presión y volumen. Se distinguen las transformaciones isotérmicas (a temperatura constante), adiabática (sin intercambio de calor con el medio exterior), reversible (que se puede realizar en sentido inverso) y volumen específico constante. Una transformación adiabática reversible se hace siempre a entropía constante, por ello se le denomina isentrópica. Con los conocimientos elementales sobre los ciclos más importantes de la termodinámica aplicables a las turbinas de gas y vapor se pueden hacer algunas consideraciones adicionales con relación específica a las turbinas.

3.1.1.- SUMINISTRO DE COMBUSTIBLES.

El ciclo BRAYTON en la turbina es el más común, ya que en este el aire atmosférico es tomado de manera continua por el compresor y se le agrega calor mediante la combustión de un material combustible, el fluido se expande en la turbina y se escapa a la atmósfera, como se muestra en la siguiente figura:



Para que una turbina de gas produzca trabajo, los gases calientes deberán expandirse desde una presión alta hasta otra más baja. por lo tanto primero deben ser comprimidos, después de la compresión el fluido se expande en la turbina. Esto constituye el modelo más simple, en forma general está compuesto de tres elementos básicos.

- 1).- **Compresor.** Este tiene la función de comprimir el aire de combustión del exterior hasta la presión de entrada a la turbina provocando al mismo tiempo un aumento en la temperatura.
- 2).- **Cámara de Combustión.** Es donde el aire que proviene del compresor se mezcla con cantidades específicas de combustible, donde este ya ha sido bombeado y precalentado. Durante la combustión se obtiene un considerable aumento de temperatura y de volumen específico, permaneciendo la presión constante.
- 3).- **Turbina.** En esta etapa los gases calientes que provienen de la cámara de combustión se expanden hasta la presión atmosférica produciendo un trabajo mecánico sobre los álabes giratorios de la turbina, los cuales a su vez accionan al generador eléctrico.

3.1.2.- GENERADOR DE VAPOR.

El ciclo RANKINE es el más simple de los ciclos ideales que utilizan vapor como medio de trabajo. El vapor fue el elemento originalmente utilizado en este ciclo y continua empleándose en la actualidad. La generación de vapor proviene de la aplicación de calor a la caldera, a donde previamente ha sido bombeada el agua desde el condensador. Así el vapor se expande a traves de la turbina produciendo la fuerza que hace girar al generador. Después de este proceso el vapor en expansión pasa al condensador donde nuevamente adopta su estado líquido. Los subprocesos se repiten de manera constante formando ciclos. Para aumentar el trabajo útil en el ciclo Rankine, se pueden modificar la presión y la temperatura de la caldera o bien disminuir la presión y temperatura en el condensador. Con esto se logra aumentar el salto entálpico de la turbina y por lo tanto mejorar la eficiencia del ciclo.

3.1.3.- GENERACIÓN DE ENERGIA ELECTRICA.

Ciclo Combinado.

Un ciclo combinado de gas y vapor se fundamenta en la acción de la turbina al expulsar gases con alto contenido de energía calorífica que es aprovechada para evaporar el agua en la caldera en el ciclo de vapor. A medida que se desarrollan turbinas de gas con mayor potencia y con temperaturas de trabajo mas altas, se aumenta también la energía calorífica disponible en los gases de escape, justificándose más su aprovechamiento. Como una turbina de gas trabaja con un gran exceso de aire, del orden de 400 al 500%, se propicia una mayor eficiencia en la combustión para obtener así una mayor cantidad de energía calorífica, haciendo más viable el ciclo combinado.

Centrales de Ciclo Combinado.

Una central de ciclo combinado consiste básicamente en un sistema Turbina a Gas-Generador, un generador de vapor por recuperación de calor (HRSG, heat recovery steam generator) y un sistema Turbina a Vapor-Generador, los cuales permiten la producción de electricidad.

El proceso de generación de energía eléctrica en una central de ciclo combinado comienza con la aspiración de aire desde el exterior siendo conducido al compresor de la Turbina a Gas a través de un filtro. El aire es comprimido y combinado con el combustible (gas natural o diesel) en una cámara donde se realiza la combustión. El resultado es un flujo de gases calientes que al expandirse hacen girar la Turbina a Gas proporcionando trabajo. El generador acoplado a la Turbina a Gas transforma este trabajo en energía eléctrica.

Los gases de escape que salen de la turbina a gas pasan al generador de vapor por recuperación de calor (HRSG). Aquí se extrae la mayor parte del calor aún disponible en los gases de escape, que se aprovechan en el ciclo agua-vapor, antes de pasar a la atmósfera.

El HRSG se divide en tres áreas de intercambio de calor:

- Area 1: Es denominado *Economizador*. Es donde el agua ingresa a alta presión para ser recalentada hasta el punto de saturación.
- Area 2: Es el *ciclo de evaporación* y es donde el agua es transformada en vapor.
- Area 3: Denominado *recalentador*. Está ubicado en la parte mas cercana a la salida de gases de la turbina de vapor, donde la temperatura es mas alta. Aquí el vapor saturado se recalienta aún más.

Posteriormente el vapor recalentado es inyectado a la turbina de vapor donde se expande en las filas de alabes haciendo girar al eje de esta turbina lo que genera trabajo, el cual es transformado en energía eléctrica en el generador acoplado a la turbina. El vapor que sale de la Turbina de Vapor, pasa a un *condensador* donde se transforma en agua. Este condensador es refrigerado mediante un sistema que inyecta agua fría por la superficie del condensador, absorbiendo así el calor aun contenido en el vapor. Posteriormente el agua pasa a un *desgasificador/tanque de agua de alimentación*. En el desgasificador se eliminan todos los gases no condensables. El tanque envía, a través de bombas, el agua a alta presión hacia el generador de vapor por recuperación de vapor para iniciar nuevamente el ciclo.

La tensión que se produce en los generadores de las turbinas a gas y vapor es de aproximadamente 13 kilovolt que es elevada en los transformadores principales conectados a cada generador, pudiendo ser del orden de los 220 kilovolt. Esto se realiza porque a baja tensión la intensidad de corriente es muy alta, necesitándose cables de transmisión de gran sección que soporten el flujo de electrones y generando adicionalmente grandes pérdidas de transmisión. Al elevarse la tensión, la intensidad de corriente es baja lo que origina una reducción en las pérdidas de transmisión.

El equipamiento que incluye las centrales de ciclo combinado es el siguiente:

- Una o más Turbinas a Gas, que representan generalmente 2/3 de la generación total de la planta.
- Una o más Turbinas a Vapor, que representan generalmente 1/3 de la generación total de la planta.
- Uno o más HRSG. Este equipo realiza la evaporación del agua, para inyectarla en forma de

vapor en la Turbina a Vapor. Deben haber tantos HRSG como Turbinas a Gas.

- Estación medidora y reductora de la presión del gas natural, más la tubería de la central.
- Sistema de control de la central basado en microprocesadores.
- Tanque de almacenamiento para el combustible de respaldo (diesel).
- Sistema de refrigeración si es que la zona no cuenta con sistemas de refrigeración naturales (agua de mar, pozos profundos, etc.).

Algo muy importante que se debe tener en cuenta es el rendimiento de las centrales de ciclo combinado, las cuales alcanzan un 55% de rendimiento aproximadamente. Es importante mencionar que este rendimiento se logra cuando la central trabaja a máxima capacidad, debido a que las turbinas térmicas bajan su rendimiento al bajar la potencia de trabajo.

Características del Gas Natural.

El gas natural en su estado virgen, es una mezcla de hidrocarburos y diferentes sustancias trazas (que contiene pequeñas cantidades de otros gases). Los gases de hidrocarburos normalmente presentes en el gas natural son metano, etano, propano, butanos, pentanos y pequeñas cantidades de hexanos, heptanos, octanos y gases más pesados.

Las sustancias trazas que contiene el gas natural incluyen bióxido de carbono, gases de azufre, nitrógeno, vapor de agua e hidrocarburos pesados. Durante el proceso de extracción, la mayor parte del butano e hidrocarburos más pesados es separado para reprocesarlo y venderlo como materia prima en la industria química, y como mezcla para la producción de gasolina; asimismo la mayor parte del agua, y demás sustancias trazas son removidas en diferentes etapas del proceso. De esta forma, el producto comercializado como gas natural, es principalmente una mezcla de metano y etano, con una pequeña fracción de propano. Su composición es una mezcla de hidrocarburos en su mayor parte parafínicos. Su composición química en porcentajes aproximados se presenta a continuación:

Compuesto	Fórmula	Porcentaje
Metano	CH ₄	97.39
Etano	C ₂ H ₆	1.44
Propano	C ₃ H ₈	0.82
M-Butano	C ₄ H ₁₀	0.32
M-Pentano	C ₅ H ₁₂	0.03

Claramente se ve que son hidrocarburos de alto poder calorífico y propiedades que facilitan los procesos de combustión, lo que es especialmente notorio en el caso del Metano, que es un combustible muy limpio, que en su proceso de combustión casi no produce CO (monóxido de carbono), sino bióxido de carbono (CO₂) el cual no afecta mayormente en lo que a contaminación se refiere. La principal cualidad que posee el gas natural, es su característica de combustible "limpio" (menos contaminante) en comparación con el resto de los de origen fósil.

Como producto de la combustión del gas natural se emitirá a la atmósfera un flujo gaseoso caracterizado principalmente por la presencia de bióxido de carbono (CO_2), vapor de agua y óxido de nitrógeno (NO_x), en bajas concentraciones debido a que se utiliza tecnología de punta en los quemadores. Las emisiones de óxido de azufre (SO_2) son prácticamente nulas y su combustión no da lugar a residuos, formación de humos negros, cenizas o escorias, cuando se opera bajo condiciones normales. Por otro lado, las actuales centrales térmicas que operan principalmente con carbón y diesel presentan altos índices de contaminación de SO_2 , CO_2 , y material particulado. El daño asociado a la emisión de óxido de azufre se relaciona con la acidificación del agua, provocando lo que se conoce como lluvia ácida, originando cambios en los ecosistemas. Como resultado de ello, se tienen procesos de acidificación de suelos, acidificación de las aguas superficiales, corrosión en estructuras metálicas, etc. A modo de ejemplo se puede mencionar que algunas centrales térmicas a carbón han provocado un grave daño a la zona aldeaña donde están instaladas.

Los otros contaminantes provocan serios problemas a la salud humana (Material Particulado) y recalentamiento global de la Tierra. Este último es conocido como efecto invernadero. A modo de resumen de las características del Gas Natural, se puede decir que es considerado el combustible fósil más limpio conocido por el hombre.

- a).- El gas natural es más ligero que el aire. Cualquier cantidad de gas que se fuge inadvertidamente a la atmósfera se dispersará rápidamente y no contaminará los ríos u otras vías acuáticas.
- b).- La combustión del gas natural es limpia. Sus llamas no producen humo ni cenizas cuando las instalaciones se encuentren en un adecuado estado de mantenimiento.
- c).- El gas natural prácticamente no contiene azufre. Por tanto, la cantidad de óxidos de azufre producidos por su combustión es casi inexistente. Los bióxidos de azufre contribuyen en las lluvias ácidas.
- d).- El gas natural produce menor efecto invernadero que otros combustibles como el carbón o petróleo.

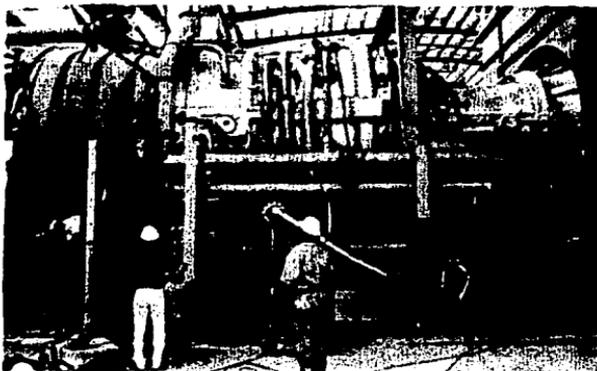
Desde el punto de vista ambiental, las centrales de ciclo combinado poseen una clara ventaja sobre las centrales térmicas a carbón, debido a los menores índices de contaminación que presentan.

3.2.- EQUIPOS PRINCIPALES EN LAS PLANTAS TERMOELECTRICAS DE CICLO COMBINADO.

Durante muchos años se han empleado generadores impulsados por motores diesel a fin de suministrar energía eléctrica a ciudades pequeñas. Sin embargo, la utilización de estos ha disminuido en los últimos veinte años. Por otra parte se utiliza como fuente alterna de energía o para emergencia de algunas aplicaciones especiales. Se han diseñado turbinas de vapor como fuente de energía para activar generadores y su uso está bastante difundido entre las empresas de servicio público, para suministrar durante las condiciones de carga pico. Mas recientemente se han diseñado turbinas de gas, primero para impulsar generadores y luego se emplea la descarga de gases calientes de la turbina para ayudar a calentar el agua de una caldera de un generador impulsado por turbina de vapor. Este arreglo es denominado Ciclo Combinado.

3.2.1.- TURBINA DE GAS.

La turbina de gas tiene como función convertir la energía térmica del combustible en energía mecánica necesaria para producir electricidad. La turbina de gas modelo MS7001FA de eje único, está diseñada para funcionamiento de Ciclo Combinado y quema gas natural combustible principal y aceite destilado No. 2 (diesel) como combustible de respaldo. El conjunto de la turbina de gas consta de seis secciones principales: Admisión, compresor, sistema de combustión DLN-2 con inyección de agua para disminución de óxido de nitrógeno (Nox) para el caso de operar con diésel, alabes de turbina, escape y sistemas auxiliares.



VISTA LATERAL DE UNA DE LAS TURBINAS DE GAS

3.2.2.- TURBINA DE VAPOR.

La turbina de vapor tiene como función convertir la energía térmica del vapor en energía mecánica necesaria para producir electricidad. La turbina de vapor es de un diseño de carcasa única, flujo axial y recalentamiento de escape, con secciones de turbina de alta, intermedia y baja presión. El escape de alta presión se recalienta en el Generador de Vapor por Recuperación de Calor, y se utiliza en la sección de presión intermedia, el vapor sale de la sección de baja presión axialmente y se condensa en el aereocondensador de superficie refrigerado por aire.

El vapor es admitido a la turbina de vapor, via una válvula combinada de cierre y control a la sección de alta presión de la turbina, luego sale de la turbina de alta presión a través del recalentador y entra a la turbina de presión intermedia a través de las válvulas interceptoras izquierda y derecha.

El vapor de baja presión es admitido al lugar de baja presión a través de un par de válvulas de mariposa, una de las cuales actúa como valvuela de cierre y la otra como válvula de control.



VISTA LATERAL DE LA TURBINA DE VAPOR

3.2.3.- GENERADOR ELECTRICO.

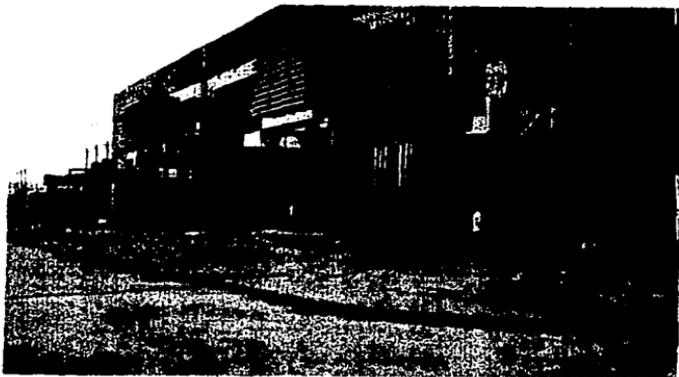
Cada generador eléctrico es impulsado por un acoplamiento directo a la flecha de la turbina correspondiente. Los generadores eléctricos de la turbina de gas y de vapor son máquinas síncronas de 18 kilovolt y 13.8 kilovolt respectivamente, ambos de 60 Hz. y 3 600 revoluciones por minuto (rpm), totalmente cerrados y enfriados con hidrógeno. La capacidad neta para los transformadores de gas y de vapor es de 180 megawatt. y 77.24 megawatt a condiciones ISO respectivamente. La capacidad neta del ciclo es de 168.6 megawatt a condiciones ISO en verano.



GENERADORES ELECTRICOS DE 60 Hz Y 3600 rpm TOTALMENTE CERRADOS Y ENFRIADOS CON HIDROGENO

3.2.4.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

El transformador principal de potencia es trifásico, de tres devanados (1 primario y 2 secundarios) de 90/180/270 megavoltios, en enfriamiento OA/FA/FA, que eleva la tensión del generador de 13.8 - 18 kilovolt a 230 kilovolt para entregarla a la subestación. El transformador esta conectado a dos generadores eléctricos mediante un bus de fase aislada y un bus de fase no segregado de 24 kilovolt, 800 amper y 15 kilovolt, 1 200 amper de capacidad respectivamente.



ARREGLO DE LOS TRANSFORMADORES EN LA PLANTA

3.2.5.- GENERADOR DE VAPOR POR RECUPERACIÓN DE CALOR (HRSG).

La función principal del sistema HRSG es la de recuperar la energía de los gases de escape de las turbinas de combustión, la estructura y los ductos del HRSG dirigen los gases de escape de la turbina de combustión alrededor de los haces de los tubos de intercambio térmico del sobrecalentador, recalentador, evaporador y economizador.

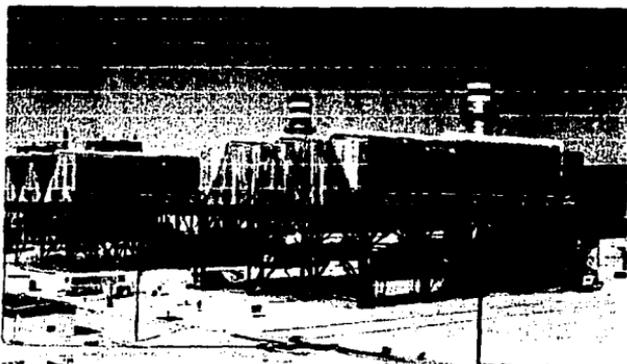
Los ductos del HRSG dirigen entonces el flujo de los gases de escape a través de la chimenea y los descarga a la atmósfera. El calor de los gases de escape es transferido al exterior de los haces de tubos de intercambio térmico, calentando así el agua de alimentación en los economizadores, generando vapor en los evaporadores y sobrecalentando el vapor en los sobrecalentadores. El vapor sobrecalentado producido por el HRSG es enviado por tuberías al sistema de vapor principal. El HRSG es del tipo de circulación natural, tres presiones con recalentamiento, flujo de gas horizontal, tubos provistos de aleta en todas las secciones, sin adición de calor extra. Consta de módulos de tubería vertical, domos de alta, intermedia y baja presión, desgasificador integrado al domo de baja presión, economizadores, evaporadores, recalentador y sobre calentador de alta, intermedia y baja presión y recalentador.



SE OBSERVA LA TUBERIA DEL HRSG, QUE ES UNO DE LOS ELEMENTOS PRINCIPALES EN EL CICLO COMBINADO

3.2.6.- AEROCONDENSADOR.

Es de tipo seco con intercambiador de calor enfriado por aire de tiro forzado con haces de tubos alutados. Este equipo condensa vapor de escape de la turbina de baja presión o del sistema de derivación de vapor. El conducto de escape, los cabezales de vapor y la tubería de distribución están diseñados para operar en vacío y a una presión de 200 kilopascal.

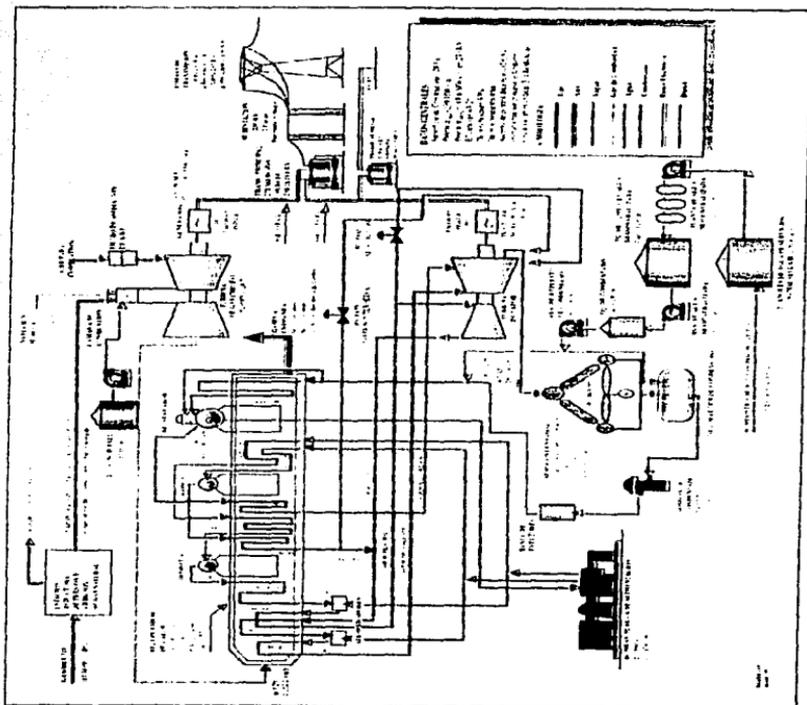


EL SISTEMA DE ENFRIAMIENTO ES IMPORTANTE PARA QUE SEA COMPLETADO EL PROCESO

3.2.7.- SISTEMAS DE CONTROL.

