

82



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

"CAPACIDAD HIDROELECTRICA DE LA CUENCA  
DEL RIO GRIJALVA EN MEXICO."

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

**I N G E N I E R O C I V I L**

P R E S E N T A N :

**M A R G A R I T O M A T A M E L O**

**M I G U E L A N G E L M O N T A Ñ O B O N I L L A**

**F R A N C I S C O M O N T O R P I N E D A**

**R O L A N D O R U I Z M O R A L E S**



DIRECTOR: ING. RAFAEL ABURTO VALDES

MEXICO, D.F.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

2001



Universidad Nacional  
Autónoma de México



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

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

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE  
MÉXICO  
AVENIDA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
FING/DCTG/SEAC/UTIT/033/01

Señores  
**MARGARITO MATA MELO**  
**MIGUEL ANGEL MONTAÑO BONILLA**  
**FRANCISCO MONTOR PINEDA**  
**ROLANDO RUIZ MORALES**  
Presente

En atención a su solicitud me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor **ING. RAFAEL ABURTO VALDES**, que aprobó esta Dirección, para que lo desarrollen ustedes como tesis de su examen profesional de **INGENIERO CIVIL**.

**"CAPACIDAD HIDROELÉCTRICA DE LA CUENCA DEL RÍO GRIJALVA EN MÉXICO"**

- I. ANÁLISIS DE LA DEMANDA DE ENERGÍA 1993-2020
- II. PROSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO
- III. DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE UN PROYECTO HIDROELÉCTRICO
- IV. CAPACIDAD HIDROELÉCTRICA DEL RÍO GRIJALVA A NIVEL DE PLANEACIÓN
- V. DESCRIPCIÓN DE LOS PROYECTOS CONSTRUIDOS EN EL RÍO GRIJALVA
- VI. AMPLIACIÓN DE LA CENTRAL CHICOASEN (MANUEL MORENO TORRES)
- VII. ESTRUCTURA JURÍDICA Y FINANCIERA DEL PROYECTO
- VIII. CONCLUSIONES

Ruego a ustedes cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el Título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar Examen Profesional.

Atentamente  
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPÍRITU"  
Cd. Universitaria a 14 de febrero de 2001.  
EL DIRECTOR

M.C. GERARDO FERRANDO BRAVO  
GER/GMP/Intg.

# INDICE

	Página
<b>INTRODUCCION</b>	
<b>CAPITULO I ANALISIS DE LA DEMANDA DE ENERGIA</b>	<b>1</b>
<b>CAPITULO II PROSPECTIVAS DEL SECTOR ELECTRICO</b>	<b>9</b>
<b>II.1</b> Evolución esperada de la demanda	9
<b>II.2</b> Sistema eléctrico existente	13
<b>II.3</b> Capacidad de generación y transformación prevista	32
<b>CAPITULO III DESCRIPCION DEL FUNCIONAMIENTO DE UN PROYECTO HIDROELECTRICO</b>	<b>37</b>
<b>III.1</b> Generalidades	37
<b>III.2</b> Obras de desvío	41
<b>III.3</b> Obras de toma	43
<b>III.4</b> Cortina	48
<b>III.5</b> Obras de control y excedencias	52
<b>III.6</b> Cuarto de máquinas	57
<b>CAPITULO IV CAPACIDAD HIDROELECTRICA DEL RIO GRIJALVA A NIVEL DE PLANEACION</b>	<b>60</b>
<b>IV.1</b> Generalidades de la cuenca	60
<b>IV.2</b> Capacidad de generación	65
<b>IV.3</b> Estudios geográficos y topográficos	71
<b>IV.4</b> Precipitación pluvial	72
<b>IV.5</b> Población beneficiada	74
<b>IV.6</b> Impacto ambiental	78
<b>CAPITULO V DESCRIPCION DE LOS PROYECTOS CONSTRUIDOS EN EL RIO GRIJALVA</b>	<b>87</b>
<b>V.1</b> Peñitas	87
<b>V.2</b> Chicoasén	96
<b>V.3</b> Malpaso	106
<b>V.4</b> Angostura	116
<b>CAPITULO VI AMPLIACION DE LA CENTRAL CHICOASEN (MANUEL MORENO TORRES)</b>	<b>129</b>
<b>VI.1</b> Generalidades	129
<b>VI.2</b> Capacidad de generación	130
<b>VI.3</b> Proceso constructivo	131
<b>CAPITULO VII ESTRUCTURA JURIDICA Y FINANCIERA DEL PROYECTO</b>	<b>141</b>
<b>VII.1</b> Aspectos jurídicos	141
<b>VII.2</b> Costos	154
<b>VII.3</b> Evaluación financiera	159
<b>VII.4</b> Formas de financiamiento	169
<b>CAPITULO VIII CONCLUSIONES</b>	<b>180</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>181</b>

## INTRODUCCIÓN

El desarrollo de México está envuelto en una dinámica que plantea enormes retos y nuevas oportunidades para elevar los niveles de vida de su población. Al inicio de este nuevo milenio, nuestro país presenta un crecimiento económico sostenido, que sin duda permitirá a la industria eléctrica nacional buscar nuevas y mejores alternativas para generación de energía.

Además del desarrollo económico, están presentes en el país aspectos demográficos que son fundamentales para el proceso de planeación en el sector eléctrico, considerando que nuestra población crecerá en los próximos años una tasa de por lo menos 1.3 % al año. La evolución esperada de la demanda de energía eléctrica, para los próximos años, se estima a partir del estudio de mercado eléctrico nacional.

Este trabajo emprendido anualmente por la Comisión Federal de Electricidad nos permite analizar los escenarios probables del crecimiento en ventas de energía en todo el país. El estudio concentra la información más reciente del consumo de energía eléctrica sectorial, regional, además de contener un análisis del comportamiento de las condiciones tecnológicas y demográficas vigentes, el cual nos permite evaluar aquellos aspectos que determinarán las expectativas sobre la evolución del mercado de la electricidad.

Para satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica, la Comisión Federal de Electricidad inició desde el año de 1958 el estudio de la Cuenca del río Grijalva, localizado al Sureste de la República Mexicana, en el Estado de Chiapas, con el objetivo de determinar el potencial hidroeléctrico y el aprovechamiento integral de sus recursos.

Como resultado de los estudios realizados por la CFE y la Secretaría de Recursos Hidráulicos, se llevaron a cabo importantes obras de ingeniería, dando como resultado lo que ahora conocemos como el Sistema Hidroeléctrico Grijalva, que representa el polo más importante a nivel nacional en la aportación hidroeléctrica del país.

Desde una perspectiva distinta ante la carencia que enfrenta nuestro país para satisfacer el suministro de energía eléctrica, la política de emprender proyectos de gran envergadura cumple un objetivo básico del desarrollo con suma de esperanza y estímulo. Más si se trata de obras de suma importancia, como es la ampliación de la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres en Chicoasén, Chiapas.

**Dedicamos este trabajo con profundo agradecimiento a la Universidad Nacional Autónoma de México por los conocimientos adquiridos en la Facultad de Ingeniería, que permitieron realizar nuestra formación profesional.**

**A nuestros padres y hermanos que siempre nos brindaron en todo momento su apoyo y cariño.**

**A profesores y compañeros que compartieron con nosotros su tiempo y nos brindaron su amistad.**

# **CAPITULO I**

## **ANALISIS DE LA DEMANDA DE ENERGIA 1993 - 2020**

# I.- ANALISIS DE LA DEMANDA DE ENERGIA

1993-2020

Los escenarios del Consejo Mundial de Energía WEC se han multiplicado y ahora son publicados con un horizonte hacia el año 2100. Esto permite al consejo trabajar con el escenario que tiene relación con los problemas a largo plazo, principalmente para poder percibir la relación entre la energía y el cambio climático global.

Los escenarios de trabajo del Consejo Mundial de Energía tienen su origen desde 1970, que fueron publicados posteriormente en el reporte denominado "Energía para el Mundo del Mañana" en 1993. El consejo trabajó en tres nuevos casos analizados a detalle para el año 2020 y perfilados a grandes rasgos para el año 2100.

**Caso A.-** Describe un alto crecimiento de la economía mundial, el aumento en el consumo de energía y el perfeccionamiento de la eficiencia de energía.

**Caso B.-** Fue simplemente una referencia a la mitad de él camino a la cual se derivó una modificación como caso B.

**Caso B1.-** Aquí se refleja el crecimiento más fuerte en consumo de energía en países en vías de desarrollo y un resultado pobre en la mejora de la eficiencia de energía.

Finalmente, el caso C considera el impulso Ecológico, con el manejo de una política en donde los actores de la sociedad tienen éxito en promover la eficiencia de la energía, la innovación tecnológica, el desarrollo de combustible no-fósil y la reducción de barreras institucionales.

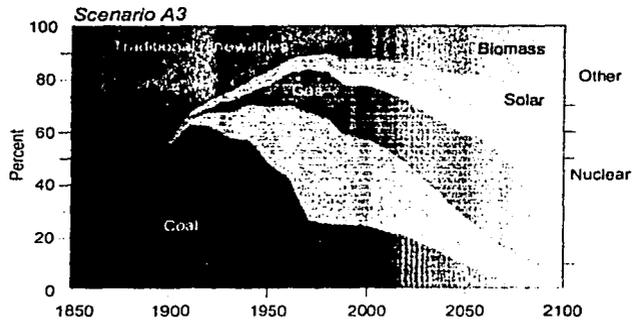
El caso C tuvo los índices de más bajo consumo de energía y emisión de gas de los tres casos.

Desde 1993 el Consejo Mundial de Energía trabajó junto con IIASA (Instituto Internacional de Análisis de los Sistemas Aplicados) en la propuesta de éstos tres casos que fueron divididos en seis variantes, tres de ellas fueron el escenario de la familia A.

**A1.-** Con un firme énfasis en el uso de Petróleo y gas natural.

**A2.-** El uso intensivo del carbón (con implicaciones de una severa contaminación local y regional con altas emisiones de carbono), Los esfuerzos y costos, resultan ser muy grandes para enfrentarlos.

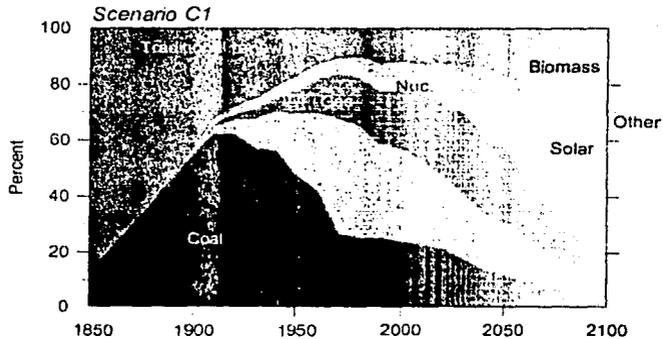
**A3.-** Pone gran énfasis en el papel que jugará el uso del gas natural, nuevos recursos y la energía nuclear advirtiendo de los serios problemas por emisiones.



El caso B se quedó sólo como el escenario B.

El caso C fue dividido en:

**C1.-** Con énfasis en el perfeccionamiento en la eficiencia de energía, nuevos recursos renovables (especialmente la producción de energía solar de forma importante), pero con la energía nuclear relegada para el año 2100, debido a no poder satisfacer a sus críticos.



La tabla 1, muestra el resumen de las principales características de los casos.

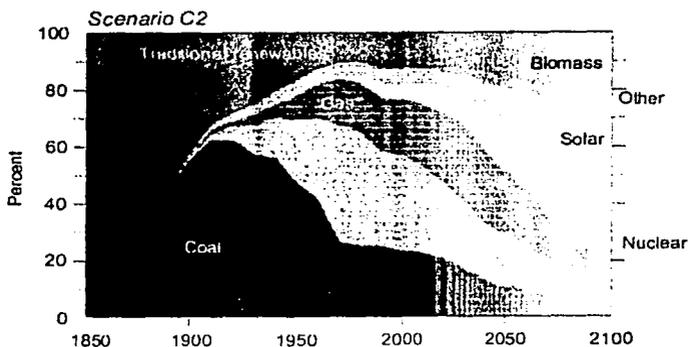
**TABLA 1.- RESUMEN DE LOS CASOS**

	Caso A alto crecimiento	Caso B medio curso	Caso C ecologicamente manejado
Población Mundial para 2050 (10) <sup>9</sup>	10.1	10.1	10.1
Crecimiento económico mundial 1990-2050	2.17% p.a.	2.2% p.a.	2.2% p.a.
Aumento en la intensidad de energía mundial 1990-2050	medio -1.0% p.a.	bajo -0.7% p.a.	alto -1.4% p.a.
Demanda de energía primaria para el 2050 (Gtoe)	25	20	14
Disponibilidad de recursos			
Fósil	alto	medio	bajo
No-Fósil	alto	medio	alto
Costos de tecnología			
Fósil	bajo	medio	alto
No-Fósil	bajo	medio	bajo
Dinámica de tecnologías			
Fósil	alto	medio	medio
No-Fósil	alto	medio	bajo
Concentraciones de las emisiones de CO <sub>2</sub>	no	no	no
Emisiones de Carbono para 2050 (GtC)	9 -15	10	5
Impuestos sobre el medio ambiente	no	no	no

Gtoe: Giga toneladas (10)<sup>9</sup> de petróleo equivalente.

GtC: Giga toneladas (10)<sup>9</sup> de Carbono.

**C2.-** Donde la energía nuclear se desempeña y expande su papel.



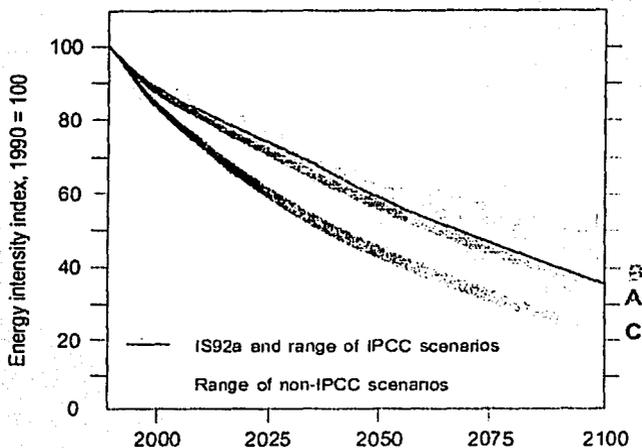
En los casos A3, C1 y C2 hay un proceso relativamente rápido a lo largo de las curvas de aprendizaje tecnológico.

La Tabla 2, presenta las perspectivas para el consumo de energía primaria para el mundo y para las tres principales agrupaciones económicas de países.

Porcentaje de consumo global de Energía Primaria en cada caso, A, B y C.

**TABLA 2.- PROYECCIÓN DE LA ENERGÍA PRIMARIA GLOBAL**

	1990	Gtoe		
		2050		
		A	B	C
OECD	4.2	6.7	5.6	3.0
Economías en transición	1.7	3.7	2.4	1.7
Países en vías de desarrollo	3.1	14.4	11.8	9.5
<b>Total</b>	<b>9.0</b>	<b>24.8</b>	<b>19.8</b>	<b>14.2</b>



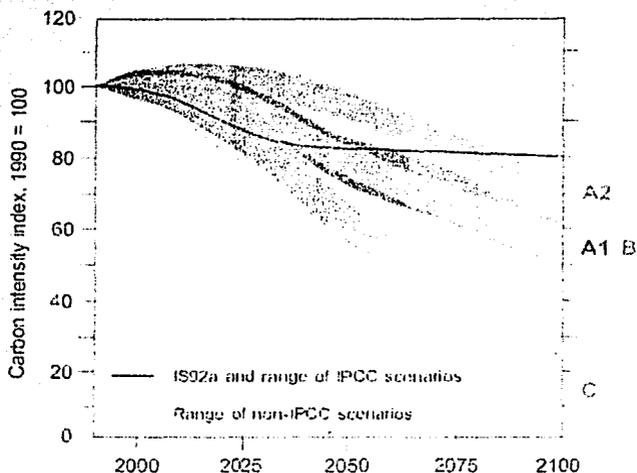
En la tabla 3, se encuentran las proyecciones de la contribución de cada una de las principales fuentes de energía, principalmente del suministro global de energía primaria y las emisiones de dióxido de carbono (expresados en Giga toneladas de carbono elemental) para las seis variantes.

**TABLA 3.- PROYECCIONES DE LA COMPOSICIÓN DE LA ENERGÍA PRIMARIA GLOBAL.**

	(Gtoe)						
	1990	A1	A2	A3	B	C1	C2
Carbón	2.2	3.8	7.8	2.2	4.1	1.5	1.5
Petróleo	3.1	7.9	4.8	4.3	4.0	2.7	2.6
Gas	1.7	4.7	5.5	7.9	4.5	3.9	3.3
Nuclear	0.5	2.9	1.1	2.8	2.7	0.5	1.8
Hidro	0.4	1.0	1.1	1.1	0.9	1.0	1.0
Recursos renovables	0.2	3.7	3.8	5.7	2.8	3.8	3.2
Biomasa Tradicionales	0.9	0.8	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8
<b>Total</b>	<b>9.0</b>	<b>24.8</b>	<b>24.8</b>	<b>24.8</b>	<b>19.8</b>	<b>14.2</b>	<b>14.2</b>
Emisiones de Carbono (GtC)	6.0	11.7	15.1	9.2	10.0	5.4	5.0

Sólo en los casos A3, C1 y C2; Se alcanzaron concentraciones atmosféricas de dióxido de carbono menores que el doble de niveles preindustriales para el año 2100.

Esta es una competencia enorme para alcanzar la eficiencia en que la energía sea proporcionada y particularmente usada. Arriba del 60% de la energía primaria es en efecto despilfarrado y por encima del 60% de ella en sus usos finales.



En la Tabla 4 se proporcionan las suposiciones de los escenarios para una medida de la reducción de la implementación de la eficiencia de la energía mostrada en la intensidad de la energía por unidad de salida.

**TABLA 4.- CAMBIOS EN LAS INTENSIDAD DE ENERGÍA 1975 – 2050.**

	1975-80 % p.a.	1980-85 % p.a.	1985-90 % p.a.	1990-2050 (est) % p.a.
OECD	-1.5	-2.1	-1.6	-2.0 a -1.1
Economías en transición	0.9	-0.2	-0.5	-2.2 a -1.7
Países en vías de desarrollo	0.4	0.2	0.1	-1.9 a -1.6
Mundial	-0.9	-0.7	-1.1	-1.4 a -0.8

Hay otras dos características importantes del Consejo Mundial de Energía (WEC), que se basan firmemente sobre situaciones reales así como posibilidades futuras. Una realidad actual importante es que casi dos mil millones de personas en nuestro mundo que se aproximan rápidamente a seis mil millones no tienen acceso a los servicios de energía comercial.

Otra es que justo arriba del 75% del suministro de la energía eléctrica primaria del mundo llega de combustibles fósiles (únicamente el 2% proviene de nuevos recursos renovables, diferentes a la hidroeléctricidad). A pesar de que algunos indican que las reservas de combustible fósil son limitadas, la realidad es:

En la Tabla 5 y Tabla 6 se muestra los enormes recursos geológicos para éstos combustibles y para el uranio; los avances tecnológicos están permitiendo que cada día mayor cantidad de ellos sean explotados.

La descarbonización de la mezcla de combustible es probablemente un proceso muy prolongado.

**TABLA 5.- RESERVAS DE COMBUSTIBLES FÓSILES Y URANIO A FINALES  
DE 1993**

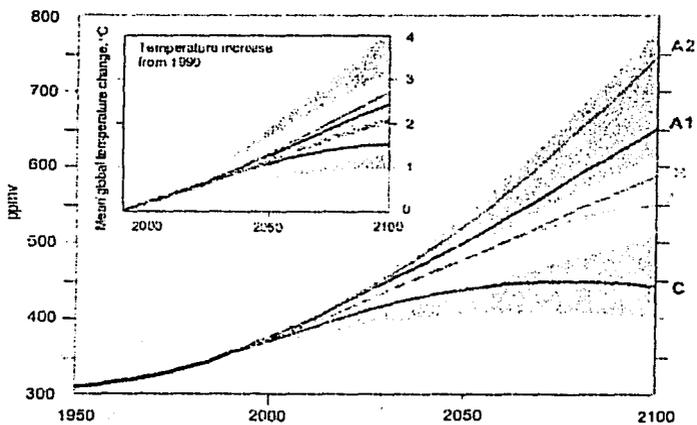
	Reservas probadas Gtoe	Recursos Gtoe	Recursos Base Gtoe
<b>Petróleo</b>			
Convencional	150	145	295
No Convencional	193	332	525
<b>Total de Petróleo</b>	<b>343</b>	<b>477</b>	<b>820</b>
Gas Natural	141	279	420
Carbón y Lignita	606	2794	3400
<b>Total de Combustible</b>	<b>1090</b>	<b>3550</b>	<b>4640</b>
<b>Uranio</b>			
En reactores termales	57	203	260
En reactores rápidos	3390	12150	15540

Fuente: Investigación del WEC sobre los recursos de energía, 1995.

- 1.- Reservas probadas.- Son aquellas que son producidas por tecnologías existentes bajo las condiciones presentes del mercado.
- 2.-Recursos.- Son aquellos donde el progreso de la técnica puede convertirlos económicamente atractivos.
- 3.-Recursos Base.- Son las reservas probadas más los recursos.

**TABLA 6.- USO DE RECURSOS DE 1990 A 2050 EN Gtoe.**

	A1	A2	A3	B	C1	C2
Carbón	206	273	158	194	125	123
Petróleo	297	261	245	220	180	180
Gas	211	211	253	196	181	171



## **CAPITULO II**

### **PROSPECTIVAS DEL SECTOR ELECTRICO**

## **II. PROSPECTIVAS DEL SECTOR ELECTRICO**

### **II.1 EVOLUCION ESPERADA DE LA DEMANDA.**

La evolución esperada de la demanda de energía eléctrica, para los próximos diez años, se estima a partir del estudio, desarrollo del mercado eléctrico. Este trabajo lo emprende la CFE. Anualmente, con el objetivo de analizar los escenarios probables, del crecimiento de las ventas de energía en todo el país. El estudio reúne la información más reciente del consumo de energía eléctrica sectorial, regional, y contiene un análisis del comportamiento de las condiciones económicas, tecnológicas y demográficas vigentes, el cual permite evaluar aquellos aspectos que determinarán las expectativas sobre la evolución del mercado de la electricidad.

La elaboración de diversos escenarios, resulta de la aplicación coordinada de modelos econométricos sectoriales y de estimaciones regionales, sustentadas en el análisis de las tendencias del mercado, en las solicitudes formales de servicio y en investigaciones de mercado. También se integran las perspectivas económicas y demográficas delineadas en el plan nacional de desarrollo 1995 – 2000 ( PLANADE ) y el programa nacional de financiamiento del desarrollo 1997 – 2000 ( PRONAFIDE ).

En los modelos econométricos utilizados para la estimación de los escenarios, se consideraron dos aspectos esenciales:

- a). 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 perspectiva global de mercado.

Los escenarios estimados incluyen las expectativas globales, sectoriales y regionales, de la demanda de energía eléctrica en el país. Tales escenarios permiten cuantificar las necesidades de capacidad de generación del sistema eléctrico de sus regiones.

#### **Supuestos Básicos de la Prospectiva del Mercado eléctrico 1998 – 2007.**

Para el estudio del “ Desarrollo del Mercado Eléctrico 1998 – 2007 “, se plantea un escenario factible, el cual considera las metas macroeconómicas, presentadas en el PLANADE y en el PRONAFIDE, y el desempeño que registró la economía mexicana durante 1997, con un crecimiento real del PIB de 7%. Sin embargo, se supone una tasa de crecimiento del PIB, menor a la observada en los dos últimos años, 5.1 % para reflejar una desaceleración económica temporal ante un panorama económico mundial más errático.

De acuerdo con los últimos datos y previsiones oficiales del Consejo Nacional de Población ( CONAPO ), se supone un crecimiento poblacional promedio anual de 1.3 % , ligeramente menor al considerado el año 1997, que fue de 1.4 % . También se considera un aumento anual de 2.5 % en el número de viviendas particulares.

En la proyección de la demanda se conserva la relación precio / costo, en los sectores, comercial, industrial y de servicios, como resultado del ajuste automático por combustibles e inflación a las tarifas de alta, media y baja tensión.

A los resultados de la estimación de la demanda nacional de energía eléctrica se le resta la energía que se autoabastece en términos de las modalidades comprendidas en la ley del Servicio Público de Energía Eléctrica ( LSPEE ) y su reglamento.

Se calcula que en 1997 la demanda autoabastecida fue de 9.3 TERAWATTS-HORA (TWh), equivalente a 6.7 % de una demanda nacional de 139.6 TWh , de los cuales cerca del 60 % correspondió a PEMEX. En el pronóstico para la próxima década se supuso que el autoabastecimiento crecerá a un ritmo de 7.7 % anual.

Adicionalmente, en el cálculo del escenario se incorporaron tanto los ahorros derivados de la implantación del Horario de Verano durante 1996 y 1997, como la consideración de las tendencias tecnológicas sectoriales dirigidas hacia un uso más eficiente de la electricidad, derivadas del empleo de los nuevos equipos y sistemas en los sectores, industrial, residencial y comercial.

#### **Estimación de la Demanda Total.**

A partir de los supuestos explicados y de los datos más recientes, se obtuvo el escenario de planeación para estimar la expansión de la capacidad de generación, en donde se registra una tasa anual de crecimiento de las ventas de 5.8 % , con variaciones en el rango de crecimiento que van de 5.6 % a 6.1 % , si se considera un intervalo de confianza de 80 % . Este escenario se caracteriza por sostener un dinamismo económico importante, especialmente por el desarrollo de los segmentos de la industria y de los grandes servicios, que tienen un impacto relevante sobre la demanda de electricidad. Sin embargo se prevé que en los dos próximos años, este dinamismo será menor, debido a los problemas económicos mundiales.

En el escenario de planeación se estima que las ventas serán de 155. 5 TWh en el año 2000, con una tasa media anual de 6.1 % entre 1998 y el año 2000, mientras que en el año 2007 alcanzará 229. 5 TWh, con un rango de crecimiento medio de 5.7 % entre 2001 y 2007. Para el periodo completo 1998 - 2007, se registrará una tasa media anual de 5.8 % , con valores extremos de la banda de confianza a 80 % , de 224.3 y 234.7 TWh.

#### **Estimación de las Ventas por Sector.**

Con los modelos econométricos sectoriales, se obtiene la proyección de la demanda de energía eléctrica para la próxima década, la cual se presenta en el cuadro II-1.C. a su vez, en la primera columna del cuadro II- 2.C., se muestran las tasas medias del crecimiento anual, observadas en cada sector de consumidores, durante la década anterior ( 1988 - 1997 ); en las columnas

CUADRO II. 1C  
SECTOR DE LA ENERGIA ELECTRICA  
ESTIMACION DE LAS VENTAS TOTALES POR  
GRUPOS DE USUARIOS ( GWh )

GRUPO DE USUARIOS	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	TMCA(%) 1997 - 2007
	<b>Residencial</b>	31,793	33,922	36,084	37,859	39,379	40,726	41,586	43,221	44,399	45,598
variación (%)	7.26	6.70	6.37	4.92	4.01	3.42	3.09	2.94	2.37	2.7	
<b>Comercial</b>	10,524	11,152	11,802	12,439	13,070	13,691	14,314	14,957	15,612	16,310	5.2
variación (%)	6.60	5.97	5.83	5.40	5.07	4.75	4.55	4.49	4.38	4.47	
<b>Servicios</b>	5,342	5,457	5,596	5,798	6,048	6,334	6,650	6,997	7,365	7,767	4.3
variación (%)	4.54	2.15	2.55	3.61	4.31	4.73	4.99	5.22	5.26	5.46	
<b>Total desarrollo normal</b>	47,659	50,531	53,482	56,096	58,497	60,751	62,950	65,175	67,376	69,675	4.6
variación (%)	6.80	6.03	5.84	4.89	4.28	3.85	3.62	3.53	3.28	3.41	
<b>Empresa mediana</b>	46,324	49,152	51,973	55,520	59,493	63,758	68,332	73,238	78,470	84,158	7.0
variación (%)	8.67	6.10	5.74	6.82	7.16	7.17	7.17	7.18	7.14	7.25	
<b>Gran industria</b>	38,115	40,190	42,658	45,707	48,820	52,103	55,587	59,337	63,302	67,650	6.7
variación (%)	7.82	5.44	6.14	7.15	6.81	6.72	6.69	6.75	6.68	6.87	
<b>Total industria</b>	84,439	89,342	94,631	101,227	108,313	115,861	123,919	132,575	141,772	151,808	6.9
variación (%)	8.28	5.81	5.92	6.97	7.00	6.97	6.95	6.99	6.94	7.08	
<b>Bombeo agricola</b>	7,481	7,317	7,422	7,519	7,613	7,700	7,783	7,866	7,941	8,023	0.5
variación (%)	-2.2	-2.19	1.44	1.31	1.25	1.14	1.08	1.07	0.95	1.03	
<b>Total nacional</b>	139,579	147,190	155,535	164,842	174,423	184,312	194,652	205,616	217,089	229,506	5.8
variación (%)	7.16	5.45	5.67	5.98	5.81	5.67	5.61	5.63	5.58	5.72	
<b>Exportación</b>	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	-2.0
variación (%)	-18.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
<b>Total</b>	139,860	147,471	155,816	165,123	174,704	184,593	194,933	205,897	217,370	229,787	5.8
variación (%)	7.09	5.44	5.66	5.97	5.80	5.66	5.60	5.62	5.57	5.71	

- a. Desarrollo normal: conjunto de demandas individuales relativamente pequeñas que dependen en gran medida del crecimiento demográfico.
- b. Usuario de las tarifas para servicio general en baja tensión, que son principalmente establecimientos comerciales, de servicios y microindustrias.
- c. Usuarios de las tarifas para servicio general en media tensión, principalmente establecimientos industriales medianos y pequeños, así como comercios y servicios grandes
- c. Usuarios de las tarifas para servicio general en alta tensión, constituidos en grandes unidades industriales e importantes sistemas de bombeo de agua potable.

**CUADRO I I-2.C.****ESCENARIO ESPERADO  
CRECIMIENTO MEDIO ANUAL DE LAS VENTAS DE ELECTRICIDAD (%)**

<b>SECTOR</b>	<b>1998-1997</b>	<b>1998 - 2007</b>	<b>INTERVALOS DE CONFIANZA A 80 %</b>
<b>RESIDENCIAL</b>	<b>6.6</b>	<b>4.4</b>	<b>3.6 - 5.1</b>
<b>COMERCIAL</b>	<b>3.3</b>	<b>5.1</b>	<b>4.1 - 6.1</b>
<b>SERVICIOS</b>	<b>1.8</b>	<b>4.3</b>	<b>3.1 - 5.3</b>
<b>INDUSTRIAL</b>	<b>5.9</b>	<b>6.9</b>	<b>6.6 - 7.1</b>
<b>AGRICOLA</b>	<b>2.5</b>	<b>0.5</b>	<b>0.6 - 1.5</b>
<b>TOTAL SIN EXPORTACION</b>	<b>5.3</b>	<b>5.8</b>	<b>5.6 - 6.1</b>

segunda y tercera, aparecen las tasas medias de crecimiento anual, estimadas para el próximo decenio, con sus respectivos intervalos de confianza.

### **Análisis Regional del Mercado de Electricidad.**

Simultáneamente, y en coordinación con el estudio de las ventas totales, se elabora un análisis del mercado de energía eléctrica, que tiene por objetivo, determinar las necesidades de capacidad y energía a escala regional. Los resultados permiten establecer la magnitud y localización de la capacidad de generación, y de las subestaciones, así como líneas de transmisión requeridas.

En el mapa II.1.M. se muestra el crecimiento promedio anual de las ventas de cada área del sistema eléctrico nacional, tanto el crecimiento histórico del periodo 1998 – 2007 , como el que se deduce de las proyecciones para 1998 – 2007.

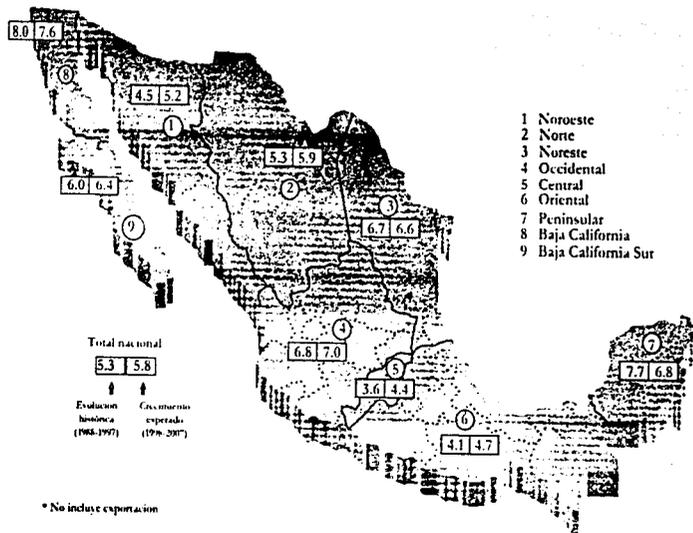
En el estudio regional del mercado de energía eléctrica, la demanda se clasifica en dos categorías: Desarrollo Normal y Cargas Importantes. El procedimiento de pronóstico consiste en proyectar para cada zona, las ventas de energía eléctrica a los usuarios de las cargas importantes, se estiman con los datos proporcionados en las solicitudes de nuevos servicios y mediante la aplicación de encuestas anuales que la CFE, hace con este propósito. En el cuadro II.2.C. se muestra la estimación 1998 – 2007 de las ventas totales de energía por área.

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. En el cuadro II.3.C. se muestran las cifras correspondientes a la demanda bruta por área, representada mediante tres valores expresados en MW: Demanda Máxima Anual, Demanda Media y Demanda de Base.

### **Programas de ahorro y uso eficiente de la energía por el lado de la demanda.**

La CONAE, EL PAESE y el FIDE están conscientes de la importancia que tiene la aplicación masiva de todas las opciones tecnológicas disponibles para el ahorro y uso eficiente de la energía y, por consiguiente, de la necesidad de extender su aplicación tanto al interior como al exterior del sector de energía. Para tal efecto se requiere la formación y estímulo de los recursos humanos que intervienen en la realización de los programas y proyectos relacionados con la materia; la difusión de los beneficios derivados de estas acciones; el fomento a la formación y consolidación de un mercado propicio de productos y servicios para el ahorro y uso eficiente de la energía; el contacto con los organismos encargados de proveer financiamiento de proyectos, y el fortalecimiento de los mecanismos de información que faciliten la realización de dichos programas y proyectos.

MAPA II. 1. M.  
Crecimiento promedio anual de las ventas (%)\*



**CUADRO II. 2.C**  
**SECTOR DE ENERGIA ELECTRICA**  
**ESTIMACION DE VENTAS POR AREA 1**

AREA	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	PROMEDIO ANUAL (%) 1997 - 2007
NORESTE	10,439	10,926	11,526	12,159	12,802	13,453	14,130	14,844	15,588	16,389	
VARIACION (%)	5.74	4.67	5.49	5.29	5.09	5.03	5.05	5.03	5.01	5.01	5.2
NORTE	10,923	11,496	12,207	12,974	13,725	14,500	15,324	16,220	17,163	18,202	
VARIACION (%)	6.42	5.25	6.18	6.28	5.79	5.65	5.68	5.85	5.81	6.05	5.9
NORESTE	24,334	26,000	27,506	29,180	31,010	32,881	34,878	37,024	39,293	41,888	
VARIACION (%)	9.57	6.85	5.79	6.09	6.27	6.03	6.07	6.15	6.13	6.60	6.6
OCCIDENTAL	30,180	31,849	34,157	36,910	39,713	42,520	45,441	48,484	51,689	55,070	
VARIACION (%)	7.84	5.53	7.25	8.06	7.59	7.07	6.87	6.70	6.57	6.58	7.0
CENTRAL CFE	2,747	2,910	3,162	3,425	3,629	3,819	4,024	4,240	4,471	4,735	
VARIACION (%)	9.44	5.93	8.68	8.32	5.96	5.24	5.37	5.37	5.45	5.9	6.6
CENTRAL LFC	26,819	27,915	28,947	30,182	31,474	23,781	34,047	35,393	36,788	38,154	
VARIACION (%)	5.33	4.09	3.70	4.27	4.28	4.09	3.93	3.95	3.88	3.77	4.10
SUBTOTAL CENTRAL	29,596	30,825	32,109	33,607	35,103	36,580	38,071	39,633	41,239	42,889	
VARIACION (%)	5.7	4.26	4.17	4.67	4.45	4.21	4.08	4.10	4.05	4.00	4.4
ORIENTAL	22,393	23,257	24,322	25,383	26,483	27,723	29,023	30,401	31,825	33,405	
VARIACION (%)	5.64	3.86	4.58	4.36	4.25	4.76	4.69	4.75	4.68	4.96	4.70
PENINSULAR	4,001	4,290	4,582	4,837	5,133	5,457	5,817	6,206	6,624	7,080	
VARIACION (%)	9.56	7.22	6.34	6.03	6.12	6.31	6.60	6.69	6.74	6.88	6.80
BAJA CALIFORNIA	6,770	7,422	7,966	8,552	9,189	9,825	10,524	11,281	12,083	12,911	
VARIACION (%)	9.48	9.63	7.33	7.36	7.21	7.15	7.11	7.19	7.11	6.85	7.6
BAJA CALIFORNIA SUR	895	1,039	1,091	1,147	1,208	1,272	1,339	1,413	1,490	1,572	
VARIACION (%)	5.92	16.09	5.00	5.13	5.32	5.30	5.27	5.53	5.45	5.50	6.40
SUBTOTAL CENTRAL	139,501	147,104	155,446	164,749	174,326	184,211	194,547	205,506	216,974	229,386	
VARIACION (%)	7.16	5.45	5.67	5.98	5.81	5.67	5.61	5.63	5.58	5.72	5.80
EQUEÑOS SISTEMAS 2	78	86	89	93	97	101	105	110	115	120	
VARIACION (%)	9.85	10.26	3.49	4.49	4.30	4.12	3.96	4.78	4.55	4.35	5.10
TOTAL NACIONAL	139,579	147,190	155,535	164,842	174,423	184,312	194,652	205,616	217,089	229,506	
VARIACION (%)	7.18	5.45	5.67	5.98	5.81	5.67	5.61	5.63	5.58	5.72	5.80
EXPORTACION	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	

JTAL DE EXPORTACION	139,860	147,471	155,816	165,123	174,704	184,593	194,933	205,697	217,370	229,787	
VARIACION (%)	7.09	5.44	5.66	5.97	5.80	5.66	5.6	5.62	5.57	5.71	5.80

**CUADRO 11.3. C**  
**SECTOR DE ENERGIA ELECTRICA**  
**DEMANDA BRUTA POR AREA: MAXIMA, MEDIA Y BASE ( MW )**

AREA		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Noroeste	P	2,264	2,412	2,561	2,688	2,815	2,941	3,080	3,224	3,374	3,527
	M	1,471	1,551	1,630	1,715	1,792	1,867	1,955	2,048	2,145	2,247
	B	1,296	1,361	1,424	1,500	1,566	1,630	1,707	1,788	1,873	1,964
Norte	P	2,111	2,239	2,374	2,504	2,641	2,785	2,933	3,091	3,264	3,445
	M	1,496	1,579	1,665	1,762	1,850	1,944	2,056	2,173	2,295	2,430
	B	1,360	1,433	1,508	1,598	1,676	1,758	1,862	1,970	2,081	2,205
Noreste	P	4,531	4,899	5,221	5,495	5,782	6,085	6,423	6,791	7,190	7,611
	M	3,427	3,645	3,824	4,034	4,258	4,482	4,747	5,029	5,329	5,662
	B	3,161	3,368	3,515	3,711	3,921	4,127	4,377	4,640	4,918	5,231
Occidental	P	5,707	6,030	6,446	6,893	7,362	7,844	8,354	8,893	9,458	10,067
	M	4,205	4,427	4,697	5,034	5,373	5,706	6,082	6,477	6,889	7,388
	B	3,874	4,073	4,311	4,623	4,933	5,234	5,580	5,944	6,322	6,797
Central	P	6,895	7,218	7,543	7,867	8,195	8,526	8,852	9,177	9,510	9,867
	M	4,446	4,628	4,783	4,970	5,163	5,350	5,560	5,780	6,007	6,178
	B	3,905	4,056	4,173	4,330	4,494	4,648	4,833	5,030	5,234	5,363
Oriental	P	4,832	5,074	5,344	5,585	5,837	6,103	6,376	6,667	6,972	7,282
	M	3,292	3,413	3,541	3,666	3,801	3,960	4,137	4,331	4,532	4,747
	B	2,951	3,046	3,142	3,242	3,351	3,486	3,643	3,815	3,993	4,187
Peninsular	P	794	868	930	980	1040	1,100	1,171	1,249	1,328	1,412
	M	561	600	642	676	715	753	799	852	907	966
	B	509	541	579	609	643	676	717	765	814	867
Baja California	P	1,441	1,581	1,692	1,809	1,932	2,054	2,193	2,347	2,508	2,678
	M	916	999	1,059	1,127	1,197	1,271	1,357	1,451	1,550	1,652
	B	799	870	919	976	1,035	1,099	1,172	1,253	1,338	1,425
Baja California Sur	P	180	206	215	227	237	248	260	274	288	303
	M	121	139	145	153	160	167	175	184	194	204
	B	108	124	130	136	142	149	156	164	173	182
Subtotal	P	28,855	30,527	32,326	34,048	35,841	37,686	39,642	41,713	43,892	46,192
	M	19,934	20,982	21,986	23,136	24,308	25,499	26,868	28,326	29,847	31,473
	B	17,963	18,873	19,701	20,726	21,761	22,807	24,047	25,368	26,745	28,221
Pequeños Sistemas	P	21	23	24	25	26	28	29	30	31	33
	M	11	12	12	13	13	14	14	15	15	16
	B	8	9	9	10	10	11	11	11	12	13
Total	P	28,876	30,550	32,350	34,073	35,867	37,714	39,671	41,743	43,923	46,225
	M	19,944	20,993	21,998	23,149	24,322	25,513	26,883	28,340	29,863	31,489
	B	17,971	18,882	19,711	20,736	21,771	22,817	24,058	25,380	26,757	28,234

P = Demanda Maxima    M = Demanda Media    B = Demanda base ( Minima )

## **Horario de verano**

Se continuará aplicando esta medida, intensificando la difusión de sus beneficios, con el objetivo de mejorar su aceptación pública. En el cuadro II.4.c. se muestran los ahorros estimados por la aplicación del horario de verano para el periodo 1998 – 2007 .