Para la operación confiable de la central, se cuenta con un Sistema de Control (DCS) que lleva a cabo el balance de planta (BDP) y un Sistema de Control de Turbinas con tecnología de punta (Mark V), el cual se encarga de controlar las turbinas de gas como las de vapor. Los comandos de control se dan desde el Cuarto de Control a través de las consolas de control (monitores y teclados).

En el cuarto de control se tiene también el tablero de emergencia, el cual contiene indicadores y registradores de las variables importantes para que el operador supervise el estado de la central, en caso de que el sistema de control distribuido quede fuera de servicio por alguna falla momentánea. Estos sistemas de control son redundantes para la confiabilidad de la unidad.



DEL CONTROL QUE SE TENGA DE LOS PROCESOS VA A DEPENDER LA EFICIENCIA EN LA GENERACION DE LA PLANTA.

CAPITULO 4

PLANTA DE CICLO COMBINADO SAMALAYUCA II.

4.1.- DISCIPLINAS QUE INTERVIENEN EN LA CONSTRUCCION DE UNA PLANTA TERMOELÉCTRICA.

Ingeniería Básica.

La ingeniería básica de un proyecto es aquella ingeniería que se requiere saber para desarrollar la Ingeniería de detalle del mismo, y que generalmente se encuentra contenida en las bases de diseño o de concurso del proyecto.

La documentación que forma el paquete de ingeniería básica para el caso del proyecto de una planta termoeléctrica es como mínimo la siguiente:

- a).- Descripción detallada del proyecto.
- b).- Diagramas generales del proyecto (eléctrico, hidráulico, electromecánico, planta arquitectónica general, etc.,).
- c).- Plano general de localización.
- d).- Lista de equipo básico.
- e).- Hoja de datos de los equipo básicos, y en caso de equipos críticos en operación del proyecto, especificaciones detalladas y dibujos si se requieren para la fabricación de equipos.
- f).- Consumo estimado de servicios auxiliares.
- g).- Una guía de operación de la unidad.

Para la planta Termoeléctrica de Ciclo Combinado, se debe realizar toda la ingeniería de diseño según las especificaciones y planos, los cálculos termodinámicos del ciclo combinado y desempeño de los equipos, cálculos eléctricos, cálculo de protecciones de equipos auxiliares, de la subestación y barras, cálculo de coordinación de protecciones con las existentes de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Se debe incluir además los cálculos de las bases y estructuras de las edificaciones. Todos los planos, esquemas y cálculos estarán sujetos a las debidas aprobaciones por parte de la CFE.

Así mismo las bases de diseño de la planta indican los equipos principales mínimos a suministrar e instalar:

- Turbina de gas y todos los equipos auxiliares (generador eléctrico, interruptores, transformadores, sistema de tratamiento de combustible, sistema de lavado de turbina, etc.).
- Recuperadores de calor, turbina de vapor, generador eléctrico y todos los sistemas auxiliares.
- Subestación completa con todos sus equipos y estructuras.
- Trabajos adicionales y equipos y/o sistemas comunes para todo el ciclo combinado que incluye principalmente el suministro, montaje y puesta en servicio del sistema contra-incendio; la iluminación interna y externa de todo el ciclo combinado; las estructuras civiles y edificación, acabado fino y pintura de todos los edificios; el sistema de tratamiento de aguas, etc.

Ingeniería de Detalle.

La ingeniería de detalle puede analizarse desde múltiples ángulos y con aplicación a muy diversos tipos de proyecto, en este caso específico nos enfocaremos a la ingeniería de detalle aplicada al diseño de una planta termoelectrica de "Ciclo Combinado".

Los proyectos de este tipo de plantas son lo suficientemente complejos para que se pueda observar, con calidad, las técnicas que se requieren para la administración de este tipo de proyectos y por lo tanto los conceptos que aquí se expondrán son válidos para otro tipo de proyectos.

Especialidades Participantes.

En la ingeniería de detalle intervienen ingenieros de muy diversas especialidades, entre las que podemos encontrar:

- **Ingenieros Químicos:** Que ejecutan los cálculos de proceso necesario para la compra y selección de los equipos, documentos que son fundamentales para el inicio de actividades de otras especialidades del diseño.
- **Ingenieros Civiles:** Para el cálculo de cimentaciones, estructura, subestructuras, drenajes, etc.
- **Ingenieros Eléctricos:** Para el cálculo de circuitos eléctricos, subestaciones, centro de control de motores, etc.
- **Ingenieros Mecánicos:** Para el estudio de esfuerzos en tuberías, trazos de tuberías, diseño de tuberías funcionales, de acuerdo a las necesidades del proceso, operación y mantenimiento; así como la elaboración de especificaciones técnicas de equipos.
- **Ingenieros Electrónicos:** Para el desarrollo de los planos de alambrado de los sistemas de control, así como las especificaciones de los instrumentos.
- **Arquitectos:** Realizan los diseños de todos los cuartos de control y edificios que requiere el proyecto.
- **Ingenieros Topógrafos:** Para el trazo y nivelación de la planta termoelectrica durante la ejecución de los trabajos.

Así mismo intervienen una gran cantidad de técnicos especializados, principalmente para el diseño de tuberías y estructuras. Adicionalmente se tiene una participación administrativa que genera los documentos que regulan las distintas acciones de tipo administrativo que se llevan a cabo durante el ciclo de vida de un proyecto. Los documentos que generan cada una de estas especialidades, tiene diferentes usos dentro de los que se encuentran los siguientes:

1. **Constructivos:** Los documentos indican el procedimiento constructivo que se debe seguir.
2. **Procura.** Los documentos generados se utilizan para determinar el tipo de equipos y materiales que se deben de comprar, así como las cantidades.
3. **Generación de volumen de obra:** Estos documentos son los que determinan los conceptos unitarios, sus cantidades y sus precios.
4. **Utilización Interna:** Los documentos que se generan en la ingeniería de detalle son utilizados por otras disciplinas para poder determinar, a su vez, nuevos diseños constructivos.

A continuación se describe de manera general la ingeniería de detalle que se utilizará en el proyecto ejecutivo de la planta termocléctrica de Ciclo Combinado SAMALAYUCA II, describiendo las siguientes disciplinas: Proceso, Instrumentación, Tuberías, Sistema Eléctrico, Arquitectura e Ingeniería Civil y Estructural.

Proceso.

La planta de ciclo combinado está formada por tres unidades de operación dual, con gas natural como combustible natural y diesel como combustible de respaldo. Cada unidad de ciclo combinado incluye: un turbogenerador de gas, un generador de vapor de recuperación de calor, un turbogenerador de vapor y un acrocondensador.

Instrumentación.

En esta disciplina se tiene la responsabilidad de especificar todo y cada uno de los instrumentos que dan servicio a la planta, para poder monitorear adecuadamente su funcionamiento y conocer el estado de la misma, así mismo es la encargada de especificar y diseñar el sistema computarizado de control de la planta.

Los controles y desplegados utilizados en la planta son seleccionados en base a un análisis de:

- Sensitividad, precisión, tiempo y seguridad requerida.
- Máxima integridad del funcionamiento del sistema.
- Habilidades mínimas requeridas al personal para operar y mantener el sistema.
- Rendimiento tiempo-costo.
- Velocidad de procesamiento de la información.
- Medidas para minimizar el estrés y la fatiga.
- Adecuar la forma de comunicación física, visual, auditiva y de otros tipos entre operadores y su equipo, bajo ambas condiciones: normal y de emergencia.

Tuberías.

Esta disciplina se encarga de hacer el diseño físico de todas las rutas de tuberías, de hacer el arreglo final en planta localizando y dando su posición final con base en los requerimientos mismos del proceso, con la coordinación y comentarios de todas las disciplinas. Realizar el análisis de esfuerzos de los sistemas de tuberías a fin de evitar problemas de flexibilidad de las mismas, una vez que estén en operación y la temperatura de los productos que transportan hagan que se dilaten.

Sistema Eléctrico.

El sistema eléctrico de la planta se efectuó tomando como base los requerimientos e información recibida del cliente y de las diferentes áreas participantes, tales como proceso, mecánico, arquitectura, tuberías e instrumentación y control. Como consecuencia del desarrollo del proyecto eléctrico se generan documentos en donde se plasma toda la ingeniería de detalle, los requerimientos de instalaciones y de equipos para el buen funcionamiento de la planta. Estos

documentos comprenden los diagramas unifilares del sistema, distribución de fuerzas y control, distribución de tierras y pararrayos, la distribución de alumbrado, distribución de canalizaciones para instrumentación, las especificaciones de equipos, memorias de cálculo, lista de materiales, etc.

Arquitectura.

Esta disciplina se encarga de realizar los siguientes arreglos arquitectónicos que tiene la Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado SAMALAYUCA II.

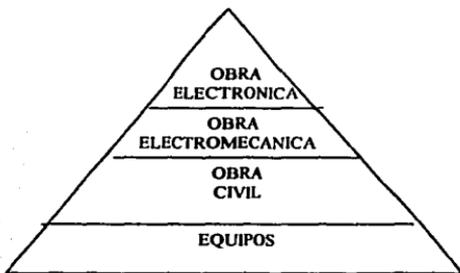
- 1.- Casa de máquinas.
- 2.- Edificio de Control.
- 3.- Recuperador de calor.
- 4.- Area de transformadores.
- 5.- Subestación eléctrica.
- 6.- Area de almacenamiento de diesel.
- 7.- Edificio de tratamiento de aguas.
- 8.- Aerocondensador, etc.

Ingeniería Civil y Estructural.

Esta disciplina realiza las especificaciones que establecen los criterios a seguir para el diseño de la ingeniería civil y estructural aplicables para la diferentes estructuras que conforman el proyecto de la Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado SAMALAYUCA II.

Pirámide de Especialidades.

En el proyecto de la construcción de una central de este tipo se distinguen las diversas especialidades que se deben de considerar en la obra. La principal y la más importante en término de costos es el equipo que conforma toda la central, le sigue la obra civil, la obra electromecánica y la obra electrónica.



PIRAMIDE DE ESPECIALIDADES

Equipos.

Comprende todos los equipos que intervienen en esta central como son:

- Turbina de gas.
- Turbina de vapor.
- Generadores eléctricos.
- Transformador de potencia.
- Generador de vapor por recuperación de calor
- Aerocondensador.
- Sistema de control.

Obra Civil: La obra civil comprende todas las construcciones y acabados, conforme las especificaciones del proyecto.

Obra Electromecánica: La obra electromecánica contempla, conforme las especificaciones de cada equipo o sistema, la puesta en servicio de. Los sistemas de alimentación de energía para equipos y sistemas diversos instalados en el cuarto de control.

Obra Electrónica: El alcance de la obra electrónica, conforme lo establecen las especificaciones de cada especialidad, permite el mando y control para la alimentación de la energía, comunicaciones y sistemas de supervisión en la operación.

4.2.- PROGRAMACION Y CONTROL.

4.2.1.- COSTRUCION.

La construcción de la obra e instalación de equipo estuvo totalmente a cargo de ICA-Fluor Daniel, para lo cual se apoyó con un Gerente de Sitio. La construcción de la obra, representada por la Gerencia de Sitio, se manejó como una unidad de negocios autosuficientes del proyecto, para la cual contó, además de sus superintendencias técnicas, con las superintendencias de administración, planeación, control de costos y de compras.

Adicionalmente, Bechtel y General Electric contaron con sus gerentes de sitio y personal para realizar los trabajos a su cargo. El Gerente de sitio de Bechtel fue el representante del consorcio de la obra. Bechtel y GE mantuvieron supervisión periódica con especialistas del fabricante y propios, para realizar el avance de la construcción y montaje, y para resolver dudas técnicas de ICA-Fluor Daniel, sin que esto reduzca la responsabilidad total de ICA-Fluor Daniel en la construcción y montaje electromecánico.

La Gerencia de Sitio se apoyó constantemente en la constructabilidad de la ingeniería de ICA-Fluor Daniel, a cargo del ingeniero de proyectos. Así mismo, la Gerencia de Sitios realizó, con apoyo del ingeniero de proyectos, las actividades de constructabilidad de la ingeniería de Bechtel. Para la contratación de maquinaria, el gerente de Sitio realizó la proforma de utilización actualizado (manteniendo el estimado de la oferta como referencia). Sobre la base de un estudio de precios de mercados se determinó si se utiliza o no la maquinaria de la gerencia de maquinaria de ICA-Fluor Daniel.

Conceptos Programados.

Los principales conceptos que fueron programados y controlados son los siguientes:

- Preparación del sitio.
- Tuberías Subterráneas
- Cimentación de turbinas de gas y vapor.
- Estructuras metálicas de casa de máquinas
- Cimentación del recuperador de calor.
- Turbogenerador de gas.
- Turbogenerador de vapor
- Recuperador de calor.
- Aerocondensador.
- Sistema de tratamiento de agua.
- Equipos mecánicos auxiliares.
- Generador de vapor auxiliar.
- Bombas mayores.
- Bombas misceláneas.
- Tanques montados en campo.
- Transformadores.
- Cimentación de Transformadores y Subestación.
- Subestación.
- Equipo eléctrico.
- Sistema de control distribuido.
- Tuberías e instrumentación.
- Charolas y tuberías para cable.
- Cables.
- Pruebas y puesta en marcha.
- Edificios.
- Diseño y Construcción del Gasoducto.

Eventos Críticos.

Las principales eventos críticos que se controlaron fueron los siguientes:

- Inicio de Construcción.
- Izaje de columna casa de máquinas.
- Izaje de estator.
- Izaje del domo.
- Prueba hidrostática.
- Energización del transformador de arranque.
- Encendido.
- Sincronización.
- Operación Comercial.

El alcance principal del programa general de construcción se inicia con la construcción hasta la operación comercial de la Central Termoeléctrica, teniendo como principales puntos lo siguiente: (Ver programas de barras No. 1, 2, 3 y 4 en ANEXO I).

- Suministro.
- Obra Civil.
- Montaje electromecánico.
- Prueba y puesta en servicio.
- Operación comercial.

**PROGRAMA GENERAL DE EROGACIONES.
SAMALAYUCA II**

704 Mill dólares- Costo Total (100 %)
 457 Mill dólares - Costo Directo (65 %)
 247 Mill dólares - Costo Indirecto (35 %)

No.	DESCRIPCION	IMPORTE	1er AÑO	2do AÑO	3er AÑO
11.-	Adquisición del terreno	45.7 mill USD 10 %	10 %		
22.-	Obra Civil	45.7 mill USD 10 %	5 %	5 %	
33.-	Estructura	91.4 mill USD 20 %	5 %	15 %	
44.-	Obra electromecánica	182.8 mill USD 40 %		30 %	10 %
55.-	Instalaciones especiales	91.4 mill USD 20 %			20 %
	TOTAL C.D. =	457 mill USD 100 %	140.8 mill USD 20 %	352 mill USD 50 %	211.2 mill USD 30 %

Recursos Materiales.

- Perforadoras neumáticas.
- Retroexcavadoras sobre orugas.
- Tractor sobre orugas con hoja y ripper.
- Cargador frontal con llantas.
- Motoconformadora.
- Camión pipa.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

- Bomba centrífuga.
- Compactadores.
- Tractor con cargador frontal y retroexcavadora (pachara).
- Vibradores para concreto.
- Bomba estacionaria para concreto.
- Malacates.
- Camioneta de redilas.
- Camión plataforma.
- Camiones de volteo.
- Compresor.
- Grúa hidráulica sobre orugas de 15 Ton.
- Máquinas para soldar.
- Equipo de oxicorte.
- Grúas de diferentes capacidades desde 18 hasta 225 Ton.
- Camión Hiab de 5 Ton.
- Plataforma de 25 Ton.
- Cama baja de 50 Ton.
- Malacate de 50 Ton.
- Máquina para relevo de esfuerzos.
- Equipo de pintura.
- Planta dosificadora.
- Cortadora eléctrica.
- Hornos para soldar.
- Revolvedoras para concreto.
- Pulidoras.

4.2.2.- PROCURACION.

En esta área o departamento se llevó a cabo el proceso de adquisición de todos y cada uno de los equipos y materiales que fueron integrados al proyecto, cuidando no solo el aspecto de adquisición y costo, sino también los aspectos importantes del proceso como son la logística que seguirán para llevar a las instalaciones, los pagos de impuestos, los derechos de importación de equipos y materiales extranjeros, etc; por lo que se debe tener el conocimiento no sólo de las políticas y procedimientos internos de cada empresa, sino también de las leyes y procedimientos que se necesitan seguir para lograr que estos procedimientos sean lo más expedito y económicos posibles. Así mismo se llevó el control, y en especial de que no existan duplicaciones y costos excesivos por pérdidas o faltantes

Para que en un proyecto se tenga una buena procuración se deben elaborar programas de suministros y de control de los siguientes aspectos: (Ver programas de barras No. 5 en Anexo I).

- 1.- Programa de Conceptos principales.
- 2.- Programa de Fechas Clave.
- 3.- Programa General de Ingeniería.
- 4.- Programa General de Construcción.

5.- Programa de Recursos Humanos.

6.- Programa de Utilización de Maquinaria y Equipo.

Es bueno contar con un plan de procuración en el cual se contemple como desarrollar todas o algunas de las siguientes funciones, las cuales fueron básicas en este proyecto:

- a).- Alcances de los servicios.
- b).- Procesos de los trabajos.
- c).- Campos de Procuración.
- d).- Control de material.
- e).- Selección de proveedores.
- f).- Sistemas.
- g).- Contrataciones.
- h).- Almacenaje.
- i).- Vigilancia e inspección.
- j).- Tráfico de materiales y equipos.
- k).- Control de personal.

En procuración y en los contratos, es nuestra responsabilidad como profesionales establecer y comunicar las normas éticas por las cuales todas las demás organizaciones puedan guiarse.

Plan de Procuración.

Las actividades de compras de materiales de construcción, subcontratos y manejo de almacenajes, fueron controlados por el Superintendente de Compras, que reporta a la Gerencia de Sitio. La adquisición de los sistemas de aire acondicionado, detección de incendio y tratamiento de aguas residuales se realizó vía la Gerencia de Procuración con el soporte técnico del Ingeniero de Proyectos. Con base en el acuerdo de Consorcio, ICA-Fluor Daniel compró el equipo del taller electromecánico, pero GE y Bechtel compartieron el costo proporcionalmente a su alcance.

Los equipos, tuberías y charolas de cables del balance de planta fueron suministrados por Bechtel, para lo cual la Gerencia de Sitio de ICA-Fluor Daniel mantuvo estrecho seguimientos de estos suministros con la Gerencia de Procuración de Bechtel.

Para cumplir los procedimientos de elegibilidad del EXIMBANK, todas las compras se realizaron en México o en los Estados Unidos de América. Para el caso de compras de ICA-Fluor Daniel en Estados Unidos se realizaron vía Bechtel, para obtener el reembolso de los gastos de importación por C.F.E. Con base en la importancia de los suministros en la ruta crítica del proyecto, se establecieron garantías, fianzas y penalizaciones que lo reflejen y se logre mitigar la exposición de ICA-Fluor Daniel a las altas penalizaciones que tiene el contrato ISC.

Se solicitó a los proveedores y subcontratistas llevar a cabo el seguimiento de aseguramiento de calidad, cumpliendo con los procedimientos de ICA. Fluor Daniel. Se establecieron bases con los proveedores de equipos y sistemas garantías que cubran los períodos establecidos en el contrato ISC.

4.2.3.- COSTO Y FINANCIAMIENTO.

La factibilidad económica y financiera, permitió conocer los indicadores más importantes en la evaluación del proyecto, tales como:

- La relación beneficio - costo (B/C).
- La tasa interna de retorno (TIR).
- El período de amortización.
- El costo total del Proyecto.
- El valor presente neto (VPN).
- El Flujo de caja.

EL COSTO TOTAL DEL PROYECTO SE ESTIMA EN 704 MILLONES DE DOLARES, DE LOS CUALES APROXIMADAMENTE EL 35% SON COSTOS INDIRECTOS QUE REPRESENTAN 246.40 MILLONES DE DOLARES. LOS RESTANTES 457.60 MILLONES DE DOLARES SE DIVIDEN DE LA SIGUIENTE MANERA:

1.- OBRA ELECTROMECANICA	\$ 183.04 Millones	(40 %)
2.- ESTRUCTURA	\$ 91.52 Millones	(20 %)
3.- INSTALACIONES ESPECIALES	\$ 91.52 Millones	(20 %)
4.- OBRA CIVIL	\$ 45.76 Millones	(10 %)
5.- ADQUISICION DEL TERRENO	\$ 45.76 Millones	(10 %)

Generación de Proyecciones Financieras.

Derivado de los costos proyectados, se generaron las siguientes simulaciones financieras:

La vida útil proyectada para esta planta termoeléctrica es de 20 años, la cual se opera con 40 millones de dólares al año. Se estima se tendrá un ingreso por concepto de la venta de energía eléctrica de 140 mill Usd/año que representa el 350% de los costos de operación.

Análisis Financiero.

ESQUEMA: BLT (Construcción-Arrendamiento-Transferencia) por 20 años.

PRECIO DE VENTA USD c 3.5 / Kwh = 35 USD/MWh.

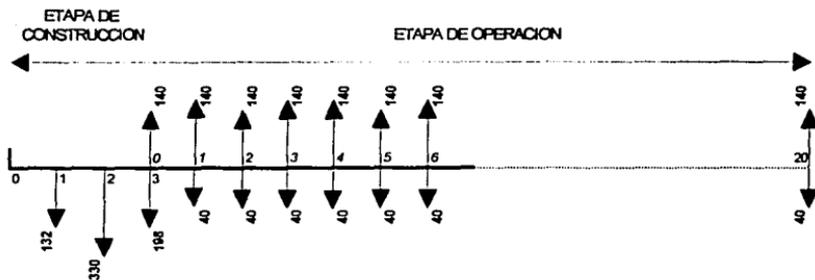
COSTO DE OPERACION = USD 10/MWh

GENERACION AL AÑO = 4000 Gwh.