## **Ilumex.**

En los diversos estados de la republica que abarca el proyecto, se continuaran sustituyendo focos incandescentes por lámparas compactas flourescentes (LCF) de mayor eficiencia. El cuadro II.5.C. contiene los resultados estimados para el programa, al año 2007. dichos ahorros corresponden al escenario más conservador, que supone la no reposición de las LCF que dejan de funcionar. Sin embargo, se espera que esto no suceda así, ya que prevé que el público reemplace sus lámparas por otras del mismo tipo, dado que en gran medida, se habrán obtenido beneficios económicos, e incorporado a la cultura de uso eficiente de energía. Estos ahorros, permiten tener costos evitados de 750 millones de pesos a precio de 1998, en el periodo 1998 – 2007.

El programa, bajo su esquema original, terminará en el año 2008, pero debido a sus exitosos resultados, se están explotando las vías para su continuidad.

## **Normalización.**

En el área de normalización, se continuará con el proceso de formulación de proyectos, de normas de uso eficiente de energía, para equipos y sistemas. Actualmente se encuentran en proyecto tres normas, dos de las cuales están en proceso de publicación como normas oficiales, la NOM-014-ENE-1997 sobre motores monofásicos y la NOM-017-ENE-1997 referente a lámparas compactas flourescentes, de uso residencial. La NOM-008-ENE-1995, sobre uso eficiente de energía en edificios no residenciales, esta en desarrollo. Como resultado de la aplicación de estas normas, se espera obtener ahorros de energía del orden de 679 GWh. Anuales, hacia el año 2007, y de 501 MW en potencia evitada.

A la fecha se elaboran cuatro anteproyectos de norma, de los cuales dos son revisiones de normas oficiales actualmente en vigor, y los otros dos son nuevos proyectos. Las normas en revisión son la NOM-011-ENER-1996 sobre acondicionadores de aire tipo central, y la NOM-073-SCFI-1994 para acondicionadores de aire tipo cuarto. Los nuevos anteproyectos son: NOM-020-ENER, sobre uso eficiente de energía en edificaciones, parte 2, envolvente de edificaciones de uso residencial, y la NOM-022-ENER, de uso eficiente de energía en equipos de refrigeración industrial y comercial.

## **Bombeo agrícola.**

Se tiene contemplada la reparación de cerca de 4850 pozos de bombeo agrícola en el periodo 1998-2007, lo que permitirá alcanzar para esa fecha, ahorros del orden de 769 GWh al año en consumo, y 87 MW en potencia.

**CUADRO II. 4. C  
AHORROS POR LA APLICACIÓN DEL HORARIO DE VERANO**

	Año	Demanda evitada acumulada MW	Ahorro en Energía GWh	Ahorros a usuarios domesticos millones \$	Inversión diferida acumulada para el país, Millones \$
Datos de la evaluación del programa	1996	529	943	463	4,100
	1997	550	1,100	540	4,400
Datos Estimados	1998	565	1,159	569	4,520
	1999	590	1,224	601	4,720
	2000	618	1,294	635	4,944
	2001	644	1,360	668	5,152
	2002	671	1,370	673	5,368
	2003	699	1,503	738	5,592
	2004	729	1,583	777	5,832
	2005	759	1,668	819	6,072
	2006	792	1,758	863	6,336
	2007	826	1,854	910	6,608
Total acumulado	2007	826	16,816	8,256	6,608

fuente : Fidelcomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica. 1998

Notas : a). Los datos de 1996 y 1997 provienen de evaluaciones realizadas por el Instituto de Investigaciones Eléctricas.

b). La información de 1998 y años posteriores son estimaciones hechas a partir de las evaluaciones de 1996 y 1997 considerando el crecimiento de la demanda que proyecta CFE

c). Este rubro se refiere exclusivamente al valor de las inversiones en infraestructuras diferidas que se logran por la aplicación de esta medida.

**CUADRO I I. 5. C  
PROYECTO ILUMEX**

Fecha		Números LCF (miles)		Capacidad en el mes	Energía Anual	Energía Acumulada GWh
Año	Mes	Vendidas	Instaladas	MW	GWh	GWh
1995	Dic.	445	433	14	12	12
1996	Dic.	686	1,100	35	51	63
1997	Dic.	581	1,691	54	95	158
1998	Dic.	814	2,493	80	142	301
1999	Dic.	811	3,304	106	197	498
2000	Dic.	0	3,338	107	224	722
2001	Dic.	0	3,338	107	224	946
2002	Dic.	0	3,338	107	224	1,171
2003	Dic.	0	3,307	97	107	1,390
2004	Dic.	0	2,436	78	184	1,574
2005	Dic.	0	1,798	58	139	1,713
2006	Dic.	0	1,048	34	95	1,808
2007	Dic.	0	23	8	41	1,849

IF: Lámparas Compactas Flourecentes

ente: Comisión Federal de Electricidad, Gerencia Comercial, comunicadao, 1998

las: Las ventas comenzaron en Mayo de 1995 y terminaran en Diciembre de 1999

Las LCF operan 99 meses y no se sustituyen por otras similares adquiridas en mercados regulares

La mitad de la venta de un mes se instalan en ese mismo, el resto al mes siguiente.

La cantidad maxima de LCF instalada ocurrira en el periodo de Enero del 200 a Junio de 2003

En Marzo de 2008 es el último mes de operación eléctrica bajo este programa

Las LCF operan 3 horas al día con un factor de coincidencia en el periodo de punta de 0.5 ( de acuerdo con información obtenida. en campo ).

### **Alumbrado público.**

El programa integral para la eficiencia energética municipal se continuará fomentando con el objetivo de sustituir los 2 millones de lámparas de alumbrado público que fueron detectadas por el programa, por otras de mayor eficiencia. Con dichas medidas se estima alcanzar ahorros anuales de 890 GWh en consumo y 267 MW en potencia, con los beneficios ambientales asociados. Este valor es superior a la demanda registrada durante 1997 en la tarifa 5 de alumbrado público ( 767 GWh/año ), para las ciudades de Monterrey, Guadalajara, Distrito Federal y sus zonas conurbadas.

### **Programas de incentivos del FIDE.**

Se continuará promoviendo el ahorro de energía eléctrica y la transformación del mercado hacia el uso de equipos de alta eficiencia mediante el programa de incentivos, el cual otorga bonificaciones económicas a los usuarios que adquieran equipos más eficientes. Asimismo, el FIDE continuará desarrollando proyectos demostrativos en los sectores industrial comercial, principalmente.

## **II.2 SISTEMA ELECTRICO EXISTENTE.**

A partir de 1960, cuando la capacitación de generación de energía eléctrica era de 3021 MW y la demanda se abastecía, por sistemas eléctricos independientes entre sí, el sistema eléctrico nacional ( SEN ), ha venido evolucionando a un ritmo acelerado bajo un proceso de planeación que tiene como objetivo, mejorar continuamente las condiciones de suministro del servicio público de energía eléctrica.

Algunos aspectos relevantes de la evolución del SEN son: la utilización de mayores tensiones de transmisión ( 230 y 400 KV ), la unificación de frecuencia a 60 Hz , la interconexión de los sistemas regionales, el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, el aprovechamiento del carbón, de la energía geotérmica, nuclear y, de manera incipiente la eólica, además de incorporar como instrumento para administrar la demanda de electricidad, el uso de tarifas con diferencia horaria. Actualmente el SEN cuenta con una capacidad de generación de 34,815 MW y con 400,620 KW. de líneas de transmisión, en niveles de tensión de 2.4 a 400 KV.

En forma adicional, una serie de productores privados complementan la oferta de energía eléctrica en el país. Dichos productores privados generan la electricidad con la finalidad de satisfacer sus necesidades propias o para la venta a los organismos encargados del servicio público de energía eléctrica, de acuerdo con las modalidades establecidas por el marco legal vigente.

### **Sistema Eléctrico Nacional ( SEN )**

En SEN se divide en nueve áreas: Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental, Peninsular, Baja California Norte y Baja California Sur. Aun cuando el área Noroeste actualmente opera en forma independiente, tiene enlaces con las áreas Norte y Occidental. Las demás, con excepción de las áreas de Baja California Norte y Baja California Sur, se encuentran interconectadas entre sí, y forman el sistema interconectado ( SI ).

Las dos áreas de la península de Baja California permanecen como sistemas independientes, debido a que su interconexión con el resto de la red nacional no se ha justificado por razones técnicas y económicas. Sin embargo el sistema eléctrico de Baja California está interconectado con la red eléctrica de la región occidental de Estados Unidos de América ( EU ), por medio por medio de dos líneas de transmisión a 230 KV. Esto ha permitido a CFE realizar transacciones internacionales de capacidad y energía con varias compañías eléctricas de Estados Unidos, además de recibir y proporcionar apoyo en situaciones de urgencia.

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 ), ubicado en la ciudad de México.

Las nueve compañías del 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 es responsabilidad de un solo centro regional localizado en Mexicali Baja California.

Los otros centros regionales de las áreas de control, están en las ciudades de Hermosillo Sonora, Gómez Palacio Durango, Monterrey Nuevo León, Guadalajara Jalisco, Puebla Puebla, Mérida Yucatán y México D.F.

Con la interconexión de las áreas del sistema eléctrico, se han logrado los beneficios siguientes :

- a). Reducir el requerimiento de capacidad instalada, ya que aprovecha la diversidad de las demandas y se comparten las reservas de capacidad.
- b). Posibilitar el intercambio de energía entre regiones, de manera que se reduzcan los costos de producción para todo el conjunto.
- c). Incrementar la confiabilidad del suministro ante condiciones de urgencias.

### **Estructura del Sistema de Generación.**

#### **Capacidad Instalada.**

El sistema de generación está integrado por centrales de diferentes tipos que utilizan distintos combustibles o fuentes de energía primaria. En Diciembre de 1997, la capacidad instalada total alcanzó 34,815 MW distribuida en las diferentes áreas. ( Véase cuadro II.2.2.1.C. ).

En la siguiente gráfica se muestra la participación de la capacidad instalada por tipo de generación.

CUADRO II. 2.2.1.C.  
CAPACIDAD EFECTIVA POR AREA ( MW ) 1  
DICIEMBRE DE 1997

AREA	HIDRO ELECTRICA *	TERMICA CONVENCIONAL	CICLO COMBINADO	TURBOGAS	COMBUSTION INTERNA	DUAL	CARBOELECTRICA	GEOTERMOEL ECTRICA	NUCLEO ELECTRICA	TOTAL
NOROESTE	941	2,162		130						3,233
NORTE	28	1074.00	200	253						1,555
NORESTE	118	1,715	378	170			2,600			4,980
OCCIDENTAL	1787	3,466	218			2,100		88		7,669
CENTRAL 2	1,802	2,474	482	374						5,232
ORIENTAL	5,250	2,217	452	43				40	1,309	9,312
PENINSULAR		442	212	428	1					1,063
BAJA CALIFORNIA		620		177	2			620		1,419
BAJA CALIFORNIA SUR		113		93	75					284
ZONAS AISLADAS				0	47					47
TOTAL 3	10,038	14,283	1,942	1,671	125	2,100	2,600	748	1,309	34,814

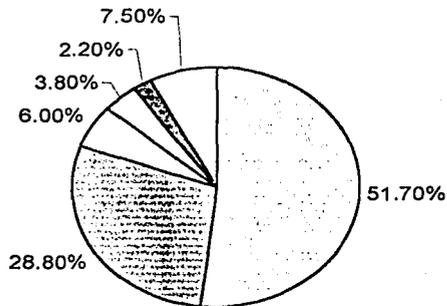
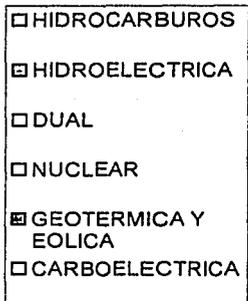
\* Incluye 1.6 MW de la eólica de la Venta en el área Oriental

1 La capacidad hidroeléctrica corresponde a los niveles de diseño de los embalses, durante el estiaje la capacidad se degrada por bajos niveles. La capacidad de de las termoeléctricas disminuyen en verano por efecto de las altas temperaturas.

2 Parte de la capacidad hidroeléctrica, sistema Miguel Aleman 330 MW esta sujeta a restricciones de operación por usos alternos del agua.

3 Las cifras estan redondeadas a numeros enteros. Los totales podrían no corresponder exactamente a los sumados.

**SECTOR ELECTRICO NACIONAL CAPACIDAD EFECTIVA  
AL 31 DE DICIEMBRE DE 1997 34,815 MW**



Durante 1997, la capacidad de generación aumentó 24.1 MW como resultado de las rehabilitaciones y retiros siguientes :

**a). Recuperaciones.**

30 MW en la unidad cuatro central termoelectrica Altamira; 30 MW en la central de ciclo combinado, Dos Bocas; 6 MW en la central Goetermoeléctrica Los Humeros.

**b). Modificaciones en la capacidad, por un total de 0.9 MW en unidades de combustión interna menores.**

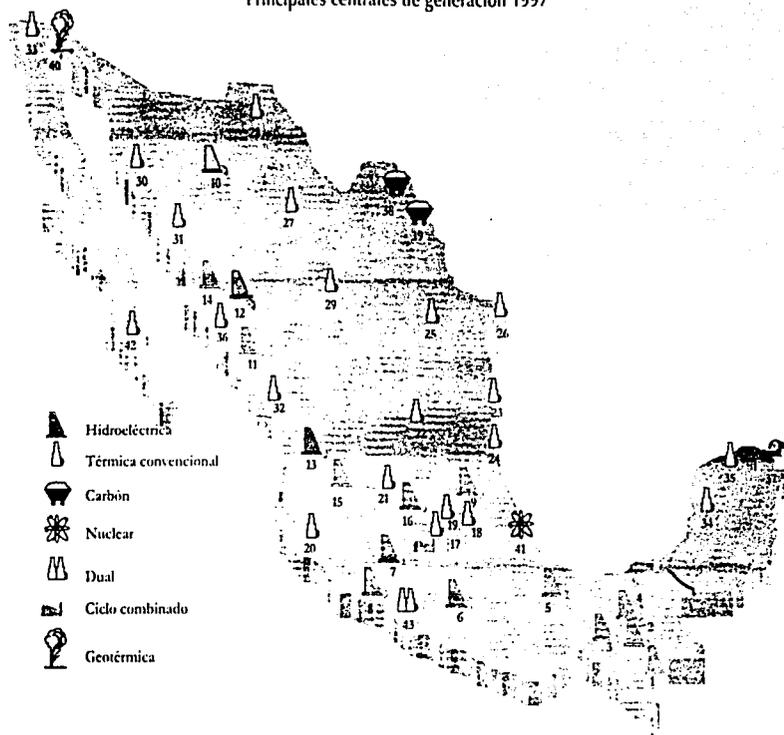
**c). Retiros.**

42 MW de la central termoelectrica de Celaya; 0.8 MW de plantas móviles. En 1997 no entraron en operación nuevos proyectos de generación del SEN.

**Principales Centrales en Operación.**

En el mapa II.2.2M. se ubican las centrales que se destacan por su capacidad, tecnología de operación, o importancia regional. Los números que aparecen debajo de cada central se muestran en el cuadro II.2.2C, en donde se indica su nombre, capacidad instalada, área de control y tipo de energía primaria utilizada.

MAPA II.2.2.M.  
Principales centrales de generación 1997



**CUADRO 11.2.2.C**  
**PRINCIPALES CENTRALES DE GENERACION**  
**( EN OPERACIÓN A DICIEMBRE DE 1997 )**

IERO	CENTRAL	TIPO	CAPACIDAD	ÁREA	COMBUSTIBLE O ENERGÍA PRIMARIA
1	BELISARIO DOMINGUEZ (ANGOSTURA)	HIDROELECTRICA	900	ORIENTAL	ENERGIA HIDRAULICA
2	M. MORENO TORRES (CHICOASEN)	HIDROELECTRICA	1,500	ORIENTAL	ENERGIA HIDRAULICA
3	MALPASO	HIDROELECTRICA	1,080	ORIENTAL	ENERGIA HIDRAULICA
4	ANGEL ALBINO (PEÑITAS)	HIDROELECTRICA	420	ORIENTAL	ENERGIA HIDRAULICA
5	TEMASCAL	HIDROELECTRICA	354	ORIENTAL	ENERGIA HIDRAULICA
3	C.RAMIREZ ULLOA (CARACOL)	HIDROELECTRICA	600	ORIENTAL	ENERGIA HIDRAULICA
7	INFIERNILLO	HIDROELECTRICA	1,000	CENTRAL	ENERGIA HIDRAULICA
3	JOSE MARIA MORELOS (VILLITA)	HIDROELECTRICA	295	CENTRAL	ENERGIA HIDRAULICA
3	NECAXA	HIDROELECTRICA	109	CENTRAL	ENERGIA HIDRAULICA
0	PDTE.PLUTARCO ELIAS CALLES	HIDROELECTRICA	135	NOROESTE	ENERGIA HIDRAULICA
1	RAUL J. MARSAL ( COMODERO)	HIDROELECTRICA	100	NOROESTE	ENERGIA HIDRAULICA
2	BACURATO	HIDROELECTRICA	92	NOROESTE	ENERGIA HIDRAULICA
3	AGUAMILPA, SOLIDARIDAD 1	HIDROELECTRICA	960	OCCIDENTAL	ENERGIA HIDRAULICA
4	LUIS DONALDO COLOSIO (HUITES)	HIDROELECTRICA	422	NOROESTE	ENERGIA HIDRAULICA
5	VALENTIN GOMEZ FARIAS (AGUA PRIETA)	HIDROELECTRICA	240	OCCIDENTAL	ENERGIA HIDRAULICA
6	ZIMAPAN	HIDROELECTRICA	292	OCCIDENTAL	ENERGIA HIDRAULICA
7	FRANCISCO PEREZ RIOS (TULA)	TERMEOLECTRICA	1,982	CENTRAL	COMBUSTION Y GAS
8	VALLE DE MEXICO	TERMEOLECTRICA	838	CENTRAL	GAS COMBUSTOLEO
9	JORGE LUQUE	TERMEOLECTRICA	224	CENTRAL	GAS
0	MANZANILLO I Y II	TERMEOLECTRICA	1,900	OCCIDENTAL	COMBUSTOLEO
1	SALAMANCA	TERMEOLECTRICA	866	OCCIDENTAL	COMBUSTOLEO
2	VILLA DE REYES (SLP)	TERMEOLECTRICA	700	OCCIDENTAL	COMBUSTOLEO
3	ALTAMIRA	TERMEOLECTRICA	770	NORESTE	COMBUSTOLEO
4	ADOLFO LOPEZ MATEOS (TUXPAN)	TERMEOLECTRICA	2,100	ORIENTAL	COMBUSTOLEO
5	MONTERREY	TERMEOLECTRICA	465	NORESTE	COMBUSTOLEO Y GAS
6	RIO BRAVO	TERMEOLECTRICA	375	NORESTE	COMBUSTOLEO Y GAS
7	FRANCISCO VILLA	TERMEOLECTRICA	399	NORTE	COMBUSTOLEO
9	SALAMAYUCA	TERMEOLECTRICA	316	NORTE	COMBUSTOLEO Y GAS
9	GUADALUPE VICTORIA (LERDO)	TERMEOLECTRICA	320	NORTE	COMBUSTOLEO
3	PUERTO LIBERTAD	TERMEOLECTRICA	632	NOROESTE	COMBUSTOLEO
1	C.RODRIGUEZ R. (GUAYMAS II )	TERMEOLECTRICA	484	NOROESTE	COMBUSTOLEO
2	J. ACEVES POZOS ( MAZATLAN II )	TERMEOLECTRICA	616	NOROESTE	COMBUSTOLEO
3	PDTE. JUAREZ ( ROSARIO )	TERMEOLECTRICA	620	BAJA CALIF.	COMBUSTOLEO
4	LERMA ( CAMPECHE )	TERMEOLECTRICA	150	PENISULAR	COMBUSTOLEO
5	MERIDA II	TERMEOLECTRICA	168	PENISULAR	COMBUSTOLEO
5	J. DE DIOS BATIZ ( TOPOLOBAMPO II)	TERMEOLECTRICA	390*	NOROESTE	COMBUSTOLEO
7	FELIPE CARRILLO PUERTO	CICLO COMBINADO	212	PENISULAR	COMBUSTOLEO/DIESEL
3	JOSE LOPEZ PORTILLO	CARBOELECTRICA	1,200	NORESTE	CARBON
9	CARBON II	CARBOELECTRICA	1,400	NORESTE	CARBON
3	CERRO PRIETO	GEOTERMICA	620	BAJA CALIF.	VAPOR ENDOGENO
1	LAGUNA VERDE	NUCLEAR	1,309	ORIENTAL	OXIDO DE URANIO
2	A. OCHOA A. ( SAN CARLOS )	C. INTERNA	65	BAJA C.SUR	COMBUSTOLEO/DIESEL
3	PDTE. PLUTARCO ELIAS CALLES	DUAL	2,100	OCCIDENTAL	COMBUSTOLEO/CARBON
AL			<b>29,720</b>		

El número indica la localización en el mapa  
de la turbogas de 30 MW

### **Centrales hidroeléctricas.**

El desarrollo hidroeléctrico de mayor magnitud, se encuentra en la cuenca del río Grijalva, en el sureste del país, y está integrado por las centrales: Belisario Domínguez ( La Angostura ), Manuel Moreno Torres ( Chicoasén ), Nezahualcoyotl ( Mal Paso ) y Ángel A. Corzo ( Peñitas ). La capacidad total del conjunto es de 3900 MW y representa cerca del 39% de la capacidad hidroeléctrica en operación, en Diciembre de 1997.

Otro desarrollo importante es el de la cuenca del río Balsas, localizado al sur del país. Las centrales que integran este conjunto son: C. Ramírez Ulloa ( Caracol ), Infiernillo y José María Morelos ( La Villita ), con un total de 1,895 MW que corresponde al 19% de la capacidad hidroeléctrica total. La central Aguamilpa-Solidaridad, con 960 MW, equivalente a 9.6 %, se localiza en el Estado de Nayarit, en la cuenca del río Santiago. Entre 1995-1996 entraron en operación dos unidades de 211 MW de la central Luis Donaldo Colosio (Huites), y en 1996 entraron en operación dos unidades de 146 MW de la central Fernando Hiriart ( Zimapán ). Estas dos últimas unidades, ( Huites y Zimapán ), forman parte del 32.4% restante, distribuido 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 diversas capacidades y tecnologías. El combustóleo se emplea principalmente en unidades de carga base, que están localizadas fundamentalmente en puertos o en las proximidades de las refinerías de PEMEX. Entre las principales centrales de combustóleo, se encuentran Manzanillo con 1,900 MW de capacidad, Adolfo López Mateos ( Tuxpan ), con 2,100 MW. El gas natural se utiliza en las centrales ubicadas en las áreas metropolitanas del Distrito Federal y Monterrey, y para alimentar las plantas, del ciclo combinado para los próximos años se prevé un incremento en el uso del gas natural. Propiciado por los bajos costos de inversión de las plantas de ciclo combinado, por su alta eficiencia de conversión, y por las restricciones, en materia de emisión de contaminantes.

El diesel utilizado en unidades, turbogas principalmente, que operen durante los periodos de punta y en las que abastecen la demanda en zonas aisladas.

### **Centrales Carboeléctricas**

El desarrollo carboeléctrico se encuentra localizado en el Estado de Coahuila, y comprende las centrales: José López Portillo ( Río Escondido ) con 1200 MW, y Carbón II con 400 MW en operación.

### **Central Dual.**

La central Presidente Plutarco Elías Calles ( Petacalco ), con 2100 MW de capacidad tiene flexibilidad para utilizar combustóleo y/o carbón, y está localizada en el Estado de Guerrero, aproximadamente a 25 Km. De la ciudad de Lázaro Cárdenas, Michoacán.

### **Centrales Geoermoelectricas.**

El mayor desarrollo de energía geotérmica, se encuentra en las cercanías de Mexicali, Baja California , en la central de Cerro Prieto, con una capacidad de 620 MW, equivalente al 82.9% del total de la capacidad Goetermoeléctrica en operación en el país. El resto de este tipo de energía, 17.1% , se encuentra ubicado en los azufres, Michoacán, y en los Humeros, Puebla.

### **Centrales Nucleoelectricas.**

Existen sólo una en nuestro país, ubicada en Alto Lucero, Veracruz. Denominada Laguna Verde. La primera unidad de 654.5 MW inicia su operación comercial en Abril de 1995.

### **Centrales Eoloeléctrica.**

La primera central Eoloeléctrica del país, entró en operación en la Venta, Oaxaca, durante 1994, con una capacidad total de 1575 MW.

En el cuadro II.2.3C. se dan los datos de energía generada por el total de centrales que contribuyen con 98.3% de la generación de energía en 1997.

### **Fuentes Alternas.**

En México, la fuente de energía primaria que tiene mayor participación en la generación de electricidad, son los hidrocarburos. Se consideran fuentes alternas, las energías : Hidráulica, Geotérmica, Nuclear, del Carbón y Eólica.

En 1997 se generó un total de 161,386 GWh, de los cuales el 62.8 % correspondió a los hidrocarburos, el 16.4 % a hidroelectricidad, 10.9 % al carbón, 6.5 % a nuclear, y 3.4 % a geotérmica y eólica.

### **Importación y Exportación de Energía Eléctrica.**

Para completar las necesidades de energía eléctrica en Baja California, durante el año de 1997, CFE firmó contratos con las compañías San Diego & Electric de estados Unidos y Powerex de Canadá, para importar 150 y 50 MW, respectivamente. Así mismo, durante 1997, en la zona de Ciudad Juárez, Chihuahua, se importaron 200 MW. de capacidad firme, mediante un convenio de servicios de intercambio con la empresa, El Paso Electric Company (EPE) de Texas. Para transformar la energía se utilizan dos enlaces de 115 KV: Por razones de estabilidad, los sistemas eléctricos de CFE de WSCC en esta zona, no operan eléctricamente en sincronismo, por lo que para realizar la importación, se requiere de una segregación de cargas del sistema eléctrico de CFE, que consiste en aislar o separar eléctricamente la zona importadora, del sistema eléctrico de Comisión Federal.

CUADRO II.2.3.C.  
ENERGIA GENERADA EN EL AÑO 1997  
POR LAS PRINCIPALES CENTRALES EN OPERACIÓN

NOMBRE DE LA CENTRAL	MUNICIPIO	ESTADO	TIPO	COMBUSTIBLE	ÁREA	CANTIDAD DE UNIDADES	CAPACIDAD	GENERACIÓN	FACTOR DE
							MW	GHw	PLANTA
ADOLFO LOPEZ MATEOS	TUXPAN	VERACRUZ	VAPOR	C	ORIENTAL	6	2,100	14,026	76.2
FRANCISCO PEREZ RIOS	TULA	HIDALGO	VAPOR CC	C Y G	CENTRAL	11	1,982	12,859	74.1
LAGUNA VERDE	ALTO LUCERO	VERACRUZ	NUCLEAR	UO	ORIENTAL	2	1,809	10,456	94.2
JOSE LOPEZ PORTILLO	RIO ESCONDIDO	COAHUILA	CARBON	K	NORESTE	4	1,200	8,869	84.4
CARBON II	NAVA	COAHUILA	CARBON	K	NORESTE	4	1,400	8,706	71
PLUTARCO ELIAS CALLES	LA UNION	GUERRERO	DUAL	C	OCCIDENTAL	6	2,100	7,001	88.1
M. ALVAREZ M	MANZANILLO	COLIMA	VAPOR	C	OCCIDENTAL	4	1200	5,492	52.2
ALTAMIRA	ALTAMIRA	TAMAULIPAS	VAPOR	C	NORESTE	4	800	5,100	72.8
M. MORENO TORRES (CHICOASEN)	CHICOASEN	HIDROELECTRICA			ORIENTAL	5	1,500	4,697	35.7
VILLA DE REYES	VILLA DE REYES	S LUIS POTOSI	VAPOR	C	OCCIDENTAL	2	700	4,655	75.9
MANZANILLO II	MANZANILLO	COLIMA	VAPOR	C	OCCIDENTAL	2	700	4,561	74.4
CERRO PRIETO	MEXICALI	B CALIFORNIA	GEOTERMICA		B CALIFORNIA	9	620	4,560	83.4
VALLE DE MEXICO	ACOLMAN	MEXICO	VAPOR	C	CENTRAL	7	838	4,121	58.1
P-JERTO-LIBERTAD	PITQUITO	SONORA	VAPOR	C	NORESTE	4	632	3,588	64.8
MALPASO	TERPALAN	CHIAPAS	HIDROELECT.		ORIENTAL	6	1,080	3,367	35.6
PEÑITAS	OTZUACAN	CHIAPAS	HIDROELECT.		ORIENTAL	4	420	1,616	43.9
AGUAMILPA	TEPIC	NAYARIT	HIDROELECT.		OCCIDENTAL	3	990	1,497	17.8
MERIDA II	MERIDA	YUCATAN	VAPOR	C	PEN-SULAR	3	198	1099	63.4
LERMA	CAMPECHE	CAMPECHE	VAPOR	C	PEN-SULAR	4	150	953	72.5
LUIS DONALDO COLOSIO	CHOIX	SINALOA	HIDROELECT.		NORESTE	2	422	795	21.5
JORGE LUQUE	TULTITLAN	MEXICO	VAPOR	C	CENTRAL	8	362	576	19.2
NECAXA	J GALINDO	PLIEBLA	HIDROELECT.		CENTRAL	10	109	313	32.8
POZA RICA	TIHUATLAN	VERACRUZ	VAPOR	C	ORIENTAL	3	117	284	27.7
AGUA PRIETA	ZAPOPAN	JALISCO	HIDROELECT.		OCCIDENTAL	2	240	243	11.6
AZUFRES	CIUDAD HIDALGO	MICHOACAN	GEOTERMICA		OCCIDENTAL	12	88	589	76.5
PRESIDENTE JUAREZ	ROSARITO	B CALIFORNIA	VAPOR	C	B CALIFORNIA	8	690	2,181	85.6
GOMEZ PALACIO	GOMEZ PALACIO	DURANGO	C.COMBINADO	C	NORTE	1	200	1,124	64.2

C = COMBUSTOLEO

D= DIESEL

UO= OXIDO DE URANIO

G= GAS

K = CARBÓN

CC = CICLO COMBINADO

\* ESTA CENTRAL CAMBIO SU CAPACIDAD DE 385 MW A 360 POR TRASLADO DE UNA TURBINA DE GAS DE 25 MW A CHAN KANAAB.

Durante algunos meses de 1997, México exportó energía eléctrica a Estados Unidos, mediante enlaces que tiene en el área de Baja California. Así mismo en 1997 se exportó la energía eléctrica asociada a 6 MW de capacidad, a la empresa Belice Electricity Board.

#### **Capacidad de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional.**

El sistema de transmisión y distribución lo integran diferentes redes eléctricas con objetivos funcionales, bien definidos.

a). La red de transmisión troncal, formada por líneas de transmisión y subestaciones de potencia a muy alta tensión ( 230 y 400 Kv ), permite movilizar grandes cantidades de energía entre regiones alejadas. Esta red es alimentada por las centrales generadoras y abastece las redes de subtransmisión, así como las instalaciones a 230 KV de algunos usuarios industriales. Actualmente se cuenta con 32,655 Km. De líneas de transmisión en 230 y 400 KV.

b). Las redes de subtransmisión tienen una cobertura regional y utilizan altas tensiones de transmisión ( 69 a 161 KV ). Suministran la energía a las redes de distribución en media tensión y a cargas de usuarios conectados en alta tensión de subtransmisión. A la fecha se cuenta con 39,253 KM de líneas de transmisión de 69 a 161 KV.

c). Las redes de transmisión en media tensión ( 2.4 a 34.5 ), permiten distribuir la energía dentro de las zonas geográficas relativamente pequeñas y abastecen las redes de distribución en baja tensión e instalaciones de usuarios conectados en media tensión de distribución. La longitud acumulada de líneas de distribución en media tensión es de 328,712 KM. Incluyendo 10248 km. De líneas subterráneas.

d). Las redes de distribución en baja tensión ( 220 ó 240 Volts entre líneas ), alimentan las cargas de los usuarios de consumos pequeños. En total, el SEN cuenta con 400, 620 KM. de líneas de transmisión en niveles de tensión de 2.4 a 400 KV.

Del total anterior 8.2 % corresponde a líneas de 230 y 400 KV; 9.8% a líneas de 69 a 161 KV. Y 82 % a líneas de tensión de 2.4 a 34.5 KV. Se tiene una capacidad instalada en subestaciones de 135,760 MVA. E potencia aparente, de los cuales 94,520 MV en potencia aparente, corresponden a subestaciones de transmisión, 21,668 MVA. A distribución de CFE, y 19, 572 MVA. A subestaciones de LFC.

La red de transmisión se ha desarrollado tomando en cuenta tanto la magnitud y dispersión geográfica de la carga, como la localización de las centrales generadoras. En ciertas áreas del país, los núcleos de generación y consumo de electricidad se encuentran alejados entre si, por lo que la interconexión entre ellas, se ha realizado de manera gradual, en la medida en que los proyectos se han justificado técnica y económicamente.

Debido a su estructura longitudinal y poco Mallado, ( mallado, es el sistema cuyas subestaciones, tienen múltiples enlaces ), y a la extensa cobertura de la red, la capacidad de transmisión de los enlaces entre las regiones del sistema, depende de manera importante de las condiciones instantáneas de la demanda y de la capacidad de generación disponible. En términos generales, la máxima potencia que se puede transmitir por un enlace. Depende de los siguientes factores :

a). Límite térmico de los conductores.

b). Límite aceptable de voltaje en los extremos del enlace.

c). Margen de seguridad que permita preservar la integridad y estabilidad del sistema, ante 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 entre los enlaces.

#### **Generación de energía eléctrica por el sector privado.**

El autoabastecimiento de electricidad por particulares, así como la generación de electricidad para uso de emergencias, derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica, se ha permitido, desde la promulgación de la ley del servicio público de energía eléctrica, en Diciembre de 1975.

Posteriormente, y a partir de la reforma a dicha ley, en Diciembre de 1992, se amplió la posibilidad de que el sector privado produzca electricidad, en las modalidades de: Cogeneración, Pequeña producción, y Producción independiente. Además, se permite la exportación e importación de esta, por particulares.

De acuerdo con los datos del estudio desarrollado en el mercado eléctrico, se estima que durante 1997, la generación de energía eléctrica por permisionarios, fue de 9.3 Twh, de los cuales la mayor parte corresponde a PEMEX.

#### **Permisos de generación otorgados.**

Todas las actividades de generación de electricidad por parte del sector privado, están sujetas al otorgamiento de permisos correspondiente de CRE, con excepción de la generación para emergencias, y el autoabastecimiento de energía eléctrica que no exceda de 0.5 MW.

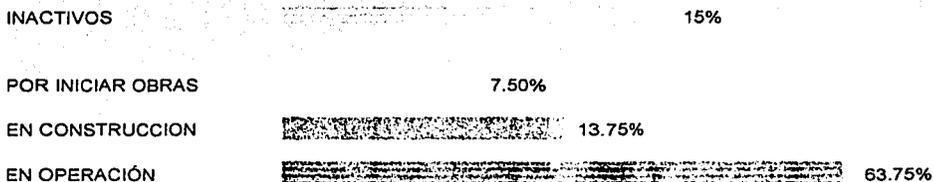
Desde la publicación de la ley de la CRE, el 31 de Octubre de 1995, en la cual le fueron conferidas las facultades para otorgar y revocar los permisos y las autorizaciones necesarias para que los particulares desarrollen actividades reguladas, hasta Marzo de 1998, este órgano otorgó 52 títulos de permiso.

Estos sumados a los que entregó la Secretaría de Energía, desde que fueron publicadas las reformas a la LSPEE, hacen un total de 82 permisos, bajo nueva legislación: de los cuales 80 están vigentes, uno fue revocado y otro cancelado por renuncia del permisionario.

Es importante destacar que la participación de los particulares se ha venido incrementando sensiblemente bajo la nueva legislación. En los últimos diez meses ( Junio de 1997 - Marzo de 1998 ), la CRE expidió 26 permisos, y 17 meses antes ( Noviembre de 1995 - Mayo de 1997 ) entregó 26, en tanto que en el lapso Enero de 1993 - Octubre de 1995 ( 34 meses ), únicamente se otorgaron 30 permisos.

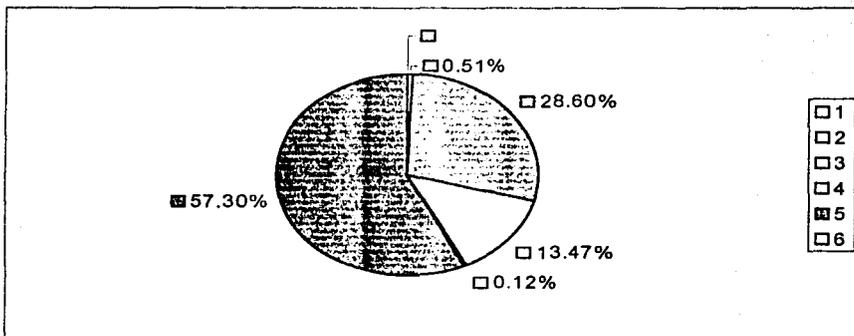
De los 80 permisos vigentes, 63.75 % se encuentran en operación, 11.75 % en construcción, 7.5 % por iniciar obras y 15 % está inactivo. Véase en la siguiente gráfica.