- INGRESO = $35 \times 4 \times 10\,000\,000 = 140$ Mill USD/año
- EGRESOS = $10 \times 4 \times 10\,000\,000 = 40$ Mill USD/año

Tasa anual bancaria = 8% - real
x% - inflación

ANÁLISIS FINANCIERO



$$f = p(1+i)^n \quad \text{de donde:}$$

$$P = R \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right]$$

$$VPN = (8\%) = 622 - (283 + 122) = 217 \text{ MII USD} > 0; \quad \text{ES RENTABLE}$$

$$VPN = (12.35) = 377.84 - (261.67 + 116.17) = 0.00 \text{ MII USD}$$

por lo tanto:

$$\text{TIR} = 12.3\%$$

$$\text{BENEFICIO - COSTO} = 38.60\%$$

RECUPERACION DE LA INVERSION SE DA
EN EL AÑO 11 DE LA OPERACION

4.3.- POLÍTICAS DE CONTRATACIÓN.

El párrafo sexto del artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos señala:

“Corresponde exclusivamente a la nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares, y la nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.”

La Comisión Federal de Electricidad (CFE), como un organismo descentralizado con personalidad jurídica propia tiene la capacidad para actuar en áreas como la planeación, ejecución de obras y adquisición de instalaciones, entre otras funciones, de esta manera tuvo la responsabilidad de coordinar los trabajos necesarios para la puesta en operación de la Central Termoeléctrica Samalayuca II en el Estado de Chihuahua, en la República Mexicana.

4.3.1.- CONSTRUCCIÓN, ARRENDAMIENTO Y TRANSFERENCIA (CAT)

En Junio de 1995 la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, así como la CFE fueron autorizados por la Comisión Intersecretarial Gasto-Financiamiento (CIGF) para la construcción de la central, con base en el esquema presupuestal Construcción, Arrendamiento y Transferencia (CAT), también conocido como "Build, Lease and Transfer" (BLT).

Considerando la enorme inversión que se requiere para llevar a cabo este proyecto la CFE decidió evitar el llevarlo a cabo por sí misma dadas sus propias limitaciones presupuestales y por el hecho de tener que otorgar garantías a cargo del Gobierno Federal en favor de los acreedores que dieran el financiamiento correspondiente. Con estos antecedentes la CIGF emitió los siguientes lineamientos para la realización del Proyecto Samalayuca II, con recursos extrapresupuestales:

- a).- Celebrar operaciones de arrendamiento, sólo con fiduciarios o empresas autorizadas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) para fungir como arrendadores, así la Comisión Federal de Electricidad (CFE) celebró un contrato de arrendamiento que le permitiera operar y explotar la Central Samalayuca II, habiéndosela arrendado la institución fiduciaria Banco Nacional de México, S.A.
- b).- Celebrar concursos por invitación con la participación de los principales fabricantes de equipos electromecánicos, grupos financieros o contratistas que tengan la capacidad de llevar a cabo proyectos termoeléctricos que la CFE tenga autorización de licitar en arrendamiento. El número de invitados no será en ningún caso menor a cinco participantes; en este proyecto la invitación se extendió a ocho participantes.
- c).- El adjudicatario tuvo la responsabilidad de ejecutar en su totalidad el proyecto Samalayuca II, desde la ingeniería hasta la entrega en operación comercial del mismo, tomando como base las especificaciones que la CFE estableció, este concepto está integrado en los contratos de Fideicomiso y de Ingeniería, Suministro y Construcción celebrados con los adjudicatarios.
- d).- Las entidades financieras son las titulares de los bienes que integran la central, la cual es arrendada y operada por la CFE mediante un Contrato de Fideicomiso Irrevocable de Administración y Translativo de Dominio bajo el cual aquel compareció en calidad de Fideicomitente.
- e).- La central es objeto de un contrato de arrendamiento entre el fiduciario y CFE, sujeto a condiciones suspensivas que incluyó la de que se ejecutara íntegramente el proyecto y se recibiera en operación a satisfacción de la CFE.
- f).- La CFE fue responsable de la obtención de los permisos que correspondieron otorgar a la Secretaría de Desarrollo Urbano y Ecología (licencias y permisos aplicables a la materia ambiental). La ley de Bienes Nacionales se aplicó al uso de bienes inmuebles del dominio público.
- g).- Los componentes del proyecto fueron definidos por la CFE. Los componentes extranjeros cotizados en moneda extranjera se consignaron a precios fijos, en tanto que la mano de obra

nacional y los componentes nacionales se escalaron (de acuerdo a parámetros de la CFE). Las ofertas incluyeron garantías de comportamiento de los equipos. La CFE fijó las penas proporcionales a los resultados del comportamiento en función al monto del precio total de la unidad de que se trató, así como al valor presente de los consumos excedentes de combustible cuando no se cumplió con la eficiencia garantizada.

- h).- Mediante el arrendamiento se otorgará el usufructo del inmueble y sus accesorios en favor de CFE una vez que se venza el plazo del arrendamiento y que se haya pagado la totalidad de la inversión. Términos contenidos tanto en el Contrato de Fideicomiso como en el Contrato de Arrendamiento
- i).- La Comisión de Avalúos de Bienes Nacionales definió el monto de la renta pagadera en favor del arrendador, en base a las condiciones financieras aprobadas por la SHCP.
- j).- El adjudicatario incluyó en su oferta el importe total del proyecto, incluidos los intereses generados durante el período de construcción, así como los gastos de mantenimiento, inventario de refacciones y las inversiones de capital mayor que la CFE deba erogar durante el arrendamiento.
- k).- En virtud de que la materia del proyecto no constituye una obra pública, la Ley de Obra Pública y la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Prestación de Servicios relacionados con bienes inmuebles, solo fue aplicable en forma supletoria en cuanto al proceso de licitación.
- l).- Las propuestas incluyeron los impuestos Federales de importación, así como el importe al valor agregado (IVA).
- m).- Las condiciones financieras fueron aprobadas por la SHCP.

4.3.2.- LICITACIÓN PÚBLICA POR INVITACIÓN DIRECTA.

La Comisión Federal de Electricidad a través de la Unidad de Contratación y Precios Unitarios, realizó una invitación a ocho empresas para ofertar en concurso: el diseño, equipamiento, construcción puesta en servicio y arrendamiento firme de la central, de acuerdo con los requerimientos establecidos en el Programa de Obras de Inversiones del Sector Eléctrico(POISE)

Participantes

Los tres principales participantes fueron:

- a).- El consorcio integrado por General Electric Company, Bechtel Power Corporation, ICA-Fluor Daniel, Coastal Corporation y El Paso Natural Gas Company.
- b).- El consorcio integrado por Westinghouse Electric Company y Mission Energy Company.
- c).- El consorcio integrado por ESBI Energy Company y Transco Ventura Company.

4.3.3.- BASES DEL CONCURSO.

La Subdirección de Construcción a través de la Unidad de Contratación y Precios Unitarios, elaboró las bases del concurso y las expidió en Agosto de 1991. En estas bases se establecieron los siguientes elementos:

- 1).- Ubicación.- El predio perteneciente a la Comisión Federal de Electricidad ubicado a 52 kilómetros al sur de la Ciudad Juárez, en el poblado de Samalayuca correspondiente al Municipio de Ciudad Juárez, Chihuahua.
- 2).- Plazo de entrega.- Fueron establecidos 27 meses para la entrega del primer módulo de ciclo combinado, 30 para el segundo y 33 para el tercero. Siendo estipulado un período de 33 meses para la entrega en su totalidad de la central contados a partir de la notificación de inicio en mayo de 1996 por parte de la Comisión Federal de Electricidad.
- 3).- Fecha de visita al sitio de la obra y junta de aclaraciones técnicas, económicas, legales y financieras en los meses de Agosto y Septiembre de 1991.
- 4).- Fecha de entrega de propuestas técnicas, económicas y financieras llevada acabo en el mes de Marzo y Abril de 1992.
- 5).- Garantía de seriedad.- Se estableció la cantidad de quinientos mil dólares americanos emitida por una compañía afianzadora debidamente autorizada.
- 6).- Sanciones a las que se hace acreedor el constructor en caso de no concluir la obra en la fecha límite.- Se establecieron penas convencionales incluidas en las bases de la convocatoria.
- 7).- Contrato de arrendamiento.- Presentar un modelo de contrato de arrendamiento que a la terminación y puesta en operación de la central entrara en vigor y que al finalizar el plazo de arrendamiento la propiedad de la central debiera ser transmitida a la Comisión Federal de Electricidad.
- 8).- Responsabilidad de la estructura financiera del proyecto.- Es responsabilidad absoluta del adjudicatario la estructura financiera del proyecto, sin considerar a su favor ó de terceros ninguna garantía o aval del Gobierno Federal o de la Comisión Federal de Electricidad.

4.3.4.- PROPUESTAS TÉCNICAS DE LOS PARTICIPANTES.

- 1).- La propuesta técnica base presentada por Westinghouse Electric Company/Mission Energy Company definió las características de una central termoeléctrica de ciclo combinado diseñada por dicho consorcio con dos módulos de generación, donde cada uno de ellos estuvo formado por dos turbinas de gas, dos generadores de vapor por recuperación de calor y una turbina de vapor, incluyendo un gasoducto de 508 milímetros de diámetro. Esta propuesta no fue aceptada ya que el consorcio NO garantizó los niveles de generación de 690 megawatt como tampoco de disponibilidad.
- 2).- ESBI Energy Company/Trasco Energy Ventura Company ofertaron producir 696.5 megawatt con dos módulos de generación contando cada uno con tres turbinas de gas, tres generadores de vapor por recuperación de calor y una turbina de vapor en una planta de ciclo combinado, así como un gasoducto de 508 mm de diámetro. Esta propuesta fue declinada debido a que no cumplió con los requisitos básicos especificados por las bases de concurso.
- 3).- El consorcio encabezado por General Electric Co. propuso una central de ciclo combinado diseñada por el mismo y que incluyó tres módulos de generación, así como una turbina de gas, un generador de vapor por recuperación de calor, una turbina de vapor, un aerocondensador y equipos auxiliares para cada módulo. Se incluyó también un gasoducto de 508 mm de diámetro. Esta propuesta presentó ciertas desviaciones que no se consideraron esenciales y que serían susceptibles de corregirse.

4.3.5. PROPUESTAS ECONÓMICAS DE LOS PARTICIPANTES.

En el mes de Abril de 1992 se abrieron las propuestas económicas y financieras de los siguientes consorcios:

1.- General Electric/Bechtel.

Propuesta Base Económica = 620 millones de dólares

Propuesta Económica Alternativa = 596 millones de dólares

2.- ESBI Energy Company/Transco Energy Ventura Co.

Propuesta Base Económica = 715 millones de dólares

4.3.6.- RESOLUCIÓN DE LA LICITACIÓN.

El período de análisis de las ofertas consumió el tiempo suficiente para permitir un estudio detallado de cada oferta, para ello se contrataron los servicios de una consultoría financiera internacional (Merry Lynch), la cual emitió su opinión respecto de cada participante. En Diciembre de 1992 la CFE emitió el fallo definitivo en favor del consorcio formado por las compañías General Electric Company, Bechtel Power Corporation, ICA-Fluor Daniel, Coastal Corporation (quien se retiró al anunciarse que el gasoducto se consideraría en una licitación distinta) y El Paso Natural Gas. Todas ellas se integraron en la empresa que en adelante se denominó Compañía Samalayuca II S.A. de C.V.

Los aspectos más importantes que determinaron el fallo fueron: el cumplimiento de requerimientos técnicos, menores costos totales en relación a la inversión inicial, la operación y el mantenimiento, así como el menor costo de kilowatt-hora generado. El desarrollo de las negociaciones se afectaron por diferentes situaciones como fueron: la inconformidad al fallo de Comisión Federal de Electricidad interpuesta por ESBI Energy Company/Transco Energy Ventura Company, cambios en el alcance del proyecto al no incluir el gasoducto asociado a la central, revisión de las fechas de entrada en operación, cambio en la estructura del financiamiento ofertada por los acontecimientos macroeconómicos generados en el país en el año de 1994 y el de 1995 que hicieron imposible la obtención de los recursos económicos. Así a finales de 1995 fue posible acceder a las fuentes de financiamiento externo apropiadas por lo que los contratos fueron firmados en el mes de Mayo de 1996.

4.3.7.- CONTRATO DE FIDEICOMISO.

Como parte fundamental de este tema, se considera primordial la definición de los siguientes conceptos:

FIDEICOMISO (Del latín fideicommissum; de fides, fe, y commissus, confiado).- Contrato mediante el cual una persona física o moral transfiere la propiedad sobre parte de sus bienes a una

institución fiduciaria, para que con ellos se realice un fin lícito, que la propia persona señala en el contrato.

FIDEICOMITENTE: Que es la persona titular de los bienes o derechos que transmite a la fiduciaria, para el cumplimiento de una finalidad lícita y, desde luego, debe tener la capacidad jurídica para obligarse y para disponer de los bienes.

FIDUCIARIO: Institución de crédito que tiene concesión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), para actuar como tal.

FIDEICOMISARIO: Que es la persona que recibe el beneficio del fideicomiso, o la que recibe los remanentes una vez cumplida la finalidad.

Una vez terminado con la definición de los conceptos fundamentales, se enuncia el contrato de Fideicomiso para el desarrollo del proyecto de la Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado Samalayuca II.

El contrato de fideicomiso constituyó la materialización global formalizada de la estructura jurídica, económico-financiera y técnica del desarrollo en el proyecto de Samalayuca II. Consta de diversos anexos y está integrado por las siguientes partes:

- **FIDEICOMITENTE.-** Para este caso en particular lo integran dos partes; en primer lugar la Comisión Federal de Electricidad (CFE) es quien aportó el sitio (terreno) para la construcción de dicha planta Termoeléctrica, en segundo lugar la Compañía Samalayuca II S.A. DE C.V., quien fue la encargada del diseño, equipamiento, construcción, pruebas, puesta en servicio y operación comercial de la central.
- **FIDUCIARIA.-** Banco Nacional de México, S.A. de C.V. División Fiduciario. Está a cargo de la administración y del cuidado del patrimonio del fideicomiso.
- **FIDEICOMISARIOS.-** Para este caso en particular y con el fin de poder definir con cierta claridad quien es el fideicomisario, se plantean dos etapas importantes:

- 1.- **Vigencia del Fideicomiso:** De acuerdo con el contrato del Fideicomiso, durante los primeros 20 años de operación comercial, gozarán del usufructo, tanto la CFE como el Consorcio.
- 2.- **Fin del Fideicomiso y Vida Útil de la Central:** Al término de los 20 años antes mencionados y hasta el cumplimiento de su vida útil, la CFE gozará plenamente del usufructo.

El patrimonio del fideicomiso se integró con los fondos derivados del paquete financiero aportados por la banca internacional de desarrollo, la banca comercial y por los inversionistas privados, con la construcción y el equipamiento correspondiente, así como con los rendimientos derivados de la explotación de la central. El propio fideicomiso servirá para mantener la propiedad de su patrimonio en favor del fiduciario Banco Nacional de México, S.A. de C.V., lo cual permite garantizar la inversión sin necesidad de contar con garantías adicionales del Gobierno Federal. La CFE pagará al fiduciario rentas por un plazo de 20 años por el uso y explotación de la central, dichas parcialidades son aplicadas por el fiduciario para la amortización total de la inversión. El fideicomiso se extinguirá al término del plazo de 20 años y una vez que la inversión haya sido amortizada íntegramente, el fiduciario transmitirá la propiedad de la central Samalayuca II, libre de todo gravamen y reclamación directamente a la CFE. La institución fiduciaria contrató el

financiamiento requerido para llevar a cabo la central Samalayuca II, el pago de éste se realiza mediante los rendimientos que reporta el uso y la explotación de la central y se hace con cargo al patrimonio del fideicomiso, hasta donde éste alcance, en consecuencia la CFE no es el sujeto deudor bajo los contratos financieros correspondientes. La institución fiduciaria contrató con los inversionistas privados el diseño, la ingeniería, la construcción, el equipamiento y la puesta en servicio de la central. Así mismo el fiduciario es responsable del cobro, recepción y administración de las rentas, de la misma manera destinó los recursos para sufragar los costos propios del alcance del contrato de construcción.

4.3.8.- CONTRATO DE INGENIERIA, SUMINISTRO Y CONSTRUCCIÓN.

El contrato se integra por las siguientes partes:

PROPIETARIO.- Banco Nacional de México, S.A. de C.V., en su calidad de Fiduciario.

CONTRATISTA.- El consorcio formado por General Electric Company, Bechtel Power Corporation, ICA-Fluor Daniel y El Paso Natural Gas.

Las finalidades del contrato fueron: El diseño, ingeniería, suministro, construcción, equipamiento, puesta en servicio, realización de pruebas y la entrega al fiduciario en operación comercial de la central. Este contrato contempló un plazo de 33 meses, así la primera unidad entraría en operación comercial en el mes 27, la segunda unidad en el mes 30 y la tercera unidad en el mes 33. El propietario pagó al contratista el monto estipulado en el programa de pagos por concepto de anticipos así como por progreso de obra. Todos los pagos se hicieron sin retraso, pero estuvieron sujetos a retenciones. El propietario por medio de la CFE entregó al contratista su reconocimiento de que la terminación sustancial se había logrado y notificó los aspectos que faltaban por completar. El contratista permitió al propietario, los acreedores y al ingeniero consultor la inspección del trabajo y pruebas que se requirieron. El contratista pagó todos los daños por retraso por meses vencidos dentro de los 20 días siguientes a la recepción de la notificación del propietario, garantizó en base a las pruebas de comportamiento, el funcionamiento de la central y proporcionó al propietario la titularidad plena sobre todos los materiales, equipo, herramientas y suministros proporcionados por él y sus subcontratistas.

4.3.9.- CONTRATO DE ARRENDAMIENTO.

El objeto de este contrato es el arrendamiento de la Central Samalayuca II y fue celebrado por el Banco Nacional de México S.A. División Fiduciaria en su carácter de arrendador y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en su carácter de arrendatario. El precio de las rentas (determinadas por la Comisión de Avalúos de Bienes Nacionales) fueron aceptadas por el fiduciario, arrendador, el consorcio y los acreedores. La renta es pagada al fiduciario, quien a su vez utiliza dichos recursos para amortizar el financiamiento utilizado para la construcción de la central. La CFE opera la central por cuenta y riesgo propio. Durante la vigencia de la garantía de disponibilidad, la CFE no puede llevar a cabo cambios substanciales a la central sin el consentimiento por escrito del arrendador. Es responsable de mantener en vigor todas las autorizaciones, permisos y seguros necesarios. De igual forma el consorcio estuvo obligado a construir, equipar, instalar, poner en servicio, hasta la operación comercial y entregar la central a satisfacción de CFE, conforme a los plazos, características y especificaciones contenidas en el contrato de fideicomiso. Entregará a la

CFE las unidades y la central, conforme a los plazos pactados en el Contrato de Fideicomiso. No obstante que la CFE no tiene la obligación de mantener o reparar la central, tiene el derecho de proceder en contra del consorcio y aplicarle las penas convencionales en términos del Contrato de Fideicomiso.

4.3.10.- CONTRATO DE PRENDA.

Este contrato se celebró entre el Banco Nacional de México S.A. División Fiduciario como acreditado y Bankers Trust Company como representante común de los acreedores, con el objeto de garantizar el cumplimiento y observancia por parte del acreditado de todas sus obligaciones y acuerdos con las partes financieras de conformidad con los acuerdos financieros y el pronto y total pago cuando sea debido por el acreditado de las obligaciones.

4.3.11. CONTRATO DE PARTICIPACIÓN.

Contiene los requisitos derivados de las obligaciones que cada una de las partes tiene que aportar para cumplir ciertas condiciones necesarias para que se de el cierre financiero del proyecto. Asimismo para que se lleven a cabo los desembolsos y se de la conversión. En este contrato se incluyen eventos de incumplimiento que no son los mismos que están contenidos en el contrato de fideicomiso. En caso de incumplimiento de los deudores, CFE asume esas obligaciones de pago de acuerdo al contrato de fideicomiso. En mayo de 1996 se formalizó el Contrato de Fideicomiso ante la presencia del C. Presidente de México y se firmaron y registraron ante la SHCP, además los Contratos de Arrendamiento, Suplemento del Contrato de Fideicomiso, Contrato de Prenda y el Contrato de Participación. Finalmente en Junio de 1996, se protocolizaron ante Notario Público los Contratos de Fideicomiso, Suplemento al Contrato de Fideicomiso, Contrato de Arrendamiento y el contrato de prenda.

4.3.12.- CONSORCIO GANADOR.

El consorcio basó sus planes en una alianza estratégica, la cual se definió como: Un acuerdo de cooperación en el que dos o más empresas se unen para lograr ventajas competitivas que no se alcanzarían por si mismo a corto plazo, en otras palabras, se trata de una relación de beneficio mutuo entre empresas que tienen negocios, intereses y metas compatibles. El consorcio se compone de la siguiente manera:

GENERAL ELECTRIC COMPANY (GE).