**ESTADO DE LOS PERMISOS OTORGADOS HASTA MARZO DE 1998**



80 PERMISOS VIGENTES = 100%

Los permisos autorizados, integran un total de 3945.8 MW de capacidad instalada. El porcentaje por modalidad de generación se ilustra en la gráfica siguiente:



1. Pequeña producción ( 20.16 MW) = 0.51%
2. Cogeneración (1,128.49 MW) = 28.60 %
3. Producción independiente (531.50 MW) = 13.47%
4. Importación (4.75 MW) = 0.12%

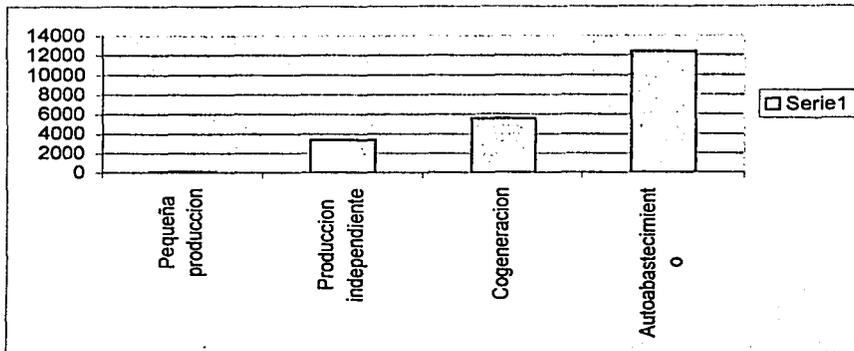
5. Autoabastecimiento ( 2,260.91 MW) = 57.30%

De acuerdo con los proyectos autorizados a los permisionarios, los combustibles o energía primaria que se emplean en la generación de energía eléctrica son:

<b>Combustible /energía primaria</b>	<b>Utilización en la generación total ( % )</b>
Gas natural	71.60
Coque de petróleo	8.14
Combustóleo	6.45
Carbón	5.87
Viento	2.85
Agua	2.81
Diesel	0.97
Gas residual	0.60
Gas dulce	0.28
Biogás	0.25
Residuos sólidos	0.10
Bagazo de caña	0.080
<b>Total</b>	<b>100.00</b>

En la tabla anterior se aprecia que el gas natural es el principal combustible utilizado por los permisionarios para la generación de energía eléctrica, seguida por el COQUE de petróleo y el combustóleo. Mientras que el Biogás, los residuos sólidos y el Bagazo de Caña, son los menos utilizados. La generación potencial de energía eléctrica por los permisionarios, alcanza 21,491.29 Gwh al año. Véase gráfica II.2.3.1G

GRAFICA II.2.3.1G  
 GENERACION POTENCIAL DE LOS PROYECTOS CON PERMISO  
 TOTAL = 21,491.30 GWh

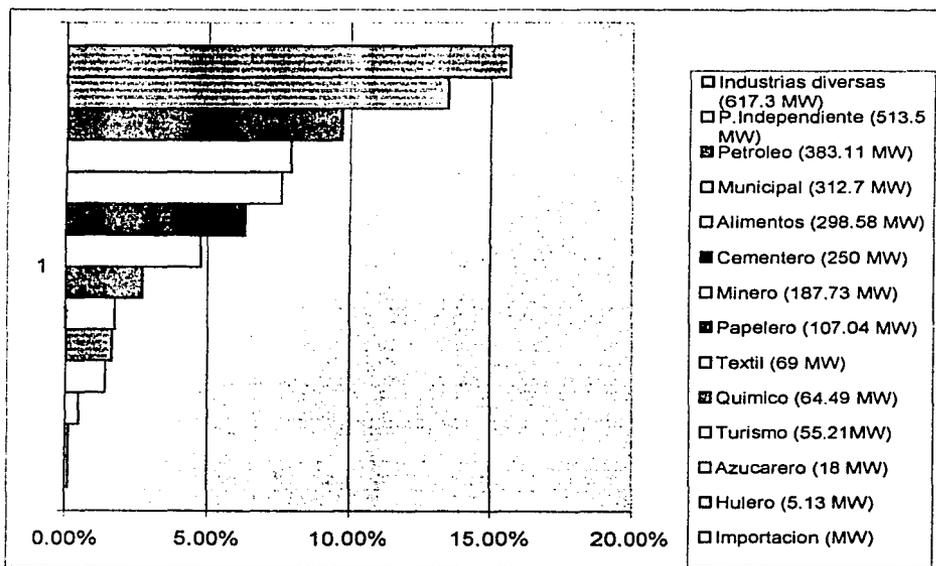


Las tecnologías utilizadas por los permisionarios en la generación de energía eléctrica, se muestra a continuación :

Tecnología	Capacidad autorizada ( MW )
Turbina de gas	1,652.4
Turbina de vapor	862.0
Ciclo combinado	600.5
Lecho fluidizado	430.0
Aerogenerador	167.7
Motores de combustión	112.8
Turbina hidráulica	110.6

Calderas de parrillas	5.0
Importación	4.8
<b>Total</b>	<b>3,495.8</b>

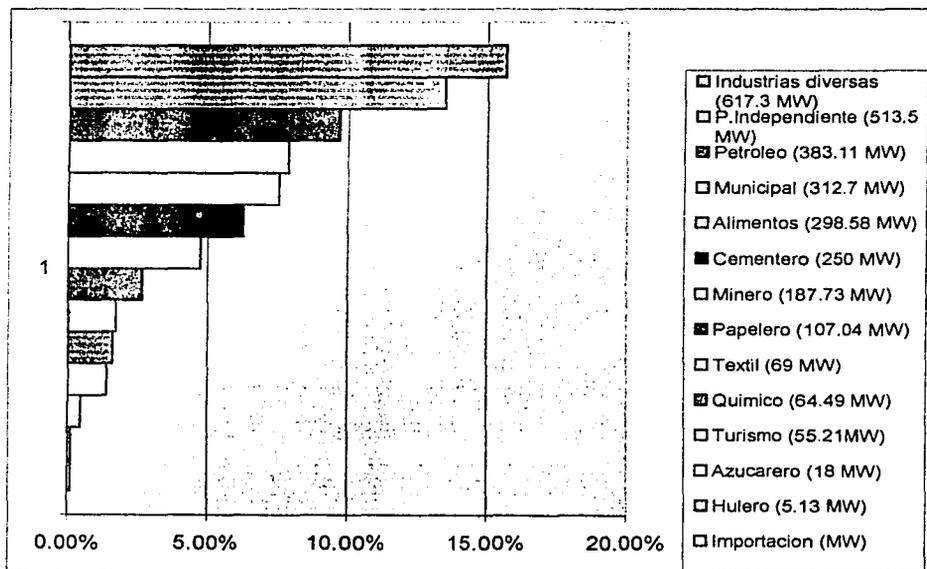
La distribución por sector o por actividad de los permisos vigentes, se observa en la gráfica siguiente :



Importación (MW)	0.12%
Hulero (5.13 MW)	0.13%
Azucarero (18 MW)	0.46%
Turismo (55.21MW)	1.40%
Químico (64.49 MW)	1.63%
Textil (69 MW)	1.74%
Papelero (107.04 MW)	2.71%
Minero (187.73 MW)	4.76%

Calderas de parrillas	5.0
Importación	4.8
<b>Total</b>	<b>3,495.8</b>

La distribución por sector o por actividad de los permisos vigentes, se observa en la gráfica siguiente :



Importación (MW)	0.12%
Hulero (5.13 MW)	0.13%
Azucarero (18 MW)	0.46%
Turismo (55.21 MW)	1.40%
Químico (64.49 MW)	1.63%
Textil (69 MW)	1.74%
Papelero (107.04 MW)	2.71%
Minero (187.73 MW)	4.76%

Cementerero (250 MW)	6.33%
Alimentos (298.58 MW)	7.57%
Municipal (312.7 MW)	7.92%
Petróleo (383.11 MW)	9.70%
P.Independiente (513.5 MW)	13.47%
Industrias diversas (617.3 MW)	15.64%
Petroquímico (1,041.27 MW)	26.38%

Previamente a la expedición del nuevo marco regulador en materia de generación de energía eléctrica, existían personas físicas o morales por parte del sector privado que estaban desarrollando actividades de generación, algunas de las cuales se han apegado ya a las disposiciones jurídicas aplicables.

Con el objeto de que puedan regularizar sus actividades los generadores que aún se encuentran al margen de dichas disposiciones, sin que por ello medie la aplicación de sanciones ni la revocación de permisos, La CRE publicó el 28 de Abril de 1997, el 21 de Octubre del mismo año, y el 30 de Abril de 1998, respectivamente. Mediante estas, se otorgó el plazo para la regularización de actividades que no se consideran servicio público de energía eléctrica, teniendo como fecha límite para presentar la solicitud de permiso, autorización o modificación, el 31 de Diciembre de 1998.

Para Abril de 1998, la CRE regularizó la situación de 33 empresas, y se tiene conocimiento de que existen 54 solicitudes, para regularizar otras tantas. La lista de empresas reguladas, se presenta en el anexo II..2.3 A

#### **Proyectos de generación por parte del sector privado para el servicio público de energía eléctrica.**

Para satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica en los últimos años, CFE ha buscado incorporar nueva capacidad de generación, principalmente a través de dos esquemas: Construir-Arrendar - Transferir ( CAT ), y producción independiente de energía ( PIE ). Ambas modalidades son contratadas mediante licitaciones públicas.

El esquema CAT consiste en la construcción y puesta en operación de una planta de generación de electricidad, financiada por inversionistas privados y diseñado bajo las especificaciones técnicas de CFE. Una vez probada, la planta es arrendada a CFE para su operación y mantenimiento. El arrendamiento se remunera a los inversionistas mediante pagos diferidos, durante el periodo preestablecido, hasta amortizar la inversión inicial y finalizar el contrato a través de la transferencia de la propiedad de la planta, a CFE. De esta manera CFE puede disponer el pago de ésta e ir registrando gradualmente el pasivo en su contabilidad, hasta amortizarlo.

Este esquema es particularmente atractivo a constructores y proveedores de equipo, ya que les permite la realización de un proyecto con la garantía de un flujo efectivo previamente acordado. Como CFE opera la planta, el organismo público asume los riesgos asociados a la operación y al desarrollo del mercado eléctrico nacional.

ANEXO II.2.3A  
LISTA DE EMPRESAS REGULARIZADAS

DATOS DE LA EMPRESA		NUMERO	FECHA	CAPACIDAD ACTUAL	UBICACIÓN	
INGENIO DE PLAN DE AYALA S.A. DE C.V.	AZUCARERA	2487	17-Dic-97	10,000	16,000	SAN LUIS POTOSI
ALMIDONES MEXICANOS S.A. DE C.V.	ALIMENTO	12/COG/94	02-Dic-97	15,000	12,000	JALISCO
INGENIO SAN NICOLAS S.A. DE C.V.	AZUCARERA	2375	02-Dic-97	2,000	5,400	VERACRUZ
INGENIO SAN MIGUEL DEL NARANJO S.A. DE C.V.	AZUCARERA	1344	02-Dic-97	4,500	6,000	SAN LUIS POTOSI
INGENIO ATENCINGO S.A. DE C.V.	AZUCARERA	1258	02-Dic-97	3,600	15,000	PUEBLA
CARTONAJES ESTRELLA S.A. DE C.V.	PAPELERA	524	02-Dic-97	4,000	7,000	DISTRITO FEDERAL
PEP.CAMPO Ek- Balam	PETROLEO	E/54/Aut/96	02-Dic-97	12,000	22,910	SONDA DE CAMPECHE
RESIDUOS INDUSTRIALES MULTIQIUM S.A. DE C.V.	QUIMICA	E/53/Aut/96	02-Dic-97	754	804	NUEVO LEON
TERMINAL DE PRODUCTOS ESPECIALIZADOS	QUIMICA	E/55/Aut/96	02-Dic-97	1,890	2,890	TAMAULIPAS
INGENIO EL REFUGIO S.A. DE C.V.	AZUCARERA	1295	24-Oct-97	2,999.20	4,000	OAXACA
INGENIO LA PROVIDENCIA S.A. DE C.V.	AZUCARERA	1031	24-Oct-97	5,500	7,000	VERACRUZ
FABRICA LA ESTRELLA S.A. DE C.V.	TEXTIL	06/COG/94	24-Oct-97	7,300	8,381	COAHUILA
COMPAÑIA OCCIDENTAL MEXICANA S.A. DE C.V.	MINERA	4184	19-Sep-97	4,350	6,900	B. CALIFORNIA SUR
PRODUCTORA DE PAPEL S.A. DE C.V.	PAPELERA	07/COG/94	03-Sep-97	4,900	9,230	NUEVO LEON
INGENIO SAN JOSE DE ABAJO S.A. DE C.V.	AZUCARERA	1198	15-Ago-98	4,000	8,000	VERACRUZ
PETROQUIMICA COSOLEACAQUE S.A. DE C.V.	PETROQUIMICO	E/62/Aut/97	24-Oct-97		59,200	VERACRUZ
PETROQUIMICA ESCOLIN S.A. DE C.V.	PETROQUIMICO	E/63/Aut/97	02-Dic-97		48,000	VERACRUZ
PGPB.COMPLEJO PROCESADOR DE GAS REYNOSA	PETROQUIMICO	E/64/Aut/97	17-Dic-97		6,000	TAMAULIPAS
PGPB.COMPLEJO PROCESADOR DE GAS IVO. PEMEX	PETROQUIMICO	E/65/Aut/97	17-Dic-97		92,000	TABASCO
PGPB.COMPLEJO PROCESADOR DE GAS LA VENTA	PETROQUIMICO	E/66/Aut/97	17-Dic-97		24,800	TABASCO
PGPB.COMPLEJO PROCESADOR DE GAS POZA RICA	PETROQUIMICO	E/67/Aut/97	17-Dic-97		18,000	VERACRUZ
PGPB.COMPLEJO PROCESADOR DE GAS CD. PEMEX	PETROQUIMICO	E/68/Aut/97	17-Dic-97		64,000	TABASCO
PETROQUIMICA MORELOS S.A. DE C.V.	PETROQUIMICO	E/74/COG/98	13-Feb-98		172,000	VERACRUZ
PETROQUIMICA CANGREJERA S.A. DE C.V.	PETROQUIMICO	E/75/COG/98	13-Feb-98		163,500	VERACRUZ
PETROQUIMICA PAJAROS S.A. DE C.V.	PETROQUIMICO	E/76/COG/98	13-Feb-98		58,500	VERACRUZ

La modalidad de producción independiente de energía, permite al desarrollador del proyecto diseñar, financiar, construir y operar la planta de generación, con flexibilidad y libertad para cumplir con los compromisos de venta de capacidad y energía suscritos para CFE. El papel de CFE se concentra en la compra de dicha capacidad y energía eléctrica asociada, de acuerdo con lo establecido en el contrato correspondiente y sin realizar inversión directa. De esta manera, los riesgos en las etapas de construcción y operación de la planta, quedan bajo la responsabilidad del productor independiente, mientras CFE asume el riesgo del mercado. Bajo este esquema, el contrato de compra de capacidad y energía eléctrica asociada, le garantiza al desarrollador del proyecto, el financiamiento del mismo. Esta modalidad es muy atractiva para empresas privadas dedicadas al diseño, desarrollo, financiamiento y operación de plantas de generación de energía eléctrica.

La ejecución del proyecto Mérida III, marca el inicio de la participación privada en proyectos de generación, bajo el esquema, productor independiente de energía, para la cual fue necesario desarrollar bases de licitación acorde con la nueva modalidad, y una serie de contratos para formalizar el proceso de operación, los cuales permitirán agilizar los nuevos proyectos inscritos bajo este esquema. Los proyectos tipo CAT y PIE, permiten al sistema eléctrico nacional, incrementar su capacidad de generación, sin que para ello, el sector público federal tenga que realizar inversiones directas, en proyectos específicos. Sin embargo, debido a que CFE termina respaldando los proyectos por medio de un contrato de compra de electricidad a largo plazo, el desarrollo de estos está sujeto a la capacidad de financiamiento al que puede acceder, todo el sector público federal. Actualmente se buscan nuevos esquemas que permitan complementar recursos públicos con mayor capital privado, a fin de cubrir las crecientes demandas de consumo de electricidad en el país.

Además de los mecanismos descritos, la ley del servicio público de energía eléctrica, permite a cogeneradores y autoabastecedores vender su excedente de electricidad al suministrador. Para ello existen dos mecanismos: La venta directa de capacidad y/o energía asociada por 20 MW o menos, y para excedentes superiores a 20 MW, los contratos de compra de electricidad obtenidos en las licitaciones del suministrador.

Con estas acciones se pretende avanzar, por un lado, en la complementariedad de recursos públicos con inversión privada, y además, delegar parte del riesgo del mercado, en los propios cogeneradores, ya que estos, deberán de cubrir las necesidades de energía eléctrica y/ térmica, de sus socios industriales. Así mismo, al colocar parte de su capacidad en el sistema Eléctrico Nacional, se favorece la optimización de combustibles y se impulsa el desarrollo de proyectos con economías de escala.

### **Proyectos de cogeneración y autoabastecimiento.**

A partir de 1996, La Secretaría ha intensificado las acciones de promoción y fomento para la identificación y el desarrollo de proyectos privados de generación de electricidad, específicamente bajo las modalidades de cogeneración y autoabastecimiento. La política de La secretaria ha consistido en coadyuvar a la identificación, formulación y desarrollo de proyectos privados que hagan posibles las oportunidades de inversión para las partes involucradas ( desarrolladores de

proyectos, proveedores de equipo y de servicios, consumidores industriales de vapor y de electricidad ).

La realización de proyectos de cogeneración y autoabastecimiento requiere de estudios y análisis cuidadosos, a fin de determinar, cual es la mejor alternativa, para satisfacer los requerimientos de energía del consumidor final. En este sentido la cogeneración y el autoabastecimiento buscan el fortalecimiento de la planta industrial, y una capacidad de generación adicional que podría ser empleada por el SEN.

Actualmente, La Secretaría y PEMEX analizan los mecanismos que permitan la participación de los sectores privado y social, en la generación de energía eléctrica, dentro de los complejos y plantas de esta última. Con estas acciones se podría fortalecer la planta industrial de PEMEX, y aprovechar de manera óptima y eficiente, el potencial de generación, en esta industria.

#### **Promoción y fomento.**

Con el propósito de consolidar la actual estrategia de fomento a la participación de los particulares dentro del sector eléctrico, en Mayo de 1996, La Secretaría creó la unidad de promoción de inversiones ( UPI ). Esta unidad administrativa, promueve, fomenta, y coordina la participación e inversión de los particulares, nacionales y extranjeros, dentro del sector de energía.

Para ello, la UPI se ha constituido en la ventanilla única de atención de las iniciativas presentadas por los inversionistas sectores privado y social. Así mismo ha apoyado diversas gestiones requeridas para garantizar la realización de dichas propuestas, entre las que destacan:

1. Coadyuvar en la agilización de trámites que establecen las disposiciones y normas legales vigentes en México, dentro y fuera del sector.
2. Expresar el interés del sector privado ante las distintas entidades públicas, a fin de colaborar para formalizar la interrelación empresa-sector público.
2. Realizar eventos de difusión en colaboración con entidades, dependencias públicas y particulares, en relación con las actividades no reservadas al estado.

A partir de 1997, La Secretaría estableció un programa de promoción regional a través de la unidad de promoción de inversiones y de CONAE, cuyo propósito es promover y difundir beneficios de la cogeneración y del autoabastecimiento en el sector industrial, al igual que fomentar la participación de que los gobiernos estatales y de las organizaciones empresariales en la promoción del nuevo marco regulatorio y en la integración de negocios para la comunidad industrial. Este programa ha desarrollado, mediante seminarios en entidades federativas. Cabe señalar que la presentación de proyectos en operación o con niveles muy avanzados de desarrollo ha contribuido a despertar el interés de la comunidad industrial en las posibilidades de la cogeneración y autoabastecimiento.

En el futuro se espera una mayor participación de los gobiernos estatales y municipales en la promoción, tanto de proyectos de generación de electricidad, principalmente en las zonas industriales, como en el establecimientos de programas específicos en las entidades federativas que aún no cuentan con la infraestructura eléctrica adecuada. La secretaria el compromiso de

apoyar las acciones del gobierno estatal y municipal, principalmente en promover los proyectos de cogeneración y autoabastecimiento que utilicen fuentes renovables de energía y aprovechar el potencial de cogeneración de la industria regional.

### **ACCIONES PARA FOMENTAR EL USO EFICIENTE DE LA ENERGIA POR EL LADO DE LA OFERTA.**

Por el lado de la oferta, la CONAE atiende dos campos particulares que forman parte de su estrategia de promoción de alternativas de energía: La cogeneración, y las energías renovables. Ambas vías juegan un papel fundamental en el incremento de la oferta de energía incorporando un enfoque de optimización en el uso de los recursos no renovables o aprovechamientos de las fuentes renovables.

#### **Cogeneración.**

La cogeneración es un sistema de optimización que, a partir de una misma fuente de energía primaria, entrega secuencialmente energía eléctrica y calor útil para los procesos de que se trate. Tiene la ventaja, respecto a los sistemas convencionales, de obtener mayor eficiencia en el proceso de transformación de energía. En proyectos de cogeneración que satisfacen el 100 % de los requerimientos térmicos de una empresa, se tienen ahorro de energía primaria de 30 a 35 % del consumo original antes del proyecto. En la gráfica II.2.3.4G se presentan los rendimientos de energía característicos de un sistema convencional respecto a uno de cogeneración.

El estudio denominado potencial nacional de cogeneración, elaborado por CONAE en 1995, establece que en México existe un potencial técnico aprovechable tanto en los sectores industrial y comercial, como en la rama petroquímica de PEMEX, que se ubica entre 7,586 y 14,229 MW, dependiendo la forma en que se obtenga la energía útil, para el proceso de cada empresa o comercio. Resulta interesante destacar que cerca de 70 % de esta capacidad, se presenta en el sector industrial.

En el siguiente cuadro se desglosan dichos potenciales de acuerdo con los sectores de aplicación.

SECTOR	COMBUSTIBLE ADICIONAL		SIN COMBUSTIBLE ADICIONAL	
	MW	(%)	MW	(%)
INDUSTRIA	5,200	69	9,750	69
PEMEX PETROQUIMICA	1,613	21	3,026	21
COMERCIAL	773	10	1,453	10
<b>TOTAL</b>	<b>7,586</b>	<b>100</b>	<b>14,229</b>	<b>100</b>

El caso que se plantea con combustible adicional, se refiere a que la empresa genera energía eléctrica y térmica mediante el sistema de cogeneración, que a su vez, se alimenta con el volumen de combustible tradicionalmente empleado por la empresa. Con esta vía, abastece parcialmente ambos requerimientos energéticos, y para satisfacer plenamente los de energía térmica, necesitará un proceso adicional de combustión convencional. En cuanto al caso si combustible adicional, se considera que el sistema de generación se diseña para proveer el total de la energía térmica de la instalación. En ambos casos se logran ahorros de energía primaria. Sin embargo en el segundo, los ahorros son mayores, el sistema es más eficiente y redunda en beneficios superiores para el país.

La gráfica 2.2.3.4G compara estas dos alternativas aplicándolas al sector industrial en el ámbito nacional. Del consumo total industrial, en promedio, 72 % corresponde a calor útil, y el restante 27.5 % a electricidad. Cuando se utiliza el primero de los esquemas citados, el sistema de cogeneración produce 27.5 % unidades de electricidad y sólo 37 unidades de energía térmica, por lo que se requiere combustible adicional para generar las 35.5 unidades faltantes y así completar las 72.5 requeridas. En el esquema, el sistema de cogeneración satisface 72.5 unidades térmicas y 27.5 eléctricas, además de producir un excedente de 27 unidades de esta última. Este excedente puede ser transferido a la empresa suministradora ( CFE o LFC ), lo que evita adiciones a la capacidad instalada en la misma proporción. Como resultado, en el primer caso se obtienen ahorros de energía primaria, para el país, de 22 %, en el segundo caso de 31 %.

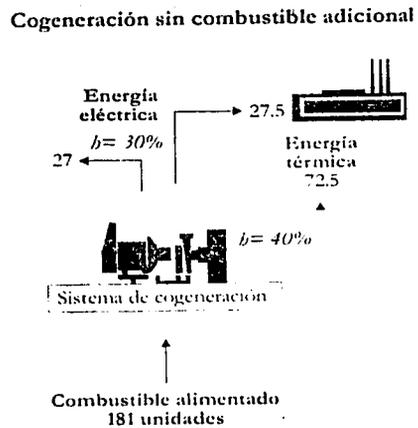
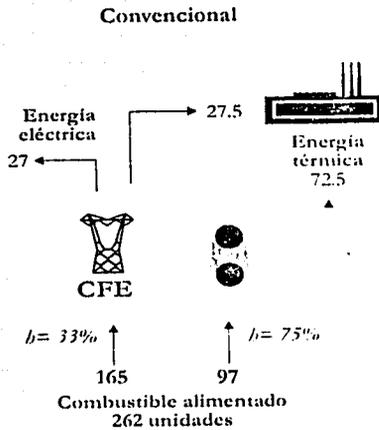
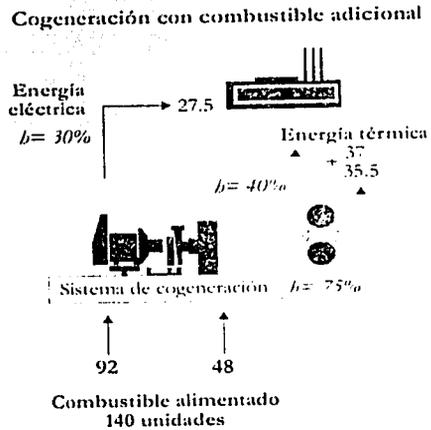
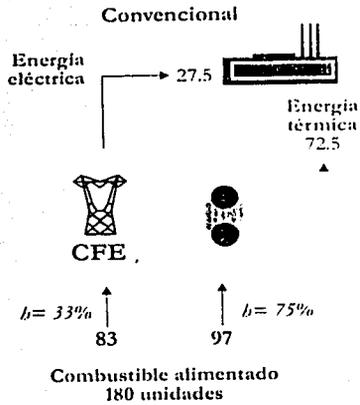
Hasta mediados de 1998, la CRE había otorgado 25 permisos de cogeneración a empresas de diversas ramas industriales, con una capacidad cercana a 1,130 MW. actualmente, sólo se encuentran 13 proyectos en operación, con una capacidad instalada de 231 MW. y una generación anual de 1575 GWh. El incremento en la eficiencia de utilización del energético primario, representa alrededor de 8.3 Pentajoules, equivalente a un ahorro de 236 millones de M3 de gas natural al año.

En México, la instalación de sistemas de cogeneración va en aumento, y se espera que para el año 2007, se cuente con una capacidad instalada de más de 3800 MW. Para coadyuvar al logro de esta meta, el 22 de Agosto de 1996, se constituyó dentro de la CONAE la subcomisión para promover proyectos de cogeneración integrada por instituciones gubernamentales, centros de investigación y empresas privadas. En ella se han formado seis grupos de trabajo, para gestionar y resolver problemas específicos enfrentados por este tipo de proyectos.

Entre los principales trabajos que se han hecho en dicha subcomisión se encuentran los siguientes:

1. Análisis de rentabilidad de los proyectos de cogeneración en función de las condiciones técnicas y económicas actuales, con lo que se demostró que los proyectos de autoabastecimiento, mediante sistemas de cogeneración, son rentables.
2. Recopilación de los trámites y permisos requeridos en la actualidad, para instalar una planta de cogeneración.
3. Estudio de propuestas de modificación a la LSPEE y su reglamento, para facilitar el proceso de desarrollo de plantas de cogeneración.

## II. 2.3.4G Esquemas de cogeneración



### **Energías renovables.**

Se consideran energías renovables: solar, eólica, biomasa, geotérmica e hidráulica. Su aprovechamiento propicia el ahorro de combustibles convencionales, particularmente de fósiles, y además constituyen una excelente opción para reducir el impacto ambiental, en las actividades de generación de energía.

Desde 1995, La Secretaría de Energía encargó a la CONAE, fomentar el uso, aplicación y desarrollo de las energías renovables en México. Las actividades relacionadas, incluyen la promoción y desarrollo de proyectos demostrativos. Se han encontrado que una de las mayores barreras para el aprovechamiento de estos recursos es, la falta de información a cerca de sus potencial; para ello la CONEA, actualmente desarrolla un proyecto orientado a contar con un sistema de información geográfica sobre las diversas fuentes renovables en México.

### **Consejo consultivo para el fomento de las energías renovables. ( COFER).**

El COFER se creó a mediados de 1997, como resultado del foro de consulta sobre las acciones necesarias para la promoción de las energías renovables en México y que organizaron en 1996, la CONAE y la asociación nacional de energía solar. El COFER, es un foro colegiado integrado por representantes de los sectores: industrial, comercial, académico, gubernamental y de la banca de desarrollo. Su misión es promover y fortalecer el empleo de las energías renovables en el país, bajo la óptica de un mercado libre de concurrencia, y además, actuar como órgano de consulta para :

- a). La identificación de proyectos.
- b). Para el diseño y desarrollo de programas y políticas relacionadas con el aprovechamiento de las mismas.

El COFER decidió trabajar por fases, en el aprovechamientos de dichas energías, considerando su viabilidad técnico-económica. En su primera etapa, abordó los sistemas solares para calentamiento de agua, y en la segunda, que esta iniciando, se abocará a los equipos fotovoltaicos para generar electricidad. Así mismo el COFER y la CONEA organizaron un seminario internacional, sobre generación eléctrica a partir de energías renovables, la que se llevó a cabo en la ciudad de Saltillo Coahuila, en Octubre de 1998, con el objetivo de analizar las barreras a la participación a las energías renovables, en la oferta de energía en el país.

### **Minihidráulica.**

Los aprovechamientos minihidroeléctricos tienen una potencia instalada menor a 10 MW, se localizan generalmente en pequeños ríos, y no requieren de la construcción de grandes presas, ni cuantiosas inversiones. Estos sistemas son confiables, y han sido utilizados desde fines del siglo pasado en México, pero muchas fueron abandonadas por diversos problemas, principalmente gremiales y de legislación. Por su parte, CFE dejó de instalarlas desde hace 30 años, ya que no contribuyeron de manera sensible a la demanda de electricidad a gran escala. El potencial minihidroeléctrico nacional es, de acuerdo con estimaciones de CFE, del orden de los 3250 MW. La CONAE desarrolló un estudio para conocer el potencial de los estados de Veracruz y Puebla,

en los que se identificaron 100 sitios con características adecuadas para la instalación de minihidreléctricas, que alcanzarían una generación de 3750 GWh. Anuales.

#### **Solar.**

El potencial de aprovechamiento de energía solar en México, es uno de los más altos del mundo, debido a que alrededor de tres cuartas partes del territorio nacional, son zonas con una insolación media de 5 KVh / M2 al día, más del doble del promedio de los Estados Unidos de América. La generación de electricidad a partir de la energía solar, se logra con dos tipos de sistema: fotovoltaico ( conversión directa ), y fototérmicos ( calentamiento de fluidos con la ayuda de concentradores ).

Los fotovoltaicos aprovechan las propiedades de cierto sólidos cristalinos para suministrar una corriente eléctrica cuando son expuestas a la luz solar. El universo de uso para esta tecnología es prácticamente ilimitado, pero su empleo se encuentra restringido en la actualidad a causa de sus altos costos relativos, frente a la generación convencional. A la fecha se tiene una capacidad instalada de 11 megawatts equivalentes en sistemas fotovoltaicos, con una generación aproximada de 19.3 GWh. Anuales. Esta energía se aprovecha principalmente en viviendas, albergues, clínicas y escuelas en el medio rural, para bombeo, telefonía rural y de emergencia, telemetría en redes meteorológicas, control remoto de procesos y comunicaciones satelitales.

La generación de electricidad a partir de la energía fototérmica de potencia, obtenida por medio de concentradores solares, no cuentan con experiencias en México, pero se ha estudiado en forma experimental, en el Instituto de Ingeniería de la UNAM. Esta técnica presenta amplias perspectivas de aplicación, principalmente en el noroeste de la república, debido a la alta disponibilidad de la radiación solar directa, sin embargo, los precios relativamente bajos de la electricidad generada de manera convencional, le han restado viabilidad y confiabilidad. Las tecnologías más viables para el aprovechamiento de este recurso, son las de receptor central y reflectores cilíndricos-parabólicos, en otras partes del mundo se han desarrollado instalaciones hasta de 200 MW en pico.

#### **Eólica.**

La energía cinética del viento puede ser aprovechada para realizar trabajo mecánico, como en los molinos y pozos, o para generara electricidad. En la actualidad existen en el mercado aerogeneradores comerciales con potencias nominales de 500 1000 KW. Como parte de la promoción de las energías renovables, la CONAE, en colaboración con la comisión estatal de ahorro e investigación de fuentes alternas de energía eléctrica del estado de Hidalgo, desarrolla un estudio técnico-económico para el aprovechamiento de la energía eólica de la región, en el alumbrado público y bombeo de aguas negras, y potables.

El potencial eólico del país no ha sido todavía evaluado de manera precisa, sin embargo las mediciones puntuales o de pequeñas redes anemométricas realizadas principalmente por el IIE y algunas otras entidades o empresas han servido para confirmar, a nivel de prefactibilidad, la existencia de vientos técnicamente aprovechables y económicamente viables en las siguientes regiones: Sur del Istmo de Tehuantepec ( con potenciales de 2000 a 3000 MW ), Península de

Baja California y Yucatán, altiplano del norte ( desde la región central de Zacatecas hasta la frontera con los Estados Unidos de América ), región central del altiplano, las costas del país.

### **Biomasa.**

El aprovechamiento de la biomasa como fuentes de energía puede darse mediante combustión directa, o mediante la conversión de la biomasa, en diferentes combustibles, a través de digestión anaeróbica, pirólisis, gasificación o fermentación. Los materiales comúnmente utilizados son: madera, residuos sólidos, urbanos y agrícolas, carbón y excremento de animales.

Durante 1996, 34.6 % del consumo de energía del sector residual en México, fue satisfecho por biomasa ( 709 Pcal ), principalmente leña y bagazo de caña, empleados por la cocción de alimentos y calefacción de las viviendas.

Actualmente la CONAE esta desarrollando estudios para determinar el potencial de aprovechamiento de biogás, generado por los residuos sólidos urbanos depositados en los rellenos sanitarios Santa Catarina, ubicado en el centro de la ciudad de México, y el relleno sanitario del norte, localizado en la ciudad de Cancún Quintana Roo. Las evaluaciones preliminares de estos proyectos, orientados principalmente al autoabastecimiento municipal, han dado resultados positivos, que invitan a continuar con un análisis más detallado.

En México, antiguamente se utilizaban en forma generalizada la biomasa de caña y carbón, en los ingenios azucareros, pero fueron sustituidos por hidrocarburos, en función de sus precios más accesibles.

Actualmente, se buscan diseños más eficientes de producción de azúcar, incluyendo políticas de ahorro de energía y mejoras tecnológicas, tendientes a recuperar el bagazo para combustible.

La CONAE hace estudios en varios ingenios azucareros del país, de emplear el bagazo, para la generación de los requerimientos térmicos y eléctricos de la instalación. Se busca la misma producción de azúcar y derivados, con el esquema de cogeneración operada por una empresa independiente, asociada con el ingenio. El potencial de esta vía puede apreciarse si se toma en cuenta que hay un total de 61 ingenios distribuidos en 14 estados de la república, la mayoría concentrados en Veracruz.

De los estudios realizados hasta la fecha en siete ingenios, se concluye que es posible satisfacer totalmente los requerimientos de energía térmica y eléctrica de cada planta de azúcar con el esquema de cogeneración independiente, y que además se generan entre 20 y 25 MW. adicionales para su venta a la red eléctrica, durante todo el año. Este esquema permite aumentar 45 % la eficiencia energética actual, de los ingenios, y evita el consumo de 18.8 millones de barriles de combustóleo al año por ingenio.

### **II.3. CAPACIDAD DE GENERACIÓN Y TRANSFORMACIÓN PREVISTA**

Aquí se presentan las estimaciones relativas a los incrementos de capacidad de generación y transmisión que requerirá el SEN, para atender la demanda futura. Parte de estos requerimientos quedará cubierta mediante obras en proceso de construcción por parte de CFE o contratadas con particulares, o bien con los contratos de importación vigentes. A los recursos de capacidad asociados a estas obras en proceso y contratos establecidos, se les da el nombre de capacidad comprometida.

Los requerimientos no cubiertos por la capacidad comprometida, se abastecerán mediante otros contratos de importación o nuevos proyectos de generación, desarrollados por particulares o por la CFE, de conformidad con la LSPEE y su reglamento. A estos recursos se les denomina capacidad nacional no comprometida.

#### **Expansión del sistema eléctrico.**

Los proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica tiene largos periodos de maduración. Por ejemplo, desde la fecha en que la CFE otorga la autorización, para efectuar el concurso que da lugar a la construcción de una nueva planta de generación hasta su entrada en operación comercial, transcurren aproximadamente cuatro años. En el caso de los proyectos de transmisión, se requiere un periodo de alrededor de tres años. Debido a lo anterior, y considerando que la vida útil de las instalaciones, es del orden de 30 años, es necesario planificar la expansión del SEN a largo plazo. Por ello, se presentan las opciones de crecimiento disponibles y el programa de expansión propuesto para un horizonte de 10 años, tanto de proyectos de generación como de transmisión.

Una actividad básica para el análisis de la expansión del sistema eléctrico, candidatos a ser incorporados en el programa de expansión. Dicha información proviene de los estudios de identificación y evaluación de los proyectos y tecnologías que se realizan en la CFE, así como de otras fuentes especializadas. A partir de esta información se obtiene un catálogo de proyectos factibles, y un documento de trabajo que contiene los costos, y los parámetros de referencias de proyectos típicos de generación y transmisión, denominado COPAN.

El programa de expansión del SEN esta diseñado con el objetivo de minimizar los costos actualizados de inversión, operación, y el déficit del suministro, en el periodo planificado ( PROGRAMA DE EXPANSIÓN ÓPTIMO ), y se determina mediante un análisis sistemático de diversas configuraciones de proyectos que se evalúan técnica y económicamente en el marco del sistema eléctrico. Para realizar este proceso se utilizan modelos de optimización y simulación.

#### **Capacidad de Reserva.**

A demanda total del sistema tiene variaciones estacionales y horarias, a lo largo del año, lo que obliga a tener capacidad disponible para producir la energía eléctrica en el momento en que es requerida por el mercado. Así mismo, y debido a que la capacidad del sistema eléctrico, se ve afectada por las demandas programadas para el mantenimiento de las unidades generadoras, así como para eventos aleatorios, como salidas reforzadas, y degradaciones por condiciones

hidrológicas críticas, entre otras, la capacidad real disponible en un momento dado, es una variable aleatoria.

Es previsible que los momentos críticos para el suministro se presenten principalmente, durante los periodos de demandas máximas del sistema ( CARGA PICO ), o al presentarse condiciones de operación que reducen la disponibilidad de las centrales, como los bajos niveles en las presas de plantas hidroeléctricas, y altas temperaturas ambientales en las centrales termoelectricas. Además, es necesario considerar los requerimientos eventuales, en materia de respaldo de capacidad de los autoabastecedores.

El objetivo de la reserva de capacidad, es suplir la capacidad de las unidades que salen de operación por mantenimiento programado, y por salidas forzosas de los equipos, así como la capacidad fuera de servicio, resultante de diversos eventos aleatorios que afectan la disponibilidad.

La capacidad de reserva de un sistema depende tanto de los distintos tipos de centrales que lo conforman y de los factores de disponibilidad, como la capacidad de las unidades generadoras en relación con el total y de las condiciones de mallado de la red.

Los requerimientos de capacidad de reserva de los sistemas aislados o débilmente interconectados entre si, se determinan de manera individual, en función de sus propias curvas de carga y demandas máximas. Por otro lado, cuando varios sistemas regionales se encuentran sólidamente mallados es posible reducir el margen de reserva, en virtud de que los recursos de capacidad de generación pueden compartirse en forma más eficiente entre las diferentes regiones, además de que los requerimientos de capacidad se pueden determinar por la demanda máxima coincidente, la cual es menor que la suma de las demandas máximas de los sistemas regionales, pues estas ocurren en momentos diferentes dentro del año ( NO SON CRONOLÓGICAMENTE COINCIDENTES ).

Conforme se incrementa la capacidad de reserva, aumenta la confiabilidad del suministro, lo cual es benéfico para la economía, aunque ello implica mayores costos para el suministrador del servicio eléctrico. Por esta razón, el margen de reserva se determina encontrando el equilibrio entre los costos asociados a los incrementos de capacidad y los beneficios atribuibles a la reducción de fallas del suministro y costos de operación, todo ello evaluado en el contexto de la economía nacional. Así mismo, la expansión del sistema interconectado ( SI ) se planifica de manera integral, analizando las opciones de generación de las diferentes regiones conjuntamente con las posibles adiciones de capacidad de transmisión.

El sistema eléctrico que abastece Baja California se planifica por separado, ya que hasta ahora no se a justificado económicamente su interconexión con el SEN. En este sistema, una opción factible debe ser evaluada para la planeación de la capacidad, son los contratos de importación y exportación de energía eléctrica, establecidos con empresas del occidente de USA. Por su parte, el sistema de Baja California Sur, se planifica como área independiente, ya que su interconexión con el resto del país, no es económicamente factible.

## **Variables en la estimación de requerimientos de capacidad, del SEN.**

En esta estimación interviene las siguientes variables:

1. Energía necesaria y demanda de capacidad
2. Capacidad existente.
3. Capacidad comprometida.
4. Adiciones de capacidad por rehabilitación y modernización.
5. Capacidad retirada.
6. Capacidad adicional no comprometida.

### **Energía necesaria y demanda de capacidad**

De acuerdo con la estimación de las ventas totales de energía eléctrica, la demanda de electricidad pasará de 130.2 TWh en 1997 a 229.5 TWh en el año 2007. Se ha estimado que para satisfacer esta demanda, es necesario incorporar al sistema 21,743 MW de capacidad, en la próxima década, lo que constituye un gran reto para el sistema eléctrico mexicano, ya que se requiere instalar en promedio, alrededor de 2,174 MW por año.

### **Capacidad comprometida.**

A la fecha, el programa de unidades generadoras, en proceso de construcción o comprometidas, alcanza 6,959.3 MW. Dicho se presenta en el cuadro II.3.1C. en donde se establece: Nombre de proyectos, Capacidad, Ubicación regional, Modalidad de licitación, y fecha prevista de concurso.

En la capacidad comprometida, no se incluye el proyecto geotermoelectrico maritimo de 40 MW porque este, con el proyecto el Chino de 50 MW, han sido reformulados y constituir la planta, los azufres I I I, con una capacidad de 100 MW. Este nuevo proyecto se ve en el cuadro II.3.2C con capacidad adicional no comprometida.

### **Exportación e importación de energía eléctrica.**

Para la estimación de los requerimientos de capacidad, se tomaron en cuenta, los compromisos actuales de importación y exportación de energía eléctrica, así como los que se prevén para el corto y mediano plazo, de acuerdo con los estudios realizados.

### **Importación.**

Para cubrir el incremento de demanda, en el área de Baja California, se importo en 1998 320 MW de capacidad, y se requiere importar 240 MW. En 1999. En la zona de Ciudad Juárez en 1998, se firmó con la empresa El Paso Electric Company ( EPE ) de Texas, un contrato para importar capacidad firme y energía asociada, por un monto cercano a 200 MW.

La implantación de nuevas reglamentaciones para permitir una mayor apertura en el mercado de energía eléctrica de USA, hace conveniente evaluar la posibilidad de complementar los requerimientos mexicanos de electricidad, importando un volumen mayor, como alternativa a la instalación de nuevas centrales en México. La mayoría de estos proyectos de importación, requeriría el reforzamiento de las interconexiones y de la extensión de las redes de alta tensión,

hasta que la frontera de ambos países. Adicionalmente, sería adecuado evaluar otras alternativas de esquemas financieros, por ejemplo, coinversiones para concretar estos proyectos.

#### **Perspectivas de Exportación.**

- a). Se estableció un convenio entre CFE y la compañía de suministro eléctrico de Belice, para exportar 6 MW a partir de 1997, en primera etapa. En la segunda etapa la exportación se incrementará a 18 MW, cuando se cuente con la segunda línea de transmisión de Tikul A Xul – Ha, en 230 KV y hasta 25 MW, a partir de la entrada en operación comercial, de la central Mérida I I I.
- b). Se han dicho estudios de factibilidad para llevar al cabo, operaciones de exportación a Guatemala y otros países Centroamericanos.

#### **Adiciones de Capacidad por Rehabilitación y Modernización.**

No se prevén adiciones substanciales de capacidad, por este concepto.

#### **Capacidad Retirada.**

Para el estudio de expansión de generación, se tomó en cuenta un escenario en el que se retiran de operación 2,019 MW en el periodo 1998 – 2007. Los supuestos para la definición de los retiros, se basan fundamentalmente en razones económicas o por término de vida útil, de las unidades generadoras: 30 años para las termoeléctricas convencionales y 25 años para las de turbogas. El programa de retiros sólo se utiliza para fines de planeación y no puede considerarse definitivo, ya que en la práctica es necesario hacer un análisis costo / beneficio caso por caso, que puede conducir a la decisión de rehabilitar o modernizar las unidades, y no retirarlas del servicio, para continuar su operación, sea en forma normal o como capacidad de respaldo.