Reconocida mundialmente como una empresa líder en diseño, construcción y equipamiento de centrales eléctricas prácticamente en cualquier parte del mundo, cuenta con las siguientes cualidades:

- Servicios de Energía: Operación y mantenimiento; consultoría de energía; instalación global y servicios de campo, servicios de supervisión y reparación.
- Generación de Energía: Turbinas de gas, Vapor y Generadores; sistemas de centrales eléctricas, sistema de ciclo combinado.

- **Tecnología Avanzada:** Soluciones con ingeniería, optimización de combustible; sistema IGCC, unidades de terminales remotas, desarrollo de materiales, combustión baja y seca de NOx.
- **Energía In-situ:** Aeroderivados industriales; microturbinas, pequeñas turbinas de gas y vapor; diesels.
- **Productos Industriales:** Mecanismos de transmisión, bombas, empaques, compresoras, equipo fabricado y válvulas.

GE fue pionero en el concepto de ciclo combinado hace más de 40 años y ha estado mejorándolo desde entonces; en el proceso, ha construido una base de experiencia en exceso de 35,000 megawatt, más del doble que cualquier otro fabricante. Las centrales eléctricas de ciclo combinado que utilizan módulos de turbina GE de gas y vapor, y generador de vapor de recuperación calorífica, mezclan lo mejor de las tecnologías de GE en generación de gas y vapor, y ofrecen eficiencia sobresaliente en ambas aplicación de carga base, así como servicio diario de medio rango de arranque y paro.

BETCHEL POWER CORPORATION.

Betchel provee servicios de primera calidad para desarrollo, ingeniería, construcción, instalación y administración de proyectos de capital a clientes alrededor del mundo. Bajo cuatro generaciones de liderazgo familiar, Betchel ha sido parte en algunos de los más notables proyectos del siglo XX. Energía Betchel ha realizado mas de 450 centrales eléctricas, instalando más de 6,800 kilómetros de líneas de transmisión de alto voltaje y es un líder americano constructor de proyectos de energía alrededor del mundo. Las áreas principales de especialidad son:

- **Instalaciones con energía a base de combustible fósil:** Betchel es el líder mundial en diseñar y construir plantas generadoras alimentadas con combustible fósil. su capacidad va desde instalaciones con turbina de combustión hasta plantas de ciclo combinado de combustible sólido y gasificación.
- **Línea de Energía:** La familia Betchel de diseños estándares para plantas generadoras alimentadas con combustible fósil está redefiniendo la generación de energía mediante costos menores, mayor valor presente neto, máxima confiabilidad y rápida construcción.

COMPañIA DE ENERGIA "EL PASO".

La corporación está comprometida con la transportación, obtención, procesamiento y mercadeo de gas natural, petróleo y otras fuentes energéticas, asimismo desarrolla y opera instalaciones de generación de energía. Esta es una de las compañías de América de más rápido crecimiento que ha cumplido con los requisitos de la reestructuración de la industria y cuyo alcance hoy día se extiende a cinco continentes.

ICA-FLUOR DANIEL.

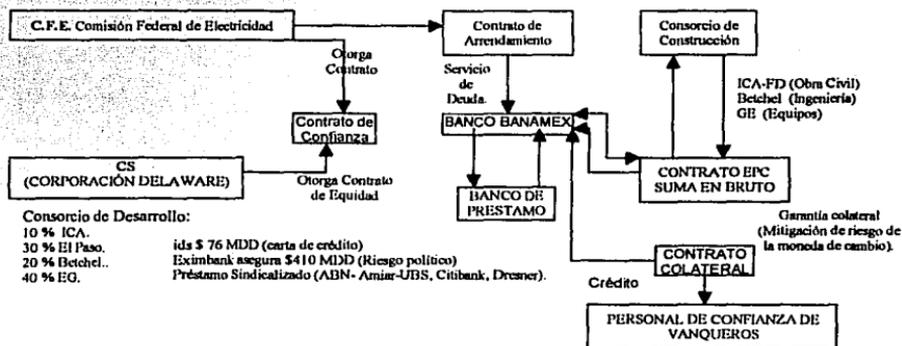
El grupo ICA-FLUOR DANIEL fue responsable de la construcción total de la planta, así como de proporcionar el personal de apoyo durante la etapa de puesta en servicio.

ALIANZA ESTRATEGICA PARA LA CENTRAL TERMoeLECTRICA SAMALAYUCA II

SOCIO	ALCANCE
BETCHEL POWER CORPORATION	- Gerencia de proyectos a nivel consorcio. - Ingeniería de detalle del bloque de fuerza - Obtención de servicios en la obra.
GENERAL ELECTRIC COMPANY	- Diseño de la planta básica - Equipos principales del bloque de fuerza. - Sistema de control distribuido. - Puesta en servicio de la central que esta compartida en cargo por Betchel y General Electric.
ICA - FLUOR DANIEL	- Servicios de Construcción - Ingeniería y procuración de equipos para: * Equipos de protección contra incendio. * Planta de tratamiento de aguas residuales. * Grúa viajera. * Alumbrado, sistema de aire acondicionado y ventilación * Ingeniería de los edificios de la central. * Montaje electromecánico y construcción total de la planta. - Capacitación relativa a los sistemas dentro de su alcance y proporcionar el personal de apoyo durante la etapa de puesta en servicio.
COMPANIA DE ENERGIA "EL PASO"	- Ingeniería de línea de conducción. - Procuración y construcción de la línea de conducción. - Suministro del gas natural.

4.3.13.- ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN.

SAMALAYUCA II - CAT



4.4.- PRINCIPALES PROCESOS CONSTRUCTIVOS.

La Construcción y la Ingeniería se realizaron de acuerdo a las normas y reglamentos especificados con el objetivo de no exceder los esfuerzos permisibles (o la resistencia última cuando se han aplicado factores de carga) en los materiales de construcción.

4.4.1.- TRABAJO CIVIL.

- A. Preparación y limpieza del sitio.
- B. Demoliciones y/o desmantelamientos de estructuras existentes, estas se realizaron a mano y utilizando maquinaria. Cabe mencionar que debido a la presencia de la central Samalayuca I no se permitió el uso de explosivos.
- C. Movimiento de tierras (excavaciones, rellenos, estabilidad de taludes y compactación).
- D. Vialidades:
 - Las vialidades se diseñaron para soportar las cargas de vehículos especificadas por la norma AASHTO, HS-20.
 - Las pendientes para las vialidades se restringieron a un máximo del 6%.
 - El radio mínimo de curvatura horizontal se especificó de la siguiente manera:
 - Accesos.....60.00m.
 - Calles principales5.00m.
 - Calles secundarias8.00m.
 - Las vialidades cuentan con carriles de doble circulación de 6.10m de ancho y sus pavimentos de concreto asfáltico fueron diseñados considerando las propiedades del suelo y las cargas vehiculares.
 - Las secciones transversales en las vialidades tienen un sistema de drenaje con una pendiente mínima del 2% desde la corona hasta la parte más baja.
 - Las banquetas son de 1.20 m de ancho y tienen una pendiente del 1%.

Cimentaciones y Estructuras de Acero.

Cimentaciones.

- A).- El diseño de cimentaciones atendió los requerimientos y recomendaciones incluidos en el Estudio de Mecánica de Suelos.
- B).- Las cimentaciones y las losas de piso para tanques están 15 cm por encima del nivel de pavimento, terreno o banqueta.
- C).- Las cimentaciones y estructuras de apoyo para equipos vibratorio o rotatorio, fueron analizados estática y dinámicamente.
- D).- Las cimentaciones para las turbinas de gas y de vapor consideraron las cargas estáticas y dinámicas especificadas por el proveedor del equipo.

Acero.

El acero estructural fue diseñado, detallado y fabricado por el método de diseño por Esfuerzos Permisibles de acuerdo con las especificaciones del AISC. Las conexiones utilizaron un

mínimo de dos tornillos de alta resistencia en cortante simple, ASTM A-325. Las conexiones misceláneas tales como largueros, o marcos de puertas utilizaron tornillos ASTM A-307. Las anclas se diseñaron esencialmente a tensión, las fuerzas cortantes en las bases de columnas se tomaron principalmente por fricción y por aplastamiento. En aquellos casos en que el diseño lo requirió, se usaron llaves de cortante.

4.4.2.- ESTRUCTURAS DEL BLOQUE DE FUERZA.

Edificio de la Turbina (Casa de Maquinas).

El edificio de la turbina contiene los siguientes equipos principales y áreas:

- 3 unidades para el turbogenerador de vapor.
- 3 unidades para el turbogenerador de gas.
- 4 áreas para mantenimiento.
- 1 grúa viajera (capacidad de 45 toneladas con gancho auxiliar de 10 toneladas).
- 3 cuartos para equipo eléctrico con áreas para control.
- 3 salas de baterías.
- 3 monorraíles para el turbogenerador de gas.

El edificio es de 34.00 metros (m) de ancho por 183.00 m de longitud y 24.00 m de altura. Un rack de tuberías de 6.00 m de ancho, esta adosado al edificio de la turbina, pasando en toda su longitud. La estructura es acero, con marcos rígidos en una dirección y marcos contraventeados. La cimentación es de zapatas corridas unidas con contratabes. No hay niveles intermedios en el edificio de la turbina. Existen varias plataformas con piso de concreto y con rejilla de acero para el acceso a equipo local y de mantenimiento. La losa de piso es de concreto reforzado con pendiente para drenaje. Un revestimiento de protección se aplicó en las caras interiores de trincheras y carcamos, así como en las losas de piso que lo requirieron. La estructura proporciona apoyo a una grúa localizada aproximadamente a 20.00 m sobre el nivel de la losa de piso y tiene un viaje sin obstrucciones en toda la longitud del edificio. Una estructura de acero independiente soporta los ductos y filtros para entrada de aire. Los turbogeneradores de gas y vapor descansan en pedestales de concreto reforzado que proporcionan un apoyo apropiado al equipo. El pedestal y sus partes fueron diseñados para cargas estáticas y dinámicas, cumpliendo con los requerimientos de rigidez que especificó el fabricante. Los muros de las salas de baterías son de block hueco y cubierta de concreto; los cuartos eléctricos se estructuraron con marcos rígidos de acero, muros de block hueco de barro comprimido y cubierta de concreto.

Edificio de Control.

El edificio es de 15.00 m de ancho por 28.00 m de longitud y 5.00 m de altura. La estructura principal consiste de marcos rígidos de concreto reforzado. Las dimensiones de los elementos que la componen son los siguientes:

- Columnas de 40x60 cm (con varilla de refuerzo del # 8).
- Trabes principales de 35x70 cm (con varilla de refuerzo del # 8).
- Trabes secundarias de 30x65 cm (con varilla de refuerzo del # 6).

Los muros de tabique rojo recocido están confinados por castillos y dalas. Las dimensiones de los castillos son de 15x20 cm (en extremo, intermedio y en esquina), la separación máxima de los castillos es de 4.00 m. Las dalas son de 15x20 cm y su separación no mayor a 3.00 m. Los vanos de puertas y ventanas están confinados por castillos y dalas de 15x15 cm con el mismo tipo de refuerzo. La losa de azotea es de concreto reforzado con varilla del No. 3, con pendientes del 5% y un peralte de 12 cm. Para formar tableros de dimensiones adecuadas existen traves secundarias al centro del claro de los entre-ejes principales. El colado de la losa requirió cimbra con acabado aparente en el área de cuarto de gabinetes eléctricos ya que el acabado consideró pintura en esa zona y cimbra común en el resto debido al falso plafón existente.

La losa de piso es de concreto armado con varillas del #3 y tiene un espesor de 15 cm. La cimentación se basó en zapatas corridas de 1.50 m de ancho por 35 cm de peralte con contratraves de 40x100 cm y se desplantaron a 2.00 m de profundidad. Sobre la contratrabe se colocó un muro de block de concreto tipo pesado de 20 cm de ancho con una dala de remate de 20x30 cm para recibir los muros divisorios. El armado de la zapata, contratrabe y dala de remate del muro de block, es de varilla del No.5, 6 y 3 respectivamente. Bajo la zapata se tiene una plantilla de concreto pobre (sin refuerzo) de 5 cm de espesor. Donde existen muros divisorios ligeros se amplió la losa de piso para dar un anclaje adecuado a dichos muros y se reforzó con varillas adicionales del No. 3.

Edificios de Tratamiento de Aguas.

El edificio es de 36.00 m de longitud por 25.00 m de ancho. La estructura se estructuró a base de marcos con cubierta a dos aguas y una pendiente del 10%, tiene una altura de 8.50 m en la cumbre. Los perfiles de los elementos que componen la estructura son los siguientes:

- Marcos rígidos de acero, sección constante y variable.
- Contravientos de ángulos de lados iguales
- Puntales de canales rolados en frío
- Largueros a base de perfiles rolados en frío
- Tensores de acero redondo liso
- La cubierta es a base de lámina metálica Pintro.
- La losa de piso es de concreto armado con malla electrosoldada y tiene un espesor de 15 cm.

La cimentación es a base de zapatas corridas de 4.00 m de ancho y 45 cm de peralte con contratraves de 40x100 cm, y se desplantaron a 2.00 m de profundidad. El armado de los elementos es de varillas del No. 6 y del No. 8. Bajo la zapata se tiene una plantilla de concreto pobre (sin refuerzo) de 5 cm de espesor.

Transformadores.

Los transformadores se apoyan en una base que incluye una fosa para derrames y muros para protección contra fuego. Esta fosa esta llena de piedra bola de 40mm de diámetro y su capacidad fue calculada para contener el volumen total de: el aceite del transformador, el volumen ocupado por la piedra bola, 150 mm de lluvia de agua acumulada, el volumen de agua equivalente a 20 minutos de operación del sistema contra incendio, además de considerar 30 cm de bordo libre a la piedra bola.

Esta fosa tiene un pozo de inspección que esta conectado al sistema de drenaje y a una válvula manual. El terreno adyacente a los transformadores tiene una pendiente hacia el exterior del edificio de la turbina.

Cimentación de Tanques.

Los tanques son:

- A).- Tanque de almacenamiento de Diesel.
- B).- Tanque de Agua desmineralizada.
- C).- Tanque de agua de servicios y contra incendios.

La cimentación para los tanques es a base de un anillo perimetral de concreto sobre una plantilla de concreto pobre de 5 cm de espesor (sin refuerzo), dicho anillo confina varias capas de material, que son:

- Material producto de excavación
- Material mejorado de bancos.
- Grava fina.
- Arena compactada.

Las dimensiones del anillo de confinamiento para:

El tanque de almacenamiento de Diesel son: 40 cm de ancho por 1.50 m de peralte y reforzado con varillas del No.6.

Los tanques de agua desmineralizada y de servicios son: 30 cm de ancho por 1.20 m de peralte y reforzado con varillas del No. 5. Adicionalmente al tanque de almacenamiento de diesel, existe un dique para contener posibles derrames, el interior del dique tiene una losa de piso de concreto armado con malla electrosoldada de 10 cm de espesor en tableros de 4.00x4.00 m con banda ojillada de PVC en las juntas de construcción. Este dique cubre un área en planta de 100x105 m y es un muro de contención armado con bandas ojilladas de PVC en las zonas donde se interrumpe el colado (juntas frías); las dimensiones de la sección son: espesor 30 cm, altura 150 cm sobre el nivel del piso interior. El muro del dique descansa sobre una zapata corrida de 2.50 m ancho por 30 cm de peralte y se desplantó a 1.50 m de profundidad, lleva una plantilla de concreto pobre de 5 cm de espesor (sin refuerzo). El nivel tope de concreto de la losa del dique es el mismo de su piso terminado. En las juntas de colado se colocaron bandas ojilladas de PVC horizontales para evitar filtraciones de residuos contaminantes al subsuelo.

4.4.3.- ESTRUCTURAS AUXILIARES.

Las estructuras auxiliares están conformadas por el comedor, unidad medica, baños y vestidores, caseta delegación sindical, edificio de oficinas, edificio de capacitación, laboratorio químico, taller electromecánico, caseta de acceso, oficina para almacenes, alojamiento militar, taller civil, caseta de pintura y almacén de chatarra y escoria. El proceso constructivo que se siguió en estas estructuras es el siguiente:

La estructura principal consiste de marcos rígidos de concreto reforzado, las dimensiones de los elementos que la componen son las siguientes:

- Columnas de 40x60 cm (con varilla de refuerzo del # 8).
- Trabes principales de 35x70 (con varilla de refuerzo del # 8).
- Trabes secundarias de 25x45 cm y de 25x55 cm (con varilla de refuerzo del # 6).

Los muros de tabique rojo recocido están confinados por castillos y dalas. Las dimensiones de los castillos son de 15x20 cm (en extremo, intermedio y en esquina), la separación máxima de los castillos es de 4.00 m. Las dalas son de 15x20 cm y su separación no es mayor a 3.00 m. Los vanos de puertas y ventanas están confinados con castillos y dalas de 15x15 cm con el mismo tipo de refuerzo. La losa de azotea tiene un peralte de 12 cm, es de concreto reforzado con varilla del No. 3 y con pendientes a dos aguas intercaladas a cada 9.00 m. Para formar tableros de dimensiones adecuadas existen trabes secundarias al centro del claro de los entre-ejes principales. El colado de la losa requirió cimbra con acabado aparente en el área de cuarto de gabinetes eléctricos ya que tiene un acabado de pintura en esa zona y con cimbra común en el resto ya que existe falso plafón.

La losa de piso es de concreto armado con varillas del #3 y tiene un espesor de 15 cm. La cimentación se basó en zapatas corridas de 1.60 m de ancho por 40 cm de peralte con contratrabe 40x100 cm y se desplantó a 2.00 m de profundidad. Sobre la contratrabe se colocó un muro de block de concreto tipo pesado de 20 cm de ancho con una dala de remate de 20x30. El armado de la zapata, contratrabe y dala de remate del muro de block, es de varilla del No.5, 6 y 3 respectivamente. Bajo la zapata se tiene una plantilla de concreto pobre (sin refuerzo) de 5 cm de espesor. Donde existen muros divisorios ligeros se amplió la losa de piso para dar un anclaje adecuado a dichos muros y se reforzó con varillas adicionales del No. 3.

4.4.4.- CARGAS DE DISEÑO.

Las cimentaciones, los edificios y estructuras se diseñaron para proporcionar una seguridad adecuada cuando estén sujetas a condiciones de cargas vivas y muertas, así como a cargas aplicables de equipo, maquinaria y tubería pesada.

Cargas Muertas.

Estas incluyen el peso de marcos, techos, pisos, paredes, divisiones, plataformas y todos los equipos y materiales permanentes. Se verificaron los pisos para las cargas reales de los equipos. Para equipos pequeños, tuberías, conduits y charolas de cables permanentes se consideró una carga mínima de 250 kg/cm² y en áreas de alta concentración de tuberías se usaron las siguientes cargas:

- | | |
|---|---------------------------|
| a).- Rutas de tubería de vapor principal y agua de alimentación | 6800 Kg Carga concentrada |
| b).- Áreas cercanas a los extremos de alta y baja presión de la turbina | 4600 Kg |

Las cargas reales de tuberías se usaron para verificar los pisos con alta concentración de tuberías pesadas y donde estas están apoyadas en plataformas, vigas ó andadores.

Cargas Vivas

Las cargas vivas para las estructuras del bloque de fuerza incluyen la casa de máquinas, los racks de tuberías y todos aquellos que están directamente relacionados con la producción de energía. Las cargas vivas aplican en áreas de mantenimiento, de manejo de equipos etc. Las cargas vivas no fueron en ningún caso consideradas menores a las aquí especificadas, sin embargo cuando hubo cargas mayores se utilizaron en el diseño. Las cargas vivas más comunes que aplican durante la operación de una central son:

DESCRIPCION	CARGAS UNIFORMEMENTE DISTRIBUIDAS
Losas de piso (áreas de mantenimiento)	2 500 kg/m ²
Losas de piso (general)	1 250 "
Rejillas	500 "
Rejillas (áreas de mantenimiento)	1 000 "
Escaleras	500 "
Plataformas y andadores	500 "
Cubiertas y azoteas en pendientes menores al 5%	100 "
Cubiertas y azoteas con pendientes mayores al 5%	60 "
Oficinas	350 "
Almacén (losa de piso)	2 500 "
Almacén (pisos superiores)	1 250 "
Cuarto de control y bóveda de cables	500 "
Cuarto de baterías	1 250 "
Laboratorios	500 "
Subestación	750 "
Sobrecargas adyacente a las estructuras de la planta	1 250 "
Estructuras de soporte para camiones	AASHTO HS20

Cargas Vivas Durante la Operación.

En las combinaciones de carga que incluyen sismos, las cargas vivas se limitaron a aquellas en condiciones de operación de la planta. Esta carga se tomó como la mitad de la carga viva. En áreas de mantenimiento el peso del equipo se tomó como tal.

Cargas de Grúas y Elevadores.

Para carga de ruedas, equipos y pesos de partes móviles se utilizó la información del proveedor. El impacto y fuerza horizontales en soportes y trabe carril de grúas viajeras se tomaron en cuenta de acuerdo a lo indicado por las especificaciones del AISC.

Cargas de Nieve

Las cargas de nieve se consideraron igual a 60 kg/m². Las cubiertas se diseñaron con la carga que resultó más crítica entre la carga viva y la de nieve.

Cargas de Viento.

Todas las estructuras expuestas al viento están diseñadas para resistir las presiones de viento externas en cualquier dirección, así como las presiones internas y factores de forma apropiados de acuerdo a los criterios aplicables del Manual de Diseño de obras civiles de la CFE edición 93.

Las estructuras del grupo "A" son: La casa de máquinas, condensador de aire, recuperador de calor, edificio de control y la chimenea.