#### **Capacidad adicional no comprometida.**

Para complementar el abasto de energía eléctrica en el periodo 1998 – 2007, se requiere instalar 14,784 MW de capacidad adicional no comprometida, los cuales son susceptibles de satisfacerse mediante inversiones de los particulares. Como resultado del estudio de planeación del sistema eléctrico, se obtuvo el programa de expansión que incluye los proyectos de capacidad adicional que aparecen en el cuadro II.3.2C, junto con su ubicación y la fecha probable del concurso respectivo.

LA ubicación propuesta de los proyectos de generación, es el resultado de un análisis de costos y beneficios para el SEN. Sin embargo, de acuerdo con la LSPEE y su reglamento, los inversionistas pueden proponer una ubicación específica diferente, aun cuando esto indique capacidad de transmisión adicional para llegar al punto preferente o bien a los puntos de interconexión, diferentes a los especificados por CFE, en las bases de licitación. Con ello, se da apertura a otras opciones que permitan aprovechar la energía eléctrica, cuyo costo total de largo plazo será el menor, y que proporcione la calidad y confiabilidad que requiere el servicio público. El artículo 125 del reglamento de la LSPEE, establece que las convocatorias y las bases de licitaciones deberán plantearse en tal forma que permitan a todos y cada uno de los interesados,

expresar con flexibilidad el contenido de sus propuestas, respecto a la tecnología, combustible, diseño, ingeniería, construcción y ubicación de las instalaciones. Así mismo, señala que habrá casos en que, por razones justificadas se determine en la convocatoria y en las bases de licitación las especificaciones precisa de tipo de combustible a utilizar en la generación de energía.

De todo lo anterior se observa que la necesidad de ampliación del sistema eléctrico nacional ( SEN ), es inherente a la expansión poblacional del país y al desarrollo del mismo, como exportador de energía eléctrica.

De las zonas en las que se han dividido a la nación, tenemos en la zona oriental, al río Grijalva, que con la ampliación a Chicoasén, que cubrirá parte de la capacidad adicional requerida, que es de 3165 MW. En el mismo Grijalva está en proceso de estudio la factibilidad del proyecto Copainalá que produciría 140 MW.

## **CAPITULO III**

### **DESCRIPCION DEL FUNCIONAMIENTO DE UN PROYECTO HIDROELECTRICO**

### **III. DESCRIPCION DEL FUNCIONAMIENTO DE UN PROYECTO HIDROELÉCTRICO.**

#### **III.1 GENERALIDADES.**

Se puede decir que las obras hidráulicas constituyen un conjunto de estructuras construidas con el objeto de manejar el agua, cualquiera que sea su origen, con fines de aprovechamiento o de defensa.

Por consiguiente, las obras hidráulicas se pueden clasificar de acuerdo con estas intenciones:

##### **Aprovechamiento:**

- a). Abastecimiento de agua a poblaciones.
- b). Riego de terrenos.
- c). Generadora de energía eléctrica.
- d). Navegación fluvial.
- e). Recreación
- f). Recargar mantos acuíferos.

##### **Defensa :**

- a). Control de avenidas.
- b). Contra azolves.

Hasta hace relativamente poco tiempo las obras hidráulicas se construían con una finalidad aislada; sin embargo, desde el punto de vista económico en la actualidad se estima como criterio sano y conveniente el de considerar en cada caso la posibilidad de que las obras se orienten a satisfacer dos o más finalidades simultáneamente, estudiando el funcionamiento adecuado de las mismas y prorrateando los costos que se deban cargar a cada finalidad.

Por lo tanto, mientras no se haga aclaración alguna, en lo que sigue se considerará que las estructuras que se tratan formarán parte de un conjunto cuyas finalidades pueden ser una en particular o agrupar simultáneamente a dos o más de ellas.

##### **Elementos principales que constituyen un aprovechamiento superficial.**

Los elementos que forman un aprovechamiento hidráulico son en general siete, y se agrupan de la siguiente forma :

- a). Área de captación o cuenca hidrográfica de un río, definida a partir del sitio de almacenamiento.
- b). Almacenamiento, formado por una presa, en un sitio previamente escogido, que es donde se cambia el régimen natural del escurrimiento al régimen artificial de la demanda, de acuerdo con el fin o los fines a que se destine.

c). Derivación, en donde, por medio de una presa, se deriva el escurrimiento del río hacia el sistema de conducción, el que, por conveniencia, a menudo se localiza a niveles superiores a los del lecho del río.

d). Sistema de conducción que puede estar formado por conductos abiertos o cerrados y sus estructuras; a través del cual se conduce el agua desde el punto de derivación hasta la zona de aprovechamiento.

e). Sistema de distribución, el cual se constituye de acuerdo con el fin específico del aprovechamiento. Por ejemplo : canales para riego por gravedad, tuberías a presión para plantas hidroeléctricas y poblaciones.

f). Utilización directa del agua, la cual se efectúa también mediante elementos específicos según el fin de que se trate. Por ejemplo, turbinas en el caso de plantas hidroeléctricas, tomas domiciliarias en el caso de abastecimiento.

g). Eliminación de volúmenes sobrantes, la cual se efectúa por medio de un conjunto de estructuras especialmente construidas al efecto : sistema de alcantarillado en el caso de abastecimiento; drenes, en el caso de sistemas de riego; estructuras de desfogue, en caso de plantas hidroeléctricas, etc.

Los sobrantes de agua utilizada se regresan al cauce en la misma cuenca, condición que, desde el punto de vista del derecho humano, se debe procurar que se respete cuando las condiciones sanitarias o ecológicas lo permitan.

En el caso de plantas hidroeléctricas tema principal de esta tesis, una vez elegida la cuenca con todos los estudios previos a la misma, la construcción de la cortina estará supeditada tanto a los volúmenes que aporta el río, como a las demandas de energía que requiera el sistema. Desde luego, la altura y el tipo de cortina están limitados por la topografía y la geología del lugar previamente seleccionado pero, si se hace referencia únicamente a los factores hidráulicos, son sin duda las aportaciones y las demandas los que definen el proyecto.

El comportamiento de un río se conocerá mejor si los registros históricos de sus estaciones hidrométricas son más extensos. La hidrología propone métodos para deducir escurrimientos, completar registros e inclusive generar escurrimientos probables utilizando métodos estocásticos. Lo importante es tener datos de aportaciones a la presa para simular su funcionamiento, confrontándolos con una política de demandas y un criterio de operación.

Una vez definidas las aportaciones, es posible realizar las simulaciones mencionadas y analizando los resultados determinar los parámetros principales, como son: el volumen de almacenamiento, la capacidad del vertedor y de la obra de toma, los niveles de operación, la capacidad de regulación del vaso y ,por supuesto, tratándose de una central hidroeléctrica, la potencia a instalar y la generación esperada.

#### **Capacidad de almacenamiento de una hidroeléctrica, niveles de operación.**

Tanto la capacidad del embalse como los niveles de operación se determinan simulando las condiciones en que trabajará la planta. Para esto, como anteriormente se precisó, es necesario confrontar las aportaciones del proyecto con las características topográficas del vaso y con las extracciones. Estas últimas están definidas por la demanda o algún criterio de operación especificado después de analizar todo el sistema.

Las aportaciones que se utilizan en la simulación pueden ser de dos tipos :

1. Registros históricos de escurrimiento.
2. Escurrimientos generados con procedimientos estocásticos, basados en las características estadísticas de los registros históricos.

El primer criterio presupone que los escurrimientos registrados, o unos muy parecidos, se presentarán nuevamente. Este método será mucho mejor si se tiene un registro largo y confiable. Sin embargo, no debe caerse en el error de creer que los escurrimientos registrados se repetirán exactamente, ya que esta consideración puede llevar a desagradables sorpresas.

Es de todos conocido que existen tendencias a que haya mayores gastos en los ríos durante épocas más o menos previstas, es decir, períodos de lluvias ( o de deshielo en algunos lugares ), y también a que haya períodos secos en la época llamada de estiaje. Pero ni las fechas de cada período, ni mucho menos las magnitudes de los volúmenes pueden predecirse con exactitud.

El segundo criterio permite "generar" escurrimientos tan factibles como los registrados y del tamaño que se desee, por ejemplo: 500, 1000 años o más. Con esta información, los resultados de la simulación permitirán estimar algunas de las posibles formas de comportamiento del vaso. La utilización de escurrimientos sintéticos no está en desventaja en relación con el uso de registros históricos porque, como se dijo antes, no hay ninguna razón para garantizar que dichos registros sean representativos. Simplemente, siendo éstos la única información disponible, es lógico apoyarse en ellos para los estudios.

#### **Consideraciones generales para definir la capacidad de una planta hidroeléctrica.**

El volumen que debe tener el vaso creado por la cortina está ligado a varios factores, a saber:

1. Aportaciones del río.
2. Uso principal :
  - a) **Control de avenidas.** El vaso requiere un volumen en exceso del utilizable en condiciones de operación normal, con el único fin de regular las avenidas previstas, de manera que se pueda garantizar que los gastos derramados no sobrepasen el límite considerado peligroso para las poblaciones que se encuentran aguas debajo de la presa.
  - b) **Plantas de picos.** Se desea potencia, por lo que conviene tener cargas altas.
  - c) **Planta de base.** La altura es menos importante que la posibilidad de utilizar un gasto estable.

### 3. Uso secundario:

- a) **Riego.** Volumen relacionado con las características del suelo disponible y de los cultivos esperados.
- b) **Recreación.** Navegación, pesca, natación, etc.
- c) **Acuicultura.**

### 4. Limitaciones a la altura de la cortina.

- a) Geología y sismicidad.
- b) Topografía del sitio y zonas que deben ser inundadas por quedar dentro del vaso ( poblaciones, zonas industriales, agrícolas, culturales, etc. )
- c) Evaporaciones. Siendo que a mayor altura de la cortina es mayor la superficie libre del vaso, también lo son las evaporaciones y en ocasiones éstas pueden ser una limitante de consideración.

### Niveles de operación.

La figura 3.1 representa el perfil de una planta hidroeléctrica y en ella se indican los llamados niveles de operación del vaso. Enseguida se presentará una breve explicación de su significado y de los criterios generales para la localización de dichos niveles.

#### NDESF: Nivel de desfogue

Normalmente se toma un valor medio, pero un estudio riguroso exigiría conocer la curva de gastos ( cotas-gastos ) de dicho desfogue.

#### NAMINO: Nivel de aguas mínimas de operación.

Es el límite inferior del nivel del agua en el vaso abajo del cual las turbinas no deben trabajar. El NAMINO está indudablemente relacionado con la altura de la entrada de la obra de toma ( bocatoma ) y se localiza por encima de dicha entrada.

De esta manera, se garantiza el ahogamiento mínimo necesario para que no se formen vórtices que permitan la entrada de aire a las turbinas, ya que esto rompería la continuidad del flujo y provocaría que trabajaran anormalmente. Este ahogamiento mínimo aun no se ha definido con suficiente precisión y desde luego, su determinación requiere de más estudios experimentales, pero un valor comúnmente aceptado es localizar el nivel mínimo de operación por lo menos a dos diámetros del túnel sobre la clave de la entrada del mismo.

En cuanto a la posición de la toma, que señala el límite superior del volumen necesario para que se acumulen los azolves durante la vida útil de la presa, se define precisamente en función de dicha vida útil, la cual normalmente se considera de unos 50 años. El volumen de azolves se determina con base los registros históricos de arrastre de sedimentos en el río y en la posible

## PERFIL DE UNA PLANTA HIDROELECTRICA

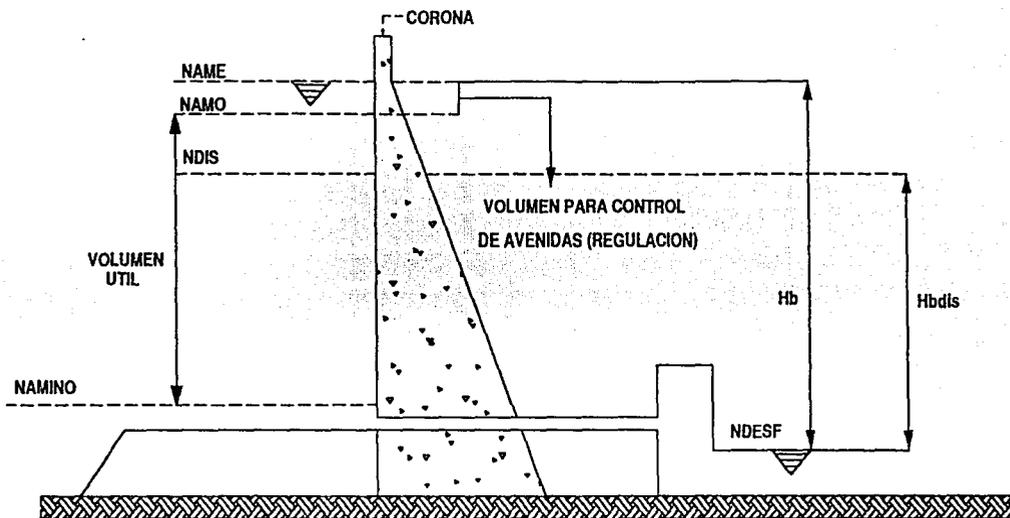


Figura 3.1

existencia de presas localizadas aguas arriba del sitio en cuestión y que retiene parte del material arrastrado.

**NDIS: Nivel de diseño**

Este nivel debe ser el que, según los estudios preliminares, se presentará con mayor frecuencia durante el funcionamiento de la planta, y corresponde a la carga para la que deben diseñarse las turbinas y por consiguiente trabajar en condiciones óptimas.

El NDIS se determina efectuando simulaciones del funcionamiento de la presa y después de realizar un análisis de frecuencia, se escoge el valor que más se presenta, es decir la "moda" de la distribución de niveles.

**NAMO: Nivel de aguas máximas de operación**

El volumen almacenado aprovechable o capacidad útil se encuentra confinado entre este nivel y el NAMINO, y se determina en función de la magnitud de las aportaciones del río y del tipo de operación que se asigne a la planta. Por ejemplo, si se desea utilizar cada semana el volumen total del vaso ( regulación semanal ), la capacidad útil corresponderá al volumen aportado por el río en una semana aproximadamente.

Lo anterior significa que el NAMO corresponde a la posición máxima de la superficie del agua en el vaso, en condiciones normales de operación. Cuando el nivel del embalse sobrepasa el NAMO se considera que ya se trata de una emergencia y, tal razón, en ese nivel empiezan los derrames, es decir entra en función la obra de excedencias.

**NAME: Nivel de aguas máximas extraordinarias**

Esta es la posición más elevada del embalse que se acepta en el proyecto. El volumen confinado entre el NAME y el NAMO es la llamada capacidad de regulación del vaso. Para el NAME es necesario transitar por el vaso la avenida de diseño para el vertedor, que comúnmente corresponde a un periodo de frecuencia de 10,000 años, según el criterio del proyectista. Por razones de seguridad se supone que la avenida entra al vaso cuando su superficie coincide con el NAMO y una vez efectuado el tránsito a lo largo del vaso, el NAME es el máximo nivel presentado durante dicho tránsito.

Sobre el NAME se deja un bordo libre de seguridad y así se alcanza la altura máxima de la cortina.

### **III.2 OBRAS DE DESVIO.**

Las obras de desvío o desviación tienen por objeto dejar seco el sitio de una cortina y las obras auxiliares durante el periodo de construcción, para lo cual es necesario desviar temporalmente el escurrimiento del río.

En general los esquemas que se estudien para el desvío del escurrimiento de un río serán diferentes cuando se trate de una cortina de concreto o de enrocamiento o una de materiales graduados. Para las dos primeras poco o ningún daño ocasionaría que ciertos volúmenes de agua pasaran por encima de la estructura: no así en el tercer caso, en que el agua podría erosionar la estructura y provocar una falla de graves consecuencias.

Por otra parte, puede influir en la selección del desvío el tamaño de la estructura, pues para una estructura relativamente pequeña, en la que el tiempo de construcción sea menor que el período de secas, el desvío será distinto que para una estructura relativamente grande en la que el tiempo de construcción sea mayor a uno o varios periodos hidrológico anuales consecutivos, comprendiendo secas y lluvias. En este último caso habrá necesidad de desviar el escurrimiento total, tanto de secas como de lluvias, de varios periodos hidrológicos anuales; o escoger un período abundante que se considere típico, valuando los gastos máximos probables.

En México los ríos del centro y del sur del país tienen periodos de escurrimiento bien definidos en primavera y verano, diferente a los ríos del norte y el noroeste en donde se presentan dos periodos de escurrimiento abundante provocados por lluvias de verano y escurrimientos de invierno, producto de precipitaciones que causan los frentes polares y, algunas veces, el deshielo de la montaña.

#### Aspectos hidrológicos.

Uno de los mayores problemas en la construcción de una presa, es el paso de los escurrimientos del río principalmente avenidas, durante la construcción de la cortina.

El escurrimiento del río debe ser eliminado del sitio durante la preparación de la cimentación y hasta que la cortina haya alcanzado un nivel de seguridad. Esto se consigue por ataguías aguas arriba y aguas abajo.

El flujo desviado puede pasar a través de una porción o a través de túneles localizados en las laderas. La magnitud del escurrimiento por desviar determina la capacidad de los túneles cuando operen bajo la carga creada por las ataguías.

El criterio hidrológico para la selección del gasto de desvío no puede ser considerado independiente del tipo de cortina, el programa de construcción y aspectos económicos del esquema de desvío; dependiendo de la magnitud del proyecto y las pérdidas económicas que se tengan por el desbordamiento de las ataguías y daños en las obras permanentes, el gasto de desvío puede corresponder a variaciones muy amplias en el período de retorno, variando entre 10 y 100 años, siendo posiblemente un intervalo de 25 años el comúnmente empleado. Ver figura 3.2

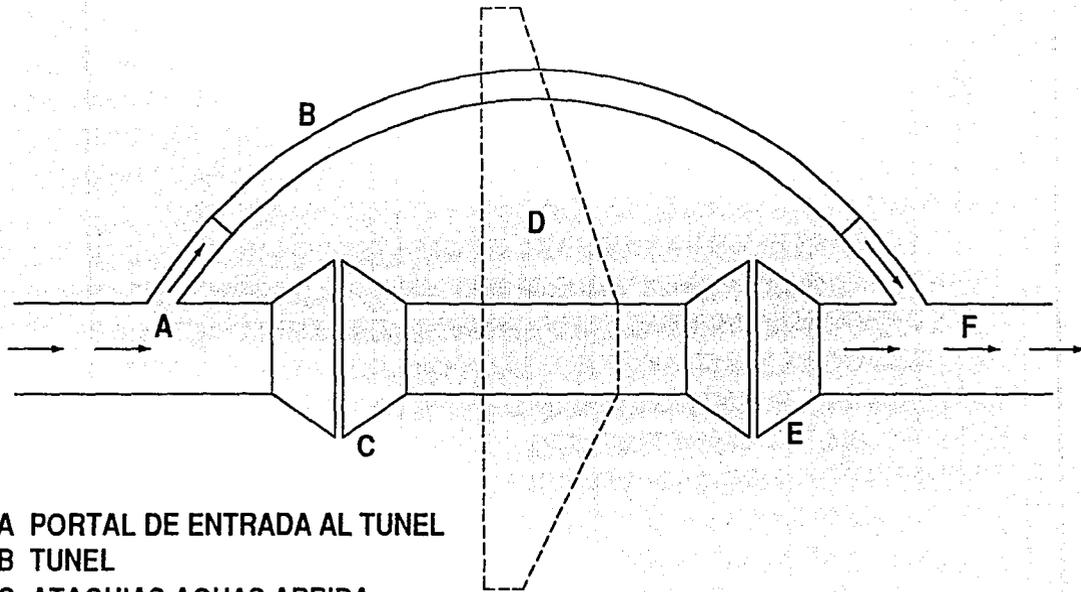
#### Condiciones del sitio.

De acuerdo con las condiciones del sitio de construcción, el desvío puede efectuarse en una o dos etapas de construcción.

En boquillas muy angostas es obligado que el conducto o conductos para el desvío sean túneles localizados en las laderas, con elementos de control para cierre. En este caso todo el escurrimiento del río deberá pasar por los túneles, en una sola etapa continua de construcción.

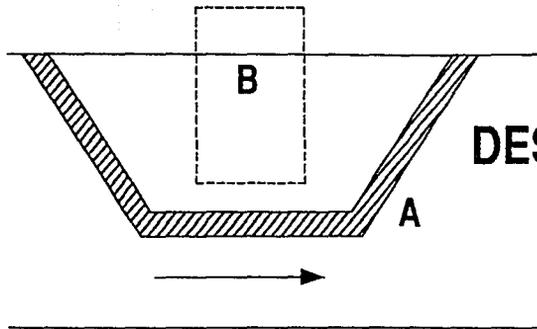
En boquillas amplias, es práctica común efectuar un desvío en dos etapas constructivas: una primera etapa desviando el escurrimiento en conducto abierto en una de las laderas y una segunda etapa desviando el escurrimiento en conducto cerrado en la misma u otra ladera, o a través de la cortina para el cierre de la boquilla. Ver figura 3.3

## DESVIACION EN UNA SOLA ETAPA



- A PORTAL DE ENTRADA AL TUNEL
- B TUNEL
- C ATAGUIAS AGUAS ARRIBA
- D CORTINA
- E ATAGUIAS AGUAS ABAJO
- F CAUCE DEL RIO

**figura 3.2**

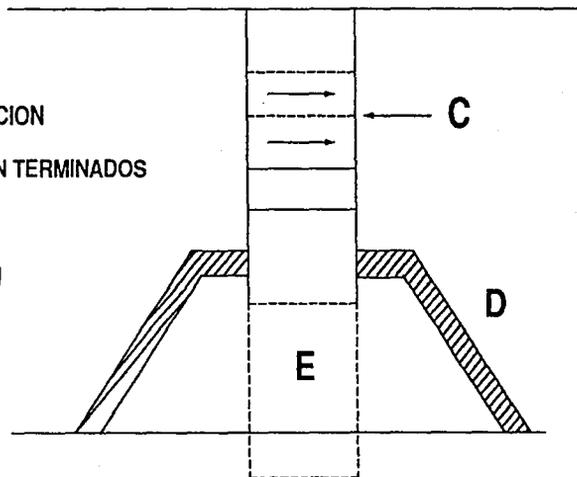


## DESVIACION EN DOS ETAPAS

PRIMERA ETAPA

SEGUNDA ETAPA

- A ATAGUIA EN PRIMERA ETAPA
- B CORTINA Y CONDUCTOS DE CONSTRUCCION
- C CORTINA Y CONDUCTOS DE DESVIACION TERMINADOS
- D ATAGUIA EN SEGUNDA ETAPA
- E OBRAS DEFINITIVAS DE CONSTRUCCION



**Figura 3.3**

### **Tipo de cortina por construir.**

Los requerimientos para un desvío en el caso de una cortina de concreto, puede diferir en forma apreciable de aquel para una cortina de enrocamiento y materiales graduados. Protección contra inundaciones es necesario durante las excavaciones y tratamiento de la cimentación; pero el desbordamiento de las ataguías en este período puede no causar daños de consideración, excepto las limpiezas necesarias y el retraso en el programa de construcción.

En el caso de cortinas de concreto, cuando los colados arriba de la cimentación lleven cierto avance, puede permitirse que los grandes gastos pase a través de los huecos en monolitos alternados o huecos en el concreto.

### **Características y localización del resto de las estructuras hidráulicas que forman la presa.**

En la planificación de las obras de la presa, es conveniente considerar la posibilidad de que el túnel o túneles de desvío se puedan utilizar en alguna obra permanente posterior, como puede ser una obra de toma, descarga de fondo o descarga de obra de excedencias.

### **Secuencias de las actividades constructivas.**

En el esquema para obras de desviación, se trata de seleccionar un conjunto de estructuras con características óptimas considerando practicabilidad, economía y riesgos calculados. Dichas obras deberán ser tales que se puedan incorporar al programa de construcción con un mínimo de pérdidas, peligro y retraso.

## **III.3 OBRAS DE TOMA.**

### **Objetivos.**

Las obras de toma en presas son pasajes o conductos a través de los cuales se extrae agua, de acuerdo con una ley determinada.

Forman un conjunto de estructuras y sus auxiliares que permiten condiciones satisfactorias de flujo, eficiente control y regulación de las extracciones en cualesquiera circunstancias.

El diseño de obras de toma varía mucho de acuerdo con las condiciones geológicas y topográficas, los tipos y dimensiones de las cortinas, así como las variaciones de gasto por extraer. Para esta última condición puede ser suficiente una obra de toma; pero en grandes ríos o en grandes presas se puede requerir varias tomas, o bien una toma con varios pasajes o conductos.

Las extracciones de agua de las presas se puede requerir para irrigación, abastecimiento de poblaciones, generación de energía eléctrica, conservación de niveles bajos en caso de control de avenidas y en algunos casos para navegación fluvial. Los valores concretos de los gastos y sus variaciones se determinan por medio de los estudios hidrológicos correspondientes.

Los conductos de las obras de toma se pueden localizar a través de la cortina de concreto, dentro de trincheras sobre roca sólida, en cimentaciones de cortinas de tierra o tierra y enrocamiento, o en túneles localizados en los márgenes del río, en casos de cortinas de concreto, de tierra o de tierra y enrocamiento.

Los conductos de las obras de toma en presas pueden descargar directamente al río o a los sistemas de conducción, previa la disipación de la energía cinética del agua.

### **Elementos de las obras de toma.**

En general, una obra de toma consiste en una estructura de entrada, conductos, mecanismos de regulación y emergencia con su equipo de operación y dispositivos para disipación de energía.

La estructura de entrada puede consistir en desarenador, rejillas, y orificio u orificios. Con frecuencia en la estructura de entrada se instalan compuertas de emergencia o de control con el objeto de desaguar los conductos en caso necesario.

Los mecanismos de regulación y emergencia consisten en válvulas o compuertas que se diseñan para la carga máxima y se construyen para ciertas condiciones de operación. Las de emergencia se instalan aguas arriba de los de regulación y se conservan abiertas, excepto cuando se requieren maniobras de inspección, reparación o mantenimiento.

Los mecanismos de regulación se operan para extraer los gastos necesarios, y consisten en válvulas o compuertas que pueden operar a aberturas parciales o en su totalidad.

Con frecuencia es conveniente prever una ventilación adecuada en aquellos sitios en que se puedan presentar presiones subatmosféricas o sea necesario dejar escapar aire comprimido, principalmente en donde las válvulas o compuertas vayan a operar bajo grandes cargas. Una forma adecuada para las entradas a las tomas sencillas puede ser la que se muestra en la figura 3.4

Los mecanismos de emergencia se instalan en el paramento mojado de cortinas de concreto o a la entrada de los conductos en cámaras especiales desde donde se operan ; los de regulación se pueden instalar inmediatamente aguas debajo de los de emergencia o en el extremo inferior de los conductos, de acuerdo con las circunstancias particulares de cada caso.

Los conductos en las obras de toma pueden ser túneles o tuberías, o bien túneles y tuberías, en donde las tuberías trabajarán a presión y los túneles también a presión o como canales abiertos.

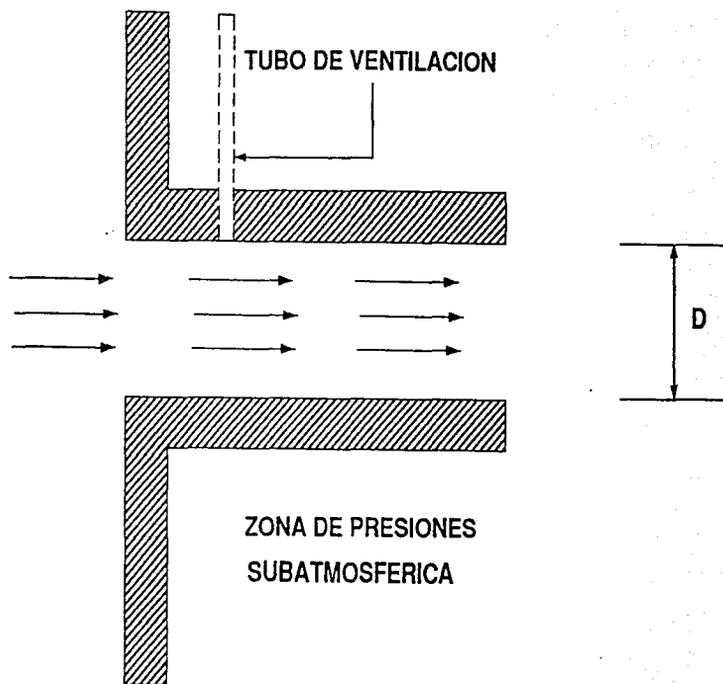
Todos los elementos de la obra de toma se deben planear para satisfacer las condiciones particulares del sitio determinado. Las elevaciones, las pendientes y los alineamientos los determinarán las cargas de operación, la capacidad requerida, la localización y la elevación del agua en la descarga, etc.

### **Obras de toma a través de cortinas de concreto.**

Cuando las obras de toma se instalan cruzando cortinas de concreto los conductos comúnmente se colocan atravesando la sección de concreto, a lo largo de líneas horizontales o con pendientes hacia aguas abajo, con el objeto de que en ningún caso la línea de gradiente hidráulico intercepte dicho conducto. La posición de la línea de presiones se debe investigar para flujo máximo y para la condición de golpe de ariete negativo.

Las descargas directas al río se pueden localizar en las descargas de los vertedores o muy cerca de ellos. Las obras de toma con descargas directas a los sistemas de conducción se debe localizar de manera que cumplan satisfactoriamente con esta condición.

Los conductos a través del cuerpo de una cortina de concreto generalmente son de forma circular, aun cuando se puedan requerir secciones rectangulares para la instalación de cierto tipo de válvulas o compuertas.



**Figura 3.4**

Los conductos para bajas descargas se pueden construir simplemente con el hueco en el concreto; para altas cargas por lo general requieren el revestimiento con placa de acero en toda su longitud. En todos los casos se deben investigar los efectos de concentración de esfuerzos, para diseñar el refuerzo adecuado en el concreto.

### **Obras de toma a través de cortinas de tierra o de tierra y enrocamiento.**

Las obras de toma con conductos de concreto a través de cortinas de tierra o de tierra y enrocamiento se deben construir en la superficie de desplante, en roca firme, o en trincheras excavadas en terreno firme. En ninguna parte de la obra de toma se deberá cimentar arriba de la superficie de desplante, sobre rellenos, en donde la puedan dañar los asentamientos diferenciales.

En presas de mucha altura con cortinas de tierra o tierra y enrocamiento es frecuente que las compuertas o válvulas de emergencia queden localizadas en cámaras o tiros verticales que coincidan con el eje de la cortina, para eliminar la necesidad de construir torres de toma muy altas, al pie del talud de aguas arriba, así como puentes de acceso a la sala de control de los mecanismos.

Todos los conductos se deben diseñar y reforzar para soportar, sin agrietamientos, las cargas de terraplén de la cortina. En ningún caso se deben permitir filtraciones de los conductos hacia el terraplén. Por otra parte, hay que diseñar collares en la superficie exterior de los conductos para prevenir filtraciones peligrosas en el contacto concreto-tierra que puedan favorecer la formación de tubificaciones. Ver figura 3.4a, 3.5, y 3.6

### **Obras de toma en túnel.**

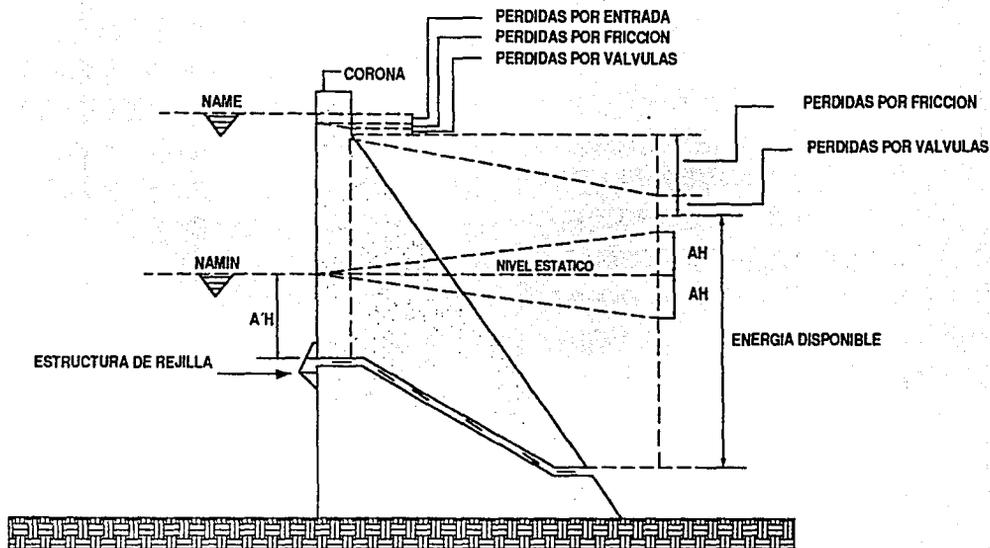
Las obras de toma a través de túneles en las laderas constituyen quizá el tipo de toma más conveniente para las presas con cortinas de tierra, tierra y enrocamiento o arcos delgados, cuando se deben descargar gastos de cierta consideración. En realidad se pueden combinar con todos los tipos de cortina, cuando las laderas están formadas de roca sana, y permiten diseños muy económicos, sobre todo cuando las descargas se localizan a lo largo de los túneles de desvío.

Los mecanismos de emergencia se pueden colocar en estructuras en la entrada o en cámaras relativamente cercanas a la entrada, con el fin de disminuir la longitud del túnel sometida a presión interna. La descarga hacia aguas debajo de las compuertas puede ser a canal abierto, pero en caso de que la sección hidráulica para el conducto sea menor que la del túnel, se instalarán tuberías dentro del conducto, con válvulas de regulación en el extremo de aguas abajo.

El acceso a la zona de compuertas o válvulas se puede hacer por medio de tiros verticales hasta la superficie del terreno.

Aun cuando los túneles pueden ser revestidos o no, de acuerdo con las condiciones de la roca que atraviesen, es conveniente que sean revestidos en su totalidad, incluyendo la zona de tuberías o descargas libres. Dicho revestimiento se deberá reforzar de acuerdo con las probables condiciones de carga a la que estará sometido de manera que se eviten agrietamientos que puedan ser nocivos, principalmente en la parte aguas arriba de la zona de compuertas o válvulas.

Todas las grietas o fisuras en la roca exterior de la sección del revestimiento se deberán inyectar con lechada de cemento en forma adecuada a fin de garantizar el trabajo solidario entre roca y

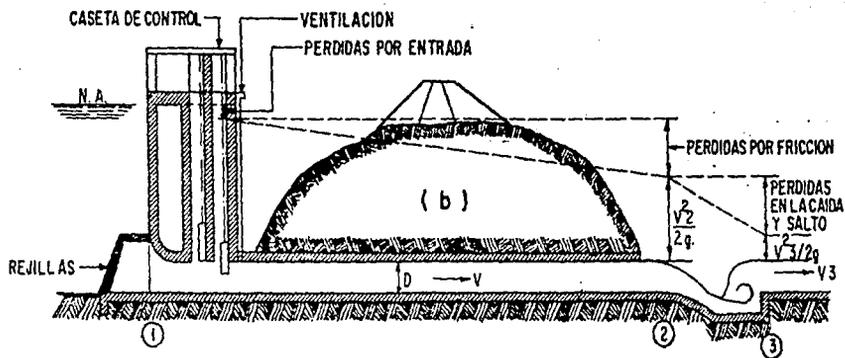


$A'H \geq 1.78 V^2/2G$

AH = SOBRE PRESION POR GOLPE DE ARIETE

OBRA DE TOMA CON TUBERIA A PRESION A TRAVES  
 DE UNA CORTINA DE CONCRETO

**Figura 3.4a**



OBRA DE TOMA CON TORRE Y TUNEL A PRESION

Figura 3.5

Obras de toma

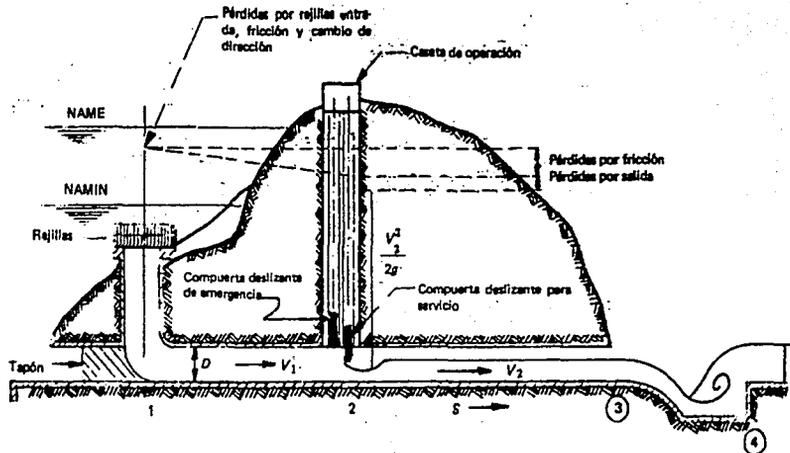


FIG 3.6

OBRA DE TOMA CON TIRO VERTICAL, TUNEL A PRESION, GALERIA VERTICAL PARA COMPUERTAS DESLIZANTES Y CONDUCTO ABIERTO

revestimiento. Por otra parte, podrán ser necesarios o no dispositivos de disipación de energía, en el extremo de aguas abajo, de acuerdo con las características del sitio o las condiciones particulares de la descarga.

### **Estructuras de entrada**

Las estructuras de entrada en obras de toma constan principalmente de rejillas o de una combinación de rejillas y compuertas de emergencia o de control.

Dependiendo del diseño particular en cada presa, la obra de toma debe corresponder a las condiciones de cimentación, descargas requeridas, cargas de operación variaciones de niveles del agua en el embalse y cantidad de sólidos flotantes que puedan llegar a la toma.

Es deseable que las estructuras de entrada en que se instalen compuertas de control tengan acceso en todo tiempo, para poder realizar maniobras de inspección y reparaciones en caso necesario. En tomas con baja carga, para el caso, se deja la posibilidad de instalar obturadores de aguja, ya sea metálicos o de madera. Para tal efecto se dejan ranuras con aristas protegidas con ángulos de acero, o vigas como apoyos de las agujas. En tomas profundas se utilizan compuertas de emergencia que pueden ser rodantes o deslizantes, para dejar en seco la zona de inspección o reparación.

### **Rejillas**

Las rejillas evitan que los sólidos flotantes atraviesen la estructura de entrada y entren a los sistemas de conducción, pudiendo afectar los mecanismos que estén instalados aguas abajo, sean válvulas de emergencia, de servicio, turbinas hidráulicas o bombas.

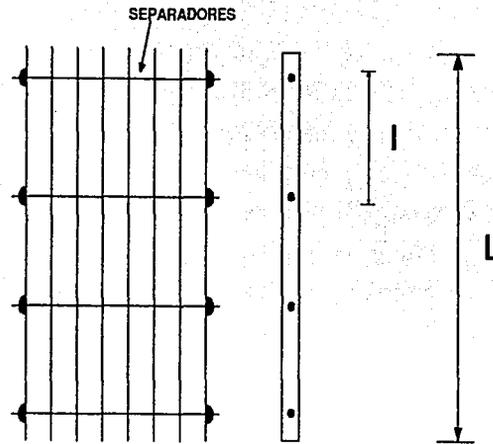
Puede no ser necesario instalar rejillas en tomas que trabajen con descarga a canales abiertos o túneles trabajando como tales, como en el caso de las presas de las Alazanas, Tamaulipas y las Tórtolas en Durango.

Los elementos que constituyen una rejilla son principalmente soleras de hierro apoyadas en vigas de concreto o viguetas de acero estructural. Las soleras generalmente son de 0.01 m a 0.03 m de ancho por 0.05 m a 0.15 m de altura, separadas 0.05 m a 0.15 m centro a centro, y con una longitud que puede llegar a los 4.0 m ó 5.0 m, de acuerdo con las condiciones de cada caso. Es posible formar marcos de ángulo de acero estructural y soldar las soleras a ellos; pero estos marcos son muy pesados y no tienen gran rigidez para las maniobras de montaje y desmontaje en caso de reparación. Muchas veces es preferible transportar las soleras al sitio y colocarlas aisladas, formando un conjunto a base de pernos y separadores de tubo, colocados cerca del centro de la solera, los que también hacen las veces de atiesadores.

Las rejillas en tomas someras generalmente se limpian a mano, con una rastrillo; pero la limpieza en las rejillas de tomas profundas se hace con mecanismos automáticos que se desplazan sobre vías de ferrocarriles. Las velocidades del agua a través del área neta entre rejillas varía de 1.0 m/s en tomas someras hasta 5 m/s en rejillas instaladas en tomas profundas. Ver figura 3.7

En climas muy fríos donde existe posibilidad de formación de hielo en las rejillas se deben tomar precauciones especiales para impedirlo. En algunas obras de toma se inyecta aire caliente por la parte inferior con el objeto de formar un flujo vertical ascendente y descongelar las zonas en que se haya iniciado el congelamiento.

FIGURA 3.7



**I = Longitud efectiva para cálculo de la rigidez lateral.**

**L = Longitud total de la solera.**

### **Pérdidas de carga por entrada.**

Conviene que las aristas en los muros de entrada de las tomas se redondeen para deducir pérdidas de carga y evitar efectos de cavitación, tanto como sea posible.

Las cargas de trabajo para rejillas y sus elementos de soporte, en tomas profundas, por lo general se consideran equivalentes a una presión hidrostática de 8.0 m a 12.0 m ; y en el caso de tomas superficiales las correspondientes a una presión hidrostática, actuando sobre la superficie de las rejillas, obturadas en un 50% de su área.

En rejillas propiamente dichas el esfuerzo de trabajo del acero no debe sobrepasar en ningún caso el límite elástico, con el fin de evitar deformaciones permanentes que puedan dañarlas, hacerlas efectivas e incluso provocar su falla, lo que tendría consecuencias sumamente graves en caso de algunas instalaciones hidráulicas, pero sobre todo en el de plantas hidroeléctricas.

### **Localización de la obra de toma en relación con los niveles de embalse.**

a). Deben estar lo suficiente abajo del nivel mínimo de operación para que se disponga de carga suficiente para que se efectúe el flujo. El nivel mínimo de operación puede coincidir o no con el nivel correspondiente a la capacidad de azolves.

b). Teniendo en cuenta que es práctica común reservar un almacenamiento para azolves o almacenamiento muerto, la toma debe quedar lo suficientemente alta para no interferir con esta condición, que al mismo tiempo garantiza cierta calidad del agua que se extraiga.

### **Localización de las obras de toma en planta.**

En cuanto a la localización de las obras de toma en planta, ésta condicionada a la margen en donde exista la demanda, a las condiciones locales y a la planificación general de las estructuras de la presa.

### **III.4. CORTINAS.**

#### **Definición**

Se entiende por cortina una estructura que se coloca atravesada en el lecho de un río, como obstáculo al flujo del mismo, con el objeto de formar un almacenamiento o una derivación. Tal estructura debe satisfacer las condiciones normales de estabilidad y ser relativamente impermeable.

#### **Clasificación**

Las cortinas se pueden clasificar con referencia a :

- a). Su altura
- b). Su propósito
- c). El tipo de construcción y los materiales que la constituyen

#### **Dimensiones.**

La altura estructural de una cortina de concreto se define como la diferencia en elevación entre la corona de la cortina y el punto inferior en la superficie de desplante, sin incluir dentellones o trincheras.

La corona de la cortina será el piso del camino o andador que exista en la parte superior de la misma.

La altura estructural de cortinas de tierra y tierra y enrocamiento se define como la diferencia en elevación entre la corona de la cortina y el punto inferior en la superficie de desplante, incluyendo pequeñas trincheras y zonas angostas de relleno. La corona de la cortina será el piso el piso de terracería proyectada, sin incluir piso de caminos o casetas que queden a lo largo del eje de la cortina.

#### **Altura hidráulica de la cortina**

La altura hidráulica de la cortina o altura hasta la cuál se eleva el agua debido a la presencia de la cortina es la diferencia en elevación entre el punto más bajo en el lecho original del río, en el plano vertical de eje de la estructura, y el nivel de control más alto en el vaso. Para presas de almacenamiento sin capacidad de control, el nivel de control más alto en el vaso se considerará como el nivel más alto en el vaso que se pueda alcanzar sin descargas por la obra de excedencias. En presas de almacenamiento con capacidad de control el nivel de control más alto será el correspondiente a dicha capacidad de control.

La altura hidráulica de una cortina estará formada por la suma de las alturas correspondientes a las capacidades de azolves, más la de aprovechamiento, o sea:

$H_h = h_1 + h_2$  ; y la altura total de una cortina será:

$H = h_1 + h_2 + h_3 + h_4$  ; en donde :

$H_1$  - altura correspondiente a la capacidad para azolves, o capacidad muerta, en su caso.

H2 = altura correspondiente a la capacidad para aprovechamiento.

H3 = altura correspondiente al superalmacenamiento

H4 = altura correspondiente al bordo libre

a). Se acostumbra denominar "capacidad de azolves",  $C_z$ , a la necesaria para retener los azolves que lleguen al vaso de la presa y sedimentos durante la vida útil de la misma.

$C_z = V + v$ ; Siendo:

$V$  = el volumen total del agua que entra al vaso, durante la vida útil de la presa, en millones de  $m^3$ .

$v$  = relación volumétrica media, entre cantidad de azolves y de agua escurrida, que se obtiene por muestreos en el río en estudio.

Hasta épocas relativamente recientes se consideraba la vida útil de una presa a un lapso entre 50 y 100 años. Sin embargo, es conveniente aclarar que vida útil es un concepto económico en relación con depreciaciones y costos de la estructura, y que en el caso de azolvamientos de presas es conveniente referirse a la vida física de las mismas, la cual debe ser la mayor posible con el fin de no provocar conflictos de aprovechamientos del agua a las generaciones futuras.

b). Se denomina capacidad o volumen de aprovechamiento,  $C_a$ , a la necesaria para satisfacer las demandas de extracción de agua del vaso, de acuerdo con cierta ley establecida. Se obtiene mediante análisis de funcionamiento del vaso, para un lapso suficientemente grande, de manera que queden comprendidos períodos de escasez y abundancia de agua, según las características hidrológicas de la cuenca. Es el volumen comprendido entre el NAMINO y el NAMO, se expresa en millones de  $m^3$ .

c). Por superalmacenamiento se entiende el volumen retenido para regulación de avenidas,  $C_r$ , expresado en millones de  $m^3$ , y es el volumen comprendido entre el NAMO y el NAME, en donde:

NAMO = Nivel de aguas máximas de operación.

NAME = Nivel de aguas máximas extraordinarias.

d). El bordo libre,  $h_4$ , es una magnitud, en metros, que mide el desnivel entre el NAME y la corona de una cortina. En función de:

**Marea de viento.**

**Oleaje de viento.**

**Pendiente y características del paramento mojado.**

**Factor de seguridad.**

La marea de viento es la sobreelevación del agua, arriba del nivel de aguas tranquilas, debida al arrastre provocado por el viento, en el sentido del mismo, así mismo se debe revisar la velocidad máxima del viento y la longitud máxima del embalse.

El efecto de oleaje de viento es una función de la altura de la ola y de la altura que dicha ola pueda remontar el paramento mojado de la cortina.

## **Tipos de cortinas.**

Existen diversos tipos de cortinas, según el objetivo para lo que serán diseñadas y el material que se emplearán para su construcción. De lo anterior podemos mencionar las siguientes :

- a). Cortinas tipo gravedad.
- b). Cortinas en arco.
- c). Cortinas de machotes o contrafuertes.
- d). Cortinas de machones y losas.
- e). Cortinas de arcos múltiples.
- f). Cortinas de machones con cabeza.
- g). Cortinas de tierra y enrocamiento.
- h). Cortinas homogéneas de tierra.
- i). Cortinas homogéneas de enrocamiento.
- j). Cortinas de materiales graduados.

## **Factores que afectan la determinación del tipo de cortina.**

### **Objetivos.**

La determinación del tipo de cortina más conveniente, para el sitio determinado, involucra la consideración de muchos factores, aun cuando, con frecuencia, para estudios preliminares se requiera la elaboración de diseños de más de un tipo, con el objeto de estimar costos y determinar el que se usará en el diseño final.

Para el propósito de esta exposición se supone que se dispone de todos los datos para diseño, como niveles de operación en el vaso, capacidad para la obra de toma, estudio de avenidas para el desvío y para la obra de excedencias, curva de áreas-capacidades del vaso, datos topográficos y estudios geológicos y geotécnicos del sitio, localización de los bancos de materiales y accesos al sitio de la cortina.

Los factores que generalmente tienen importancia en la determinación del tipo de cortina son los siguientes:

1. Condiciones del sitio.
2. Factores hidráulicos.
3. Condiciones de tránsito.
4. Condiciones climáticas.

### **Condiciones del sitio.**

En este renglón se incluyen en aquellas condiciones que pueden influir en el tipo de estructura que se vaya a construir, como son las condiciones de la cimentación, topografía, materiales de construcción y accesibilidad al sitio.

En el diseño de cortina son de gran importancia las condiciones de cimentación, ya que por la naturaleza propia del problema, que trata con masas de roca con fracturas, fallas, juntas o con cimentaciones en formaciones en diferentes grado de intemperismo, con gran heterogeneidad en relación a sus propiedades físicas, es difícil determinar características de conjunto de los materiales que forman la cimentación.

Por consiguiente, se deben efectuar investigaciones muy amplias, tanto de campo como de laboratorio, con la guía de técnicos experimentados y calificados en este tipo de problemas.

Los datos de la cimentación que se puedan considerar indispensables y que influyen en el tipo de cortina son : esfuerzos permisibles, características elásticas, coeficientes de permeabilidad, profundidad de excavaciones y valuación de la efectividad, tanto de consolidación como de impermeabilidad de un tratamiento de la cimentación.

#### **Materiales de construcción.**

La influencia de la disponibilidad de materiales de construcción adecuados en la determinación del tipo de cortina depende del costo relativo de los materiales, puestos a pie de obra tanto para concreto como de tierra y enrocamiento.

Los datos de bancos de materiales, ya sea agregados para concreto, o tierra y enrocamiento, se deben obtener de investigación previas, y ponerlos a disposición del proyectista.

#### **Accesos al sitio.**

El efecto de este factor en la determinación del tipo de cortina tiene una estrecha relación con la disponibilidad de materiales puestos en obra será mayor si es necesario construir los caminos de acceso.

En algunos casos se han construido con éxito transportadores de banda tanto para agregados del concreto como para tierra.

#### **Factores hidráulicos.**

Con mucha frecuencia, y desde el punto de vista económico, es la obra de excedencias la estructura más importante que influye en la determinación del tipo de cortina, siguiéndole en su orden la obra de desvío y la obra de toma.

#### **Efectos del clima.**

El clima, cuando es muy extremoso, puede tener efectos perjudiciales en estructuras muy delgadas como arcos y machones, en donde es conveniente proteger las superficies expuestas a grandes cambios de temperatura para evitar que se "descascare" el concreto y se reduzca la sección útil. También es de suma importancia tener un control estricto sobre la temperatura del concreto.

En las páginas siguientes podemos observar los diferentes tipos de cortinas más comunes en el medio.

Tipo

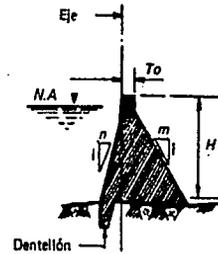
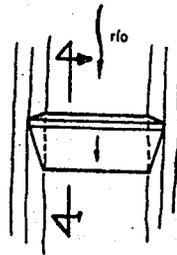
Material de construcción

Planta

Sección

Gravedad - Concreto

$$m \begin{cases} 0.65; \\ 0.85 \end{cases} \quad n \begin{cases} 0.05 \\ 0.1 \end{cases}$$



Corte

Figura 3.8

ARCO - CONCRETO  
A) ARCO SIMPLE  
B) ARCO GRAVEDAD  
C) ARCO BOVEDA

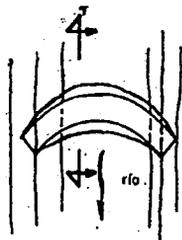
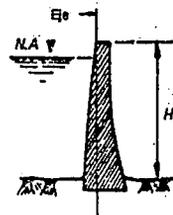


FIG. 3.9



Corta

$m = 0.75$   
Machones - concreto

- a) losas
- b) cabeza
- c) Arcos multiples.

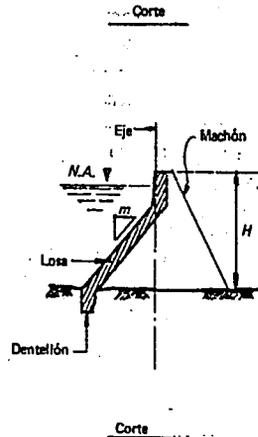
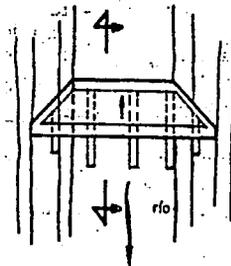
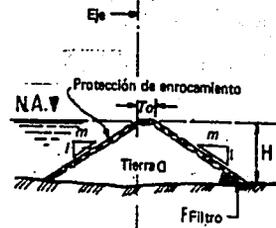
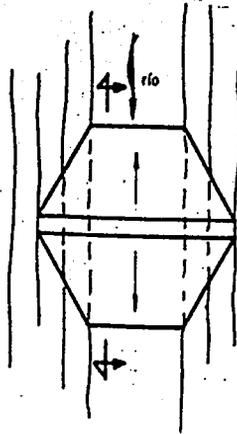


FIG 3. 10

$m = 3 \text{ a } 6$

Homogénea - tierra



Corta

FIG. 3.11

$m = 1.4 - 1.5$   
HOMOGENEA - ENROCAMIENTO.

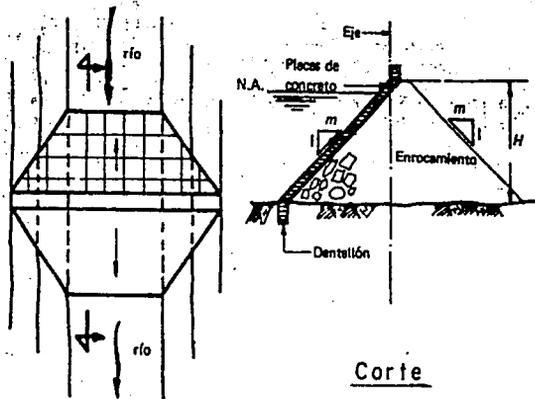
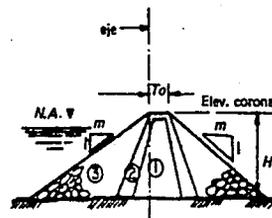
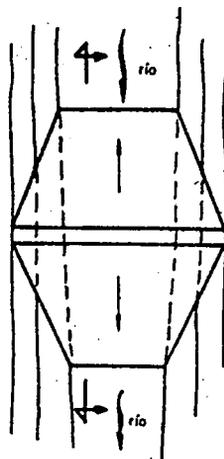


FIG 3.12

## Tipos de cortinas

Materiales graduados { Tierra y enrocamiento

$m = 2 - 2.5$



- 1 Material fino; zona impermeable.
- 2 Transición; material permeable.
- 3 Respaldo de grava o roca; permeable.

Corte

FIG. 3.13

### III.5. OBRAS DE CONTROL Y EXCEDENCIAS.

#### **Función u objetivo.**

Las obras de excedencias son estructuras que forman parte intrínseca de una presa, sea de almacenamiento o derivación y cuya función es la que permite la salida de los volúmenes de agua excedentes a los de aprovechamiento.

Es frecuente que los volúmenes de agua excedentes de una presa se devuelvan al cauce del propio río a través de estructuras de descarga proyectadas convenientemente; sin embargo, en ocasiones las descargas de efectúan a talwegs o ríos pertenecientes a cuencas de otro río o subcuencas del mismo.

La capacidad de una obra de excedencias la determinan la avenida de diseño, las características del vaso y del programa de operación de la propia obra, o sea que dicha relación queda expresada por la fórmula:

$$VE = VS + \Delta V\alpha$$

$$VS = VE - \Delta V\alpha$$

En donde:

VE = Volumen de entrada al vaso en cierta unidad de tiempo.

VS = Volumen de salida del vaso en la misma unidad de tiempo.

$\Delta V\alpha$  = Variación del volumen almacenado en el vaso en la misma unidad de tiempo.

En general, el ingeniero proyectista debe ser sumamente cauteloso al valuar la seguridad de una obra de excedencias en una presa de tierra o tierra y enrocamiento debido a que si por una operación defectuosa o por la presencia de una avenida mayor que la supuesta el nivel de agua sobrepasa la elevación de la corona de la cortina de concreto, en donde las consecuencias para tales condiciones pueden ser menores.

La forma más fácil de proyectar una obra de excedencias es la de suponerla como un vertedor de cresta fija, coincidiendo con el nivel de aguas máximas ordinarias (NAMO) o de operación, como aparece en la figura 3.14 (a)

Si la presa se destinara a control de avenidas, el vaso por lo común debería estar vacío pero se acepta convencionalmente que al presentarse una avenida el vaso se considere lleno, esto es, con el nivel de agua coincidiendo con el NAMO. Este es un criterio sano que ha sido ampliamente comprobado en condiciones reales de operación en una gran cantidad de presas, sobre todo en nuestro país, donde las grandes avenidas se presentan en el mes de Septiembre, al final de la temporada de lluvias, las cuales, con un alto grado de probabilidad, tuvieron oportunidad de provocar escurrimientos suficientes para llenar los vasos. En los ríos del norte, con dos temporadas de precipitación, las grandes avenidas se presentan en la época de escurrimientos de invierno, poco tiempo después de los escurrimientos de verano.

En la figura 3.14 (a) se muestra la sección de un vertedor de excedencias, de cresta fija, donde la avenida de diseño entra al vaso cuando el agua está en NAMO y alcanza el nivel más alto en NAME ( Nivel de Aguas Máximas Extraordinarias) coincidente con la descarga máxima del vertedor, con una carga H.

Este gasto máximo de descarga será menor que el pico de la avenida debido a que ha sido retenido, temporalmente, en cierto volumen de agua almacenado entre NAMO y NAME que se denomina superalmacenamiento o capacidad de retenidas Cr.

En el caso de plantas hidroeléctricas puede ser atractivo el aprovechar el volumen "Cr" y la carga "H" en producción adicional de fuerza motriz, en cuyo caso se tiene la condición que se muestra en la figura 3.14 (b), donde se ha colocado una compuerta de control sobre la cresta del vertedor y el NAMO coincide con el NAME.

En estas condiciones, cuando se presenta una avenida, se levanta la compuerta paulatinamente, de manera que coincida el gasto de entrada al vaso con el de descarga a través de la compuerta y, por consiguiente, que no varíe el nivel de agua. Es evidente que en este caso en que no existe volumen de agua retenida el gasto de salida será igual al de entrada, o sea mayor que en el caso 1º, y, por consiguiente, el umbral de la compuerta en el caso (b) deberá estar a una elevación inferior que la del caso (a) con el objeto de disponer de mayor carga.

Desde luego, para los casos de regulación de avenidas se puede proponer casos intermedios, como se observa en el caso (c) en donde el NAME se obtiene con las compuertas completamente abiertas.

Por otra parte, además de tener suficiente capacidad, la obra de excedencias debe ser hidráulica y estructuralmente adecuada y con las descargas localizadas de manera que no erosionen el pie de la cortina u otras estructuras existentes aguas abajo.

Los materiales que formen los revestimientos de la estructura de descarga deben ser resistentes a la erosión y tener un acabado liso, con el fin de que sean capaces de resistir las altas velocidades que frecuentemente se presentan en ellas, así como para evitar fenómenos de cavitación y presiones diferenciales en las caras del revestimiento.

Cuando sea necesario se deberá prever la construcción de algún dispositivo para disipar la energía cinética del agua en el extremo inferior de la descarga.

Otro aspecto importante que se debe considerar en el diseño de una obra de excedencias es la frecuencia con que funcione, es decir el número de veces por año que vaya a trabajar, aspecto que interviene en la geometría del cimacio y en la previsión de futuras reparaciones, si fuesen necesarias.

Por ejemplo, en el caso de una presa derivadora en que la capacidad del vaso es muy pequeña y, por consiguiente, también la regulación del flujo, el trabajo de la obra de excedencias será muy frecuente, casi constante.

En el caso de las presas de almacenamiento en que se tengan grandes capacidades de regulación se pueden considerar una o dos de las condiciones siguientes:

1ª. En donde la obra de excedencias se conciba para dejar pasar la avenida máxima probable, en cuyo caso debe privar el concepto de la seguridad de la presa.

2ª. En donde, además de la función anterior, se desee aprovechar la capacidad del vaso para regular las avenidas ordinarias y permitir descargas que garanticen ciertos niveles aguas debajo de la presa, congruentes con la capacidad de conducción del cauce y la preservación de vidas y bienes materiales. O sea que la estructura trabajará como reguladora de las avenidas ordinarias y como válvula de seguridad de la presa para el caso de la avenida máxima probable.

Esta es la razón por la que en la actualidad el criterio general es el de proyectar obras de excedencias con capacidades de descarga amplia, sobre todo cuando los datos hidrológicos abarquen periodos relativamente cortos y la presa se encuentre localizada en una cuenca expuesta a fenómenos meteorológicos que pueden provocar escurrimientos de gran magnitud y aguas arriba de zonas densamente pobladas en donde la seguridad de la misma debe ser total.

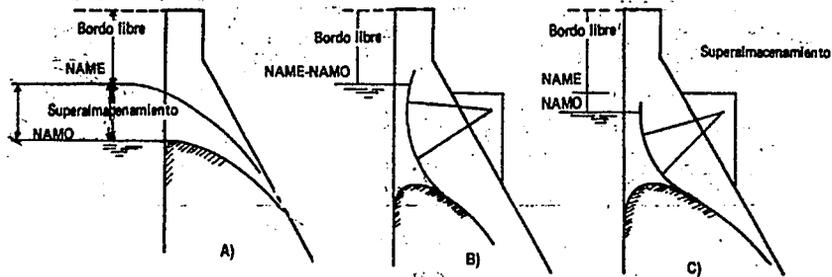


FIG 3.14 CONTROL DE UN ALMACENAMIENTO.

## **Tipos de obras de Excedencias**

### **Vertedores de caída libre**

Los vertedores de caída libre están asociados a cortinas de arco, o de contrafuerte, donde el espesor del concreto y la geometría general no sean favorables para guiar la vena líquida desde la cresta hasta la parte inferior; si la roca de cimentación es resistente a la erosión, el agua se puede dejar caer libremente sin protección; pero en caso contrario se debe prever alguna estructura para disipar la energía cinética del agua y amortiguar el impacto.

### **Cortinas Vertedoras con caída en rápida.**

Este tipo de vertedores se localizan en una sección reducida de una cortina de tipo gravedad, sobre la cual se permite el paso del flujo de agua, como se ilustra en la figura 5.1 la cresta se forma para ajustarse a la vena líquida, en las condiciones de gasto máximo. Si la roca de cimentación es compacta y de buena calidad, la parte inferior de la descarga se puede diseñar como un deflector o salto de esquí; si la cimentación es erosionable se requerirá la construcción de un tanque disipador de energía.

### **Vertedores de Tiro Vertical.**

Los vertedores con descarga en tiro vertical tienen una entrada en embudo que conecta a un túnel, en cuyo extremo inferior puede existir un deflector o una estructura disipadora de energía. Esta forma de vertedores se adapta a presas con vaso de almacenamiento encañonado, gastos relativamente pequeños y en que el agua que fluya a través de ellos esté libre de objetos que puedan obstruirlos.

En nuestro país existía solamente un vertedor de este tipo, formando parte de la presa Chihuahua construida para el agua potable sobre el río Chuviscar.

En el año de 1972 las autoridades del estado de Chihuahua lo hicieron clausurar con el objeto de aumentar el almacenamiento. La presa quedó solamente con un pequeño vertedor auxiliar, con descarga libre sobre el muro de gravedad.

### **Vertedores con Descarga Directa en Canal.**

Los vertedores con descarga directa en canal generalmente están asociados con cortinas de enrocamiento o cortinas de concreto, cuando por alguna causa no conviene que sigan vertedoras.

En la figura 3.15 se ilustran las principales partes de que constan tales vertedores;

Se considera buena práctica de ingeniería no localizar este tipo de vertedores sobre cortinas de tierra o tierra y enrocamiento, debido a que estas estructuras están sometidas a algún grado de asentamiento después de terminada la construcción.

Tales asentamientos podrían provocar movimientos verticales y agrietamientos en el canal de descarga del vertedor. El agua en dichas descargas pueden adquirir velocidades del orden de 40.0 ÷ 50.0 m/s, dependiendo del desnivel, la pendiente y la rigurosidad de las paredes. Con tales velocidades cualquier deslincamiento de los planos del revestimiento, en ambos lados de la fractura, puede provocar muy altas presiones hidrostáticas en la cara inferior de la losa y levantarla, trayendo como consecuencia el fracaso de la estructura y de la cortina misma.

Esta es la razón por lo que, invariablemente, los vertedores con descarga en canal se localizan en las laderas o en otros sitios apropiados, pero siempre sobre terreno natural.

El perfil de un vertedor con descarga en el canal se ilustra en la figura 3.15, el acceso en A es relativamente ancho, de manera que tenga velocidades bajas que no provoquen erosiones y que representen pequeñas pérdidas de carga.

En el punto B se muestra una sección de control., donde se induce un tirante crítico con el fin de asegurar que la descarga máxima se obtenga para cierta elevación del agua en el embalse. En este punto se pueden construir estructuras reguladoras de gasto, en caso de que resulte conveniente.

De B a C se puede tener una pendiente relativamente suave, pero mayor que la crítica, determinada por la topografía en el sitio de localización. De C a D se presentará una caída con pendiente fuerte, ya en el lado de la descarga, con el objeto de llegar al nivel del fondo del río o valle escogido para eliminar los volúmenes de agua vertidos "D"- "E" representa un tanque amortiguador donde se disipa la energía cinética adquirida por el agua, ya en el flujo subcrítico, regresara al cauce del río.

Como alternativa, y en caso de que se tenga roca de muy buena calidad, se puede suspender el revestimiento del canal de descarga en algún punto, entre "B"- "C"- "D", construyendo un deflector para garantizar que las erosiones no se presenten en las cercanías del revestimiento.

En ingeniería hidráulica las estructuras vertedoras se tratan en general de estructuras masivas donde se ha rellenado de concreto la zona bajo la vena líquida, de manera que, teóricamente, no se modifique el estado de presiones a lo largo de la línea b-c, cuya forma debe corresponder a la del manto inferior de la vena.

### **Descarga de los Vertedores**

Excepto para los vertedores con descarga en el tiro vertical, el que se puede ahogar en ciertas condiciones de trabajo, la descarga de los vertedores de excedencias se efectúan en conducto abierto, ya sea en canal o en túnel.

En los vertedores con descarga directa con frecuencia la longitud de la cresta vertedora tiene la misma magnitud que el ancho del canal de descarga y del tanque amortiguador en el extremo inferior.

La longitud de la cresta se determina en función de la operación del vaso, el costo de la cortina y de si se instalarán o no compuertas en la cresta. El ancho del tanque amortiguador se relaciona con los niveles del agua debajo de la descarga. Y el ancho del canal puede depender de las condiciones topográficas y de economía.

Si por las condiciones anotadas antes no son iguales la longitud de la cresta y el ancho del canal y del tanque amortiguador, se deben tener cuidado de que las transiciones se hagan gradualmente, debido a que se pueden desarrollar ondas estacionarias indeseables o incluso brincar el agua fuera de los muros guía laterales.

### **Disipadores de Energía**

#### **Tanques Amortiguadores.**

La función de un tanque amortiguador es la de disipar la energía cinética del flujo supercrítico al pie de la rápida de descarga, antes de que el agua retorne el cauce del río. Todos los diseños del tanque amortiguadores se basan en el principio del salto hidráulico, el cual es la conversión de altas velocidades del flujo a velocidades que no pueden dañar el conducto de aguas abajo. Se debe recalcar que existe una relación estrecha entre la velocidad y el tirante aguas arriba del salto hidráulico y el tirante conjugado aguas abajo del salto.

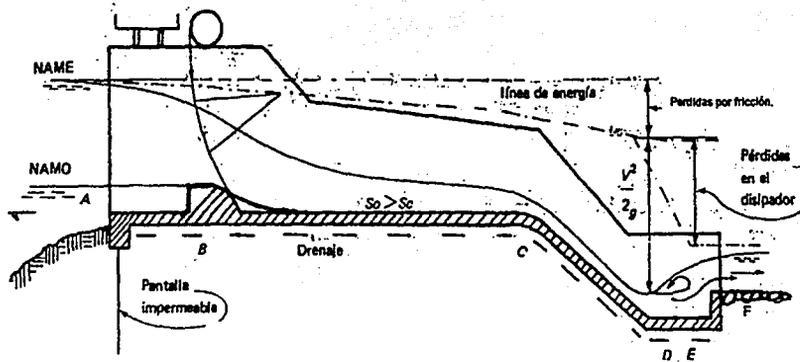


FIG. 3.16 VERTEDOR CON DESCARGA DIRECTA EN CANAL

La longitud, el ancho y la profundidad del tanque amortiguador están interrelacionados entre sí. Conviene hacer las consideraciones siguientes: a partir del gasto de diseño,  $Q$ , se puede determinar el tirante normal en el río " $t$ " y, por consiguiente la elevación del agua a la salida del tanque; con el gasto  $Q$  y un ancho supuesto en el tanque amortiguador se puede determinar el tirante  $t_1$ ; con los valores de  $v_1$  y  $t_1$  se puede determinar el tirante conjugado  $t_2$ ; substrayendo  $t_2$  del nivel de agua a la salida se obtiene la elevación del piso del tanque amortiguador.

Con el fin de apreciar el fenómeno antes descrito se preparan dos curvas, una para elevaciones del agua en la salida y otra para la elevación del agua sobre el piso del tanque correspondiente al tirante  $t_2$ , como resultado de un gasto " $q$ " como se ilustra en la figura 3.16

En el caso ideal las curvas deben coincidir; pero esto rara vez sucede.

Cuando la elevación del agua en el tanque es mayor que en la salida, existe el peligro de que el salto hidráulico se desaloje hacia fuera del tanque; cuando la elevación del agua en el tanque; cuando la elevación del agua en el tanque sea menor que a la salida el salto se moverá hacia el pie de la rápida y se ahogará parcial o completamente, resultando una incompleta disipación de energía y altas velocidades a la salida.

Para corregir esta situación se puede cambiar el ancho del tanque, con lo cual se modificará la curva para el tanque, con lo cual se modificará o la elevación del piso del tanque, o la elevación del agua a la salida, por medio de una sección de control. Otro medida correctiva es la instalación de dientes y bloques de concreto del tanque, con lo que se genera una fuerza en dirección aguas arriba que se suman a la presión hidrostática de aguas abajo, obteniéndose una mayor fuerza resistente y del desalojamiento del salto hacia aguas arriba, en donde se disipara una mayor cantidad de momentum; o el salto hidráulico permanecerá en el mismo lugar con una menor elevación del agua en la salida.

La longitud del tanque amortiguador se debe hacer aproximadamente igual a la longitud del salto.

De modo experimental se ha encontrado que en un piso horizontal la longitud de un salto hidráulico es aproximadamente siete veces la diferencia de tirantes conjugados, o sea

$$L = 7 (t_2 - t_1)$$

Esta longitud se puede reducir construyendo dientes, bloques de concreto, o sobreelevando la salida. Los dientes se colocan a la entrada del tanque amortiguador y tiene como función la de dispersar el flujo; los bloques de concreto se instalan en el piso del tanque y su función es estabilizar el salto suministrando una fuerza en el sentido de aguas arriba; sobreelevando la salida también se estabiliza la posición del salto y además, se levanta el flujo sobre el piso del río, creando turbulencia que puede depositar más que erosionar el material depositado debajo de la salida del tanque.

Para el diseño definitivo es aconsejable que el funcionamiento del tanque amortiguador se compruebe mediante un modelo hidráulico.

Como precaución adicional para prevenir la erosión del cauce a la salida que pueda poner en peligro la estructura se considera buena práctica de ingeniería construir un dentellón a la salida del tanque y revestir el lecho y las márgenes del río con un sampeado seco.

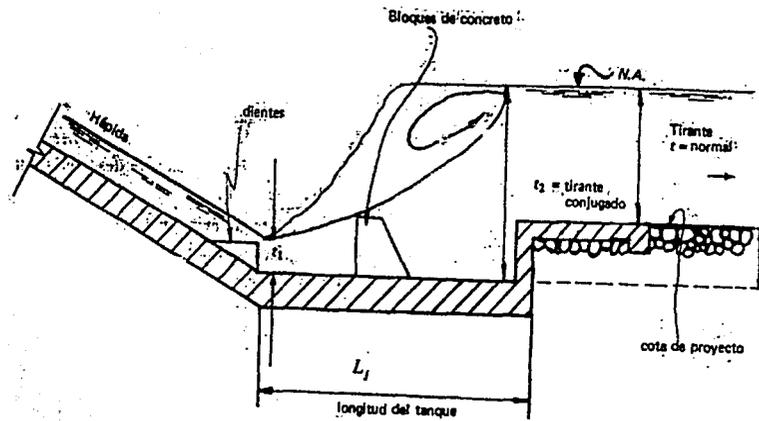


FIG 3.16

### **III.6. CUARTO DE MAQUINAS**

#### **La Central.**

En la central se realiza la transformación de la energía del agua ; en ella se montan las máquinas y las instalaciones suplementarias para el servicio, que son de considerable importancia en centrales que atienden redes de transmisión. Las instalaciones de una central comprenden tres partes: la de máquinas hidráulicas, la de los mandos y la de conexiones. Estas partes, en las grandes centrales están totalmente separadas y se colocan en edificios especiales; en las centrales pequeñas se reúnen en el mismo edificio y se simplifica a veces toda la instalación de tal modo que se llega a prescindir de las salas de mandos y de conexiones. Todos los locales han de disponerse según las exigencias de servicio, siendo además preciso tener en cuenta que todas la máquinas pesadas pueden ser fácilmente transportadas al punto de su destino. Por otra parte, hay que atender el peligro de incendio, lo cual impone la conveniencia de que la cámara de conexiones, que contiene varios aparatos con aceites inflamables, quede separada de las restantes instalaciones por un aislamiento a prueba de fuego.

#### **La casa de Máquinas.**

La casa de máquinas de una central hidroeléctrica se compone de un cuarto de máquinas y de un número de locales secundarios, como talleres, oficinas, guardarropa, lavabos y baños, que se agrupan según su destino alrededor de la cuarto de máquinas donde van las turbinas y los generadores. El tipo de turbinas influye notablemente en la organización del cuarto de máquinas, y por esto es conveniente estudiar primeramente los principales tipos de turbinas, de modo que el ingeniero proyectista tenga una idea bien clara sobre su organización, su instalación y sobre el espacio necesario para ellas.

Las máquinas hidráulicas se emplean para despojar al agua de su energía y transformarla más o menos completamente en energía mecánica. La energía del agua se presenta en varias formas: potencial, cinética y de presión, y se considera al agua como un líquido perfecto se puede transformar sin pérdidas cada una de estas energías, según la ley de Bernouilli, en cualquier otra; por ejemplo, se puede transformar todas en energía potencial.

Las máquina hidráulicas se pueden clasificar en ruedas hidráulicas y turbinas. Las ruedas hidráulicas estuvieron muy generalizadas en otros tiempos, alcanzándose con ellas excelentes rendimientos que nada tenían que envidiar a los de las antiguas turbinas, pero su velocidad era reducida e inconsistente, de modo que han sido suplantadas por las turbinas rápidas de los tiempos modernos.

Para instalaciones más importantes, especialmente la que producen energía eléctrica, solamente se emplean los diferentes tipos de turbinas, las cuales, según la manera en que el agua llega al rodete, se clasifican en turbinas de impulso y reacción. Las primeras son de tipo tangencial como las turbinas Pelton, las segundas son turbinas radiales exteriores tipo Francis.

### **Turbinas tipo Francis.**

La turbina tipo Francis lleva una corona de directrices o álabes entre los cuales el agua fluye al rodete. El agua que fluye entre los álabes tiene energía cinética y energía de presión; ambas se transmiten al rodete al pasar el agua por los canales existentes entre sus paletas, y pueden utilizarse en forma de energía mecánica. La energía cinética se transmite a las paletas o álabes del rodete al desviarse el agua en ellas.

El espacio necesario para una turbina Francis, cuando se conoce su diámetro de entrada  $D_1$  puede deducirse aproximadamente de las dimensiones de una turbina semejante ( es decir, del mismo valor  $n_s$  ), modificando las dimensiones de esta última en la relación de los diámetros, en donde  $n_s$  es :  $N_s =$  número de revoluciones. Ver figura 3.17.

### **Turbinas tipo Pelton.**

Las turbinas tangenciales, de cucharas o cangilones " Ruedas Pelton ", son turbinas en las cuales uno o más chorros aislados, son lanzados por boquillas, e inciden casi tangencialmente contra los cangilones dispuestas en el entorno del rodete. La boquilla lanza un chorro redondo, y los cangilones tienen una forma tal, que hacen que aquél se desvíe casi  $180^\circ$  . Para que no se produzca empujes axiales, los cangilones llevan en el centro un tabique sensiblemente radial , en el que ha de incidir exactamente el eje del chorro. Este tabique divide el chorro en dos partes, y las dos medias paletas lo desvían.

La regulación del chorro cuando la carga es variable se consigue haciendo desplazar una aguja que puede moverse según la dirección del eje de la boquilla; al empujar la aguja hacia delante se estrecha la sección de la boquilla y se reduce el caudal. La maniobra de la aguja en las instalaciones sencillas se hace a mano; en las de mayor potencia e importancia se hace automáticamente con un regulador.

El número específico de vueltas  $n_s$ , para una rueda Pelton con una boquilla y un rodete varía entre 4 y 30; si el caudal es excesivo, o si se desea otro número específico  $n_s$  se emplean más boquillas, pero por razones constructivas sólo raras veces suele pasarse de tres boquillas por rueda, y cuando se quiera que sea posible disponer de más boquillas se montan varios rodetes sobre un eje común.

Las paletas suelen fijarse a la rueda con tornillos. Sólo cuando el diámetro es muy pequeño se funden en una sola pieza junto con la rueda. En el plano de simetría las paletas presentan una muesca en el borde, para que puedan acercarse más a la boquilla y el chorro incida mejor en ellas.

Las turbinas Pelton se montan siempre de modo que el rodete se mueva con toda seguridad por encima del nivel máximo en el canal de desagüe. Esta disposición se conoce con el nombre de rodete libre, y la diferencia de alturas entre la parte más baja del rodete y el nivel de aguas abajo se llama altura de suspensión.

El valor  $n_s$  se llama número específico de revoluciones de la serie, y la caracteriza; en efecto, por experiencia se ha comprobado que corresponden :

- Ns = 4 a 30 a turbinas Pelton con una boquilla
- Ns = 30 a 70 a turbinas Pelton con varias boquillas
- Ns = 50 a 125 a turbinas Francis de rodete lento
- Ns = 125 a 200 a turbinas Francis de rodete normal
- Ns = 200 a 350 a turbinas Francis de rodete rápido
- Ns = 350 a 500 a turbinas de rodete extrarrápido
- Ns = 500 1000 a turbinas Kaplan
- Ns = 400 a 800 a turbinas de hélice.

La distribución de agua a través del sistema se efectúa desde el vaso de regulación hasta las turbinas, por uno o más conductos, de acuerdo con las condiciones particulares de cada caso, de las que se pueden señalar las siguientes:

- a). Localización y longitud de el conducto o los conductos a presión.
- b). Potencia total del salto y potencia posible por cada unidad.
- c). Número de unidades en función de la potencia y la velocidad específica más conveniente para cada una de las turbinas.
- d). Condiciones necesarias para la regulación de la velocidad de rotación de cada unidad y de la estabilidad del conjunto. Ver figura 3.18

#### Clasificación de las Plantas Hidroeléctricas.

Se puede intentar una clasificación de las plantas hidroeléctricas en relación con la caída "H" y el gasto "Q".

Planta de caída baja	H < 30 m
Planta de caída mediana	30 < H < 150 m
Planta de caída alta	150 < H < 300 m
Planta de caída muy alta	300 < H < 2000 m

En cuanto al gasto:

Gasto pequeño	Q = 5 m <sup>3</sup> /seg
Gasto mediano	Q = 25 m <sup>3</sup> /seg
Gasto grande, mayor que	Q = 25 m <sup>3</sup> /seg

#### Potencia de un Salto.

Expresado como "Q" el gasto en m<sup>3</sup>/seg y el salto "H" en metros, se tiene, como potencia teórica;

$$P_t = 9.81 QH \text{ en KW}$$

La potencia efectiva se obtiene introduciendo la eficiencia de la tubería o conducto forzado, y de las máquinas.

Tubería	0.93 - 0.98
Turbina	0.853 - 0.92
Generador	0.95 - 0.98

O sea aproximadamente :

$$P_e = 8.2 QH \text{ en KW}$$

La energía eficiente estaría expresada por :

$$E_e = 1/450 VH \text{ en KW}$$

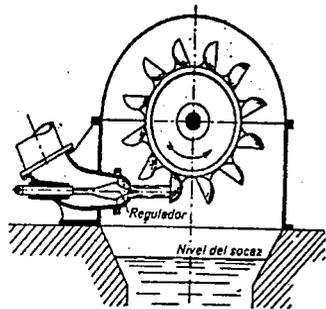


FIG 3.18 TURBINA PELTON

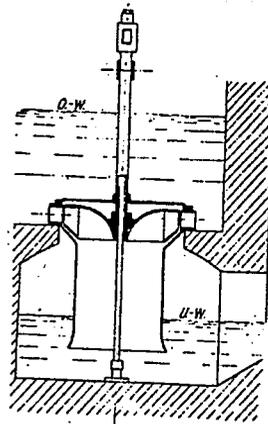


FIG 3.17 TURBINA FRANCIS

## **CAPITULO IV**

### **CAPACIDAD HIDROELECTRICA DEL RIO GRIJALVA A NIVEL DE PLANEACION**

## **IV. CAPACIDAD HIDROELÉCTRICA DEL RÍO GRIJALVA A NIVEL DE PLANEACION.**

### **IV.1. GENERALIDADES DE LA CUENCA.**

#### **Localización, extensión y límites.**

La cuenca del río Grijalva se encuentra ubicada al sureste de la Republica Mexicana y corresponde a la vertiente del Golfo de México.

Por el norte esta delimitado por el Golfo de México y la laguna de Términos, al sur con el norte de Guatemala, la Sierra Madre del Sur y la costa de Chiapas, al este por la cuenca del río Usumacinta y al oeste por las cuencas de los ríos Tonalá, Coatzacoalcos y Ostuta.