- La velocidad regional es = 160 Km /hr.
- Estas estructuras son tipo 1, con excepción de la chimenea que es tipo 3.
- El terreno es categoría 2.
- Factor de topografía 1.0.

Las estructuras del grupo B, son: edificios misceláneos, comedores, etc.

- La velocidad regional es = 140 Km /hr.
- Estas estructuras son tipo 1.

Cargas de Sismo.

Las cargas de sismo se determinaron de acuerdo al Manual de obras civiles de la CFE edición 93.

Las estructuras del grupo "A" son: La casa de máquinas, condensador de aire, recuperador de calor, edificio de control y la chimenea.

- Estas estructuras son tipo 1, con excepción de la chimenea que es tipo 4.
- Zona sísmica B.
- Tipo de suelo 1.
- Características del espectro de diseño: $a_0=0.06$; $c=0.21$; $T_a=0.2$ Seg; $T_b=0.6$ Seg y $r=1/2$.

Las estructuras del grupo "B" son: edificios misceláneos, comedores, etc.

- Estas estructuras son tipo 1.
- Zona sísmica B.
- Tipo de suelo 1.
- Características del espectro de diseño: $a_0=0.04$; $c=0.14$; $T_a=0.2$ Seg; $T_b=0.6$ Seg y $r=1/2$.

4.4.5.- BASES DE DISEÑO.

Todas las estructuras de acero están diseñadas por el método de los esfuerzos permisibles de acuerdo al manual del AISC, con excepción del recuperador de calor.

Las estructuras de concreto reforzado están diseñadas usando el método de la resistencia última del ACI-318.

Factores de Seguridad.

- Volteo 1.50 Bajo condiciones de carga accidentales (viento ó sismo).
- Volteo 2.00 Bajo condiciones de carga permanentes.
- Deslizamiento 1.25
- Flotación 1.25

Combinaciones de Carga:

Definición de cargas:

- ✓ D= Carga Muerta.
- ✓ L= Carga Viva.
- ✓ Lo= Carga Viva en condiciones de operación de la planta.
- ✓ Co= Carga de grúa cargada.
- ✓ Cc= Carga de grúa descargada.
- ✓ W= Carga por viento.
- ✓ E= Carga por sismo.
- ✓ T= Carga por temperatura, fuerzas y efectos por contracción ó expansión térmica.
- ✓ H= Presión hidrostática y empuje de terreno.

El empuje lateral del terreno se consideró como carga viva y la presión lateral del líquido se consideró como carga muerta de acuerdo al ACI318. Las cargas mencionadas se combinaron para buscar los efectos más desfavorables en las estructuras y que como mínimo se consideraron las siguientes:

Diseño de estructura de acero por el método de los esfuerzos permisible (S).

- ✓ $S = D + L$
- ✓ $S = D + L + Co$
- ✓ $S = D + L + T$
- ✓ $S = 0.75(D + W)$
- ✓ $S = 0.75(D + L + Cc + W)$
- ✓ $S = 0.75(D + L + Co + 0.5W)$
- ✓ $S = 0.75(D + E)$
- ✓ $S = 0.75(D + Lo + E)$
- ✓ $S = 0.75(D + Lo + Cc + E)$

Diseño de estructura de acero del recuperador de calor por el método de la resistencia última (Z).

- ✓ $Z = 1.4D$
- ✓ $Z = 1.2D + 1.6L$
- ✓ $Z = 1.2D + 1.6L + T$

- $Z = 0.9D + 1.3W$
- $Z = 1.2D + 0.5L + 1.3W$
- $Z = 1.2D + 1.6L + 0.8W$
- $Z = 0.9D + E$
- $Z = 1.2D + 0.5L + E$

Diseño de estructura de concreto reforzado con el método de la resistencia última (U).

- $U = 1.4D + 1.7$
- $U = 0.9D + 1.3W$
- $U = 0.9D + 1.43E$
- $U = 0.9D + 1.7H$
- $U = 1.4(D + T)$
- $U = 1.4D + 1.7L + 1.7H$
- $U = 0.75(1.4D + 1.4T + 1.7L)$
- $U = 0.75(1.4D + T + 1.7L_o + 1.1X1.7E)$
- $U = 0.75(1.4D + T + 1.7L_o + 1.7W)$

4.4.6.- NORMAS Y REGLAMENTOS.

A).- Normas aplicables de la Comisión Federal de Electricidad:

- Manual de Diseño de Obras Civiles por viento.
- Manual de Diseño de Obras Civiles por Sismo.

B).- Normas y Reglamentos de los E. U. A.:

- American Association of State Highway and Transportation Officials (AASHTO)
- American Concrete Institute (ACI)
- American Institute of Steel Construction (AISC)
- American Iron and Steel Institute (AISI)
- American Petroleum Institute (API)

4.5.- CONTROL DE CALIDAD CON NORMATIVIDAD ISO.

4.5.1.- SISTEMA DE CALIDAD DEL CONSORCIO.

La estructura documental del sistema de calidad del consorcio tuvo como principales documentos básicos, la siguiente información:

- MANUAL DE ASEGURAMIENTO DE CALIDAD DEL PROYECTO.
- PLANES DE CALIDAD DE CADA MIEMBRO DEL CONSORCIO.
- REQUISITOS DE CALIDAD APLICABLES AL PROYECTO.
- PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS.

Debido a que cada uno de estos documentos son muy extensos, para fines de este trabajo de tesis solo se mencionan con el fin de conocer la estructura principal de documentación del sistema de

aseguramiento de calidad para el proyecto de la Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado SAMALAYUCA II.

A continuación se enuncian brevemente el índice del contenido del manual de aseguramiento de calidad

MANUAL DE ASEGURAMIENTO DE CALIDAD DEL PROYECTO DE LA CENTRAL TERMOELECTRICA SAMALAYUCA II.

SECCION	SUB-SECCION	TITULO	REVISION/FECHA
1.0		Terminología y Política de calidad	1
	1.1	Definición de la Terminología	
	1.2	Objetivos y políticas de calidad del Consorcio de la C.T. SAMALAYUCA II	
	1.3	Documentos para revisión y aceptación del Manual de Aseguramiento de Calidad.	06/06/96
2.0		Descripción del Consorcio para el proyecto de la C.T. SAMALAYUCA II.	2
	2.1	Objetivos del Consorcio.	
	2.2	Responsabilidad general del Gerente de Proyecto del Consorcio.	
	2.3	Responsabilidad General de los miembros del Consorcio.	
	2.4	Servicios Generales proporcionados por los Miembros del Consorcio.	
	2.5	Objetivos del Manual de Calidad del Proyecto.	
3.0		Organización del Consorcio.	2
	3.1	Responsabilidades del Gerente de Proyecto del Consorcio.	
	3.1.1	Organización	
	3.1.2	Responsabilidades para la ejecución del Proyecto.	
	3.1.3	Responsabilidades en apoyo de las actividades del Consorcio.	
	3.2	Responsabilidades de los Miembros del Consorcio.	
	3.2.1	Organización.	
	3.2.2	Responsabilidades de los Miembros del Consorcio.	
	3.3	Organización del Calidad del Consorcio.	
	3.3.1	Descripción General.	
	3.3.2	Requisitos de Interfase y Comunicación.	
	3.4	Administración del Manual de Calidad del Proyecto.	
	3.4.1	Creación y Revisión	
	3.4.2	Emisión.	

- 3.4.3 Modificación.
- 3.4.4 Distribución

4.0

Requisitos del Sistema de Calidad del Proyecto. I

- 4.1 Responsabilidad de la Gerencia .
- 4.2 Sistema de Calidad.
- 4.3 Revisión del Contrato.
- 4.4 Control de Diseño.
- 4.5 Control de Datos y Documentos.
- 4.6 Procuración.
- 4.7 Control de Productos suministrados por el cliente.
- 4.8 Identificación y Rastreabilidad de Productos.
- 4.9 Control de Procesos.
- 4.10 Inspección y Pruebas.
- 4.11 Control de Equipo de Inspección, Medición y Pruebas.
- 4.12 Estado de Inspección y pruebas.
- 4.13 Control de Productos no conformes.
- 4.14 Acciones Correctivas y Preventivas.
- 4.15 Manejo, Almacenamiento, Empaque, Embalaje y entrega.

Objetivos de Calidad del Consorcio.

Proporcionar al propietario/CFE productos y servicios de calidad que cumplan con los requisitos de calidad especificados en el contrato, así como también con las especificaciones aplicables, códigos y regulaciones.

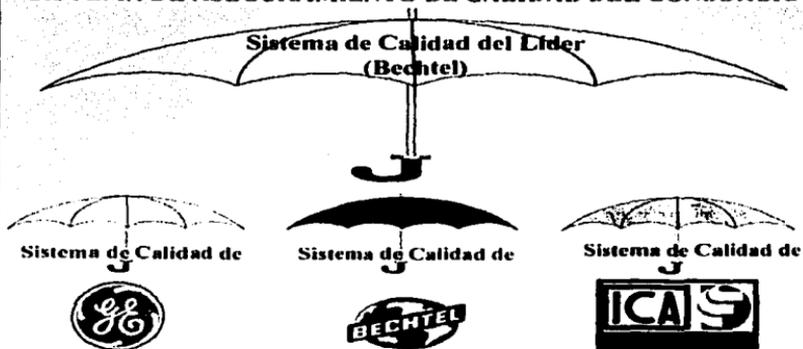
Política de Calidad del Consorcio.

En cumplimiento con la política de Calidad establecida por el consorcio, se cuenta con un conjunto de Sistemas de Calidad CERTIFICADO EN BASE A ISO 9001:

LLOYD'S REGISTER para BECHTEL Y GENERAL ELECTRIC

SGS para ICA FLUOR DANIEL.

SISTEMA DE ASEGURAMIENTO DE CALIDAD DEL CONSORCIO



SISTEMA DE CALIDAD DEL CONSORCIO



Procuración.

Las actividades de Procuración estuvieron cubiertas por el Sistema de Calidad de cada miembro del Consorcio, por lo que cada uno evaluó y seleccionó a sus Proveedores y Subcontratistas de equipos, materiales y servicios que pudieran afectar la calidad del Proyecto.

Control de Diseño.

El control de diseño en el Proyecto de la Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado SAMALAYUCA II se llevó a cabo mediante un programa detallado.

- Implantación de procedimientos para las interfases de las disciplinas que participan en el proyecto.
- Identificación y documentación de las bases de diseño y las especificaciones de C.F.E.
- Revisión, Verificación y aprobación de los documentos de diseño para asegurar el cumplimiento con el libro de anteproyecto.
- Todos los cambios y modificaciones de diseño son identificados, documentados, revisados y aprobados por personal autorizado antes de su ejecución.
- Se efectúan revisiones cruzadas interdisciplinarias, e interempresas.

Control de Procesos.

EL CONTROL DE PROCESOS ES APLICADO DE ACUERDO CON EL SISTEMA DE CALIDAD DE CADA MIEMBRO DEL CONSORCIO.

AUDITORIAS AL SISTEMA DE CALIDAD

- **BECHTEL COMO LIDER:** EFECTUA AUDITORIAS DE CALIDAD AL SISTEMA DE ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD A CADA MIEMBRO DEL CONSORCIO.
- **BECHTEL/GENERAL ELECTRIC/ICA FD:** APLICAN AUDITORIAS INTERNAS A SU SISTEMA DE ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD DE ACUERDO A LO PROGRAMADO EN SU PROPIO PLAN DE CALIDAD.
- **CFE – CIEC:** AUDITA EL SISTEMA DE ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD DEL CONSORCIO APLICADO EN LAS ACTIVIDADES DE OBRA CIVIL.
- **C.F.E. – LAPEM:** AUDITA EL SISTEMA DE ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD DEL CONSORCIO APLICADO EN LAS ACTIVIDADES ELECTROMECHANICAS.

Mejora Continua.

ANALISIS Y MEJORA SISTEMATICA POR EL CONSORCIO EN LOS PROCESOS:

- Descarga de la Turbina de gas y módulo de accesorios.
- Descarga y montaje de la Turbina de vapor.
- Descarga y montaje del módulo de interconexión de la Turbina de gas y vapor.
- Aplicación de soldadura.

4.5.2.- ALCANCES DE LA SUPERVISIÓN DE LA CFE COMO FUNDAMENTO BASICO DE CALIDAD.

ALCANCES DE LA SUPERVISION DE LA C.F.E., COMO FUNDAMENTO BASICO DE CALIDAD.

ETAPA	ACTIVIDAD RELEVANTE	OBJETIVOS DE CALIDAD	PROCESO
1 Libro de Anteproyecto (LAP)	a) Verificación de lo acordado en las bases de licitación.	Asegurar que se cumple con: a) Las bases de Licitación. b) Las bases de la CFE emitidas para concurso. Verificar que el Manual de Aseguramiento de Calidad (MAC) Cumpla con:	a) Descripción General del Proyecto. b) Ingeniería Mecánica y Eléctrica. c) Ingeniería de Diseño de Planta. d) Ingeniería de Instrumentación y Control. e) Ingeniería Civil. f) Ingeniería de Protección Ambiental.
2 Sistema de Aseguramiento de Calidad del Consorcio.	a) Revisión b) Aprobación.	a) Libro de Anteproyecto. b) Especificaciones de la CFE. c) Normas ISO 1995.	MANUAL DE ASEGURAMIENTO DE CALIDAD.
3 Programación y Control.	a) Programación b) Verificación del Control.	Asegurar que se cumple con: a) Las Fechas Clave del Programa b) Los reportes de avance.	a) Revisión de los Programas de tiempo del Consorcio para Ingeniería, Diseño, fabricación y suministro. b) Revisión de Informes del Consorcio.
4 Ingeniería y Diseño	a) Revisión y Verificación de Documentos de Ingeniería del Consorcio.	Asegurar que se cumple con: a) La relación de dibujos sujetos a penas convencionales. b) El LAP, por parte del Consorcio.	a) Ingeniería Mecánica y Eléctrica. b) Ingeniería de Diseño de Planta. c) Ingeniería de Instrumentación y Control. d) Ingeniería Civil e) Ingeniería de Protección Ambiental. f) Registro de Desviación del LAP.
5 Aceptación de la Central	a) Verificación del cumplimiento. b) Seguimiento al protocolo de pruebas de verificación de garantías de desempeño.	a) Asegurar que sea congruente la Ingeniería y diseño del Consorcio con lo previsto en el LAP. b) Asegurar que se cumple con el alcance de los procedimientos de Calidad. c) Asegurar que se cumple con el Programa de Pruebas.	a) Manual de la Central Termoeléctrica. b) Pruebas de Aceptación.

4.6.- DESCRIPCION DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE CICLO COMBINADO SAMALAYUCA II

4.6.1.- IDENTIFICACIÓN DEL SITIO.

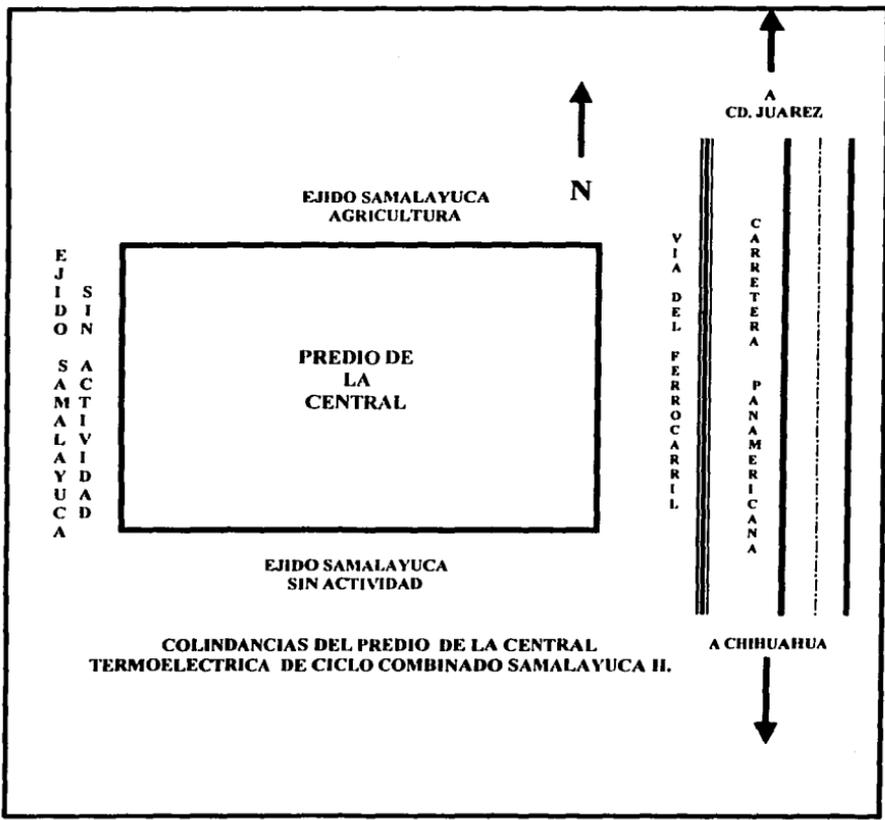
La central se localiza aproximadamente a 52 kilómetros al sur de Cd. Juárez y a 324 kilómetros de Chihuahua, CHIH. en la Republica Mexicana, así mismo la franja donde se localiza la línea del gasoducto, parte de la Central en dirección noreste hacia la frontera donde la cruza en las cercanías del poblado de San Agustín Valdivia, CHIH. y continua hasta el poblado de Elizario, Texas (EUA).

El predio tiene las siguientes colindancias: (Ver croquis de localización)

NORTE	Colinda con terreno ejidal con actividad agrícola.
OESTE	Colinda con terreno ejidal inactivo.
SUR	Colinda con terreno ejidal inactivo.
ESTE	Con la vía del ferrocarril y carretera federal No.45.

El predio en que se localizó la central tiene un área total de 65 hectáreas de las cuáles 31.5 hectáreas corresponden a la Central Samalayuca II. La franja del derecho de vía (20 m) del

gasoducto y su longitud de 34.11 kilómetros en territorio mexicano cubren una superficie de 68 hectáreas. La línea del gasoducto atraviesa terrenos que contienen vegetación y matorral en desiertos arenosos. Las principales vías de acceso son la carretera Federal Panamericana No. 45 y la ruta Ferroviaria que comunica a Cd. Juárez con la Cd. de México, ambas vías se ubican al oriente del predio; Asimismo, existe el Aeropuerto Internacional de Cd. Juárez, ubicada 30 kilómetros al norte de la central.



4.6.2.- DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA SAMALAYUCA II.

1.- CASA DE MAQUINAS.

Es una nave de un solo nivel, con una altura libre de 24.0 m y tiene una longitud de 183.0 m por 34.0 m de ancho. Dentro de la nave se incluyen:

- 3 áreas para turbinas de vapor y unidades generadoras.
- 3 áreas para turbinas de gas y unidades generadoras.
- 3 áreas de soporte para módulos asociados.
- 4 áreas para mantenimiento.
- 3 cuartos para equipo eléctrico.
- 3 salas de baterías.
- 1 grúa viajera con una altura libre de 20.0 m.

2.- EDIFICIO DE CONTROL.

Tiene 15.00 m de ancho por 28.00 m de longitud y 5.00 de altura. Esta contiene tableros y equipos de control para monitoreo del funcionamiento de la planta.

3.- TRES RECUPERADORES DE CALOR.(HRSG) uno para cada turbina de gas.

4.- TRES AREAS DE TRANSFORMADORES.

5.- SUBESTACION ELECTRICA.

En esta área se localiza el equipo para suministro de energía, fuerza y alumbrado.

6.- AREA DE ALMACENAMIENTO DE DIESEL.

En esta área se almacena el diesel que suministra PEMEX a la planta, el cual cuenta con bombas para descarga y manejo del mismo.

7.- EDIFICIO DE TRATAMIENTO DE AGUA.

El edificio conforma una sola área, la cual tiene 36.00 m de longitud por 25.00 m de ancho. En el se encuentran las bombas y equipo requerido para el proceso del tratamiento de agua de desecho de la planta.

8.- TRES AEROCONDENSADORES.

9.- TANQUE AGUA C/INC. Y SERVICIOS.

El agua almacenada en estos tanques se utiliza para los servicios necesarios de la planta.

10.-TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA.

En este tanque se almacena el agua desmineralizada para la generación de vapor y para la inyección de agua a las turbinas.

11.-LABORATORIO QUIMICO.

12.-EDIFICIO DE SERVICIOS AUXILIARES.

El edificio tiene 18.00 m de ancho por 32.00 m de largo y 7.00 m de altura. Y contiene los siguientes equipos.

- Quemador auxiliar.
- Desaerador/bomba (en tren).
- Compresores de aire.
- Secador de aire.
- Generador de diesel.
- Bombas auxiliares de agua fría.
- Intercambiadores auxiliares de calor de agua fría.
- Lavado de agua (en patín).
- Bomba de aceite limpio (en patín).
- Bomba de aceite sucio (en patín).

13.-ALMACEN GENERAL.

14.-TALLER ELECTROMECHANICO.

Básicamente son dos edificios conectados entre sí, nave y edificio de oficinas, la nave esta dividido en tres talleres (eléctrico, mecánico y soldadura).

15.-EDIFICIOS ADMINISTRATIVOS.