Esta comprendida entre los 14° 55' y 18° 35' de latitud norte y entre los 91° 20' y 94° 15' de longitud oeste. El área total de la cuenca es de 53 120 km<sup>2</sup> de los cuales 5600 km<sup>2</sup> corresponden a la República de Guatemala y los 47 520 km<sup>2</sup> restantes abarcan parte de los estados de Tabasco, Chiapas, Veracruz y Oaxaca en el territorio mexicano.



"Río Grijalva", toma hecha desde el mirador del "Cañón del Sumidero"

La cuenca del río Grijalva confronta dos porciones geográficas bien definidas que se conocen con los nombres de Alto Grijalva y bajo Grijalva. El Alto Grijalva comprende toda la zona montañosa, desde su nacimiento en la Sierra de Chuchumatanese en la vecina República de Guatemala, pasa por el estado de Chiapas e inicia el descenso a la planicie tabasqueña por el sitio de la presa

peñitas. El alto Grijalva abarca toda el área de mayor elevación dentro del estado de Chiapas, teniéndose Valles con alturas superiores a los 2000 n. s. n. m. (ver mapa 4.1).

Cañón del sumidero situado en la depresión central del Estado. Su longitud es de aproximadamente 23 Km. El cauce del río Grijalva se abre paso por acantilados y paredes graníticas que tuvieron una altura de más de mil metros; al subir el nivel del agua debido a las formaciones del embalse de la presa Manuel Moreno Torrez (Chicoasén), esta altura disminuyó en más de cien metros de la parte media del cañón.

La antigüedad de esta maravilla natural se calcula en 136 millones de años, siendo de especial interés para los especialistas que la estudiaban, las paredes de roca basáltica y las oquedades naturales que allí se encuentran.



"cañón del sumidero"

El bajo Grijalva, abarca la planicie tabasqueña Hasta el Golfo de México cerca de la población de Frontera. Esta caracterizado por una escasa pendiente (hacia el mar) que da lugar a causes divagantes en los ríos, que en ocasiones se separan en varios brazos y cuyo continuo depósito de sedimentos provoca que con relativa frecuencia algunos ríos abandonen su cauce formando otro nuevo, lo que localmente se conoce como "rompidos". La escasa pendiente y la gran cantidad de escurrimientos con gastos considerables es lo que origina la existencia de una gran cantidad de lagunas en la zona.

Mapa 4.1 cuenca del río Grijalva

# CUENCA DEL RIO GRIJALVA



En esta zona se han realizado obras de defensa de menor importancia en comparación a las presas, sin embargo a pesar de que las obras han sido modestas en relación a los problemas de inundación, de alguna manera han permitido disminuir los daños. (ver mapa 4.2).

### **Hidrografía.**

La corriente principal que da origen al río Grijalva nace en la sierra de Cuchumatanes dentro del territorio de Guatemala, a más de 2000 metros sobre el nivel del mar, formándose por la unión de los ríos San Gregorio y San Miguel. El primero nace cerca de Huehuetenango con el nombre de río Salegua o Santo Domingo y el segundo cerca de San Carlos con el nombre de río Cuilco. Estos dos ríos atraviesan por separado la frontera entre México y Guatemala y se unen en territorio mexicano.

En su cuenca alta recibe el nombre de río Grijalva, después se le conoce como grande de Chiapas, luego como Mezcalapa y finalmente a la altura de la ciudad de Villahermosa recupera su nombre original de Grijalva denominación que conserva hasta su desembocadura al mar en la barra de Frontera.

El Grijalva desde su formación sigue una dirección general hacia el noroeste, y después de unirse al río de La Venta o Pueblo Viejo cambia de dirección hacia el norte hasta cerca del poblado de Cárdenas en el estado de Tabasco, en donde sigue hacia el este. Poco después de la ciudad de Villahermosa vuelve a cambiar de curso hacia el norte continuando así hasta su desembocadura en el Golfo de México, cerca de la población de Frontera, Tabasco, después de su confluencia con el río Usumacinta.

Los principales afluentes del río Grijalva son: por la margen izquierda, los ríos Salinas, Dorado, Santo Domingo, Suchiapa, Sabinal y de la Venta y por la margen derecha los ríos Blanco, Pichualco, de La Sierra, Tecalpa, Macuspana y Tulijá.

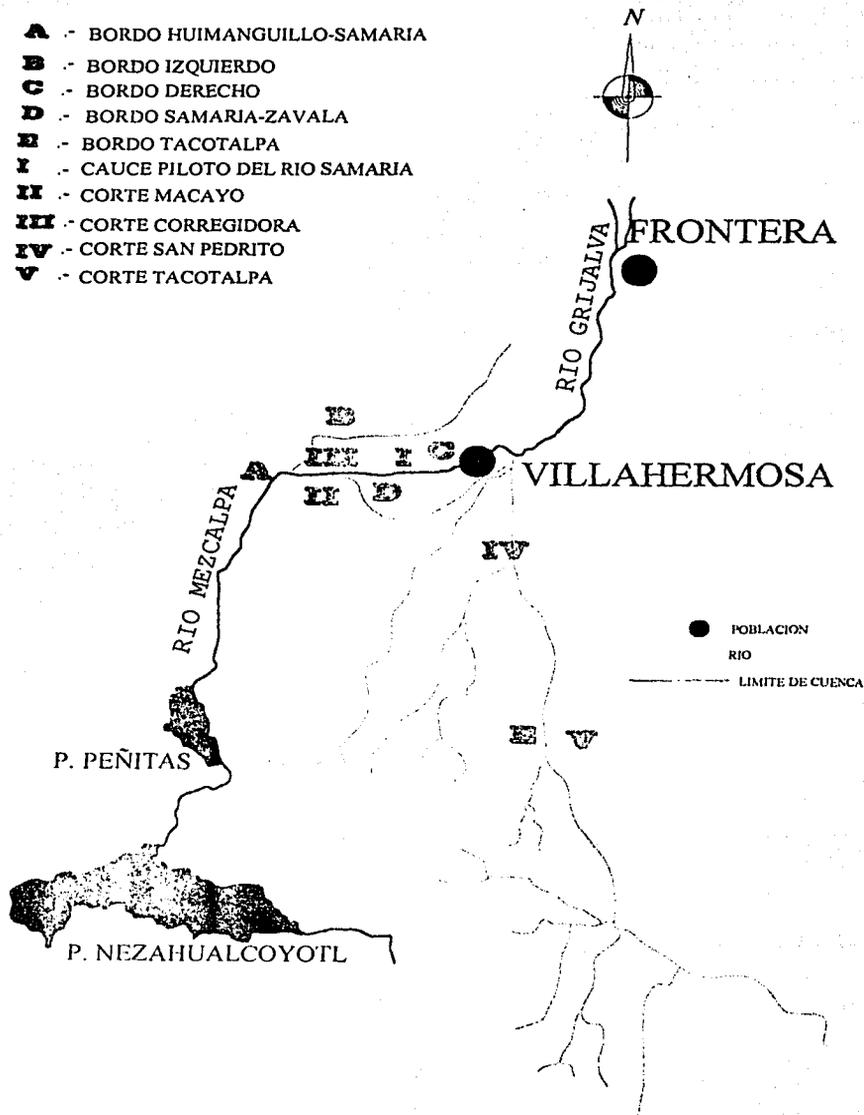
La cuenca del río Grijalva se encuentra bien definida en la parte alta y media, en contraste con la parte baja, que es una zona deltaica que consiste en la bifurcación de los escurrimientos en varios canales antes de llegar al mar.

El río Grijalva a lo largo de su recorrido presenta diferentes formaciones como son meandros, marisma, esteros y sistemas lagunares. Los meandros se deben en gran parte a las características topográficas del terreno, que generalmente no presentan elevaciones o desniveles los cuales condicionen el curso de los ríos, así como a los fenómenos de deposición que han ido rellenando los propios cauces provocado que los escurrimientos divaguen e invadan los terrenos adyacentes a su curso original originado extensa llanura de inundación.

Mapa 4.2 proteccion para los rompidos

## OBRAS DE DEFENSA EN LA CUENCA BAJA DEL RIO GRIJALVA

- A** - BORDO HUIMANGUILLO-SAMARIA
- B** - BORDO IZQUIERDO
- C** - BORDO DERECHO
- D** - BORDO SAMARIA-ZAVALA
- E** - BORDO TACOTALPA
- I** - CAUCE PILOTO DEL RIO SAMARIA
- II** - CORTE MACAYO
- III** - CORTE CORREGIDORA
- IV** - CORTE SAN PEDRITO
- V** - CORTE TACOTALPA



En general, en la sierra presentan patrones de drenaje dentríco, radial y cástico, mientras que la planicie se toman divagantes, formando patrones anastomosado, paralelo y lagunar.

## IV.2 CAPACIDAD DE GENERACIÓN.

### Sistema hidroeléctrico en México.

En México existen diversas formas de generar energía eléctrica, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), ha diseñado, ha construido y operado tipos diversos de plantas generadoras, siendo Hidroeléctricas, Geotermoelectricas, Carboeléctricas, de combustión interna, ciclo combinado, termoeléctricas, eoloeléctricas, turbogas, dual, nucleoelectricas. Con 36,220.303 MW de capacidad instalada generando anualmente más de 141 mil giga-vatios hora de poder. Ver (cuadro 4.2.1)

FUENTES DE GENERACIÓN A NIVEL NACIONAL  
(cuadro 4.2.1)

TIPO DE CENTRAL	NUMERO DE CENTRALES	NUMERO DE UNIDADES	CAPACIDAD INSTALADA
HIDROELÉCTRICAS	64	182	9,745.149
GEOTERMOELÉCTRICAS	5	28	752.900
CARBOELÉCTRICAS	2	8	2,600.000
COMBUSTIÓN INTERNA	8	46	134.604
CICLO COMBINADO	7	33	2,873.020
EOLIELÉCTRICAS	2	8	2.175
TERMOELÉCTRICA VAPOR	28	93	14,323.875
TURBOGAS	34	79	2,338.580
DUAL	1	6	2,100.000
NUCLEOELÉCTRICAS	1	2	1,350.000
U. DE EMERGENCIA		36	
<b>TOTAL:</b>	<b>152</b>	<b>521</b>	<b>36,220.300</b>

Las hidroeléctricas con las que se cuenta actualmente son 64 en total. Ver (cuadro 4.2.2)

**CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN MÉXICO**  
(cuadro 4.2.2)

NOMBRE	UNIDADES	CAPACIDAD MW	NOMBRE	UNIDADES	CAPACIDAD MW
el Moreno Torres	5	1 500.000	Oviachic	2	19.200
iso	6	1 080.000	El Durazno	2	18.000
nillo	6	1 000.000	Camilo Arriaga (El Salto)	2	18.000
nilpa	3	960.000	Puente Grande	4	17.400
rio Domínguez	5	900.000	Juntas	3	15.000
s Ramírez Ullóa	3	592.800	Minas	3	14.400
donaldo Colosio (Huites)	2	422.000	Gral. Salvador Alvarado	2	14.000
Albino Corzo (Peñitas)	4	420.000	Tepazolco	2	10.880
scal	6	354.080	Encanto	2	10.000
	4	304.000	Mocúzari	1	9.600
ardo Hiriart Balderrama	2	292.000	Platanal	2	9.200
in Gómez Farías	2	240.000	Botello	2	8.100
spec	4	208.800	Coitlipa	4	8.000
rbato	3	135.000	Zumpinito	4	6.400
o Elias Calles (El Novillo)	3	135.000	Luis M. Rojas (Intermedia)	1	5.320
longo	3	107.550	Bombaná	4	5.240
aúl J. Marsal (Comedero)	2	100.000	Colina	1	3.000
to	2	92.150	Portezuelos I	4	2.800
a	2	85.500	San Pedro Porúas	2	2.560
zio	2	72.450	Tamazulapan	2	2.480
rbara	3	67.575	Schpoina	3	2.240
stad	2	66.000	Jumatán	4	2.180
M. Diéguez (Sta. Rosa)	2	61.200	Portezuelos II	2	2.120
septiembre (El Fuerte)	3	59.400	Texolo	2	1.600
	2	52.020	Las Rosas	1	1.600
	4	51.200	Huazuntlán	1	1.600
go	4	36.000	Electroquímica	1	1.400
	3	31.500	Tiro	3	1.100
o Figueroa (La Venta)	5	30.000	Ixtaczoquiltán	2	1.050
l	4	26.000	Micos	2	1.000
	4	25.000	Bartolinas	2	0.750
ilio del Valle	3	21.000	Itzicuaro	2	0.704

# SISTEMA HIDROLÓGICO GRIJALVA

<b>POTENCIAL HIDROELECTRICO</b>																	
<b>Región sureste</b>																	
No	PROYECTO	NE	ESTADO	CUENCA	CORRIENTE	COORDENADAS		CARTAS INEGI		VMA Mill. de m <sup>3</sup>	NAMO m/s	DESF. m/s	H m	P Med MW	PI MW	Gen GWh	F.P.
						Lat N	Long. W	1:250 000	1:50 000								
1	CHICOASÉN	OP	CHIS	GRJALVA	GRJALVA	16°56'	93°05'	E15-11	E15-C59	13.047	392	216	176	539	1 500	4 562	0,347
2	MALPASO	OP	CHIS	GRJALVA	GRJALVA	17°09'	93°40'	E15-8	E15-C48	19.273	176	91	85	319	1 080	2 606	0,275
3	LA ANGSTURA	OP	CHIS	GRJALVA	GRJALVA	16°23'	92°47'	E15-11	E15-D71	11.824	524	432	92	250	900	1 886	0,239
4	PEÑITAS	OP	CHIS	GRJALVA	GRJALVA	17°26'	93°28'	E15-8	E15-C28	23.204	87	54	32	218	420	1 298	0,353
5	YAYAHUITA	ID	CHIS	GRJALVA	YAYAHUITA	15°43'	92°28'	D15-2	D15-B22	2.372	860	660	200	92	184	806	0,500
6	LA VENTA	ID	CHIS	GRJALVA	LA VENTA	16°58'	93°45'	E15-11	E15-C57	1.746	400	200	200	68	136	593	0,500
7	SAMARIA	ID	TAB	GRJALVA	GRJALVA	17°55'	93°22'	E15-8	E15-C18	27.000	30	20	10	52	105	459	0,500
8	MEZCALPA	ID	TAB	GRJALVA	GRJALVA	17°47'	93°24'	E15-8	E15-C18	25.100	20	10	10	49	97	427	0,500
9	PACAYAL	ID	CHIS	GRJALVA	ZACUAPA	15°59'	92°21'	D15-2	D15-B22	1.247	860	660	200	48	96	424	0,500
10	COPAINALA	FA	CHIS	GRJALVA	GRJALVA	16°59'	91°10'	E15-8	E15-C49	10.154	205	188	17	47	210	416	0,226
11	ACALA	PF	CHIS	GRJALVA	GRJALVA	16°24'	92°44'	E15-11	E15-D61	8.854	423	408	15	40	160	379	0,270
12	ESPEÑOZA I	ID	CHIS	GRJALVA	CHAVARRIA	16°59'	93°06'	E15-11	E15-C59	1.167	490	310	180	41	82	357	0,500
13	SAN MIGUEL	ID	CHIS	GRJALVA	GRJALVA	15°51'	92°12'	D15-2	D15-B13	3.720	580	530	50	36	72	316	0,500
14	BELLA VISTA	ID	CHIS	GRJALVA	CHICOMUSELO	15°38'	92°15'	D15-2	D15-B23	173	1.760	700	1.060	36	72	312	0,500
15	PUEBLO VIEJO	ID	CHIS	GRJALVA	NEGRO	16°58'	93°47'	E15-11	E15-C57	1.762	300	200	100	34	68	299	0,500
16	NEGRO	ID	OAX	GRJALVA	NEGRO	16°53'	93°54'	E15-11	E15-C57	1.181	400	300	140	32	64	281	0,500
17	LAS DELICIAS	ID	CHIS	GRJALVA	CAJATAL	15°57'	92°32'	D15-2	D15-B22	873	1.060	880	180	30	60	267	0,500
18	SAYULA	ID	CHIS	GRJALVA	MEGDALENA	17°21'	93°17'	E15-8	E15-C39	1.495	290	190	100	29	58	254	0,500
19	LAS PEÑAS	ID	OAX	GRJALVA	NEGRO	16°50'	93°58'	E15-11	E15-C57	780	660	470	190	29	58	252	0,500
20	HONDO	ID	CHIS	GRJALVA	HONDO	16°53'	93°12'	E15-11	E15-C59	319	840	400	440	27	54	239	0,500
21	ESPEÑOZA II	ID	CHIS	GRJALVA	CHAVARRIA	17°04'	93°04'	E15-8	E15-C49	819	650	490	160	25	50	223	0,500
22	CHAVARRIA	ID	CHIS	GRJALVA	SACRAMENTO	17°03'	92°59'	E15-8	E15-D41	533	890	650	240	25	50	217	0,500
23	ATENANGO	ID	CHIS	GRJALVA	AMATENANGO	15°29'	92°07'	D15-2	D15-B33	1.000	800	680	120	23	46	204	0,500
24	LAS MARAVILLAS	ID	CHIS	GRJALVA	LA FLORIDA	16°59'	93°18'	E15-11	E15-C59	569	500	300	200	22	44	193	0,500
25	AMATENANGO	ID	CHIS	GRJALVA	AMATENANGO	15°36'	92°09'	D15-2	D15-B23	1.412	720	640	80	22	44	192	0,500

# POTENCIAL HIDROELECTRICO

## Región sureste

No	PROYECTO	NE	ESTADO	CUENCA	CORRIENTE	COORDENADAS		CARTAS INEGI		VMA Mill. de m <sup>3</sup>	NAMO m <sup>3</sup> /m <sup>2</sup>	DESF. m <sup>3</sup> /m <sup>2</sup>	H m	P Med MW	PI MW	Gen GWh	F.P.		
						Lat. N	Long. W	1: 250 000	1: 50 000										
26	RODOLFO FIGEROA	ID	CHIS	GRUALVA	SAN GREGORIO	15°53'	92°06'	D15-2	D15-B13	3.171	560	525	35	22	44	189	0,500		
27	LAS FLORES	ID	CHIS	GRUALVA	LA VENTA	16°50'	93°32'	E15-11	E15-C58	1.359	500	420	80	21	42	185	0,500		
28	DORADO	ID	CHIS	GRUALVA	DORADO	16°05'	92°57'	E15-11	E15-D81	610	680	550	130	15	30	135	0,500		
29	TZIMOL	ID	CHIS	GRUALVA	SAN VICENTE	16°11'	92°16'	E15-11	E15-C83	109	1.360	640	720	15	30	133	0,500		
30	TECPATAN	ID	CHIS	GRUALVA	TECPATAN	17°06'	93°22'	D15-8	E15-C48	703	300	195	105	14	28	125	0,500		
31	JITOTOL	ID	CHIS	GRUALVA	SACRAMENTO	17°06'	92°56'	E15-8	E15-D41	101	1.620	920	700	14	27	120	0,500		
32	SUCHIAPA	ID	CHIS	GRUALVA	SUCHIAPA	16°38'	93°10'	E15-11	E15-C69	568	600	480	120	13	26	115	0,500		
33	SAN GREGORIO	ID	CHIS	GRUALVA	SAN GREGORIO	15°94'	91°57'	E15-12	D15-B14	2.419	600	575	25	12	24	103	0,500		
34	MAGDALENA	ID	CHIS	GRUALVA	MAGDALENA	17°15'	93°10'	E15-8	E15-C39	213	990	730	260	11	22	94	0,500		
35	TZIMBAC	ID	CHIS	GRUALVA	TZIMBAC	17°17'	93°30'	E15-8	E15-C38	441	220	100	120	10	20	90	0,500		
36	TOTOPAC	ID	CHIS	GRUALVA	TOTOPAC	17°08'	93°19'	E15-8	E15-C49	75	900	300	600	9	18	76	0,500		
37	ENCAJONADO II	ID	OAX	GRUALVA	ENCAJONADO	16°48'	94°05'	E15-10	E15-C56	546	780	700	80	8	16	74	0,500		
38	BLANCO	ID	CHIS	GRUALVA	BLANCO	16°10'	92°34'	E15-11	E15-D82	496	580	500	80	8	16	67	0,500		
39	AHOGADERO	ID	CHIS	GRUALVA	CHQUITO	16°48'	93°53'	E15-11	E15-C57	241	600	440	160	8	14	66	0,500		
40	SAN RAFAEL	ID	CHIS	GRUALVA	SAN JUAN	15°55'	92°33'	D15-2	D15-B12	386	700	600	100	8	14	66	0,500		
41	SANTO DOMINGO	ID	CHIS	GRUALVA	SANTO DOMINGO	16°29'	93°01'	E15-11	E15-C79	651	500	440	60	8	16	66	0,500		
42	ENCAJONADO I	ID	OAX	GRUALVA	ENCAJONADO	16°43'	94°09'	E15-10	E15-C66	249	980	860	120	6	12	51	0,500		
43	BOMBANA	OP	CHIS	GRUALVA	HONDO	16°55'	92°03'	E15-11	E15-C59						5	28	0,607		
44	SCHPOENA	OP	OAX	GRUALVA	SCHPOENA	16°18'	92°28'	E15-11	E15-D71						2	9	0,462		
45	AMPL. CHICOASÉN	DC	CHIS	GRUALVA	GRUALVA	16°56'	93°05'	E15-11	E15-C59								0,230		
													<b>TOTAL</b>			2 945	7 046	19 254	

\* La generación se incluye en la central, porque esta potencia no incrementa la energía sólo disminuye el factor de planta

NE = Nivel de Estudio  
ID = Identificación  
OP = Operación  
DC = Diseño Construcción  
FA = Factibilidad

VMA = Volumen Medio Anual de escurrimiento  
NAMO = Nivel de Aguas Máximo Ordinario  
H = Carga  
P Med = Potencia Media  
PI = Potencia Instalada

FP = Factor de Planta

### Sistema hidroeléctrico del río Mexcalapa - Grijalva (SHMG)

El sistema hidroeléctrico del río Grijalva, construido entre los años de 1959 a 1987 conformado por los proyectos (de río arriba hacia aguas abajo): "Belisario Domínguez-La Angostura"(900 MW y 2 025 millones de millones de Kwh.), "Manuel Moreno Torres-Chicoasén"(1 500 Mw. y 4 500 millones de millones de Kwh.), "Netzahualcōyotl-Malpaso"(1 080MW y 300 millones de millones de Kw. h) y "Ángel Albino Corzo-Las Peñitas"(420 Mw. y 1450 millones de millones de Kwh.), Con un almacenamiento de 3 7000 millones de metros cúbicos, contribuye con cerca del 30% de los escurrimientos en la planicie costera de Tabasco. Al aportar una capacidad de 3 900 megawatts (MW) y producción media anual de 1 1000 millones de kilowatts-hora (kW·h), requiere sin dilación, de renovados criterios de operación y obras complementarias para fortalecer su presencia interregional.

### CAPACIDAD EFECTIVA (MW) REGION GRIJALVA

(cuadro 4.2.2)

NOMBRE	ESTADO	MUNICIPIO	U'S	U-1	U-2	U-3	U-4	U-5	U-6	TOTAL
UNIDADES HIDROELECTRICAS										
MANUEL MORENO TORRES (CHICOACÉN)	CHIS	CHICOASÉN	5	300,000	300,000	300,000	300,000	300,000		1 500,000
MALPASO	CHIS	TECPATÁN	6	180,000	180,000	180,000	180,000	180,000	180,000	1 080,000
B. DOMINGUEZ (ANGOSTURA)	CHIS	ACALÁ	5	180,000	180,000	180,000	180,000	180,000		900,000
A. ALBINO CORZO (PEÑITAS)	CHIS	OSTUACÁN	4	105,000	105,000	105,000	105,000			420,000
<i>TOTAL</i>			<b>20</b>							<b>3 900,000</b>

En México existen 64 centrales hidroeléctricas las cuales tienen una capacidad instalada de 9,745.149 MW, tan solo las hidroeléctricas que se encuentran en el río Grijalva (La angostura, Chicoasén, Netzahualcoyotl y Peñitas) aportan una capacidad de 3 900.000 MW. Esta relación nos muestra que el sistema hidroeléctrico del río Grijalva aporta el 40.02% de la energía generada por este medio.

El río Grijalva constituye la fuente de energía hidráulica mas importante de la república mexicana. Se hizo un gran esfuerzo en las abruptas márgenes del Grijalva por miles de trabajadores que excavaron la tierra selvática y construyeron las cortinas de los embalses. Allí nacieron lagos que doblan el volumen del Lago de Chapala, más para ello hubo que desplazar de las vertientes a varios miles de lugareños, que recibieron tierras y viviendas en otras partes de

los estados de Chiapas y Tabasco, gracias a este esfuerzo ahora se tiene el sistema de energía mas grande, generando el 10.76% de energía eléctrica nacional, siendo así el sistema más importante del país.

En los próximos años el país requerirá mas capacidad de generación eléctrica para satisfacer las demandas de la población. Esto se lograra creando nuevas centrales de generación eléctrica o reforzando las ya existentes.

### **Reforzamiento de la cuenca del Grijalva.**

En la presa las peñitas se pretende construir un vertedor auxiliar y de ser viable se transformará en una segunda casa de máquinas para sobre equipar la central con 300 MW (el puerto-dique "El Mico" situado a 3 kilómetros al noreste de la presa también es una buena alternativa). Así, el vertedor de servicio al funcionar esporádicamente y, al combinarse con un mayor caudal de equipamiento, la probabilidad de derrame y afectación aguas abajo disminuirá. Con una potencia total de 720 MW, la producción se elevará a 1850 millones de Kwh. , Lo cual permitirá proporcionar un servicio eléctrico de mayor calidad y seguridad.

Proyecto "I.V Malpaso 2", Chiapas. Es muy conveniente y oportuno, desarrollar un moderno y competitivo proyecto hidroeléctrico sobre el rio La Venta, justo en su unión con el rio Negro. Ubicado a 28 kilómetros al suroeste de la presa "Malpaso" y 75 kilómetros al noroeste de Tuxtla Gutiérrez se integrará con una cortina de gravedad de 230 metros de altura, la cual creará un embalse de 3750 millones de metros cúbicos de almacenamiento y 51 kilómetros cuadrados de superficie. Con capacidad de 540 MW y generación de 1800 millones de Kwh. Fortalecerá la contribución del sistema hidroeléctrico del rio Grijalva y, al preverse como elevación del desfogue el nuevo nivel máximo de la central "Malpaso" -200 msnm-, completará el aprovechamiento de los recursos hidráulicos regionales.

Central "Mexcalapa", Tabasco-Chiapas. Con la finalidad de mejorar en el proyecto Las Peñitas el control de inundaciones y, en consecuencia, aprovechar todas las aportaciones normales y extraordinarias en la producción de electricidad, es conveniente -si las diversas afectaciones e indemnizaciones lo permiten- construir una central hidroenergética de baja carga, la cual se ubicaría a 27.5 kilómetros aguas abajo de ese proyecto. Se formaría con un dique-carretero de 13 kilómetros y su planta hidroeléctrica, con capacidad de 300 MW y generación de 950 millones de Kwh.-a quedaría en el extremo oriente, a fin de canalizar al rio Mexcalapa sólo extracciones reguladas. Su vertedor, que estaria en el empotramiento oeste de la presa descargaría al rio Las Flores, afluente del rio Tonalá; condición que eliminaría todo riesgo asociado a este sistema de futuras inundaciones en la planicie costera.

En complemento, es indispensable reforzar todo el sistema de bordos-carreteros de encauzamiento del rio Grijalva, con especial atención los correspondientes a partir de su bifurcación. En el brazo Samaria restablecerá su capacidad hidráulica, a fin de canalizar los mayores volúmenes desfogados por el proyecto Las Peñitas hacia la llanura de inundación norte. En el brazo Carrizal, revisar y sobreelevar los diques de defensa y reubicar asentamientos humanos localizados en las partes bajas.

Lo anterior, al conjuntarse con diversas acciones y uso racional de los recursos: reforestación general, control de erosión y de la maleza acuática, evitar la invasión de zonas de inundación..., además de prolongar la capacidad y vida útil de todo este sistema -la potencia aumentará en 35% y la producción en 32%- y revalorarse plenamente las cualidades y ventajas de cada proyecto se fomentarán a gran escala las actividades turísticas, de esparcimiento, la piscicultura y la navegación en cinco excelentes embalses, donde en sus riberas podrán establecerse nuevas poblaciones.

### **IV.3 ESTUDIOS GEOGRÁFICOS Y TOPOGRÁFICOS.**

#### **Orografía.**

La cuenca del río Grijalva está alojada en un complicado sistema orográfico que se inicia en la Sierra Madre del Sur o de Chiapas y se extiende al noroeste de la planicie costera del Pacífico y casi paralelamente a ella, continuando hacia Oaxaca y del otro lado de la frontera en Guatemala quedando su parteaguas a unos 80km del litoral. En el estado de Chiapas, la sierra está limitada al noroeste por la Depresión Central de Chiapas con una longitud de 180 Km. y su ancho varía entre 50 y 65 Km. ocupando una superficie de 14000 km<sup>2</sup>. Esta es una región muy accidentada y va creciendo en altura conforme avanza hacia el suroeste, siendo su mayor elevación el volcán de Tacaná con 4057 m.s.n.m

La Depresión Central de Chiapas se extiende al noreste de la Sierra Madre paralelamente a ésta, quedando limitada al noroeste por la altiplanicie de Chiapas y al norte por la Sierra Septentrional de Chiapas, tienen una longitud de 280km y una anchura de 30 a 55 Km., su superficie es de 9000 km<sup>2</sup> con una altitud media aproximada de 550m, es una planicie accidental irregularmente por la presencia de lomeríos, conos pequeños y serranías en algunas partes.

Varios contra fuertes delimitan las cuencas de captación de los afluentes del Grijalva, cuya cuenca queda separada de la cuenca del río Usumacinta por las sierras independencia y San Cristóbal. Entre estas sierras independencias y San Cristóbal. Entre estas sierras y la Sierra Madre de Chiapas que tienen una altura media de 2000 m.s.n.m, su superficie es accidentada en gran parte, pero existen varias planicies de diferente altitud.

El sistemas de serranías y contrafuertes va descendiendo hacia el Golfo de México, terminando en una cadena de lomeríos bajos situada a unos 100 Km. de litoral en las inmediaciones de Tecotalpa, que son estribaciones de la Mesa Central de Chiapas y entre los que se encuentran el Cerro del Mangle con una altura próxima a los 1000m, iniciándose la planicie costera conocida como zona del Bajo Grijalva.

## **Suelo.**

Los tipos de suelos que existen en las distintas zonas que integran la cuenca del río Grijalva se clasifican en los siguientes grupos: suelos podzólicos que se extienden en la parte oriental de la Sierra Madre, en la Depresión Central, y en el noreste a partir de la meseta Central; suelo complejos de montaña, localizados en el centro y oriente de la Sierra Madre, en la zona limítrofe de Oaxaca y Veracruz y en la región Lacandona; suelos de pradera existen en menor proporción sobre todo al sur de la Meseta Central; suelos negros en la depresión y Meseta Central de Chiapas así como en los valles y suelos gleisados que cubren prácticamente toda la zona conocida como del bajo Grijalva.

En general, los suelos son de moderada a alta fertilidad, pero en algunas porciones donde existen limitantes químicos y de saturación de bases, la fertilidad es baja. En orden de importancia por la extensión que ocupan, se encuentran gleysoles, acrisoles, vertisoles, cambisoles, regosoles, luvisoles, fluvisoles y solonchak.

## **IV.4 PRECIPITACIÓN PLUVIAL.**

### **Precipitación.**

La precipitación varía a través de la región decreciendo gradualmente del sur, zona de Teapa y al rededores de la sierra Madrigal y Tapijulapa, donde caen 4500 mm anuales en promedio, hacia el norte, zona costera, con una precipitación media anual de 2000mm a 2500 mm.

En gran parte del estado la precipitación es estacional. El periodo de lluvias abarca de junio a octubre, donde se presentan dos máximas, la primera en junio y la segunda en octubre, con un promedio de 380mm. En agosto la lluvia decrece ligeramente, lo cual es denominado sequía de medio verano.

La temporada de secas ocurre en marzo y abril, la lámina de precipitación es de 40mm en la costa y de 100mm en las laderas de las sierras, la lluvia invernal es consecuencia de los nortes.

La precipitación en verano y principios de otoño es originada por los procesos convectivos de la masa de aire caliente y húmedo que invaden al estado de Tabasco, sobre todo al incidir en las sierras que lo bordean por el sur. En los últimos meses de este periodo se incrementa la entrada de dichas masas a la entidad como consecuencia indirecta de los ciclones tropicales.

En los meses de octubre a marzo las precipitaciones predominantes son producto de frentes fríos o "nortes" que generalmente se presentan en forma de llovizna; durante este tiempo de 20 a 25 frentes atraviesan el golfo e invaden el estado de Tabasco. La lluvia invernal se concentran en diciembre, enero y febrero, en cada uno de estos meses se presentan de 3 a 5 nortes, los cuales vienen acompañados por vientos con velocidad mayor a 40 km/h.

## Clima y vegetación.

La cuenca comprende una gran variedad de climas, desde el clima semiseco de la Depresión Central, con invierno y parte de otoño y primavera secos; semicálidos, sin estación invernal definida, con temperatura media anual de 22° C y temperaturas extremas de 2 °C y 38 °C en el alto de Grijalva, hasta el clima muy húmedo sin estación seca bien definida; Cálido, con estación invernal, con temperatura media anual de 25 °C y temperaturas extremas de 41°C y 8 °C en las regiones intermedias de la cuenca, pasando por el clima húmedo, sin estación seca bien definida, cálido sin estación invernal, con temperatura media anual de 26 °C y temperaturas extremas de 46 °C y 10 °C en la llanura costera o zonas de bajo Grijalva.

Dentro de los tipos de vegetación que se encuentran, sobresale la asociación de tular-popal conformada por plantas herbáceas de 1 a 3 m de altura, con hojas grandes y anchas de color verde claro que sobresalen del agua y constituyen una masa muy densa la cual apenas deja entrever el pantano sobre el que se encuentra. Se distribuye por casi toda la cuenca en formas de manchones continuos paralelos al cordón litoral como en el extremo septentrional de la cuenca del río Tonalá y en algunas áreas aisladas entre los ríos Puxcatán, Tecolapa y pichucalco, así como en las cercanías de la población de Frontera. El desarrollo de esas comunidades vegetales hidrofitas está condicionado fundamentalmente por la presencia de zonas pantanosas y de inundación poco profundas, originadas por la abundante precipitación ( 2000 a 3000 mm anuales) sobre terrenos planos con suelos arcillosos y de drenaje lento.

Otro tipo de vegetación es el de selvas, también distribuida en forma de mechones en casi toda la cuenca.

La vegetación de manglar está distribuida en la parte posterior del cordón litoral bordeando las lagunas Santa Anita y otra más, que se extienden paralelas a la costa y que tienen conexión con el mar. Asimismo, se localiza en las riberas cercanas a las desembocaduras de los ríos.

El pastizal inducido se distribuye también en forma de pequeños manchones por casi toda la cuenca. Está formado por especies herbáceas que llegan a medir hasta 2m de altura. La mayor parte de la superficie correspondiente a este tipo de vegetación se dedica al aprovechamiento pecuario por la alimentación del ganado bovino y equino. Se encuentra ubicado en los alrededores de la ciudad de Villahermosa y de algunos poblados. Comparte la mayor parte de su extensión con la agricultura de temporal, el pastizal cultivado, el tular-popal, el manglar y la selva media subperennifolia.

## **IV.5 POBLACIÓN BENEFICIADA.**

### **Recursos.**

El Estado de Chiapas es una de las regiones más productivas de la república Mexicana, gracias principalmente a sus tierras fértiles, a su régimen de lluvias, que es uno de los más intensos y a sus distritos de riego. Los beneficios no han sido solo de manera estatal sino a nivel nacional, si tomamos en cuenta que el Grijalva es el río más importante para Chiapas y México; Puesto que atraviesa una región muy extensa y nutre las enormes presas La Angostura, Chicoasén, Nezahualcóyotl, y peñitas antes de internarse en Tabasco. Juntas aportan el 45 % de la energía consumida en nuestro país. Además con la construcción de sus presas se ha beneficiado a los grupos que habitan las regiones cercanas a los embalses, de esta manera es impulsado el desarrollo de la agricultura, la ganadería, la pesca, la navegación, recreación y turismo.

### **Energía de aportación.**

Chiapas contribuye con una parte importante de la riqueza nacional. Fluye por su territorio el 25 por ciento de las aguas superficiales del país. Parte significativa de esta agua aporta el 45 por ciento del suministro hidroeléctrico nacional, para darse cuenta de la importancia del sistema hidroeléctrico Grijalva, diremos que una pequeña parte de la energía generada por este medio sirve para satisfacer la demanda del propio estado, por lo que el sobrante se distribuye a los estados de mayor importancia de la república mexicana como el Distrito Federal, Monterrey, Guadalajara, Estado de México. Etc. siendo un beneficio no sólo al estado de Chiapas sino a todo el país.

### **Agricultura.**

La Agricultura en la entidad tiene un fuerte desarrollo hacia los valles interiores y hacia la porción sureste de la llanura costera. La mayor parte de ella tiene carácter temporal, excepto en algunos valles al norte de la presa La Angostura y hacia las inmediaciones de Tapachula en la parte sur. En la región interior del estado se cultiva principalmente maíz, caña de azúcar y frijol, hacia la costa se cultiva plátano y café en la zona de montaña.

Por otra parte, los zinacantecos, cuyas habilidades como comerciantes se remontan a los tiempos prehispánicos, han podido sobrellevar un poco mejor la crisis gracias a la producción de flores en rústicos invernaderos

La economía indígena de Chiapas es fundamentalmente agrícola, por medio de la agricultura tradicional, la crianza de aves y cerdos para el consumo doméstico, de ganado vacuno en pequeña escala y la producción de café para la obtención de dinero.

El rendimiento de las tierras chiapanecas es de 1 529 204 toneladas de productos agrícolas de alta rentabilidad y de mercado relativamente estable. De este total, 585 433 se obtienen de los distritos de riego en tanto que 943 771 corresponden a la zona de temporal. Como puede observarse fácilmente, la aportación de las comarcas de riego representan más de la tercera parte del total.

En las tierras de riego, se producen plantas y caña de azúcar, Maíz, café cereza, café oro, algodón, algodón pluma, algodón hueso, algodón semilla, cacao, calabaza forrajera asociada, plátano, mango, yuca industrial, aguacate, ciruela del país, siendo un porcentaje muy importante el que se obtiene por riego.

Presa La Angostura, considerada por su extensión de 63,600 has como la más grande de México. El enorme embalse irriga a más de 100,000 has y proporciona energía eléctrica a una gran parte del sureste del país.

### PRINCIPALES CULTIVOS

cultivo	Superficie sembrada (Hectáreas)		Cosecha obtenida (toneladas)	
	Riego	Temporal	Riego	Temporal
Maíz	2 469	428 833	7 508	854 464
Café Cereza		139 910		686 280
Café Oro		139 910		126 270
Algodón	175	31 391	480	90 930
Algodón Pluma	175	31 391	111	20 914
Algodón Hueso	175	31 391	316	59 754
Algodón Semilla	175	31 391	174	32 865
Cacao	535	29 427	493	6 007
Calabaza forrajera Asociada		20 000		20 000
Plátano	7 378	4244	235 148	47 854
Mango	48	5 083	105	83 921
Yuca Industrial		1 000		1 000
Aguacate	13	4 074	70	37 487
Ciruela del País		600		600

**NOTA:** Es importante hacer notar que la producción dependencia del clima. En su mayoría son tierras de temporal, sólo el 3.6 por ciento de la superficie total del estado es de riego, a pesar de contar con importantes recursos hidráulicos.

### Ganadería y recursos forestales.

Según cifras oficiales del estado, el control de la ganadería bovina se encuentra esencialmente en las regiones Norte, 24 por ciento, y Costa, con 34 por ciento, donde la población indígena es minoritaria. En el caso de la Selva, que se registra el 22 por ciento, se refiere esencialmente a los grandes ganaderos. Los indígenas, en cambio, poseen ganado ovino, bovino y porcino como parte de una estrategia de supervivencia para la reproducción de la economía familiar. Para ellos, la cría de ganado es un instrumento de ahorro para adquirir otros bienes de consumo que la familia no produce, pero que le resultan indispensables. Su comercialización está sujeta a los precios que los

ganaderos imponen en el mercado. La cría de aves de corral y, en ciertos casos, la agricultura también constituye un instrumento de ahorro.

En los pueblos indígenas, la ganadería comprende la cría de bovinos pero en baja proporción y con rendimientos reducidos por la carencia de áreas adecuadas, siendo más extendida la ovinocultura, que se concentra en la región de los Altos; su participación se registra con un 22 por ciento en la comercialización de la carne y con el 96 por ciento en la explotación de la lana. La mujer es quien se dedica preferentemente a esta actividad.

La ganadería se desarrolla en 2.2 millones de hectáreas de pastizales (30% de la superficie total), de las cuales más de 600 000 corresponden a tierras de pastoreo y 1.6 millones, a tierras de agostadero; un 30 % del total corresponden a praderas artificiales. El índice de agostadero de la entidad es de 1.8 has . por cabeza de ganado.

Las zonas ganaderas más prosperan de Chiapas se localizan en el norte: La parte cercana a Tabasco, (556.5 mil has.), planicie del centro (183.2 mil Has.), y la zona costera (696.6 mil has.), que juntas concentran alrededor de 60% de las disponibilidades de pastizales y la mayor parte de las praderas artificiales

El inventario ganadero de la entidad es importante dentro del contexto nacional.

La producción se comercializa principalmente en la región, aunque también es importante el porcentaje que consume el Distrito Federal.

### **Pesca.**

A lo largo del río Grijalva se practica la pesca como la mojarra, tilapia, bagre, sardina, y carpa

Tonalá ha sido tradicionalmente el lugar de mayor producción camaronera del estado; se captura además, sábalo, lisa y mojarra en cantidades importantes.

En la presa angostura es ideal para practicar toda clase de deportes acuáticos, especialmente la pesca, pues existe una gran variedad de especies, como tilapia, carpa, mojarra, sardina y bagre.

Peñitas es un hermoso lago en donde se puede practicar algunos deportes acuáticos como la navegación en pequeñas embarcaciones y la pesca de truchas.

En el embalse dela presa chicoacén se practica el paseo en lancha

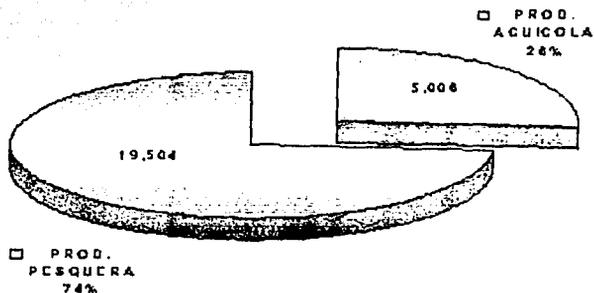
## Implementación de proyectos para lograr una mayor producción.

### Producción.

- Una superficie actual de 272 Ha bajo cultivo semiintensivo e intensivo de camarón.
- A una superficie cultivada de 1,155 Ha bajo el cultivo extensivo y 1,064 Ha bajo el cultivo semiintensivo e intensivo.
- 500 Ton que se producen actualmente a una producción aproximada de 2,500 Ton al año.
- Además de diversificar los cultivos con especies marinas y garantizar las acciones sanitarias

## Situación de la acuicultura en Chiapas

### Participación de la Acuicultura en la Producción Estatal 1998 (Toneladas)



## PESQUERIAS ACUICULTURALES (REPOBLAMIENTO 1998-2000)

Estudio de Diagnóstico Socioeconómico y Pesquero de los Grandes Embalses	Parque Acuicola Presa La Angostura	Módulos de Engorda de Tilapia en Jaulas Flotantes	Módulos de Producción de Crías de Tilapia en Estanques Rústicos	Repoblamiento de los Grandes Embalses
Regulación	Productivo	Productivo	Productivo	Productivo
La Angostura	Presa La Angostura	La Angostura	La Angostura	La Angostura
Malpaso		Malpaso	Malpaso	Malpaso
Laguna de Catazajá		Chicoasen		Chicoasen
				Peñitas
				El Portillo
				Laguna de Catazajá
0.9 millones de pesos, Banco Mundial SEMARNAP.	1.2 millones de pesos, Banco Mundial SEMARNAP.	7 millones de pesos, Inicitativa Privada, Banca comercial.	1.2 millones de pesos Gobierno del Estado y Gobierno Federal.	2.26 millones de pesos Gobierno del Estado y Gobierno Federal.
Con la implementación de estos proyectos se estima pasar de una producción actual de 3,000 a 6,000 Ton para el año 2000.				

### IV.6 IMPACTO AMBIENTAL.

#### En presas.

Las represas dividen un sistema fluvial en tres partes:

1. cuenca de alimentación (más arriba del inicio del remanso)
2. zona de embalse (desde la represa hasta el inicio del remanso)
3. corriente aguas abajo (más abajo de la represa).

A continuación se considerarán por separado los impactos en cada una de estas partes y al final se expondrán los efectos acumulativos ocasionados, p.ej. por los trabajos de construcción.

### **Impactos en las presas y medidas de protección en la cuenca de alimentación.**

Lo que sucede en la cuenca de alimentación del embalse es importante para los procesos de sedimentación y la calidad del agua en el mismo. Un problema especial en estas zonas resulta a menudo del desmonte y la explotación agrícola de terrenos escarpados, principalmente de ladera.

Como consecuencia de la construcción del embalse, puede suceder que los habitantes de la zona se vean obligados a desplazarse a la cuenca alimentadora, más arriba de la represa (eventualmente laderas escarpadas, suelos marginales). El aumento de la población en estas zonas puede conducir a talas incontroladas y a una explotación inadecuada de la tierra, intensificando así la erosión y el aporte de sedimentos y, según el caso, también de sustancias nutrientes y pesticidas, al sistema fluvial. Esto puede perjudicar a la calidad del agua y al aprovechamiento del embalse; el tiempo de utilización del depósito depende considerablemente del aporte de sedimentos. Si se espera un desarrollo de este tipo, deberían preverse medidas de repoblación forestal y de control de la erosión ya en la fase de diseño del proyecto. Respecto al traslado de habitantes, véase más abajo.

La sedimentación al inicio del depósito puede conducir a la elevación de los niveles de agua aguas arriba de esta zona. Sin embargo, puesto que las aguas de avenida a menudo arrastran de nuevo los depósitos de sedimentos de la zona inicial, y debido a que la pendiente en este tramo del río generalmente es relativamente fuerte, los efectos de eventuales elevaciones del nivel de agua son limitados (elevaciones del nivel freático, inundación de las superficies próximas a la orilla). En la parte baja de aquellos afluentes cuya carga de sedimentos pudiera ocasionar realmente problemas, es necesario, dependiendo de las circunstancias, construir barreras previas para la retención de los materiales de arrastre.

### **Impactos en la zona de embalse, medidas de protección.**

Aquí tienen lugar los cambios más evidentes debido a la inundación, en algunos casos, de superficies extensas. En parte se pierden de forma irreversible zonas muy fértiles que a menudo son explotadas de forma intensiva; en algunos casos también se pierden parajes de selva tropical, paisajes fluviales de gran valor ecológico y lugares sagrados. La elección del sitio para la realización del proyecto y de la cota de embalse debería hacerse de tal forma que las pérdidas de este tipo se mantengan, dentro de lo posible, a un nivel bajo. Debido al valor especial de las zonas de bosques originarios, únicamente debe estar permitido construir embalses en tales zonas en casos excepcionales, por motivos especiales y adoptando medidas de protección extraordinarias frente a los efectos ocasionados por la explotación.

La pérdida de superficies agrarias se compensa en los casos en los que al poner agua a disposición en la zona aguas abajo del embalse se hace posible por vez primera la explotación agrícola en estas áreas o mejoran considerablemente las condiciones de producción para la agricultura. Mediante la creación de parques naturales en los alrededores de la laguna, en islas resultantes de la inundación o en otras zonas naturales cercanas comparables, posiblemente se pueda compensar en cierta medida la pérdida de espacios naturales y biotopos.

La construcción de un embalse interrumpe a veces vías de comunicación, lo cual puede generar desventajas económicas y sociales para los habitantes de los márgenes y para la región. Medidas de compensación adecuadas como, p. ej., la construcción de una carretera bordeando el embalse o

ayudas para conseguir botes a fin de instalar un sistema transbordador, deberían formar parte del proyecto.

Con el estancamiento del agua, el sistema terrestre se transforma en uno acuático. La vegetación terrestre es destruida. Puesto que algunas especies aisladas (flora y fauna) a menudo sólo existen en espacios locales muy limitados, es importante comprobar si la inundación provoca la extinción de estas especies o contribuye considerablemente a ello. En los bordes del embalse deberían establecerse zonas protegidas en las cuales puedan replegarse los animales desplazados de la zona inundada. A este respecto, sin embargo, hay que tener en cuenta las limitaciones existentes, resultantes de la capacidad de estas zonas. Si la fauna no puede establecerse en los alrededores, debería realizarse, en los casos en los que sea posible, un programa de traslado para aquellas especies que se encuentren gravemente en peligro y/o sean especialmente dignas de conservación.

La flora y fauna acuáticas que se desarrollan lo hacen determinadas por las características del agua (temperatura, enturbiamiento, incidencia de la luz, contenido de elementos nutrientes, sustancias disueltas). Por lo general, en los nuevos depósitos se produce una rápida, espontánea o también, según el caso, dirigida colonización con nuevas especies de peces, lo cual favorece el desarrollo de una pesca intensiva (introducción artificial de especies apropiadas, elaboración de un plan de manejo). La captura de pescado en los embalses puede contribuir de forma importante a cubrir las necesidades de proteínas de la población.

Sin embargo, el aumento de nutrientes para las plantas en un embalse puede provocar efectos con consecuencias especialmente graves, sobre todo en zonas de clima cálido. A consecuencia del crecimiento fuertemente acelerado de algas y plantas acuáticas superiores con el consiguiente consumo de oxígeno, se puede dificultar el aprovechamiento, p. ej. para el abastecimiento de agua potable, se puede perjudicar el crecimiento de los peces e incluso puede desencadenarse la mortandad de éstos en el embalse y aguas abajo. Si la calidad del agua sigue empeorando puede producirse una importante agresión química sobre las construcciones de hormigón y acero y sobre las turbinas. Estos riesgos aumentan con la creciente expansión de las zonas de aguas profundas, al aumentar la permanencia del agua en el embalse y con la creciente acumulación de nutrientes para las plantas, p. ej., procedentes de las aguas residuales, de los restos de fertilizantes, de los excrementos de los animales de pastoreo o del lavado del suelo o de terrenos primarios. Por esta razón, el aporte de nutrientes al embalse debería mantenerse tan reducido como sea posible. En la medida de lo posible, debería evitarse la pérdida de madera útil y de leña y reducirse los potenciales efectos negativos sobre la calidad del agua debidos a la vegetación que queda atrapada en el embalse. Los árboles retenidos en el cuerpo del depósito pueden entorpecer también la navegación y la pesca; troncos y ramas flotantes pueden perjudicar el seguro funcionamiento de las construcciones de toma de agua y de descarga situadas en el muro de contención.

Para las zonas tropicales todavía no hay ningún método funcional que permita predecir la calidad de las aguas dependiendo de la reducción de la cantidad de nutrientes. Allí todavía hay en la actualidad escasa o ninguna posibilidad de reglamentación para factores que afectan a la calidad del agua vertida (p. ej., procedentes de actividades humanas en la cuenca de alimentación).

Como consecuencia del cambio de las condiciones de flujo, acompañado generalmente de una ampliación de las zonas de aguas poco profundas en la orilla - sobre todo en zonas de clima cálido - aparecen biotopos adecuados para huéspedes intermedios/vectores transmisores/agentes

patógenos de enfermedades ligadas al agua, sobre todo malaria, bilharziosis e infecciones de estómago/de intestino. En general, la propagación de la ceguera originada por los gusanos *onchocerca* en las inmediaciones del río (oncocercosis) se limita claramente a la zona de embalse; sin embargo, puede intensificarse corriente abajo como resultado de la reposición del flujo de estiaje rico en oxígeno.

Si se esperara una mayor colonización de las orillas del embalse, hay que tener en cuenta que después del estancamiento no puede proseguirse sin restricciones con los usos tradicionales del agua como, p. ej., para abastecimiento de agua potable: En comparación con el agua corriente, la capacidad de autodepuración del agua estancada es mucho menor; los vertidos no son evacuados tan rápidamente; debido a la mayor profundidad del agua, los agentes patógenos pueden sobrevivir frecuentemente durante más tiempo; el aporte de oxígeno es menor; la calidad del agua se ve alterada por transformaciones bioquímicas. A menudo precisamente las zonas poco profundas de la orilla y las ensenadas, con aguas muy tranquilas, resultan atractivas para una utilización más frecuente por parte de los habitantes. Por este motivo, deberían preverse en el entorno del embalse abastecimientos reglamentados de agua potable y sobre todo, sistemas de disposición de aguas residuales, a fin de prevenir los peligros citados anteriormente para la salud de los habitantes de las orillas, así como el deterioro de la calidad del agua. El interior del depósito debería estar construido de tal forma que, al disminuir el nivel del agua, no se formen charcas ni quede agua estancada.

En los embalses con orillas llanas pueden producirse cambios del nivel de agua de amplio alcance, los cuales, dado el caso, facilitan la explotación agrícola de estas zonas, pero en determinadas circunstancias también obligan a construir sistemas de drenaje. A causa de las oscilaciones del nivel de las aguas, cuya magnitud viene determinada por la topografía y las reglas de funcionamiento del embalse, aparecen por temporadas bordes desnudos en las orillas, los cuales, según las circunstancias, corren el peligro de ser erosionados y - si la humedad es suficiente - constituyen lugares adecuados para la incubación de transmisores de enfermedades / agentes patógenos.

El establecimiento de una gran masa de agua ocasiona cambios en el microclima de la zona del embalse, tendiendo siempre a suavizar los extremos (temperatura, humedad).

Mediante la interrupción del curso fluvial, el espacio vital de las especies migratorias (peces, anfibios, insectos) se ve limitado o queda aislado. Se debe estudiar en cada caso cuáles son las especies afectadas y si todavía quedan biotopos similares para aquellas especies endémicas, así como eventualmente las posibles medidas de ayuda como, p. ej., pasos para peces.

### **Impactos ambientales y medidas de protección aguas abajo.**

El cambio más evidente aguas abajo es el sufrido por el régimen de escorrentia: las aguas de avenida y los niveles extremos de agua de estiaje se suavizan o se evitan completamente, generando efectos tanto deseables como indeseables. Mientras la erosión de los márgenes disminuye debido a la reducción de las crecidas, la erosión del perfil del río puede incrementarse como consecuencia de la interrupción del transporte de sedimentos, hasta alcanzar un nuevo equilibrio. De esta forma se producen zonas más profundas que pueden ocasionar efectos indeseados como, p. ej., el secado de estaciones de bombeo situadas junto al río. Entre las posibles

medidas correctivas a tomar se cuentan la adaptación de las construcciones existentes a las nuevas condiciones de equilibrio, o la construcción de obras hidráulicas adicionales como presas de apoyo o paredes con perforaciones de rebosa paralelas al río.

La alteración del régimen de escorrentía puede afectar también a los acuíferos subterráneos que existan corriente abajo. Las nuevas condiciones de infiltración pueden influenciar la regeneración del agua subterránea, así como el flujo de la misma. Como consecuencias negativas se pueden producir especialmente una reducción de la regeneración del agua subterránea en acuíferos sujetos a explotación o una elevación no deseada del nivel freático - esto último, p. ej., en las zonas de influjo de canales.

La falta de inundaciones de los terrenos agrícolas impide el aporte natural de nutrientes y puede afectar a las prácticas agrícolas (tipo de cultivo, utilización de fertilizantes).

Después de la construcción de una represa, disminuyen el número de inundaciones y los caudales extremos de aguas de avenida aguas abajo. De este modo los habitantes en los márgenes del río tenderán cada vez más a utilizar las franjas de la orilla que antes eran inundadas regularmente para fines agrícolas e incluso para la construcción de viviendas. En el caso raro de que se produzca una inundación, lo cual aunque concuerda con los criterios de diseño del embalse, no es considerado por los habitantes del tramo inferior como posible, pueden llegar a producirse graves daños e incluso muertes. En este sentido deben imponerse las correspondientes prohibiciones de uso.

Durante los trabajos de construcción, y también más tarde, cuando el embalse se encuentre en funcionamiento - especialmente en la etapa de llenado del depósito - debe garantizarse que una cantidad de agua restante proporcional a la medida de su aprovechamiento (tomas de agua, bebedero de animales) sea evacuada de forma continua y que el cauce fluvial más abajo de la represa no se seque por completo.

En el caso de ruptura de una represa o de deslizamientos de taludes de grandes dimensiones, hay que contar con daños muy graves sobre una gran extensión aguas abajo. Deben realizarse inspecciones periódicas de la construcción.

### **Impactos acumulativos y medidas de protección.**

Para la construcción y la explotación de un embalse en una región que hasta el momento había sido inaccesible y por lo tanto deshabitada, es imprescindible construir una carretera de acceso al lugar de las obras. Con esto puede comenzar la colonización de la región, lo cual puede poner en marcha un proceso de asentamiento rápido e incontrolado. Este proceso puede ir acompañado del desmonte de los bosques con el objeto de conseguir terrenos para la explotación agrícola, así como, según el caso, de la tala y exportación de maderas de gran valor y del aprovechamiento de los recursos (bosques) restantes. Así puede ponerse en marcha una cadena de efectos que supera con creces a los impactos directos del embalse. Un control eficaz de asentamientos salvajes apenas es posible, ya que en la mayoría de los casos existe en todo el territorio una fuerte presión demográfica. En proyectos de este tipo, tales efectos deben tenerse en cuenta desde el principio al ponderar las ventajas y las desventajas de un proyecto.

Respecto al asentamiento de habitantes, la represa también puede tener efectos positivos, al generar espacio habitable en las zonas de riego y aguas abajo, lo cual representa un alivio de la presión demográfica en las superficies marginales y sensibles situadas aguas arriba.

Un efecto que puede presentarse en toda la zona afectada es el establecimiento de instalaciones para la extracción de material/canteras con el objeto de obtener materiales para las obras. Dado que su emplazamiento depende de las características geológicas y del tipo de material necesario, no se pueden situar siempre - como sería deseable - en el terreno donde más tarde se construirá el estanque. Su emplazamiento fuera de la zona de embalse supone una destrucción adicional de paisaje y si la cubierta vegetal resulta dañada, se da un grave riesgo de erosión. Los terrenos afectados deberían ser recultivados en la medida de lo posible y tratados de tal forma que no se produzca erosión ni se presenten otros riesgos. Lo mismo se debe hacer con las superficies utilizadas para la maquinaria e instalaciones de las obras. Estas deben limpiarse, sobre todo de eventuales contaminaciones, y recultivarse.

### **Centrales hidreléctricas.**

Las centrales hidroeléctricas suponen una ocupación de superficie, la cual, de todas maneras, es muy limitada en comparación con las construcciones destinadas a la acumulación de agua, y en las centrales subterráneas (construidas en el subsuelo) o en las de baja presión (integradas en la presa misma) tiende a cero. Las centrales hidroeléctricas que conducen el agua motriz paralelamente al río mediante sistemas superficiales o sumergidos, le sustraen totalmente o en su mayor parte el caudal al curso fluvial en los denominados tramos de desviación. Ello conduce a una alteración drástica no sólo de la flora y fauna, sino también de la morfología del curso fluvial. Para evitarlo, y a fin de que en el tramo de desviación se mantenga una escorrentía básica suficiente, es necesario:

- a). prever las cantidades correspondientes de agua para estos fines ya en la etapa de diseño
- b). que las reglas de funcionamiento incluyan prescripciones claras sobre la descarga de agua de regulación.
- c). que en los países en los que se exijan procedimientos legales formales se adjudiquen y soliciten las cantidades de agua en la forma exigida.

A pesar de la cesión de sólo una cantidad de agua obligatoria a los tramos de desviación, puede producirse una disminución duradera del nivel freático con los consiguientes daños para la vegetación y las condiciones de producción agrícola. En cada caso particular se debe decidir si es conveniente o no adoptar medidas correctoras - como, p. ej., la construcción de paredes con perforaciones de rebose paralelas al curso fluvial - después de ponderar todos los argumentos técnicos y económicos.

En casos especiales, las centrales hidroeléctricas aprovechan la diferencia de altitud entre dos cuencas hidrográficas contiguas y trasvasan el agua a una cuenca vecina. En tales casos pueden resultar importantes desventajas desde el punto de vista hídrico sobre todo para la cuenca exportadora debido a la disminución del caudal de agua (p. ej., alteraciones del grado de

solubilidad en el caso de vertidos residuales), los cuales deben ser analizados y tomados en cuenta.

### **Análisis y evaluación de impacto ambiental.**

Los impactos ambientales de las grandes construcciones hidráulicas son a menudo extraordinariamente complejos y están sometidos a interacciones temporales difíciles de registrar. Los impactos de cada embalse son diferentes; efectos parecidos o iguales deben valorarse de forma distinta.

Los impactos ambientales de las centrales hidroeléctricas deben ponderarse en un análisis global frente a los que se producirían para generar una cantidad de energía eléctrica correspondiente en instalaciones térmicas.

### **Relación con otros ámbitos de actividad.**

El ámbito "Grandes construcciones hidráulicas" está estrechamente relacionado con prácticamente todos los ámbitos de actividad que tienen algo que ver con el agua: En primer lugar hay que citar a la agricultura - inclusive las construcciones hidráulicas rurales -, que resulta afectada por todas las grandes construcciones hidráulicas, bien por utilizar la misma agua para el riego, o bien a consecuencia de cambios del uso de la tierra, por la destrucción de la flora terrestre y por la superposición de efectos secundarios.

Aparte de esto hay que hacer referencia al abastecimiento de agua potable y de uso, p. ej. industrial. El abastecimiento de agua potable, que siempre juega un papel prioritario en el desarrollo de una zona, debe considerarse con prioridad en la planificación de todos los proyectos y ámbitos de proyecto.

### **Impacto ecológico en el río Grijalva.**

La presa de Angostura en el estado de Chiapas formó parte del plan Integral del río Grijalva, esta vez a cargo de la Comisión Federal de Electricidad, que inició sus propios estudios hacia finales de los años 50. El plan incluía la construcción de una batería de 4 presas a lo largo del río Grijalva. A la primera presa que se construyó entre 1953 y 1954 se le dio el nombre de Malpaso y a la segunda, Angostura, que se edificó entre 1969 y 1974. La Angostura inundó 60 mil hectáreas, afectó total o parcialmente 16 pueblos y provocó el reacomodo de aproximadamente 17 mil personas.

Para resolver la situación que provocó la construcción de la presa y la formación del embalse, se propuso que los afectados no solamente serían indemnizados con tierras de mejor calidad, sino que además "...en aquellas que se les entreguen deberán impartirse asistencia técnica y ayuda para la construcción de sus nuevos hogares y el establecimiento de los poblados que se ubicarán en los sitios seleccionados...". En el caso de la Angostura, los desplazados no sólo eran ejidatarios, sino que existía un número importante de peones acasillados que trabajaban en diversos predios. Las

medidas que se planeaban tenían la finalidad de garantizar una situación equivalente a la que tenían antes de la presa, y en lo posible que estas condiciones fueran superadas. A los peones acasillados que fueron afectados por la desaparición de las propiedades en donde trabajaban se les asignaron viviendas en dos poblados, mismos que a los dos años presentaban un aspecto de abandono.

Si bien en los documentos se planearon las acciones para que los afectados por la presa fueran indemnizados y se establecieron en poblados de reacomodo en las mejores condiciones, para los años noventa algunos ejidos aún continuaban sus trámites para legalizar las tierras que les fueron entregadas. En el expediente del Valle de Morelos hay un oficio en donde se indica que no fue posible llevar a cabo la ejecución del Decreto Presidencial de 1972 debido a que no se encontró la documentación necesaria para realizar este trámite.

No obstante la riqueza de los ecosistemas en el estado, buena parte de sus recursos naturales se han extinguido, transformado o degradado rápidamente como consecuencia, en términos generales, del desarrollo económico-social y, en particular, de la expansión de la frontera agropecuaria, de la sobreexplotación de maderas preciosas por empresas capitalistas particulares, de la colonización anárquica, de las obras civiles y de urbanización, así como del crecimiento desordenado de la población, los incendios, el mal uso del suelo y la falta de una política de desarrollo sostenible acorde con la conservación de la naturaleza.

Un ejemplo, en la Selva Lacandona, en 93 años se destruyeron tan sólo 80 000 hectáreas, mientras que en los últimos 16 años la destrucción fue de 585 000 hectáreas. Un promedio de 26 000 hectáreas anuales. Otro ejemplo, como producto de la acción del hombre en la llanura costera, la fauna original ha sido eliminada en gran medida. En el centro del estado (que comprende la llamada región Centro y Fronteriza), por otra parte, la producción ganadera de los finqueros (los propietarios de fincas), los incendios y las obras civiles son algunas de las acciones que más efectos negativos han tenido en la zona, como lo atestigua la edificación de la cortina de la presa hidroeléctrica de Chicoasén; la cual, al provocar el ascenso del nivel del agua, inundó las estrechas laderas de las márgenes y los recodos del río que corre por el Cañón del Sumidero, poblado por numerosas especies de flora y fauna silvestres.

En la región de los Altos, igualmente y debido a las presiones demográficas, económicas y sociales, los más variados ecosistemas están siendo transformados en toneladas de carbón vegetal, lo que constituye una forma de perderlos de manera irremediable. Las mismas presiones han obligado a sus pobladores a colonizar otras áreas, La selva Lacandona ha sido declarada área Naturales Protegida, a fin de evitar que le suceda lo que a la Selva Negra (en las Montañas del Norte), antiguo hábitat del quetzal y el pajuil, entre otras especies, y que ahora está reducida a unos cuantos manchones de bosques inutilizados.

Otra zona que ha padecido el desequilibrio ecológico es la región Norte, que ha visto cambiar súbitamente su vegetación (constituida por selvas y sabanas naturales), como resultado de la explotación petrolera, la ganadería extensiva y la construcción de presas hidroeléctricas.

Además de los factores mencionados, otro elemento que ha contribuido al ecocidio en las distintas regiones de Chiapas lo constituye el profundo desconocimiento de los principios ecológicos elementales, de la vocación y capacidad de uso de los distintos tipos de suelo. Respecto a esto

último, y en aras de ganancias a corto plazo, se ha ignorado o soslayado el hecho de que la mayoría de los suelos del estado son ácidos, lo cual los hace poco propicios para la explotación agrícola anual y de temporal. Las consecuencias de lo anterior son la rápida erosión y la consiguiente deforestación, calculada a un ritmo de 50 000 hectáreas anuales.

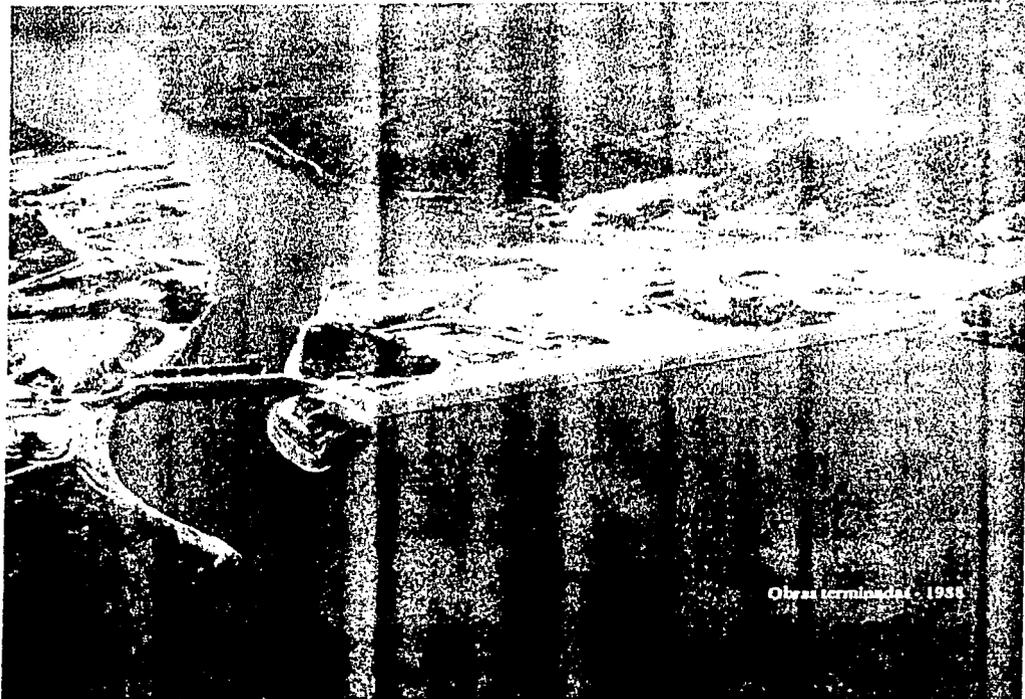
A pesar de que el 7 por ciento de Chiapas ha sido resguardado para su protección, las acciones estatales y federales carecen de planes de manejo y de una adecuada orientación a los productores indígenas y no indígenas, sobre todo en la región de la Selva. Si bien es cierto que la presión demográfica y el uso inadecuado del suelo y los recursos han contribuido a su degradación, existen respuestas por parte de organizaciones indígenas de la zona, al plantearse un uso más racional de los recursos ante la evidente degradación de su medio y de su único patrimonio.

A lo anteriormente dicho, debe sumarse las consecuencias de la mala planeación y la "importación" de proyectos agrícolas, pecuarios y forestales, tanto oficiales como particulares, que han fracasado por no tomar en cuenta, por un lado, las particularidades fisiográficas y por el otro, la participación de los pueblos indígenas y autoridades comunales en la planeación, en la orientación del apoyo financiero, técnico y de capacitación. La inducción al cambio, para la utilización de nuevas tecnologías y capacitación sobre el uso del suelo e introducción de nuevos productos, requiere del respeto a las prácticas agrícolas indígenas y su cosmovisión en relación con la tierra. La imposición de modelos a los campesinos indígenas ha conducido, en ocasiones, a que quemen y tomen posesión de predios a costa de los ecosistemas.

# **CAPITULO V**

## **DESCRIPCION DE LOS PROYECTOS CONSTRUIDOS EN EL RIO GRIJALVA**

## V.1 PEÑITAS.



### V.1.1 DATOS GENERALES DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA.

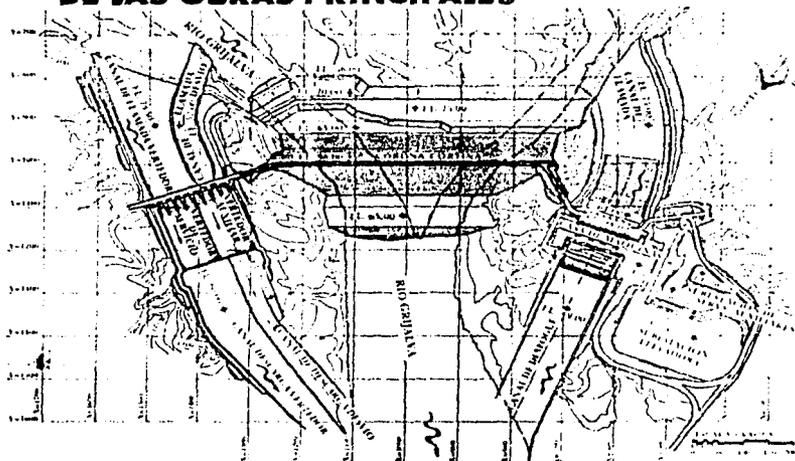
El proyecto Hidroeléctrico Peñitas constituye el cuarto aprovechamiento del río Grijalva y se complementa con el proyecto Belisario Domínguez (Angostura), Moreno Torres (Chicoasén) y Malpaso.

La cuenca del río Grijalva se localiza en el sureste de la República Mexicana y está limitada al norte por el golfo de Veracruz y Oaxaca y al sureste por la República de Guatemala.

La planta hidroeléctrica aprovecha el gasto turbinado de Malpaso mas las aportaciones de la cuenca propia, siendo restituidas sus descargas en el Río Grijalva.

La geología en el sitio está constituida básicamente de areniscas con cementación pobre, descansando sobre lutitas.

## PLANO GENERAL DE LAS OBRAS PRINCIPALES



### V.1.2 CORTINA

Es una estructura formada de enrocamiento, con corazón impermeable central de arcilla y respaldo de materiales graduados, complementada con una pantalla inferior de concreto plástico de 418.00 m, a lo largo del eje longitudinal, 0.80 m. De espesor y una profundidad variable limitada por lutita sana.



#### **V.1.4 OBRA DE GENERACIÓN**

Es una estructura de sección gravedad de concreto en la que quedan integradas: la obra de toma, conducción, casa de máquinas y obra de desfogue.

#### **V.1.5 OBRA DE TOMA**

Localizada en la margen izquierda, consta de canal de llamada, excavado a la elev. 75.00 que conduce hacia una rampa descendente que desemboca a las 8 bocatomas, 2 por cada unidad, en las que se encuentran instaladas rejillas tipo semicircular de acero.

Las compuertas son de tipo rodante y se cuenta con 8 de servicio y dos auxiliares, las primeras operadas con servomotores oleodinámicos y las últimas utilizando una grúa pórtico.

#### **V.1.6 CONDUCCIÓN.**

Cada una cuenta con dos conductos de concreto de 9.00m de ancho, 12.00 m de alto y de 40.00m de longitud y una inclinación a 45° , los cuales terminan en la carcasa de tipo espiral de concreto.

#### **V.1.7 CASA DE MAQUINAS**

Del tipo exterior consta de dos niveles principales, piso de turbinas elev. 54.5 y piso de excitadores elev. 60.00 y en esta se alojan cuatro grupos turbo generadores principales más un turbo grupo auxiliar. Para el montaje y mantenimiento de los equipos, se instalaron dos grupos de 180/30 toneladas de capacidad.

#### **V.1.8 OBRA DE DESFOGUE**

El agua turbinada se reintegra por un canal excavado a cielo abierto que parte de la elev. 30.70 y mediante una rampa de 66.00m, hasta la elev. 49.00 misma que se mantiene en una longitud de 346 m hasta el techo del río.

#### **V.1.9 SUBESTACIONES**

Localizada en la margen izquierda, se compone de dos plataformas, la primera de servicios auxiliares 115/13.8/0.48 k v. A al elev. 90.35m, equipada con dos bahías que interconectan a 115 kv. con las subestaciones de Malpaso y Mezcalapa y la segunda elevadora 13.8/230 kv. a la elev. 80.35 con un arreglo de interruptor y medio, equipada con cinco bahías que interconectan a 230 kv. con las subestaciones de Malpaso II y km 20, con 2 bahías cada una, y la estación Cárdenas II con una bahía.

## DATOS GENERALES DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA PEÑITAS

### Hidrología

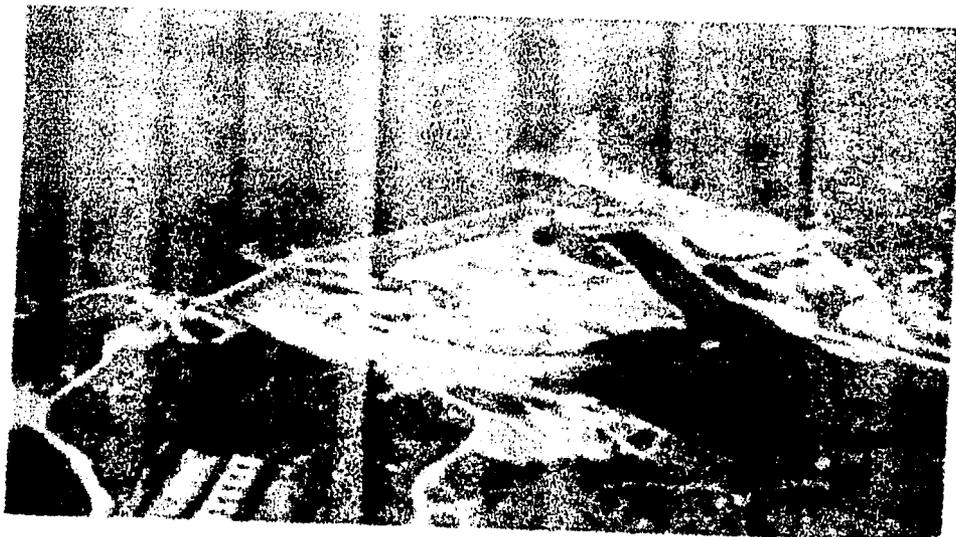
Area total de la cuenca hasta Peñitas	35701km <sup>2</sup>
Escurrencimiento medio anual	23204 x10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Gasto medio anual	735.8 m <sup>3</sup> /s
Gasto máximo registrado	5420m <sup>3</sup> /s

### Embalse

NAME	95.50 msnm
NAMO	87.40 msnm
NAMINO	85.00 msnm
Capacidad total del NAME	1628 X 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Capacidad para el control de avenidas	537 x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Capacidad útil para generación	130 x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>

### Obra de desvío

Canal a cielo abierto	35 m de ancho
Gasto máximo de la avenida de diseño	8700m <sup>3</sup> /s
Periodo de retorno considerado	100 años
Gasto máximo de descarga	4230 m <sup>3</sup> /s



### Obra de excedencias

Canal a cielo abierto con cresta controlada

Elevación de la cresta 76 .50msnm

Longitud total de la cresta 116m

Gasto máximo de descarga total 18700m<sup>3</sup>/s

8 compuertas radiales 14.5 x 15.0 m

Elevación del labio superior de la compuerta 91.17 msnm

Avenida de diseño:

Gasto máximo 22877m<sup>3</sup>/s

Volumen 6850 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>

Duración 8 días

### **Cortina**

<b>Tipo</b>	<b>Materiales graduados</b>
Elevación de la corona	98.00 msnm
Longitud de la corona	560m
Altura máxima desde el desplante	53m
Volumen total de la cortina	$3.24 \times 10^6 \text{ m}^3$
Ancho de la corona	8 m
Bordo libre	2.5 m

### **Obra de generación**

Obra de toma	
Numero de tomas	4
Rejillas semicirculares	8
Gasto máximo por toma	360.28 m <sup>3</sup> /s
8 de servicio	10.10 x 12.60 m
2 auxiliares	10.10 x 12.60m

### **Conducción**

8 Conductos	9.00 x 12.00
Longitud total de los túneles	40m
Inclinación	45°

### **Casa de Máquinas**

Tipo	Exterior
Dimensiones	

<b>Ancho</b>	23.70m
<b>Largo</b>	165.00m
<b>Altura máxima</b>	60.00m
<b>2 grúas viajeras</b>	180/30tonc/u
<b>Desfogue</b>	
<b>8 compuertas deslizantes</b>	7.60 x8 m
<b>Potencia y generación</b>	
<b>Potencia instalada</b>	426MW
<b>Generación media anual</b>	1912GWh
<b>Factor de planta</b>	0.525
<b>Turbinas</b>	
<b>4 unidades</b>	Kaplan, eje vertical
<b>gasto de diseño por unidad</b>	360 m <sup>3</sup> /s
<b>Carga neta de diseño</b>	32.26 m
<b>Velocidad de rotación</b>	112.5 r.p.m.
<b>Generadores</b>	
<b>Número</b>	4
<b>Capacidad nominal por generador</b>	110.465 MVA
<b>Tensión nominal</b>	13.8 KV
<b>Frecuencia</b>	60 Hz

## **Transformadores**

4 unidades y 1 de reserva

Tipo	Trifásico
Capacidad total	115 MVA
Enfriamiento	aire – aceite
Tensión de transformación	13.8 / 230 kv.

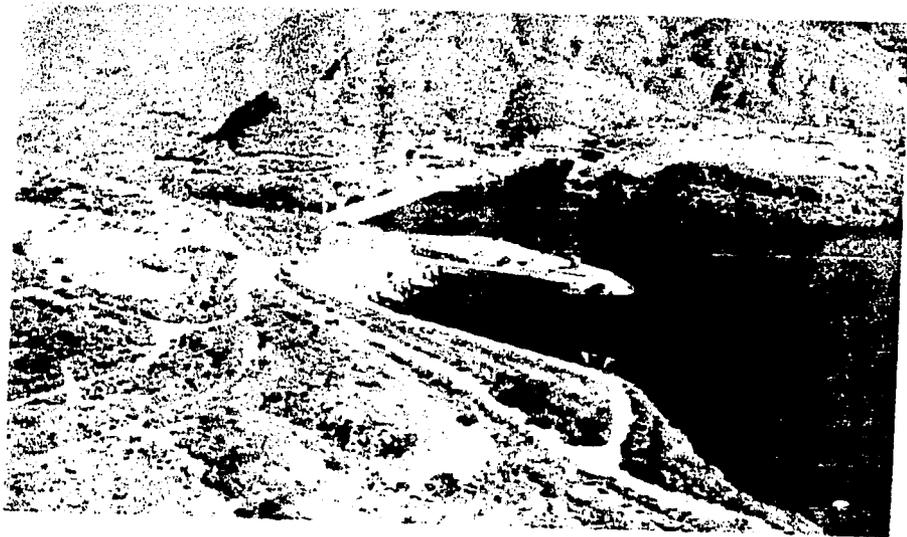
## **Subestación**

Tensión	230 kv.
Interconexión al sistema	2 líneas a Malpaso II 2 líneas a "Km 20" 1 líneas a Cárdenas II

## **Indemnizaciones y reacomodos**

Poblaciones afectadas	9
Poblados de reacomodos con Edificaciones y obras públicas	6
Casas construidas	345
<sup>pobladores</sup> Poblaciones reubicadas	2420 hab
Terrenos afectados por el embalse	6933 Ha

## V.2 . CHICOASEN



## Descripción general del proyecto



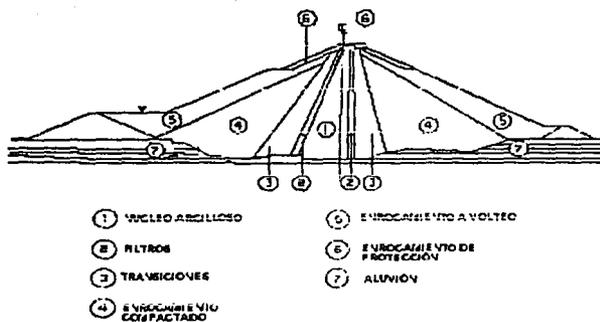
La cuenca Grijalva – Usumacinta localizada al sureste de México, tiene una superficie de 131,157.00 km<sup>2</sup>, cubriendo gran parte de los estados de Chiapas y Tabasco, en menor proporción al estado de Campeche y el país de Guatemala. El parte aguas de la cuenca está bien definido en sus partes media y alta, no así en la parte baja que es la que se conoce como complejo Grijalva – Usumacinta.

Los escurrimientos en la cuenca Grijalva – Usumacinta son: hasta Peñitas 25,000.00 millones de m<sup>3</sup> anuales, hasta boca del cerro 56,000.00 millones de m<sup>3</sup> anuales.