El edificio mide 34.00 m de longitud por 13.50 m de ancho, cada nivel tiene dos niveles de 5.00 m de altura. En la planta baja se instalaron las oficinas siguientes; contabilidad, tesoro, cajero, área de compras, servicios generales, vestíbulo, área de cafetería, conmutador, radio, fax, área administrativa, archivo administrativo, departamento de trabajo, oficina de personal. En la planta alta se instalaron: Superintendente general, sala de juntas, superintendente producción, área de secretarías, superintendente de mantenimiento, supervisor, técnico analista computo.

16.-ESTACION REDUCTORA DE GAS.

17.-RADIADOR DE CIRCUITO CERRADO DE AGUA DE ENFRIAMIENTO.

18.-UNIDAD MEDICA.

19.-EDIFICIO DE CAPACITACION.

20.-ALOJAMIENTO MILITAR.

21.-BAÑOS Y VESTIDORES.

22.-ALMACEN DE CHATARRA Y ESCORIA.

23.-ALMACEN DE QUIMICOS.

24.-CASETA DE CILINDROS Y GASES.

25.-CASETA DE CONFINAMIENTO DE MATERIALES CONTAMINADOS.

26.-CASETA DELEGACION SINDICAL.

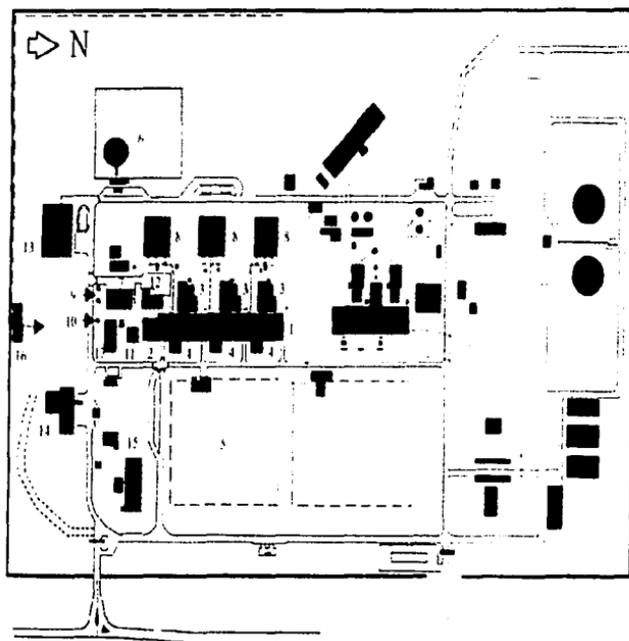
27.-ALMACEN DE CILINDROS.

28.-TALLER CIVIL.

29.-CASETA DE PINTURA.

30.-ESTACIONAMIENTO.

Arreglo de la Central



NOMENCLATURA:

- 1.- Casa de Máquinas
- 2.- Edificio de Control
- 3.- Recuperadores de Calor
- 4.- Area de Transformadores
- 5.- Subestacion Eléctrica
- 6.- Area de Almac. de Diesel
- 7.- Edif. de Tratamiento de Agua
- 8.- Acelerondensadores
- 9.- Tanque agua c.ine. y servs.
- 10.- Tq. Almac. Agua Desminér.
- 11.- Laboratorio Químico
- 12.- Edificio de Servicios Aux.
- 13.- Almacén General
- 14.- Taller Electromecánico
- 15.- Edificios Administrativos
- 16.- Estación Reductora de Gas
- 17.- Radiador de Circuito Cerrado de Agua de Enfriamiento

■ CT.SAMALAYUCA I

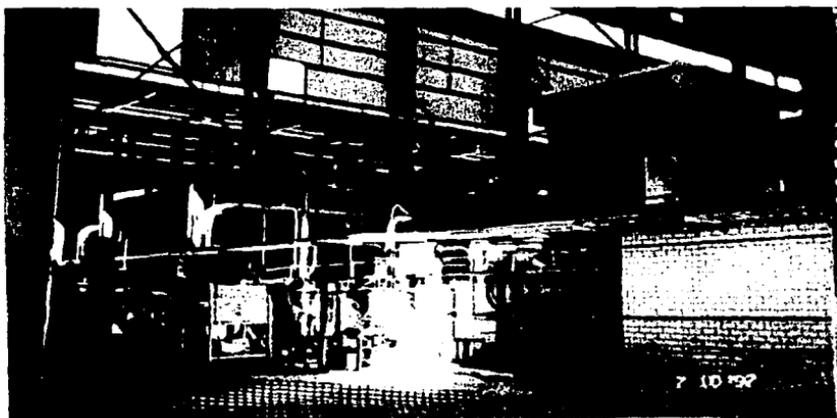
■ CT.SAMALAYUCA II



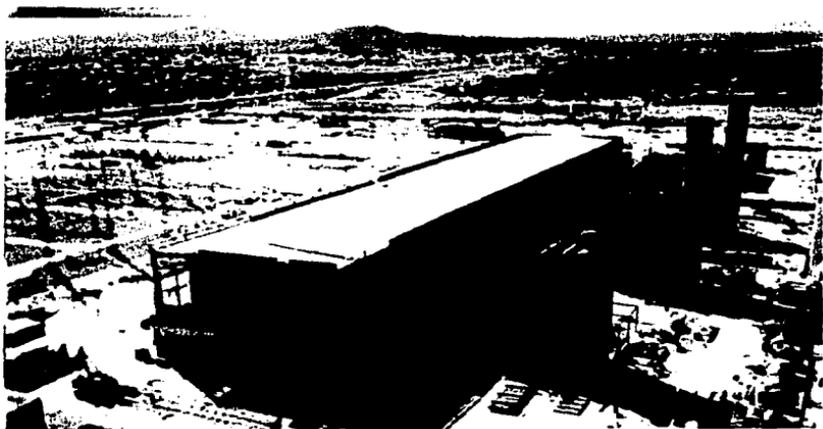
VISTA LATERAL DE LA C.T. SAMALAYUCA II DE CICLO C.



**VISTA FRONTAL DE LA CENTRAL TERMoeLECTRICA
SALMALAYUCA II**



VISTA INTERIOR DE LA CASA DE MAQUINAS



CASA DE MAQUINAS Y RECUPERADORES DE CALOR



VISTA SUPERIOR DE LOS AEROCONDENSADORES

CAPITULO 5

IMPACTO AMBIENTAL

5.1.- ANTECEDENTES.

La Generación de Energía Eléctrica y la Protección Ambiental.

A nivel Constitucional, la generación de energía eléctrica se encuentra regulada en el artículo 27, párrafo sexto, el cual enuncia:

“Corresponde exclusivamente a la nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de un servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.”

En este sentido, el propio artículo 27 constitucional, en su párrafo cuarto, prescribe el aprovechamiento racional de los recursos naturales e impone al Estado al deber de adoptar las medidas necesarias para evitar su destrucción. Al respecto, las definiciones jurídicas de “desarrollo sustentable” y “ambiente”, que a continuación se expondrán, deben colocarse en el terreno de la técnica para que nos permita trabajarlos e incorporarlos a la práctica de la actividad eléctrica. El desarrollo sustentable, desde el punto de vista de la ecología, tiene la connotación de preservación del estatus y de la función de los sistemas ecológicos. Para los economistas significa mejorar ó cuando menos mantener las condiciones de vida del ser humano. Entre ambas concepciones, se encuentra lo que se pretende por desarrollo sustentable. La Comisión Brundtland, integrada por expertos internacionales sobre el desarrollo sustentable y su relación con el medio ambiente, lo define como “el desarrollo que satisface las necesidades del presente sin comprometer la viabilidad de las generaciones futuras para poder satisfacer sus propias necesidades”. El concepto es alusivo en su definición, sin embargo, se infiere que es preservar la tierra con el equilibrio que permita al ser humano, la flora y la fauna su supervivencia, y asegure que la calidad de vida del hombre sea satisfactoria para alcanzar su desarrollo en armonía con la naturaleza.

En este trabajo, usamos los términos “medio ambiente”, “ambiente” o “medio” como sinónimos, aunque se prefiere ambiente de manera genérica. El ambiente se define como el conjunto de elementos físicos, bióticos, económicos, sociales y su sistema de interrelaciones que existen en el entorno de una zona o región en estudio. Los elementos físicos consisten en todo aquello que no tiene vida, pero que es directa o indirectamente sustento y lugar de desarrollo de la misma. Así, se pueden mencionar las condiciones topográficas y barimétricas, el agua (laguna, mar, estero, manto acuífero, etc.), clima, régimen de vientos, condiciones geológicas, suelo, etc.

Los elementos bióticos son todos aquellos que tienen vida, flora, fauna y se agregan las relaciones entre éstos. La interrelación entre los elementos bióticos y físicos o abióticos dan lugar al ecosistema. Los elementos económicos son aquellos que permiten el sustento del ser humano, tales como las actividades agrícolas, comercial, industrial, turística, etc., finalmente los elementos sociales son las características de las poblaciones en cuanto a demografía, costumbres, región, escolaridad,

composición étnica, etc. De lo anterior se desprende que ambiente, en general, no es algo bucólico, no significa necesariamente bosque, selva, mar o la naturaleza virgen. En suma, se puede decir que ambiente es el hombre y su entorno físico, biótico, económico, social y la interrelación entre ellos. Esta claro que el servicio de energía eléctrica está estrechamente relacionado con la calidad de vida.

La energía eléctrica es esencial para:

- Satisfacer las necesidades humanas básicas de alimentación, agua, salud y habitación.
- Ofrecer niveles más altos de prosperidad a través de la comodidad, movilidad y provisión de bienes y servicios.
- Asegurar estabilidad social y económica mediante comunicaciones y otros servicios.

La generación y distribución de electricidad en gran escala requiere de una infraestructura compleja, que existe en gran parte de los países industrializados, mientras que, en otros en desarrollo, se encuentra en etapa de expansión. El proceso de producción de electricidad ha sido bien entendido durante décadas, y existen numerosas tecnologías desarrolladas que las compañías eléctricas pueden escoger. Tradicionalmente se ha dado prioridad a la energía barata, fiable y abundante sin mostrar preocupación por el medio ambiente y otras cuestiones. Esta visión ha cambiado en varios países y, gradualmente, ha ido obteniendo mayor aceptación mundial; ahora existe una mayor preocupación por promover servicios eléctricos que, además aseguren que el impacto ambiental sea mínimo.

¿A que retos nos enfrentamos en el sector eléctrico? El debate actual se enfoca al medio ambiente. La preocupación por la contaminación del medio ambiente, la acidificación de bosques y lagos, el cambio climático mundial, el riesgo de accidentes graves apoyan la necesidad de realizar investigaciones muy cuidadosa para considerar los efectos de la producción de electricidad sobre el medio ambiente. El objetivo principal es optimizar los métodos y la eficiencia, incluido el ahorro de energía, con el fin de reducir sus efectos nocivos sobre el medio ambiente. Es fundamental que los métodos y los resultados de la evaluación comparativa de riesgos sean claros y confiables para que efectivamente sirvan de apoyo en la toma de decisiones. Los efectos sobre el ambiente incluyen diversas consideraciones, entre ellas las sociales, las económicas y la disponibilidad de recursos.

LOS IMPACTOS AMBIENTALES DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS.

Las instalaciones eléctricas pueden provocar efectos activos en el ambiente. Los efectos activos se refieren al deterioro que una obra provoca en el medio; sin embargo, dentro de estos también se pueden mencionar las obras que tienen por objeto prevenir, mitigar o restaurar daños que ocasione. Como contraparte, hay efectos pasivos, que son aquellos que el ambiente provoca en las obras, como su deterioro, generalmente, durante su vida útil. Algunos efectos pasivos pueden ser consecuencia de otras actividades humanas. Los efectos activos provocados por las obras que deterioran el ambiente son el ruido, humos, polvos, destrucción física de flora y fauna, nivelaciones, desechos, pérdida de nivel freático, disminución o pérdida de la recarga de acuíferos, su sobreexplotación, etc. Los diversos efectos que una obra civil pueden provocar en el medio ambiente y deben ser identificados y evaluados desde la etapa de planeación. Esto tiene por objeto cuantificar los costos externos de una obra. Dichos costos o "externalidades" son aquellos que tarde o temprano tendrá que pagar la sociedad, en su conjunto, como consecuencia de los efectos adversos que

provoca la obra en el medio. Las "externalidades" pueden ser la afectación del paisaje, disminuir o cancelar su atractivo turístico; los efectos en la producción agrícola o en los acuíferos y cuerpos de agua superficiales; pérdida de tierras de cultivables o bosques. Algunos de ellos pueden estimarse en términos monetarios (pérdidas de cosechas o tierras cultivables). Durante la planeación y en la etapa de selección del sitio o trayectoria de la obra, cada alternativa debe estimar los costos directos que ocasione más los de las externalidades para escoger aquella opción cuya relación beneficio/costo sea óptima. Suele ocurrir que en un sitio (o trayectoria) los costos directos sean menores que para otros, y, sin embargo, las externalidades sean más elevadas que en estos últimos. Al sumar los costos directos más las externalidades se tiene la visión completa del problema y se puede elegir el sitio (o trayectoria) más apropiado en términos ambientales, sociales y económicos a mediano y largo plazo. Una vez elegido el sitio o trayectoria de la obra, en su etapa de diseño, deben incorporarse al proyecto las medidas de prevención, mitigación y restauración de los impactos ambientales identificados y evaluados durante la planeación. Esta incorporación debe hacerse en planos, especificaciones y términos de referencia para contratar o subcontratar, por ejemplo, si la obra interrumpe el escurrimiento de agua natural a un estero o laguna, se pueden tomar en cuenta sifones o alcantarillas en el proyecto para que ello no ocurra.

Los efectos adversos al ambiente pueden ocurrir durante varias etapas:

- Ejecución de estudios previos.
- Construcción.
- Operación (o vida útil de la obra.).

En la ejecución de los estudios previos se producen alteraciones en el ambiente por aperturas de brechas, ejecución de sondeos y excavación de socavones, desechos de personal y de los equipos, interacción con la comunidad, acciones de caza y pesca del personal, etc. Finalmente, durante la operación de la obra y en función del tipo de instalación, se provocarán efectos diversos en el ambiente. Generalmente, en esta etapa ocurren los mayores efectos, porque suceden en la atmósfera, al agua, al suelo, interrupción de drenajes naturales, explotación de aguas superficiales o subterráneas, etc.

Es posible que ocurran efectos no identificados en la etapa de planeación y diseño, por lo que es necesario el monitoreo ambiental de las obras durante su vida útil. En general, todas las obras civiles pueden ocasionar efectos adversos y benéficos al medio ambiente, simultáneamente. Como todos los métodos de la producción de energía implican impactos ambientales, es fundamental, desde el punto de vista ambiental, que, antes de construir una planta, se determine si se requiere mayor capacidad de generación; igualmente, las medidas para la conservación de la energía que eviten la necesidad de producir electricidad, también evitan los impactos ambientales asociados, entre otras cosas:

- A).- Las tarifas por el consumo de energía eléctrica deben reflejar los verdaderos costos de producción, incluyendo los costos ambientales (costos marginales, tarifas diarias y temporales, etc.).
- B).- Debe utilizarse tecnología sustituta si los costos totales son menores que los costos de generación de energía eléctrica (por ejemplo, sustituir aires acondicionados ineficientes, aislantes a las casas que utilicen la electricidad como calefacción).

- C).- La electricidad debe ser comprada a aquellas instalaciones públicas o productores independientes que tengan exceso de energía, si esto evita la construcción de plantas nuevas.
- D).- Deben ser utilizadas técnicas de cogeneración de energía cuando sea posible.

Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (LGEEPA).

Esta ley es el principal instrumento jurídico vigente en materia de protección ambiental en su conjunto. La propia ley define el equilibrio ecológico como "la relación de interdependencia entre los elementos que conforman el ambiente que hace posible la existencia, transformación y desarrollo del hombre y demás seres vivos".

También define el término preservación como "el conjunto de políticas y medidas para mantener las condiciones que propician la evolución y continuidad de los procesos naturales". De aquí se desprende que desde el punto de vista jurídico, la preservación y restauración del equilibrio ecológico es mantener y, en su caso, recuperar la relación de interdependencia de los elementos de la biosfera. Dicha ley señala que la protección al ambiente es el conjunto de políticas y medidas para mejorar el ambiente, prevenir y controlar su deterioro. A continuación se describirán algunos de los conceptos mas representativos que marca el artículo 3o de la LGEEPA:

- **Ambiente:** El conjunto de elementos naturales y artificiales o inducidos por el hombre que hacen posible la existencia y desarrollo de los seres humanos y demás organismos vivos que interactúan en un espacio y tiempo determinado.
- **Aprovechamiento Sustentable:** La utilización de los recursos naturales en forma que se respete la integridad funcional y las capacidades de carga de los ecosistemas de los que forman parte dichos recursos por periodos indefinidos.
- **Contaminación:** La presencia en el ambiente de uno o más contaminantes o de cualquier combinación de ellos que cause desequilibrio ecológico.
- **Contaminante:** Toda materia o energía en cualesquiera de sus estados físico y formas, que al incorporarse o actuar con la atmósfera, agua, flora, fauna o cualquier elemento natural, altere o modifique su composición y condición natural.
- **Control:** Inspección, vigilancia y aplicación de las medidas necesarias para el cumplimiento de las disposiciones establecidas en este ordenamiento.
- **Criterios Ecológicos:** Los lineamientos obligatorios contenidos en la presente Ley, para orientar las acciones de preservación y restauración del equilibrio ecológico, el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales y la protección al ambiente, que tendrán el carácter de instrumentos de la política ambiental.
- **Desarrollo Sustentable:** El proceso evaluable mediante criterios e indicadores del carácter ambiental, económico y social que tiende a mejorar la calidad de vida y la productividad de las personas, que se funda en medidas apropiadas de preservación del equilibrio ecológico, protección del ambiente y aprovechamiento de recursos naturales, de manera que no se comprometa la satisfacción de las necesidades de las generaciones futuras.
- **Desequilibrio Ecológico:** La alteración de las relaciones de interdependencia entre los elementos naturales que conforman el ambiente, que afecta negativamente la existencia, transformación y desarrollo del hombre y demás seres vivos.
- **Ecosistema:** La unidad funcional básica de interacción de los organismos vivos entre sí y de éstos con el ambiente, en un espacio y tiempo determinado.

- **Equilibrio Ecológico:** La relación de interdependencia entre los elementos que conforman el ambiente que hace posible la existencia, transformación y desarrollo del hombre y de los demás seres vivos.
- **Impacto Ambiental:** Modificación del ambiente ocasionado por la acción del hombre o de la naturaleza.
- **Ordenamiento Ecológico:** El instrumento de política ambiental cuyo objeto es regular o inducir el uso del suelo y las actividades productivas, con el fin de lograr la protección del medio ambiente y la preservación y el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales, a partir del análisis de las tendencias de deterioro y las potencialidades de aprovechamiento de los mismos.

La LGEEPA establece el régimen de atribuciones que tiene el Estado en materia de preservación y restauración del equilibrio ecológico, e indica que será ejercido de manera concurrente con las entidades federativas y los municipios, en sus respectivos ámbitos de competencia. Las bases de la ley señalan que son asuntos de competencia Federal los de interés para la Federación, y de ámbito local, los que competen a los estados y municipios para ejercerlos exclusivamente o participar en su ejercicio con la Federación, en sus respectivas circunscripciones.

Los mecanismos para la ejecución de la política ecológica de la LGEEPA pueden clasificarse en:

- 1).- Instrumentos específicos de la política ecológica.
- 2).- Instrumentos generales de la política de desarrollo.
- 3).- Instrumentos de control.

Los dos primeros grupos de mecanismos para la ejecución de la política ecológica son de carácter preventivo; el último grupo es de carácter correctivo.

Los instrumentos específicos de la política ambiental son:

- La planeación ecológica.
- El ordenamiento ecológico.
- La evaluación del impacto ambiental.
- Las normas técnicas ecológicas.
- Las medidas de protección de áreas naturales.
- La investigación y educación ecológicas.
- Información y vigilancia.

Entre los instrumentos generales de la política de desarrollo deben considerarse prácticamente todos los mecanismos que establece el sistema jurídico-económico nacional y, en especial, la planeación nacional del desarrollo, que es el mecanismo mediante el cual se formaliza la política de desarrollo de país. Finalmente, los instrumentos de control de la política ecológica están formados por los procedimientos de inspección y vigilancia, las medidas de seguridad, las sanciones administrativas y las sanciones penales. No es el propósito de este trabajo discutir cada una de las leyes en materia ambiental, por lo que sólo se hace una síntesis de lo más representativo.

Consideraciones Generales de Evaluación de Impacto Ambiental.

Evaluación de Impacto Ambiental:

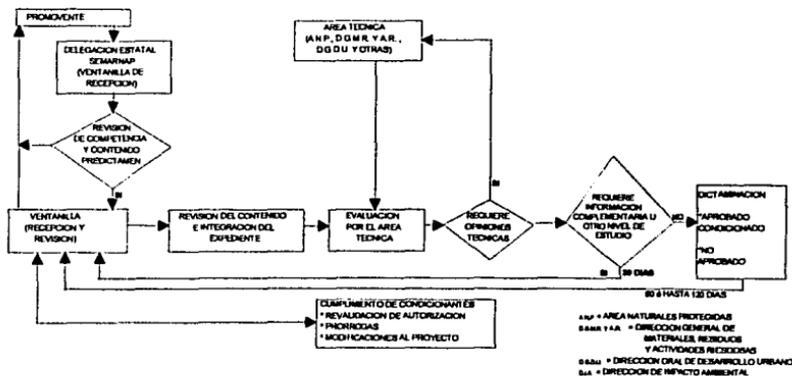
"La evaluación de impacto ambiental es el procedimiento a través del cual se establecen las condiciones a que se sujetará la realización de obras y actividades que pueden causar desequilibrio ecológico o rebasar los límites y condiciones establecidas en las disposiciones aplicables para proteger el ambiente, preservar y restaurar los ecosistemas, a fin de evitar o reducir al mínimo sus efectos negativos sobre el ambiente" Art.3º, Fracc. XX, LGEEPA. La evaluación de Impacto Ambiental es una metodología y un procedimiento mediante el cual, la SEMARNAP, a través del Instituto Nacional de Ecología, analizan las obra y actividades de competencia Federal, para prevenir los efectos adversos a los medios naturales y humanos. Los proyectos de obras y actividades de competencia Federal podrán ser evaluados en el Instituto Nacional de Ecología (INE) por medio de un estudio que puede ser presentado en las siguientes modalidades:

- Informe preventivo: Si se prevé que la obra o actividad no causaran importantes impactos ambientales o cuando cumpla con lo establecido por el Art. 31 LGEEPA.
- Manifestación de Impacto Ambiental en sus modalidades: general, intermedia y específica: Cuando la obra o actividad causarán impactos ambientales significativos y potenciales.

Manifestación de Impacto Ambiental:

"Es el documento mediante el cual se da a conocer, con base en estudios, el impacto ambiental, significativo y potencial que generaría una obra o actividad, así como la forma de evitarlo o atenuarlo en caso que sea negativo."

PROCEDIMIENTO DE EVALUACION DE IMPACTO AMBIENTAL



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

5.2.- POLITICA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL DE LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD.

La misión del sector eléctrico en México es asegurar el suministro de energía eléctrica a nivel nacional en condiciones adecuadas de seguridad, estabilidad, oportunidad, cantidad, calidad y precio, con esmerada atención a los clientes, y promover el desarrollo social, protegiendo el ambiente y respetando los valores de las poblaciones en donde se encuentren las obras eléctricas. Para cumplir con esta misión encomendada a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), tanto en los planes y programas como en la ley, existe en México la regulación ambiental que permite hacer efectivos estos objetivos. Para este propósito, la CFE cuenta con una política interna de protección ambiental, una área interna encargada de instrumentarla; un programa institucional de protección ambiental y un marco de normatividad técnica que hace efectivos los principios de la política ambiental y energética integradas. Uno de los principales objetivos es buscar un balance favorable entre los costos y beneficios, e incorporar en ellos las llamadas "externalidades ambientales". Este constituye uno de los principios de la política financiera de la CFE y alrededor de él se incorpora en los mecanismos de inversión de la empresa el concepto del costo ambiental, favoreciendo, con ello, el desarrollo de un cultura de protección al ambiente que forme parte integral de los proyectos desde las etapas de su planeación. Otro de los principios de la política interna de protección ambiental es que la CFE debe ser colaboradora de la autoridad ambiental. Tal colaboración se ha fortalecido en los últimos años, al participar en la elaboración de normas oficiales mexicanas en materia de impacto ambiental. Otra de las políticas que ha favorecido al crecimiento y modernización de la CFE es el apoyo a la educación, investigación y desarrollo tecnológico.

En resumen la Comisión Federal de Electricidad (CFE), pone en práctica seis políticas que norman su comportamiento en materia ambiental, dichas políticas son:

- 1).- Tomar en cuenta, en todas sus formas, las repercusiones ambientales de las obra y acciones de la empresa y cuantificarlas a fin de asegurar que existe un equilibrio favorable de beneficios y costos -tanto económicos como de otro tipo; internos y externos.
- 2).- Considerar que las normas nacionales de protección ecológicas fijan un nivel mínimo de cuidado del medio ambiente, y que la institución debe ir más allá de ese mínimo siempre que sea posible y se justifique racionalmente.
- 3).- Colaborar con las autoridades en la materia a fin de desarrollar y mejorar las normas y la metodología de protección ambiental.
- 4).- Incorporar en la concepción, diseño y seguimiento de sus actividades de protección ambiental, los puntos de vista y recomendaciones fundadas en expertos externos de la mayor calificación profesional.
- 5).- Tomar en cuenta las opiniones de los grupos con intereses legítimos en los proyectos de que se trate.
- 6).- Apoyar la educación, la investigación y el desarrollo tecnológico en el campo de la protección ambiental.

En la CFE existe una clara conciencia de que todas las acciones humanas, como las que realiza nuestra empresa, tienen efectos sobre el medio ambiente. Es responsabilidad de la empresa evaluar el impacto ambiental de sus acciones, además de prevenir, compensar y corregir las

consecuencias indeseables de éstas. La CFE ha asumido el compromiso de ir más allá del mero cumplimiento de las normas ecológicas vigentes, por medio de cuatro bases:

- 1.- La convicción de proteger el medio ambiente es asunto de alta prioridad para nuestra sociedad.
- 2.- La conciencia de la complejidad y el costo de las acciones de protección ambiental.
- 3.- La decisión de aplicar en las acciones en pro del ambiente todos los conocimientos y prácticas relevantes de la institución y de entidades externas.
- 4.- la voluntad de realizar los esfuerzos y asignar los recursos necesarios para alcanzar estos fines.

Para cumplir con este compromiso, la CFE cuenta con una Gerencia de Protección Ambiental que actúa en toda la empresa mediante diversos grupos operativos dedicados a enfrentar problemas específicos.

5.3.- MARCO DE NORMATIVIDAD TECNICA.

Elaborado y diseñado por la Comisión Federal de Electricidad este programa constituye la respuesta a la política nacional en materia ambiental y forma parte de los procesos de la planeación estratégica. Para la elaboración del Programa Institucional de Protección Ambiental (PIPA) se tomaron en cuenta:

- 1).- El marco jurídico vigente.
- 2).- La incorporación del concepto de sustentabilidad que es la síntesis de la relación ambiente energía.
- 3).- Las necesidades energéticas y ambientales del país para que éstas sean acordes con el ambiente, sanas y sostenibles.
- 4).- El aumento de la conciencia ecológica de la población.
- 5).- La creciente preocupación y participación social en la relación ambiente-energía.
- 6).- Las responsabilidades ambientales de la sociedad y del sector público.
- 7).- La responsabilidad social y ambiental de la CFE.

Los objetivos principales del PIPA son:

- 1).- Protección de la salud en el área de influencia de las obras eléctricas.
- 2).- Protección de la flora y la fauna.
- 3).- Adopción de las medidas de prevención y mitigación necesarias para abatir el impacto ambiental de las obras o actividades de la empresa.
- 4).- Protección de los recursos culturales y turísticos y del patrimonio histórico.
- 5).- Prevención y control de la contaminación del aire, agua y suelo.
- 6).- Manejo adecuado de los materiales y residuos peligrosos.
- 7).- Disminución de ruidos y olores desagradables.
- 8).- Asimilación, en lo posible, de la obra al paisaje natural.

La CFE acata la Norma Técnica NTC-CCA-001/88, publicada el 4 de agosto de 1988 en el *Diario Oficial de la Federación*, que establece los límites máximos permisibles, y el procedimiento para la determinación de contaminantes en las descargas residuales en cuerpos de agua, provenientes

de las centrales termoeléctricas. El acatamiento de dicha norma es de orden público e interés social, así como de observancia obligatoria para las centrales termoeléctricas que descargan aguas residuales en ríos, cuencas, cauces, vasos, aguas marinas y demás depósitos o corrientes de agua. Otro ejemplo importante es el acuerdo que establece los criterios ecológicos CE-OESE-001/88, para la selección y preparación de sitios destinados a la instalación de sistemas de aprovechamiento hidroeléctrico, así como para su construcción y operación. Este acuerdo fue publicado el 14 de Diciembre de 1988 en el *Diario Oficial de la Federación*, e incorpora los lineamientos de la política ambiental a la generación de energía eléctrica.

La CFE cuenta con normas ambientales internas que forman parte del Programa Institucional de Protección Ambiental (PIPA), y que comprenden la existencia de un proyecto ejecutivo y las denominadas inspecciones ambientales. El proyecto ejecutivo tiene como objetivo establecer lineamientos y criterios para incorporar aspectos ambientales en la selección del sitio, diseño y construcción de obra eléctrica; generar criterios y especificaciones precisas para dar cumplimiento a la normatividad ambiental; llevar a cabo el monitoreo y el seguimiento a todas las acciones que se derivan del cumplimiento de la normatividad ambiental. Por su parte, y bajo el esquema de las inspecciones o verificaciones ambientales, el PIPA establece el cumplimiento de las normas ambientales, el monitoreo y el seguimiento de los programas ambientales durante su vigencia y operación, así como de todos los demás convenios o acuerdos que, en materia ambiental, tenga que cumplir la empresa en caso de aplicar las medidas de control y de seguridad previstas en sus diferentes programas de contingencia o emergencia ambiental.

5.4.- RESOLUCIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL DE LA PLANTA TERMOELÉCTRICA SAMALAYUCA II.

LA IDENTIFICACION DEL DOCUMENTO.

Dirección General de Normatividad ambiental de la secretaría de Desarrollo Social, con la opinión Técnica de la Dirección general de Aprovechamiento Ecológico de los recursos Naturales correspondientes al Instituto Nacional de Ecología autorizó la manifestación de impacto ambiental mediante oficio número 450 de fecha 3 de octubre de 1994 por el cual se determinó la procedencia de la Construcción, Operación y Mantenimiento de la Central Termoeléctrica Samalayuca II ya que no se encuentra dentro o cerca de un área natural protegida de interés para la Federación y por ubicarse en el mismo predio donde se encuentra la Central Termoeléctrica Samalayuca I actualmente en operación.

Objeto.

Autorizar la construcción, operación y mantenimiento de la Central Termoeléctrica SAMALAYUCA II, ya que es procedente en materia de Impacto Ambiental de conformidad con lo siguiente:

La Dirección General de Aprovechamiento Ecológico de Recursos Naturales determino que el proyecto no se encuentra dentro o cerca de un área natural protegida de interés para la Federación, por lo tanto:

Es procedente la construcción, operación y mantenimiento de la C.T. Samalayuca II siempre y cuando la CFE se sujete al cumplimiento de los siguientes términos:

- 1.- Deberá observar los criterios Ecológicos CE-OSE-002/88, que determinan la selección y preparación de sitios destinados a la instalación de centrales termoeléctricas convencionales.
- 2.- La Central Termoeléctrica Samalayuca II no deberá cubrir una superficie mayor a 314 600 Has.
- 3.- Deberá presentar ante la Dirección General de Normatividad Ambiental el convenio celebrado con Pemex, responsabilizando a este de la construcción, operación, supervisión, mantenimiento y vigilancia del Gasoducto.
- 4.- Deberá presentar a consideración de la Dirección General de Normatividad Ambiental:
 - a).- El programa integral de medidas de seguridad de los equipos.
 - b).- Un programa calendarizado de mantenimiento previo.
 - c).- Un informe técnico sobre el inventario de componentes que debe tener el equipo de emergencia.
 - d).- Un estudio de factibilidad para olorizar el gas.
- 5.- Deberá presentar a la Dirección General de Normatividad Ambiental el programa para la prevención de accidentes.
- 6.- Presentar anualmente un informe con los resultados del programa de calibración de espesores de tuberías, recipientes y cilindros de almacenamiento de sustancias corrosivas.
- 7.- Deberá considerar las interacciones de riesgo de la C.T. Samalayuca I.
- 8.- Deberá presentar ante la Unidad Administrativa de la Dirección General de Normatividad el resultado de las auditorías de seguridad.
- 9.- Únicamente podrá almacenar dentro de las instalaciones, las sustancias peligrosas.
- 10.- Deberá presentar ante la Dirección General de Normatividad Ambiental copia de la documentación emitida por la Comisión Nacional del Agua en las que se describan las nuevas condiciones de descarga para las dos centrales.
- 11.- Deberá presentar ante la Dirección General de Normatividad Ambiental la autorización emitida por la Comisión Nacional del Agua para la extracción de 6.3 Litros de agua por segundo.
- 12.- Deberá dar cumplimiento a los puntos establecidos en el inciso 12 de la resolución No. 450, que para fines de este trabajo solo se presentará copia principal de dicha resolución.
- 13.- Queda prohibido la casería y captura de especies de flora y fauna silvestre, quemar maleza, usar maquinaria pesada, herbicida y productos químicos en las áreas verdes, construir nuevos caminos de acceso, excavar en sitios fuera de los sitios de las cimentaciones.
- 14.- Deberá cumplir con las comunicaciones y formalidades que se establecen en los incisos 14,15,16,17,18,19,20,21 y 22.

A continuación se explica brevemente el documento de la resolución No. 450 emitido por el Instituto Nacional de Ecología con fecha 3 de Octubre de 1994.

Hago referencia a sus comunicados números K5000/AJP/94/000504 Y 000707 del 24 de marzo y 03 de Mayo de 1994, respectivamente, con los cuales se sirvió presentar ante esta Dirección General de Normatividad Ambiental, para su correspondiente evaluación en materia de Impacto Ambiental, la manifestación de Impacto Ambiental en su modalidad General, y el Estudio de Riesgos en su modalidad Análisis de Riesgo, del proyecto:

CENTRAL TERMoeLECTRICA SAMALAYUCA II DE CICLO COMBINADO, la cual constará de tres módulos tipo multiflecha, con capacidad de generación de 168.595 Megawatt cada uno. Cada módulo constará de un turbogenerador de gas equipado con una turbina de gas MS-7001FA, de un generador de vapor con recuperación de calor, de un turbogenerador de vapor, de un aerocondensador y de controles de planta y componentes auxiliares. Esta obra se ubicará sobre una superficie de 314 600 Ha, en un terreno de 622 500 Ha que fue legalmente expropiado en Febrero de 1986 para la Construcción de la Central Termoelectrónica SAMALAYUCA I, actualmente en operación, cercano a la población de Samalayuca, en el Municipio de Juárez, Estado de Chihuahua. Sobre el particular, le indico a usted que esta Dirección General de Normatividad Ambiental concluyó el análisis y la evaluación de los documentos referidos y que con la opinión técnica de la Dirección General de Aprovechamiento Ecológico de los Recursos Naturales, determina que el proyecto no se encuentra dentro o cerca de un área natural protegida de interés para la Federación, y que por ubicarse en el mismo predio de la Central Termoelectrónica SAMALAYUCA I, actualmente en operación, su realización no ocasionará impactos ambientales adversos significativos. En virtud de lo anterior, esta Dirección General de Normatividad Ambiental, con fundamento en los artículos 28 y 29, Fracción III, de la ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, Artículo 5, Fracción v, 20 y 23, del Reglamento en Materia de Impacto Ambiental de dicho Ordenamiento Legal, y Artículo 36 Fracción XII, del Reglamento Interior de esta Secretaría de Desarrollo Social, determina que la Construcción, Operación y Mantenimiento de la Central Termoelectrónica SAMALAYUCA II es PROCEDENTE en materia de Impacto Ambiental, siempre y cuando la Comisión Federal de Electricidad se sujete al cumplimiento de los siguientes:

TERMINOS

- 1).- La Comisión Federal de Electricidad (CFE) deberá observar lo establecido en los criterios Ecológicos CE-OESE/88, publicados en el Diario Oficial de la Federación el 14 de Diciembre de 1988, para la selección y preparación de sitios destinados a la instalación, así como para la construcción y operación de estos sistemas.
- 2).- La Central Termoelectrónica SAMALAYUCA II no deberá cubrir una superficie mayor a 314 600 hectáreas manifestadas como necesarias, del área disponible en el predio de 622 500 hectáreas donde actualmente se encuentra instalada la C.T. SAMALAYUCA I.
- 3).- La CFE deberá presentar ante esta Dirección General en un término de 30 días, el convenio celebrado con Petróleos Mexicanos, que especifique que Petróleos Mexicanos será responsable de la construcción, operación, supervisión mantenimiento y vigilancia del gasoducto de 20 pulgadas de diámetro por 34.11 kilómetros de longitud, y de su derecho de vía, que se instalará dentro del territorio mexicano y que servirá para suministrar gas natural a la futura Central Termoelectrónica SAMALAYUCA II.
- 4).- La CFE deberá presentar a consideración de esta dirección general en el término de cuatro meses:
 - El programa integral de medidas de seguridad de los equipos, que incluirá entre otros, a las subestaciones elevadoras de voltaje, a la caseta de regulación y medición de gas natural.
 - Un programa calendarizado de mantenimiento preventivo, el cual considera: equipos y dispositivos de seguridad, sistemas de enfriamiento de los generadores eléctricos, tuberías de gas natural, Red de tierras y Sistemas de pararrayos, Sistemas y Equipos de prevención y control de incendios, Instalaciones tratadoras de agua, Caseta de regulación y medición de gas natural, sistema de dosificación de ciclohexilamina, ácido sulfúrico, ácido clorhídrico,

xileno e hidracina. Verificación y reemplazo oportuno de los cilindros que se usen para contener cloro. Verificación y mantenimiento de las válvulas de seguridad de las casetas de cloración, de los sistemas de calderas, de la caseta de regulación y de los sistemas de distribución de gas natural. Un programa que indique la frecuencia de las actividades que se llevarán a cabo para prevenir la corrosión en tuberías y tanques de almacenamiento de sustancias peligrosas de la Central.

- Un informe Técnico sobre el inventario de componentes que debe tener el equipo de emergencia para el manejo de cilindros de cloro, y sobre el sistema de control de derrames para el área de bancos de baterías de la Central.
 - un estudio de factibilidad para olorizar el gas natural dentro de la Central Termoeléctrica.
- 5).- La CFE presentará a consideración de esta Dirección General, en el término de seis meses, el programa para la prevención de accidentes en las instalaciones proyectadas de la Central Termoeléctrica SAMALAYUCA II, en el que además deberá considerar las instalaciones en operación de la Central Termoeléctrica SAMALAYUCA I, en virtud de estar situadas ambas en forma contigua.
- 6).- La CFE presentará anualmente a consideración de esta Dirección General, un informe con los resultados del programa de calibración de espesores de tuberías, recipientes y cilindros de almacenamiento de sustancias corrosivas empleadas en la Central.
- 7).- La CFE deberá considerar las interacciones de riesgo de la C.T. SAMALAYUCA II, resultado de esta situada junto a las instalaciones conexas de la C.T. SAMALAYUCA I, y hará mención de los riesgos máximos probables que una contingencia pudiera originar, así como las acciones y medidas de seguridad recomendadas en ambas centrales, para minimizar en lo posible dichos riesgos, por lo que deberá evitar en un término de tres meses, en un plazo a escala, las áreas potencialmente afectables como resultado de adicionar dichos eventos de riesgo, a los programas de simulación de riesgo de cada planta.
- 8).- La CFE presentará a consideración de esta Unidad Administrativa, previa al inicio de operaciones, el resultado de las auditorías de seguridad realizadas a las instalaciones de la Central Termoeléctrica SAMALAYUCA II, que incluyan el gasoducto y la caseta de regulación y medición de gas natural. Asimismo, deberá entregar informes anuales con los resultados que arrojen las auditorías anuales, las cuales deberán incluir la verificación del cumplimiento de las normas, códigos de diseño y construcción aplicables a las instalaciones y equipos de ambos proyectos.
- 9).- La CFE podrá almacenar dentro de las instalaciones de la Central Termoeléctrica SAMALAYUCA II, las sustancias peligrosas en los siguientes volúmenes:

SUSTANCIA	VOLUMEN (Litros)
Diesel	17 325 000
Ciclohexilamina	770
Acetona	19
Acetileno	19
Ácido clorhídrico	578
Etilénglicol	568
Ácido sulfúrico	38 500
Hidróxido de sodio	38 500
Hidróxido de amonio	20
Xileno	20

- 10).- La CFE deberá presentar ante esta Dirección General, en un plazo de noventa días, copia de la documentación emitida por la Comisión Nacional del Agua, en la que se describan las nuevas condiciones particulares de descarga para las Centrales Termoeléctricas SAMALAYUCA I y II.
- 11).- La CFE deberá presentar ante esta Dirección General en un plazo de noventa días la autorización emitida por la Comisión Nacional del Agua, en donde se le acredite que podrá extraer 6.3 Litros de agua por segundo del acuífero del Valle de Samalayuca.
- 12).- La CFE deberá:
- Instalar una red de análisis continuo (monitoreo) de emisiones atmosféricas, la cual incluirá entre sus mediciones los parámetros siguientes: óxido de nitrógeno (Nox), monóxido de carbono (CO), bióxido de azufre (SO₂) y opacidad; y notificar a esta Dirección General la entrada en operación de la red.
 - Presentar a partir de la entrada en operación de la Central Termoeléctrica SAMALAYUCA II, un informe trimestral con los resultados obtenidos con la red de análisis ambiental continuo, determinar y establecer las acciones correctivas y de mitigación necesarias para que se satisfaga la calidad del aire estipulado en la norma correspondiente.
 - Acatar lo establecido en el proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-085-ECOL-1994.
 - Incluir en cada Turbina de gas un sistema de combustión de baja generación de óxidos de nitrógeno, como parte del sistema de control de emisiones, de suerte que no se sobrepase el nivel 100 ppmv. Para el caso excepcional de tener que usar diesel, contará con un sistema de inyección de agua con el fin de reducir la temperatura y por tanto la formación de óxido de nitrógeno que no sobrepase el nivel 140 ppm. Las concentraciones límites de NO_x, antes citadas, están referidas a 25°C, 760 mm Hg, 5% de oxígeno en volumen y base seca.
 - Instalar las oficinas provisionales del personal técnico y administrativo, los almacenes para equipos y materiales, instalaciones para enfermería de primeros auxilios, comedores, así como planta de concreto y patios de chatarra dentro del predio de la central, y desmantelar estas instalaciones una vez concluida la construcción del proyecto.
 - Triturar, mezclar y depositar en un área aprobada por la autoridad local, el material producto de las excavaciones que no sea utilizado en rellenos, así como los residuos orgánicos generados en las actividades de despilme que ocasionen como consecuencia de la obra, con el fin de incorporar los elementos bioquímicos al suelo en su proceso natural de biodegradación.
 - Enviar para su reutilización a centros de acopio localizados fuera del área del proyecto, los materiales de desecho que genere durante la construcción de la obra, tales como madera, mezclas, envases, plásticos, padecerías de cables y metálicas, así como el material no biodegradable, o disponer en lugares establecidos o indicados por las autoridades municipales para este fin.
 - Respetar los límites máximos permisibles de emisión de ruido (68 dB) durante las diferentes etapas del proyecto.
 - Respetar lo establecido en la Norma Oficial Mexicana NOM-CCAT-003-ECOL/1993 referente a los niveles máximos permisibles de emisión de gases contaminantes y en la Norma Oficial Mexicana NOM-CCAT-008-ECOL/1993 referente al nivel máximo permisible de opacidad del humo.
 - Abastecerse en bancos autorizados para su explotación comercial del material de construcción.

- Responder por los daños que ocasione la realización de esta obra, así como de aquellos que produzcan durante la vida útil de la misma y si éste fuera el caso proceder a mitigar, restaurar, rehabilitar y compensar todos ellos.
 - Desmantelar la infraestructura construida en caso de que no existan posibilidades de renovación, cuando las instalaciones del proyecto rebasen su vida útil.
- 13).- Queda estrictamente prohibido que la CFE:
- Cace, capture, dañe o comercie con las especies de flora y fauna silvestre que habitan en las inmediaciones de la Central.
 - Queme maleza y use maquinaria pesada, hervicidad y productos químicos en las actividades de despalme y mantenimiento de las áreas verdes.
 - Construya nuevos caminos de acceso.
 - Excave, nivele, compacte y rellene el terreno fuera de los sitios que se utilicen para enclavar las cimentaciones.
- 14).- La presente autorización de contratación es personal, intransferible e inalienable y tendrá una vigencia de treinta y cinco meses, la cual será prorrogable a criterios de esta Secretaría.
- 15).- La CFE deberá presentar a consideración de esta Dirección general en un plazo de quince días, un Programa General Calendarizado en el que indique todas las acciones que llevará a cabo para dar cumplimiento a los términos y disposiciones contenidos en el presente documento.
- 16).- Una vez autorizado el programa general calendarizado, la CFE deberá enviar dentro de los diez días hábiles del mes siguiente al vencimiento de los plazos señalados, los informes de cumplimiento de cada uno de los términos y disposiciones enmarcadas dentro de esta resolución. Dichos informes deberán contar con una memoria fotográfica o en video, cuando la naturaleza de la acción lo justifique.
- 17).- La CFE deberá presentar los informes señalados en el término anterior, en original para este Instituto y para la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente, y marcará copia a la Delegación Estatal de esta Secretaría en Chihuahua.
- 18).- Los plazos señalados para el cumplimiento de los términos y disposiciones que contienen la presente autorización serán contados a partir del día primero del mes próximo siguiente a la recepción de este documento.
- 19).- El incumplimiento de cualquiera de los términos antes mencionados o la modificación del proyecto Central Termoelectrica SAMALAYUCA II , según fue manifestado a través de la Manifestación de Impacto Ambiental en su modalidad general, y en Estudio de Riesgo en su modalidad Análisis de Riesgo, invalida esta resolución.
- 20).- Esta Secretaría de Desarrollo Social, vigilará el cumplimiento de las disposiciones establecidas en el presente documento, así como los ordenamientos aplicables en materia ecológica. Para ello, ejercitará, entre otras, las facultades que le confiere el artículo 20, párrafo último, del Reglamento en Materia de Impacto Ambiental, de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente.
- 21).- La presente autorización se otorga sin perjuicio de que la CFE tramite y en su caso obtenga otras autorizaciones, concesiones, licencias, permisos y similares que sean requisito para la realización del proyecto referido.
- 22).- La CFE satisfará los requerimientos, normas y cualquier otro requisito que por razones de competencia o domicilio corresponda ejercer a esta misma Secretaría, o bien a otras autoridades.

En efecto la Central Termoeléctrica Samalayuca II se construirá en una superficie de 279 000 hectáreas correspondientes a un predio de 652 503 hectáreas que es propiedad de la CFE y en la cual también se encuentra la Central Termoeléctrica Samalayuca I.

Emisiones a la Atmósfera.

La fuente primaria de emisiones de contaminantes a la atmósfera son las turbinas de combustión de los módulos de ciclo combinado. Las emisiones son óxidos de nitrógeno (NOx), monóxido de carbono (CO) y dióxido de azufre (SO2) cuando eventualmente se utilice diesel. Las emisiones máximas de ésta central, que utilizará gas natural como combustible base y diesel en casos excepcionales, cumplirán con la NOM-085-ECOL/1994, en los parámetros de partículas, dióxido de azufre, óxido de nitrógeno y monóxido de carbono para combustibles líquidos y gaseosos. Para el control de emisiones de cada turbina de gas incluye un sistema de combustión de baja producción de NOx. En el caso excepcional de usar diesel se contará con un sistema de inyección de agua que reducirá la temperatura y con ello se disminuirá la formación de óxido de nitrógeno.

CONCEPTO	REQUERIMIENTO ACTUAL	VALORES GARANTIZADOS
Emisiones gas (NOx)	110 ppm	66.67 ppm
Emisiones Diesel :		
SO2	1100 ppm	1100 ppm
CO	110 ppm	110 ppm
Partículas	250 mg/m ³	250 mg/m ³

Se contemplo durante la construcción la instalación de un sistema de monitoreo continuo de emisiones. El equipo para monitoreo incluye los parámetros siguientes: óxido de nitrógeno (NOx), monóxido de carbono (CO), dióxido de azufre (SO2) y opacidad. Se tratará el agua cruda y las aguas residuales. Se tiene dos usos primarios de agua cruda: industriales y servicios.

El agua industrial incluye agua de alimentación desmineralizada para la generación de vapor y para la inyección de agua a las turbinas de gas. El uso para servicios incluye uso sanitario, uso para el comedor y usos misceláneos. Todos los gastos calculados en el balance preliminar de equilibrio de agua representan un promedio de 24 horas por día y resultan de la operación de la Central Termoeléctrica Samalayuca II.

El balance preliminar de equilibrio de agua incluye condiciones de operación de la planta para dos tipos de flujo:

CASO I.- Condiciones de operación para flujo normal: tres unidades de generación operando con una carga de 100%, usando combustible gas natural con un porcentaje de 1.5% de purga de los recuperadores de calor.

CASO II.- Condiciones de operación para flujo máximo: tres unidades de generación operando con una carga de 100%, usando combustible aceite destilado (diesel) con un porcentaje de 2% de purga de los recuperadores de calor y con inyección de agua a las turbinas de gas para reducción de emisiones de NOx. Esta condición es la mas critica porque se requieren 118.55 m³/hr de agua desmineralizada para el generador de vapor y la turbina de gas con inyección de agua.

El sistema de tratamiento de agua cruda para la alimentación a los generadores de vapor será:

- 1).- Con filtros de carbón activado.
- 2).- Osmosis inversa.
- 3).- Sistema de desmineralización de agua cruda para alimentación a los generadores de vapor.

El agua residual será enviada a una fosa de neutralización donde será mezclada y neutralizada con ácido o sosa cáustica, dependiendo de la calidad requerida para enviarse a las lagunas de evaporación. El agua residual de tipo doméstico tiene un gasto estimado de 0.32 litro por segundo. Con respecto a la calidad, se tiene una demanda bioquímica de oxígeno de 250 ppm, sólidos suspendidos de 100 ppm y un Ph de 7.5 a 8.5.

El agua residual será captada por el drenaje sanitario y tratada con una planta paquete con tratamiento biológico. El efluente podrá ser usado en riego de áreas verdes o enviado a un cárcamo de bomba para posteriormente dirigirlo a las lagunas de evaporación.

Residuos Sólidos.

En esta sección se indican los desperdicios sólidos que se producen en la operación y mantenimiento de la Central Termoeléctrica Samalayuca II, los volúmenes de estos desperdicios, su almacenamiento, las posibilidades de reciclaje y rehusa, y finalmente se incluye el tratamiento y método de disposición. La operación de la Central produce actualmente una variedad de residuos sólidos no peligrosos.

Los desperdicios de operación estimados, la frecuencia en que son generados y los métodos para manejo y disposición incluyen:

- Resinas de los desmineralizadores.
- Desperdicios de operación y mantenimiento.
- Desperdicios sólidos domésticos.
- Desperdicios del tratamiento de aguas.

Residuos Peligrosos.

Para evaluar la generación de residuos peligrosos en una Central Termoeléctrica se necesitan revisar la operación de los equipos que tiene posibilidad de generarlos.

Una central tiene áreas que pueden generarlos:

- Almacenamiento y usos de aceites.
- Turbina de Vapor/Generador.
- Sistema de desmineralización.
- Alimentación de productos químicos.
- Separador de aceite.

Generación de Ruido.

Las fuentes de ruido son: Turbina de Combustión, Generadores de Vapor para Recuperación de Calor que incluyen venteos de vapor, tubería y válvulas; las Turbinas de Vapor, los Generadores Eléctricos, las Calderas Auxiliares y los Compresores de aire principalmente.

La reducción de ruido se consideró en el diseño de la central. Se aplican actualmente métodos para reducir el ruido los cuales se aplican a equipos individualmente como sea necesario

Finalmente, los tres generadores y turbinas operando continuamente a 100% de carga es de 68 db a una distancia de 240 metros del equipo.

ANEXO I

FIG. II.8. PROGRAMA DE TRABAJO PARA LA CONSTRUCCION DE LA C. T. SAMALAYUCA-II

NO. ORDEN PROJ.	COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD	PROYECTO CENTRAL DE CICLO COMBINADO SAMALAYUCA II	PROGRAMA DE CONSTRUCCION UNIDAD III																								
			MESES																								
			1967						1968						1969												
	GRUPO DE ACTIVIDADES PRINCIPALES																										
	CENTRAL TERMoeLECTRICA																										
	A	M	J	J	A	S	O	N	O	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	E	F	M	A		
1	■			■																							
2	■																										
3	■						■																				
4	■						■																				
5	■						■																				
6	■						■																				
7	■						■																				
8	■						■																				
9	■						■																				
10	■						■																				
11	■						■																				
12	■						■																				
13	■						■																				
14	■						■																				
15	■						■																				
16	■						■																				
17	■																										

MONTAJE TURBOAS →
 MONTAJE HRSG →
 INICIO PRUEBAS →
 NERVIOS LAV ACIDO →
 SOPLOSOS VAPOR →
 1ER ROD DE TURBINA →
 SINCRONIZACION →
 OPERACION COMERCIAL →

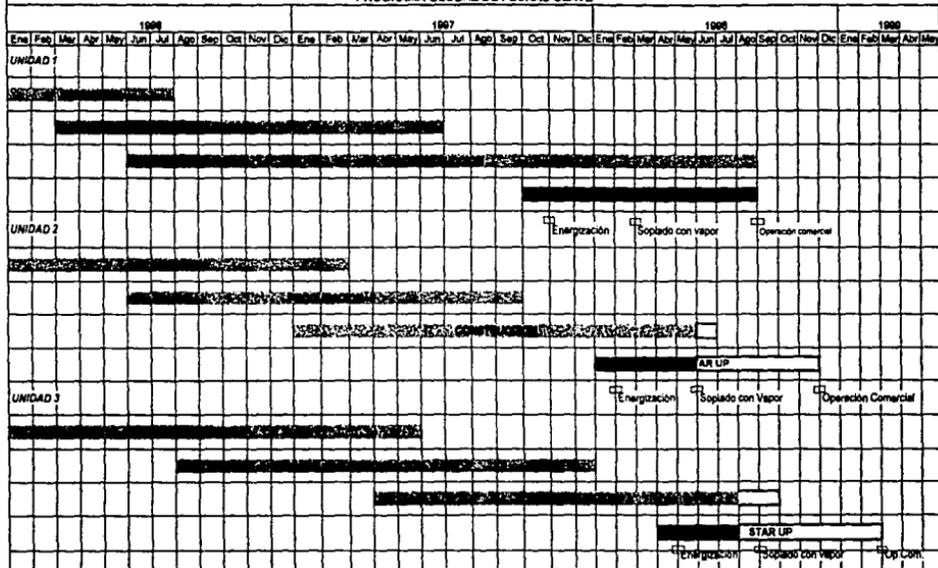
PROGRAMA DE BARRAS No.4

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

118

CENTRAL TERMOLÉCTRICA DE CICLO COMBINADO SAMALAYUCA II

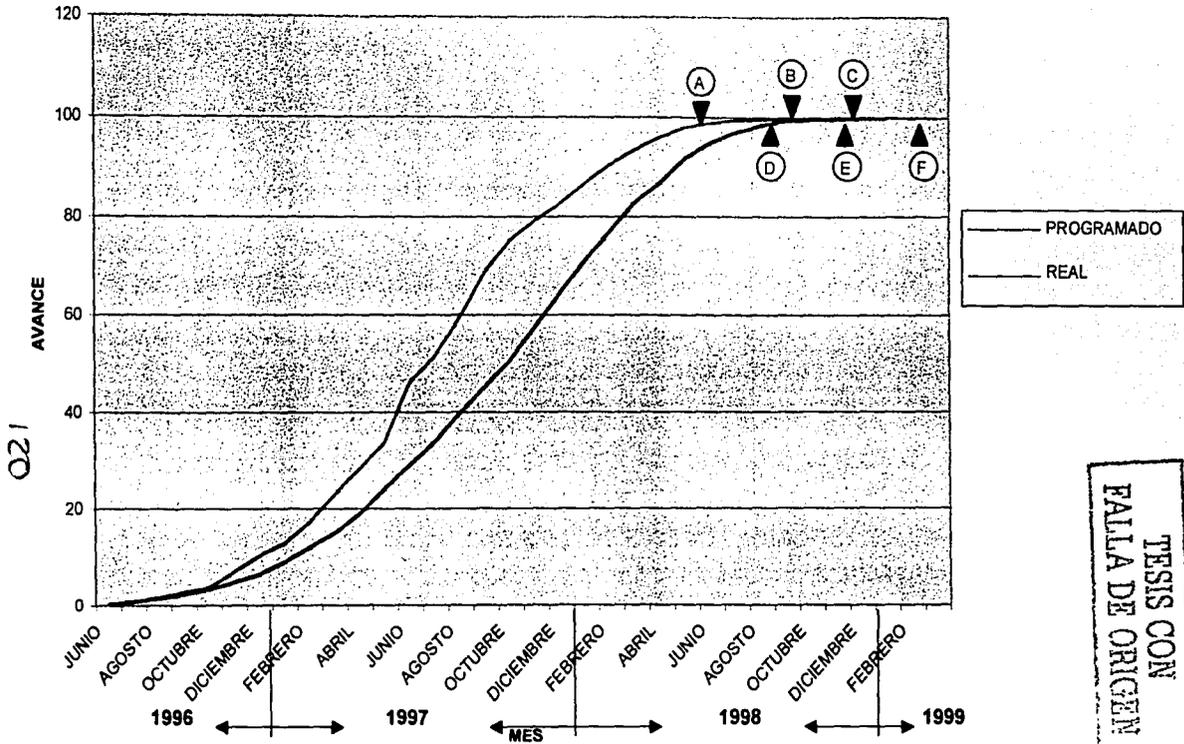
PROGRAMA GLOBAL DE FECHAS CLAVE



119

PROGRAMA DE BARRAS No.5

AVANCE GENERAL DE CONSTRUCCION



PROGRAMADO
REAL

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

REAL
A OPERACIÓN COMERCIAL U-1 5 JUNIO 1998
B OPERACIÓN COMERCIAL U-2 21 SEPTIEMBRE 1998
C OPERACIÓN COMERCIAL U-3 5 DICIEMBRE 1998

PROGRAMADA
D OPERACIÓN COMERCIAL U-1 28 AGOSTO 1998
E OPERACIÓN COMERCIAL U-2 28 NOVIEMBRE 1998
F OPERACIÓN COMERCIAL U-3 28 FEBRERO 1999

CONCLUSIONES

La selección del sitio fue acertada considerando el aprovechamiento de la infraestructura existente, la cercanía con los principales centros regionales de consumo de energía eléctrica, la situación ambiental y legal del predio, lo cual eliminó las afectaciones por: adquisición del mismo, creación de infraestructura, creación de servicios y obras de apoyo, etc. Además se reduce la afectación ambiental sobre los diferentes factores bióticos.

Los trabajos relativos a la preparación del sitio y construcción de la obra, debido a que se realizaron en el interior del predio, no ocasionaron efectos secundarios en cuanto a los usos de suelo o alteraciones ecológicas; así mismo la calidad de vida de la población local no se ve afectada y en cambio se benefició como resultado de la disponibilidad de energía eléctrica para el desarrollo de la región, además de los beneficios directos e indirectos que esto conlleva, tales como la generación de empleo y capacitación del personal empleado durante las etapas de construcción y operación.

La Central Termoeléctrica Samalayuca II de Ciclo Combinado está suficientemente equipada para el manejo y control de sus emisiones, debido a esto sus niveles están por debajo de lo establecido en las normas correspondientes y el impacto en la calidad del aire es insignificante y de incidencia local.

La extracción adicional de agua del acuífero para abastecimiento de esta central es del 1.5% con respecto a la extracción original total del acuífero. Esta extracción está compuesta por los siguientes tipos de aprovechamiento: agrícola, industrial, municipal, pecuario y doméstico.

RESULTADOS Y BENEFICIOS

RESULTADOS.

La central entró en operación comercial en su unidad I el 5 de junio de 1998, la unidad II el 21 de septiembre de 1998 y la unidad III el 5 de diciembre de 1998 con una capacidad total de 505.8 megawatt en sitio.

El 26 de marzo de 1999 ocurrió la fecha de conversión financiera, con lo que inició el arrendamiento de la central.

Un hecho trascendente es el que la central entró en operación comercial 85 días antes de lo programado. La energía generada por esta central al año es de 4 000 gigawatt aproximadamente y se interconecta al sistema eléctrico nacional de 230 kilovolt. A través de tres líneas de transmisión:

Subestación Reforma con	31 Km
Subestación Moctezuma con	131 Km
Subestación Valle de Juárez con	40 Km

La central termoeléctrica consta de 3 unidades tipo multiflecha con turbinas de gas de General Electric modelo MS 7001 FA que operan en Ciclo Combinado teniendo una eficiencia de 49.2% que es la más alta en operación en México, asimismo, la central esta diseñada para obtener una disponibilidad del 90% siendo una de las más altas del país.

La central cumple con todos los aspectos de la Normativa Ambiental vigente en el país.

BENEFICIOS

Con la realización de este proyecto se satisface la demanda de energía eléctrica esperada en la región norte, de acuerdo con lo determinado por los estudios de crecimiento de demanda en los que se basa el Programa de Obras e Inversión del Sector Eléctrico.

- Satisfacción de demanda de energía al menor costo para el sistema Eléctrico Nacional.
- Reducción del costo de explotación de la CFE.
- Reducción de fallas en el sistema.
- Beneficios no cuantificados como lo son: impulso al desarrollo industrial y agrícola de la región, creación de empleo a nivel regional, fomento a la industria de la construcción y de proveedores especializados, fomento a la inversión directa nacional y extranjera.
- Respaldo al intercambio de energía eléctrica con los E.U.A. en la zona correspondiente.
- Liberación de recursos fiscales para inversión en otras áreas.

En virtud de que el agua es un recurso escaso en la zona, para el sistema de enfriamiento y condensación, se instaló un aerocondensador con el cual se tiene un ahorro importante en el consumo de agua. Este recurso natural proviene del mismo volumen que la Comisión Nacional del Agua ha concesionado a la central existente Samalayuca I.

La eficiencia de generación, por operar en ciclo combinado bajo las normas reguladoras de impacto ambiental aumenta, ya que las obras como la del transporte de gas natural a la central disminuyen las emisiones contaminantes a la atmósfera y se garantiza el abastecimiento de combustible diversificando las fuentes de energía. agua.

BIBLIOGRAFIA.

- 1. - CENTRAL DE CICLO COMBINADO SAMALAYUCA II.
COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD.
MEXICO 1998.**
- 2. - LAS FUENTES DE LA ENERGIA.
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD.
MEXICO D.F. 1996.**
- 3. - TOMO II; ENERGIA.
ENCICLOPEDIA DE LA CIENCIAS.
ED. CUMBRES S. A.
MEXICO 1980.**
- 4. - PROSPECTIVA DEL SECTOR ELECTRICO (1996-2005).
SECRETARIA DE ENERGIA
MEXICO 1996.**
- 5. - CENTRALES ELECTRICAS.
ENCICLOPEDIA CEAC DE ELECTRICIDAD.
ED. CEAC. S. A.
MEXICO 1975.**
- 6. - CENTRAL DE CICLO COMBINADO SAMALAYUCA II.
FACULTAD DE INGENIERIA UNAM.
MEXICO D. F. 1999.**
- 7. - CONEXIÓN.
COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD.
AÑO 2 NÚM. 5
MAYO 1996.**