Fisiográficamente guarda similitud con la parte Noroeste de América Central por lo que puede considerarse como la continuación de los principales elementos orográficos del Istmo Centroamericano, a saber; el macizo montañoso que forma la cierra madre del sur, las cadenas de montañas plegadas al frente del ancho macizo y las planicies costeras del Océano Pacífico y del golfo de México, además existe otra unidad fisiográfica bien definida que es la depresión central de Chiapas, donde se aloja principalmente, la cuenca alta del río Grijalva. La planicie costera del Océano Pacífico es una faja angosta de 10 a 20 km. de ancho cubierta de sedimentos producto de la erosión de la sierra madre del sur que también es conocida como la cierra madre de Chiapas, es de naturaleza ígnea y corre paralela a la costa del Pacífico, está orientada con un rumbo general NW 60 y esta constituida por rocas de paleozoico. Las corrientes sobre el flanco norte desciende gradualmente hasta el valle ó depresión por donde corre el río Grijalva a una altura media de 500 m.s.n.m.

Esta depresión de Chiapas es una zona de topografía muy suave que se extiende desde la frontera con Guatemala hacia el Noroeste y termina a unos 80 Km antes de alcanzar el límite con Oaxaca, afloran rocas sedimentarias que varían en edad del paleozoico al reciente, los afloramientos de rocas más recientes indican un caso típico de erosión diferencial. Hacia el lado Norte y bordeando la depresión central, se levantan una serie de serranías y valles; las primeras están constituidas por rocas sedimentarias del cretácico y terciario, las mesetas ó valles altos están cubiertos por sedimentos aluviales recientes y por depósitos gruesos piroclásticos del cuaternario. La serranía más elevada, está constituida por calizas se halla entre San Cristóbal de las Casas y Comitán, donde aparecen rocas andesíticas.

## Tipo de presa.



b) SECCIÓN TRANSVERSAL (ÁXIMO DE PRESA A-A)

110 VISTA DEL PROYECTO EN CHICOASÉN Y SECCIONES

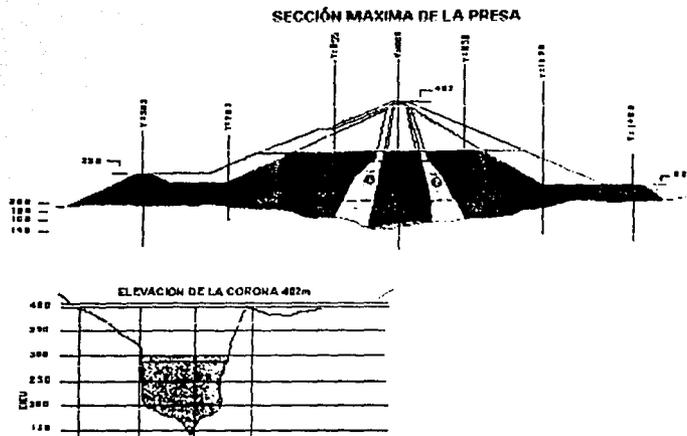
La presa es de tierra y enrocamiento, tienen una altura de 210.00 m sobre el fondo del río y altura máxima sobre la roca basal de 264.00 m. Consta de un núcleo central impermeable de 95 m de ancho en la base y 15m en la corona, protegido por filtros de 7.50m de espesor promedio y zonas de transición bastante amplias. Los respaldos están formados por masas de enrocamiento obtenido de las excavaciones de la obra de toma y de los vertedores, así como material proveniente de las dos canteras principales localizadas aguas arriba y aguas abajo del sitio, sobre la margen izquierda. (fig. 1b)

## Vertedor.

La estructura del vertedor está formada por una toma de concreto y tres túneles revestidos, de 15 m de diámetro cada uno localizado sobre la margen izquierda. Estos túneles terminan en la pared del *horst* de la falla Chicoasén y descargan directamente al río Grijalva. El caudal de cada túnel está controlado mediante tres compuertas radiales de 9.7 m de ancho

y de 23 m de altura y una longitud media de 1300m. Se diseñó el vertedor para una capacidad de descarga de 15.000 m<sup>3</sup>/s. (fig1a)

### Cortina.



La cortina es de tipo enrocamiento con corazón impermeable de arcilla, debido a la presencia de la falla Chicoasén que está muy próxima al sitio de la cortina y que puede producir movimientos diferenciales entre los empotramientos como resultado de la acción de un sismo. El núcleo central está formado de arcilla en su parte inicial y el resto de lutita tratada, mide en la base 110 m y 15 en la corona, lo protegen los materiales graduados, filtro, transición y respaldos de enrocamiento con taludes de 2:1.

La altura de la cortina terminada es de 251.70m y va de la cota de desplante: 140 m.s.n.m. a la cota de la corona: 405 m.s.n.m. en su sección máxima la base mide 1000 m y la longitud de la corona 480 m. Están integradas a la cortina las ataguías Aguas arriba y aguas abajo que tienen 61m y 26m de altura respectivamente, consta de una pantalla impermeable de 60cm. de ancho formada por bentonita y cemento, cubican entre las dos 735,788m<sup>3</sup>.

El volumen total de la cortina es de 14,308,200m<sup>3</sup> distribuidos de la siguiente manera: 2,069,500m<sup>3</sup> de corazón impermeable, 607,500m<sup>3</sup> de filtros; 1,452,100m<sup>3</sup> de transición, 10,037,100m<sup>3</sup> de enrocamiento y 141,900m<sup>3</sup> de enrocamiento de gran tamaño.

Se ha tratado la cimentación con una pantalla de inyección que se continúa a toda la boquilla para garantizar la impermeabilidad de la cortina.

### **Planta hidroeléctrica.**

Consta de obra de toma, tubería a presión, casa de máquinas, sala de transformadores, galería de oscilación, túneles de desfogue y subestación eléctrica.

### **Conducción a presión.**

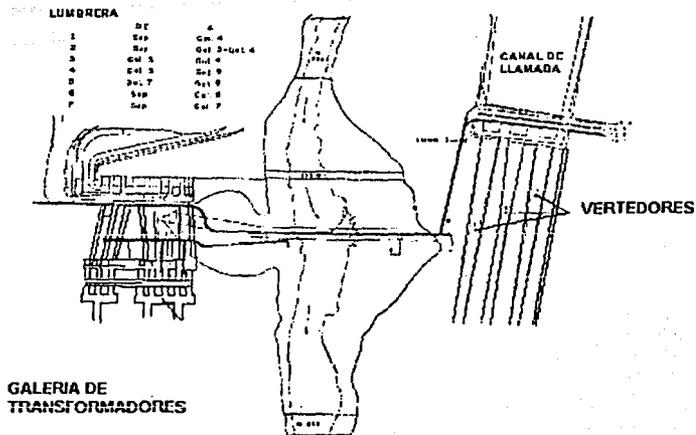
Son 8 tuberías con un diámetro de 6.20m revestidos con placas de acero de 22 a44 mm de espesor, su longitud es de 199 m el peso total de la tubería de acero es de 8,730 ton. El volumen de excavación de proyecto es de 95,156m<sup>3</sup> y de concretos 39 780m<sup>3</sup>.

### **Obra de toma.**

Se ubica en margen derecha a 182m aguas arriba de la casa de máquinas y a 112m del eje de la cortina, consta del canal de llamada con una excavación de 1,802,721m<sup>3</sup> con cortes hasta de 70m de altura en la proximidad de las estructuras de toma, éstas son 8 una para cada unidad, previstas de rejillas semicirculares y una compuerta rodante de servicio para cada toma de 7.45m x 6.8m más una auxiliar también rodante de 7.45m x 6.8m las compuertas de servicio son operadas por servomotor y la auxiliar por grúa gantry de 6.70m x 6.70m, están diseñadas para un gasto de 186m<sup>3</sup>/s. Y el volumen de concreto colocado es de 26,210 m<sup>3</sup>.

### **Galería de transformadores.**

Se localiza a 40m aguas abajo y paralela a la casa de máquinas sus dimensiones son 202 m de longitud, 11.5 m de ancho y 13.90 m de altura, con un volumen de excavación de 32,900m<sup>3</sup>, de concreto 11, 850m<sup>3</sup> y 8,600m<sup>3</sup> de excavación de lumbreras de ventilación. Se instalaron 8 bancos tráficos de transformadores de 350,00kva cada uno, conectados a los alternadores a través de 8 túneles de 20m de longitud. Los cables salen por 8 galerías de 180m de altura y 1.80m de diámetro.



### Túneles de desfogue

El desfogue de los túneles está orientado al río aguas abajo de la cortina por medio de tres túneles a partir de las galerías de oscilación y se aprovechan los túneles de desvío parcialmente.

### Galería de oscilación

Se localizan 69.45m aguas abajo del eje de la casa de máquinas, construyéndose dos galerías, una de 16.5m de ancho por 108m de longitud y un orificio equivalente a 3.60 m<sup>2</sup>, la otra de 16.5m de ancho por 64 m de longitud y un orificio equivalente a 200 m<sup>2</sup>.

### Subestación

Se encuentra en una área de 56,140 m<sup>2</sup> a la elevación 435 y en ella se pondrán los circuitos de los transformadores.

### Casa de máquinas

El equipo de generación se encuentra en una cámara subterránea excavada en la margen derecha. Las ocho turbinas de 300mw cada una, están comunicadas con la obra de toma construida en un canal de llamada lateral a través de tubería de presión independientes, y descargan después de pasar por pozos de oscilación en tres túneles de desfogue, dos de los cuales se usan para desviar el río. fig 1a

## Geología

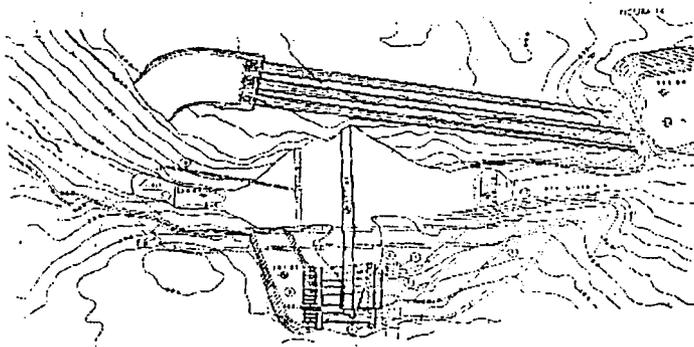
Las vistas en planta y en sección transversal perpendicular al río muestran las principales características topográficas y geológicas del sitio de la presa, construido por un cañón estrecho con cantiles erosionados a través de formaciones de caliza. Aproximadamente 5 km aguas arriba del eje de la presa, la falla regional inversa Muñiz atraviesa el río Grijalva, y la falla normal Chicoasén a 500m aguas debajo de la cortina. Se han identificado tres unidades geológicas principales en el sitio U-1 y U-3, constituidas por calizas iterestratificada con lentes arcillosos, y U-2 que es una caliza masiva; estas formaciones del cretácico medio y superior están cubiertas por lutitas del eoceno. Las paredes del cañón están atravesadas por tres sistemas de fallas subverticales las dos primeras se interceptan entre sí formando un ángulo del orden de 80°. FIGURA

## Hidrología

La cuenca propia de Chicoasén tiene un área de 7,940 km<sup>2</sup> comprendida entre la Angostura y Chicoasén, los principales afluentes del río Grijalva dentro de la cuenca son: por margen izquierda, los ríos Santo Domingo, Suchiapa y Sabinal y por la margen derecha la Angostura y hondo. Las estaciones meteorológicas de la cuenca que registran temperatura evaporaciones y precipitaciones son las estaciones siguientes: Almandro, Angostura, Bombaná, Comalapa, Chicoasén, Ixtapa, Soyaló y San Pedro. Las temperaturas promedio mensuales fueron: Máxima 42.3<sup>o</sup>C, media 28.2<sup>o</sup>C y mínima 12.6<sup>o</sup>C. La evaporación registrada en Chicoasén durante el periodo de 1962 a 1973 es de 239mm. Como máximo en el mes de marzo y 91mm., mínimo, durante noviembre.

La evaporación media anual en el vaso, considerada por el N.A.M.O. a la elevación 392 es de 163.63mm. la precipitación media anual es de 957mm., con estos datos y tomando en cuenta que la presa de la angostura aporta 720m<sup>3</sup>/seg se calculó que el gasto máximo para la obra de desvío sería de 4500m<sup>3</sup>/seg por otro lado la avenida máxima probable para el diseño de la obra de excedencias tiene un gasto de diseño de 17,400m<sup>3</sup>/seg

PLANTA GENERAL



## **Topografía**

El vaso abarca el área comprendida desde la entrada del cañón del sumidero hasta 2.5 km aguas arriba del poblado "Chicoasén" confluencia del río Bombaná y Grijalva. La zona tiene una topografía de valles profundos, cañones estrechos y elevadas mesetas, reflejo de su estructura de grandes y suaves anticlinales y cortos y agudos sinclinales.

El río corre por una garganta calcárea de 200m de alto, con una longitud de 2.4km y un ancho a nivel del río, elevación 200m.s.n.m. en estiaje, de 70m siguiendo Zaguas arriba, las orillas son en casi todo el trayecto acantilados subverticales.

Sin embargo hay algunas cornisas inclinadas que se localizan en las zonas más degradables. En la margen izquierda a la elevación 400 m aproximadamente, bordean al acantilado una meseta de pendiente moderada.

### **Diseño.**

Tomando en cuenta las características topográficas y geológicas del sitio y los materiales de construcción disponibles para el diseño de la presa, se llevaron a cabo estudios especiales, los que se describen brevemente a continuación.

La decisión de construir una presa de tierra y enrocamiento se tomó después de comparar este tipo de terraplén con una presa de concreto de doble curvatura, haciendo intervenir los costos, riesgos sísmicos y experiencias previas en México.

## **Datos técnicos generales**

### **Hidrológicos.**

Área de la cuenca hasta la boquilla 7,9407 km<sup>2</sup>.

Escurrecimientos medio anual  $130,47 \times 10^6$  m<sup>3</sup>

Gasto medio anual 413.74 m<sup>3</sup>/seg.

Avenida máxima registrada 6,214 m<sup>3</sup>/seg.

Avenida máxima extraordinaria 25,000m<sup>3</sup>/seg.

### **Embalse**

Longitud 20 km Capacidad total N.A.M.E.  $1,680 \times 10^6$  m<sup>3</sup>

Capacidad de control de avenida 490 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>

Área máxima del embalse 3,000 Ha.

### **N. A. M. E.**

Nivel máximo del embalse 395 m

Nivel normal N.A.M.O. 392 m

Nivel mínimo N.A.Min. 380 m

### Potencia de generación

Generación instalada 2,400 mw.

Generación media anual 5,580 GWH

### Cortina

Tipo: Enrocamiento

Altura máxima 251.70 m

Elevación de la corona 402 m.

Ancho de corona 25 m

Longitud de la corona 580 m.

Bordo libre 7 m

### Vertedor

Longitud de la cresta 75.60 m

Elev. de la cresta 373.00m

Avenida de diseño 17400m<sup>3</sup>/s

Capacidad máxima de la descarga 1500m<sup>3</sup>/s

### Obra de toma

Numero 8 rampa.

Gasto de diseño 186.70 m<sup>3</sup>/s

### Casa de maquinas

Tipo : subterránea

Turbinas 8 Francis

Carga neta de diseño 176 m

Gasto de diseño 186.70 m<sup>3</sup>/s

Potencia de diseño 416000 c.v.

Carga bruta máxima 188.31 m

Carga bruta mínima 173.31 m

Velocidad 163.64 r.p.m.

### V.3 MAL PASO

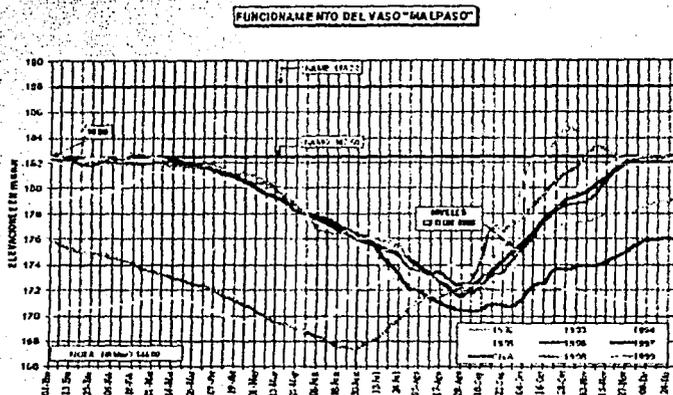


Es la planta Hidroeléctrica con una producción de energía eléctrica a través de los sistemas interconectados de la Comisión Federal de Electricidad, abastece a millones de consumidores mexicanos así como a un sin número de industrias, fabricas y talleres de gran y mediana capacidad lo mismo que a sistemas de bombeo para fines agrícola y de agua potable y alumbrado para las calles y avenidas de todas las poblaciones nacionales. Para mover sus grandes turbinas hidráulicas aprovecha las aguas del caudaloso río Grijalva, que la república Mexicana es el segundo en potencial hidráulico.

Debido a la reducida pendiente del cauce en su curso inferior, las avenidas del río Grijalva inundaban en años anteriores parte de la citada región de la Chontalpa, que forma la planicie costera del Estado de Tabasco, y también parcialmente la costa de Campeche. Estas inundaciones además de significar un grave problema de insalubridad, constituían por su falta de control el desperdicio de un recurso natural que no se aprovechaba en beneficio de los habitantes de la región y de la riqueza del país.

## Descripción del proyecto..

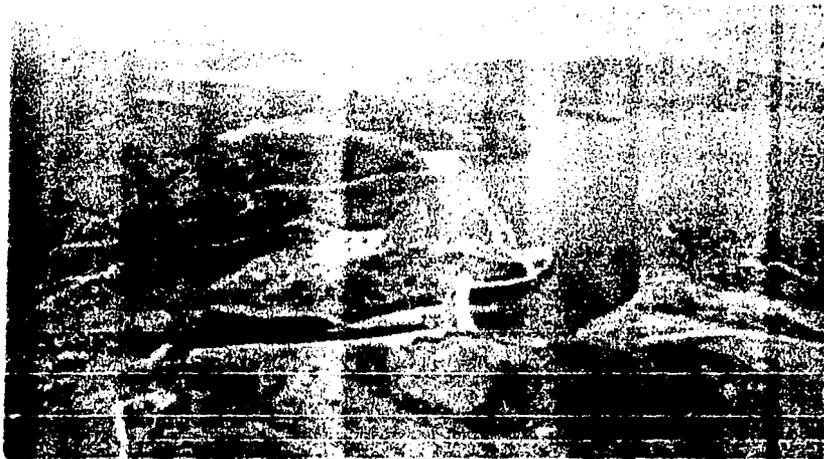
El 27 de junio de 1951 se creó la Comisión del río Grijalva de la Secretaría de Recursos Hidráulicos. Para el estudio y desarrollo integral de la cuenca de dicho río.



El objetivo principal de la Presa Netzahualcóyotl es: Control de avenidas, Generación de Energía Eléctrica, Defensa contra inundaciones, Riego, Drenaje, Agua Potable y Saneamiento, vías de comunicación y establecimiento de nuevos centros de población campesina, así como la producción de 2754 Gw/h.

Area de la cuenca	33140 km <sup>2</sup>
Area embalse a nivel máximo	29400 Hs
Capacidad para azolve	1000x10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Capacidad para generación de eléctrica	7300x10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Capacidad para control de avenidas	3800x10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Super almacenamiento temporal	860x10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Capacidad total	12960x10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Elevación aguas máximas extraordinarias	188.00 m.s.n.m.
Nivel Máximo de Operación	176.00 m.s.n.m.
Nivel Mínimo de Operación	144.00 m.s.n.m.

### Tipo de presa.



La Presa esta labrada en conglomerado gris compactado, sobre el rio Grijalva, tiene una capacidad de 13 mil millones de m<sup>3</sup> hasta la elevación 188.00 m.s.n.m. que corresponde al nivel de aguas máximas extraordinarias, con un embalse máximo de 30 mil Hectáreas.

### Cortina.

Tipo	Enrocamiento con corazón Impermeables de arcilla.
Altura	139.00 m
Longitud Máxima	485.00 m
Elevación de la corona	192.00 m
Ancho de la corona	10.00 m
Longitud de la corona	478.00 m
Volumen total de la Cortina	5 077.28 m <sup>3</sup> .

### Obra de control:

Se localiza en la margen izquierda de la boquilla y está constituida por vertedores de cresta controlada, perfil Creager, dividida por pilas en 3 vanos de 15.00 m de ancho donde están instaladas las compuertas radiales.

La cresta se encuentra en la elevación 163.69 m y localiza 3 compuertas radiales de 15.00x15.00 m que regulan un gasto máximo de avenida fijado en 8500 m<sup>3</sup>/seg. a 3500 m<sup>3</sup>/seg. que es el gasto que puede conducir el cauce bajo del río Grijalva.

El canal de descarga de este vertedor, esta revestido de concreto con una longitud total de 410.00 m y ancho de 51.00 m alcanzando un desnivel entre la cresta y el fondo del tanque de 93.69 m.

Las aguas vertidas caen sobre un tanque amortiguador de 105.00x51.00 m y retornan al cauce original, aguas debajo de la cortina.

#### **Obra de excedencias**

Se alojan 4 compuertas radiales de 15.00x18.70 m. Con elevación en la cresta de 167.64 Esta obra no tiene tanque amortiguador y solamente operará cuando al vaso lleguen avenidas superiores a la máxima ordinaria y después de que en la estructura de control se requiera desalojar un gasto mayor de 5853 m<sup>3</sup>/seg. Siendo su capacidad máxima de 10650 m<sup>3</sup>/seg.

#### **Obra de toma**

Está constituida por 6 estructuras de entrada, correspondiente a cada una de las 6 unidades, 4 de la 1ª. Etapa y 2 de la 2ª.

Estas estructuras alojan dispositivos de operación de 6 compuertas rodantes y 1 auxiliar de emergencia, instaladas en vanos de 8.20x4.80 m que se utilizan para sellar el paso del agua a las tuberías depresión.

En las 4 unidades de la 1ª. Etapa la entrada a las diferentes estructuras de la obra de toma está formada en su parte inferior por 3 machones huecos o tajamares de concreto reforzado y 2 muros laterales para revestimiento de la roca, desde la elevación 125.00 a la 148.43 m.

En la 2ª. Etapa las unidades 5 y 6 tienen machón y 2 muros laterales semejantes a los anteriores, separados del grupo de la primera etapa por un macizo de roca.

A partir de la elevación 148.43 las estructuras se continúan hacia arriba mediante columnas, traveses y muros, apoyados en el talud inclinado del corte de roca, hasta la elevación 192.00 m correspondiente al piso de las casetas de operación.

El acceso a las tomas es común para las 6 unidades, mediante un canal excavado en conglomerado, de 185.00 m de longitud a la elevación 125.00 m con plantilla de 60.00 m de ancho en la entrada y 148.70 m de ancho frente a las compuertas.

### **Túneles de acceso**

El acceso a casa de máquinas se hace desde aguas abajo a partir de la elevación 110.00 m con un túnel perforado en conglomerado, sección de portal, para desembocar a la elevación 89.50 m en el recinto de casa de máquinas.

Las dimensiones del portal y túnel son las siguientes:

Sección	Portal
Base	7.80 m
Altura	6.40 m
Longitud	367.00 m
Pendiente	0.069

### **Casa de máquinas**

De tipo subterránea, se localiza sobre la margen derecha a un lado de la cortina, labrada en una caverna de conglomerado, totalmente revestida de concreto de 21.70 m de ancho en la bóveda hasta el nivel de trabe-carril y de 20.00 m de ancho desde este nivel hasta el piso de turbinas.

	Elevaciones
Bóveda	140.50 m
Piso Excitadores	89.50 m
Piso Generadores	85.00 m
Piso Turbinas	81.50 m
Piso Turbina Auxiliar	76.50 m
Piso de Válvulas	71.50 m
Piso de Aspiración	65.50 m
Longitud	164.00 m

### **Conducción a presión**

Agua debajo de los vanos de las compuertas rodantes de la Obra de Toma y a continuación de las transiciones que tienen 12.40 m de longitud, se inicia en cada unidad un túnel inclinado a 36°. Con la horizontal, revestido de concreto, forrado con tubería de acero de 7.00 m de diámetro interior y de 71.36 m de longitud hasta el codo de reducción de 7.00 a 6.00 m de diámetro en su parte inferior, que se continúa con un tubo de reducción de 6.00 a 5.00 m de diámetro y después con otro tubo recto horizontal de 5.60 m de diámetro hasta su conexión con la tubería correspondiente.

### **Turbinas**

Localizadas en el piso a elevación 81.50 m se montaron 4 en la 1ª. Etapa de la marca Mitsubishi y 2 en la 2ª, de la marca Escher Wyss.

Datos Técnicos

Marca	Mitsubishi	Escher Wyss
Capacidad	184-215	184-215 MW

Gasto	240	232.2 y 246.8 m <sup>3</sup> /seg.
Velocidad	128.57	128.57 R.P.M.
Caída	85.00	85.00 m
Diámetro exterior del Rodete	5.60	5.65 m
Diámetro de la flecha	1.26	1.20 m
Diámetro de chumacera guía	1.60	1.60 m
Diámetro cubierta exterior	7.01	7.70 m
Diámetro entrada caracol	5.60	5.65 m
Peso total partes rotativas turbina	150	— ton.
Peso total partes rotativas generador	540	523 ton.
Máxima carga de desbalanceo hidráulico	570	— ton.
Máxima carga sobre la chum. de carga	260	1310 ton.
Volumen de aceite chumacera guía	750	— lts.
Volumen de aceite chumacera	8200	5000 lts.
Alabes del rodete	15	14

#### Unidad auxiliar

La central cuenta con una unidad auxiliar hidráulica capacitada para alimentar los circuitos de alumbrado y fuerza en casos de emergencia o cuando las condiciones de operación de las unidades principales así lo requieran, las características de la turbina hidráulica son las siguientes:

Diámetro tubo de alimentación	0.71 m
Tipo	Francis
Flecha	Horizontal
Gasto	2.374 m <sup>3</sup> /seg.
Caída	65.00 m
Potencia	1800 C.V.
Velocidad de rotación	900 R.P.M.
Fabricado por	de Pretto-Escher Wyss, Italia

El generador auxiliar está acoplado directamente con la flecha horizontal de la turbina y sus características principales son:

Potencia Máxima	1720 KVA
Factor de Potencia	0.80 Atrasado
Tensión Nominal	460 V
Velocidad de Rotación	900 R.P.M.
Fases	3
Fabricado por	Pellizari, Italia.

#### Pozos de oscilación.

Se localizan 6, uno para cada unidad a 37.50 m aguas abajo del eje común de las unidades con sección transversal elíptica de 10.00 m de diámetro menor y 14.00 m de diámetro mayor con altura de 39.50 m a partir del piso de descarga de la tubería de aspiración, hasta el piso de la galería de compuertas.

Esta instalación, además de servir como pozos de oscilación, se utilizan para alojar las compuertas de desfogue de cada unidad, como tubos de ventilación y para soporte superior de la galería de operación de las compuertas.

Esta galería comunica a todos los pozos, con sección transversal tipo portal de 4.00 m de ancho entre los pozos y de 7.50 m de altura, conectándose con el túnel de acceso mediante una lumbrera vertical de 15.50 m de altura.

La bóveda de la galería se encuentra en la elevación 112.50 m y el piso de maniobras en la 105.00 m para la 1ª. Etapa y en la 107.50 m para la 2ª.

### **Lumbreras**

La conducción de la energía desde los generadores hasta subestación elevadora, se hace a través de barras de Potencia.

En la prolongación del eje de cada una de las unidades correspondientes a los ejes de la tubería de presión y junto al muro lateral aguas arriba de casa de máquinas, se localiza las lumbreras de barras, en sección rectangular de 4.00x3.00 m desde la elevación 85.00 (Piso de Generadores) hasta la 96.70 m y de sección cuadrada de 3.00x3.00 m desde la elevación 96.70 a la 192.00 (Piso de maniobras de Subestación Elevadora) totalmente revestidas de concreto.

En la elevación 192.00 se encuentra los transformadores monofásicos que reciben a las barras de potencia con tensión de 15 KV. Se tienen construidas 6 lumbreras que corresponden a cada una de las unidades.

### **Desfogue**

Las tuberías desalojan el agua hacia el cauce natural del río, mediante ramales de descarga aguas debajo de los pozos de oscilación cuya plantilla se localiza en la elevación 65.50.

Los túneles de descarga se aprovecharon de la construcción efectuada para los túneles de desvío durante la construcción de la cortina y se utiliza el túnel 3 para desfogue de las unidades 5 y 6 el túnel 4 para las unidades 3 y 4 y el túnel 5 para las unidades 1 y 2.

Estos túneles son de sección de portal de 12.00 m de ancho en la base y 12.00 m de altura hasta la clave de la bóveda, conectándose con pendiente ascendente hasta la elevación 76.13 m.

Alternadores

Marca	1ª Etapa ASEA	2ª etapa ASEA
Eje	Vertical	Vertical
Fases	3	3
Frecuencia	60 ciclos/seg.	60 ciclos/seg.
Tipo	Sombrilla	Sombrilla
Ventilación	Forzada	Forzada

Potencia Nominal	218 MVA a 80° 225 MVA a 88° 245 MVA a 97°	218 MVA a 80° 225 MVA a 88° 245 MVA a 97°
Factor de Potencia	0.95 Atrasado	0.95 Atrasado
Tensión entre Fases	15 KV	15 KV
Velocidad Nominal	128.57 r.p.m	128.57 r.p.m
Momento Volante	40920 Ton*m	40920 Ton*m
Velocidad de Desboque	254 r.p.m.	254 r.p.m.
Peso del Rotor	-----	253 Ton
Corriente Nominal	8390 A	8390 A
Número de Polos	56	56

### Sala de tableros.

En el centro de la operación de la Planta Hidroeléctrica y se localiza bajo el piso de excitadores en la elevación 85.00 m.

En esta sala se localiza el Tablero de Control Hidráulico desde donde se efectúan las maniobras de apertura y cierre de compuerta Obra de Toma, arranque y paro de las Turbinas, así como control de motobombas y compresoras de regulación.

El tablero de control eléctrico tiene los instrumentos de medición y control necesarios para excitar y sincronizar los alternadores y alimentar los grupos de refrigeración de los bancos.

El tablero de servicios propios tiene los conmutadores e instrumentos necesarios para alimentar el sistema de alumbrado y la fuerza de cada una de las unidades.

El tablero de servicios auxiliares lleva el control de los interruptores que son ajenos a la operación de las unidades, pero no a la central propiamente dicho, como por ejemplo: bombas de achique, auxiliares de máquinas, alumbrado, etc.

Por último, los tableros de líneas, donde se lleva el control y medición de los interruptores de líneas de 400 como de 115 KV, además de los interruptores de la Subestación reductora 400/115 KV.

### Subestación elevadora

De tipo intemperie, se localiza en la elevación 192.00 m y aloja a los transformadores de potencia monofásicos que elevan el voltaje de generación, de 15 a 400 KV, apartarrayos e interruptores.

Transformadores  
Concepto  
Marca

1°.  
Mitsubishi

2°.  
Personas Peebles

Capacidad	45/60/75	45/60/75 MVA
Tipo	Acorazado	Acorazado
Modelo	SR/SUB	SR/SUB
Relación	15 / 400	15 / 400
Clase	OA/FOA/FOA	OA/FOA/FOA
Fases	I	I
Frecuencia	60 ciclos/seg.	60 ciclos/seg.
Impedancia	4.82%	8.23%
Peso Núcleo y Bobina	59.5 Ton.	64.00 Ton.
Peso Tanque y Accesorios	29.5 Ton.	15.00 Ton.
Aceite Total	20500 lts.	30000 lts.
Peso Aceite	18500 Kg	26000 Kg
Pesos total Transformadores	107000 Kg	120000 Kg

#### Interruptores

Concepto	1ª	2ª
Marca	MERLIN GERIN	ASEA
Corriente Nominal	2000 A	2500 A
Tipo	PP10-11K	HLR 420/2506 B2
Tensión Máxima	420 KV	420 KV
Tensión	400	400
Frecuencia	60 ciclos/seg.	60 ciclos/seg.
Capacidad interruptiva	11000 MVA	46 KA
Fases	1	1
Polos	3	3
Peso total	14 Ton	11.2 Ton
Número	12 Pza.	6 Pza.

#### Campo de líneas

También es del tipo intemperie, y se localiza en un terreno rectangular de 360x34 m sobre la elevación 34.00 m.

Recibe por medio de torres metélicas los conductores que alimentan las bases que convenientemente conectados por cuchillas e interruptores llevan la energía eléctrica a través de las líneas de transformación a las diferentes subestaciones del sistema interconectados, las características del equipo instalado son las siguientes:

#### Interruptores

Concepto	400KV	115 KV
Marca	MERLIN GERIN	MITSUBISHI
Tipo	PP10-11K	100-GM-5005
Operación	Aire comprimido	Aire comprimido
Polos	3	3

Corriente Nominal	2000 A	1200 A
Tensión Nominal	400 KV	115 KV
Tensión Máxima	420 KV	121 KV
Capacidad interruptiva	11000 MVA	3500 MVA
Frecuencia	60 ciclos/seg.	60 ciclos/seg.

**Cuchillas**

**Desconectadora tipo Pantógrafo para 400 KV**

200 A  
60 Ciclos/seg.  
3 Polos  
Merlin Gerin

**De apertura vertical para 115 KV**

1200 A  
60 Ciclos/seg.  
3 Polos  
Merlin Gerin

**Transformadores 115 KV**

Marca	Mitsubishi
Tipo	Acorazado
Clase	FOA
Fases	3
Capacidad	50000 KVA
Frecuencia	60 ciclos/seg.
Impedancia	10.22%
Peso Núcleo y Bobina	84 Ton.
Peso Tanque y Accesorios	36 Ton.
Peso Aceite	30 Ton.
Peso Total	150 Ton.
Volumen Aceite	33000 lts.
Relación AT/BT	400 / 115 KV
Número	2 Pza.

**Cuchillas**

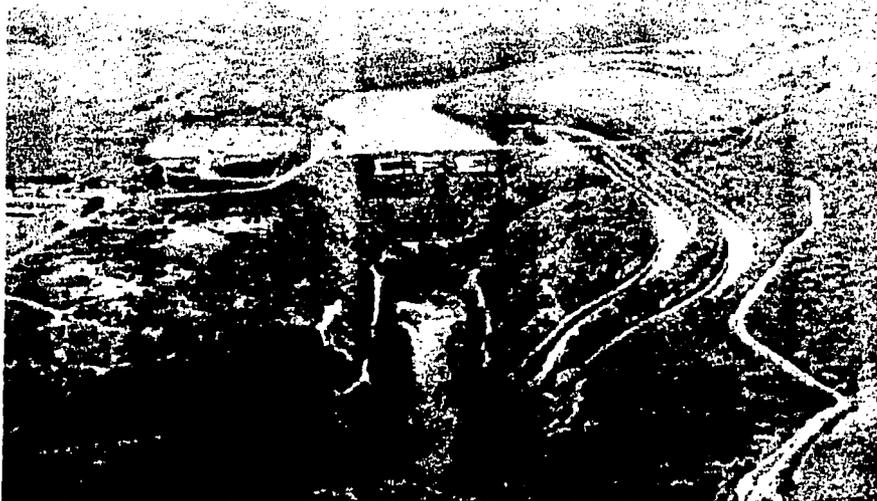
**De apertura vertical para 115 KV**

1200 A  
60 Ciclos/seg.  
3 Polos  
Merlin Gerin

**Desconectadora tipo Pantógrafo para 400 KV**

2000 A  
60 Ciclos/seg.  
3 Polos  
Merlin Gerin

## V.4 PRESA ANGOSTURA



Desde 1950 la secretaria de recursos hidráulicos y la comisión federal de electricidad iniciaron los estudios del sistema hidrológico Grijalva-Usumacinta, que aporta el 30% de los recursos de hidráulicos del país y, en particular, se abocaron al estudio del río Grijalva. En 1964 se terminó la presa Nezahualcoyotl, de usos múltiples, en el bajo Grijalva, que alimenta el aprovechamiento hidroeléctrico más grande del país (Malpaso, 1080MW) y controla las avenidas.

La construcción de la presa Nezahualcoyoc inició la realización de la primera etapa del desarrollo del Grijalva. La segunda etapa, es el aprovechamiento hidroeléctrico de la Angostura. Para la tercera etapa se tienen programados los aprovechamientos de Chicoasén y Malpaso y para la cuarta etapa, la construcción de la presa Peñitas.

Para la realización del plan integral del Grijalva es indispensable construir el aprovechamiento de la angostura, que reúne un conjunto de características que lo sitúan como proyecto básico para el desarrollo del río Grijalva y que se puede emplear ventajosamente en la generación de energía.

Se describe el aprovechamiento hidroeléctrico de la Angostura construido por: obra de retención, conducción a presión, planta hidroeléctrica, obra de restitución, desvío y vertedor. La construcción de éste aprovechamientos se inició en 1968 y la planta hidroeléctrica entró en operación en 1973.

La presa de la Angostura, con una altura máxima de 154 m, formará un embalse con capacidades máxima útil de 18200 y 9200 millones de m<sup>3</sup>, respectivamente. Se describen las diferentes estructuras que forman el aprovechamiento hidroeléctrico, indicando las hipótesis en que se basó su diseño y sus características.

### Hidrología

La cuenca que alimenta el embalse de la Angostura está delimitado por una serie de contrafuertes que la separan de la cuenca del Usumacinta, formada por las sierras de Independencia y San Cristóbal entre esos contrafuertes y la sierra madre del sur está alojado el altiplano chiapaneco.

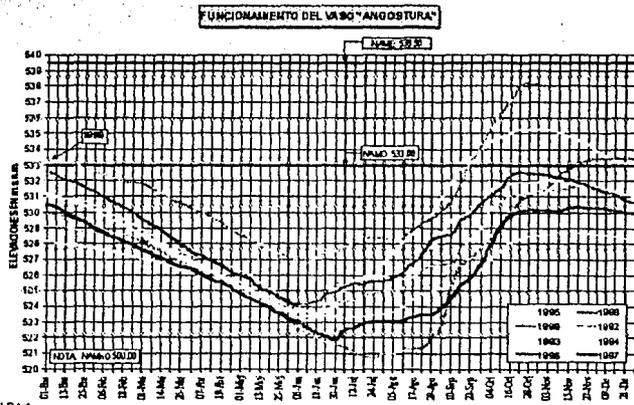


FIGURA 4

En la región son frecuentes los ciclones tropicales que descargan intensas lluvias generadoras de avenidas extraordinarias en los ríos Grijalva y Usumacinta, las cuales afectan principalmente a la zona costera.

Un resumen de los datos hidrológicos y meteorológicos, hasta la estación de la angostura se muestra en la siguiente tabla.

#### Datos hidrológicos.

Area de la cuenca	17740 km <sup>2</sup>
Elevación máxima del parteaguas	3200m
Elevación media de la cuenca	1100 a 1300m
Elevación mínima de la cuenca	414.00m
Precipitación media anual	1379 mm
Escurrimiento medio anual	$9.7 \times 10^9$ m <sup>3</sup>
Escurrimiento mínimo registrado	59 m <sup>3</sup> /seg.
AVENIDAS	
Registrada	3820 m <sup>3</sup> /seg.
Diseño para el desvío	5000 m <sup>3</sup> /seg.
Máxima extraordinaria	59 m <sup>3</sup> /seg.
TEMPERATURAS	
Media máx/mín mayo	39.5 °C-18.6 °C
Media máx/mín enero	34.1 °C-9.2 °C
N.A.M.O.	523.60 m
N.A.M.E.	539.40m
N.A.mín.	487.50m
Elevación desfogue	422.40m
Longitud del embalse	100 Km
Almacenamiento total	$18.2 \times 10^9$ m <sup>3</sup>
Almacenamiento útil	$9.2 \times 10^9$ m <sup>3</sup>

Debido al corto periodo de observación del Grijalva y de sus escurrimientos, fue necesario extrapolar la máxima avenida probable. Los cálculos se basaron en una combinación de la precipitación crítica, ciclones y temperatura y comparación con otras cuencas. Se estimó que para la avenida máxima el periodo de recurrencia será de 10000 años. La aportación media anual hasta el sitio de la Angostura es de 9700 millones de m<sup>3</sup>. El volumen total del vaso hasta el nivel de aguas máximas extraordinarias es de 18200 millones de m<sup>3</sup>. El volumen hasta el nivel máximo de operación es de 10320 millones de m<sup>3</sup>; y el volumen hasta el nivel mínimo de operación 1120 millones de m<sup>3</sup>. El volumen útil será de 9200 millones de m<sup>3</sup>, lo que convierte a éste embalse en el más grande de la república

mexicana, ya que los otros embalses comparables como son el Infiernillo y Nezahualcoyotl tienen 7500 y 6700 millones de  $m^3$ , respectivamente.

La avenida probable tiene un volumen de 10300 millones de  $m^3$  y está caracterizada por dos picos: uno de ellos de 23000  $m^3$ /seg. y el otro de 17000  $m^3$ /seg.

### **Geología.**

Tanto el vaso como la boquilla están en el flanco sur del sinclinal que forma la depresión de Chiapas; se localizan totalmente en calizas de cretácico que buzanan de  $3^\circ$  a  $12^\circ$  hacia el NE con rumbo general de  $N 45^\circ E$ . Las calizas que forman el vaso y la boquilla se dividieron en dos formaciones denominadas II y I. La formación II yace bajo la I, y está constituida por dolomitas, calizas arrecifales y calizas estratificadas puras; todas estas rocas se observan fuertemente atacadas por la disolución, presentan numerosos rasgos kársticos y se consideran altamente permeables. La estructura I superpuesta a la II, está compuesta en su mayoría por arcillas limosas, que en general se presentan sin ataque aparente de disolución y causan drenajes superficiales bien desarrollados por lo que se pueden considerar para los fines de almacenamiento, como impermeables. Las calizas de la formación II afloran el 90% del vaso y las de la I en el 10% restante. La boquilla está localizada en la formación I.

La estructura general del vaso es un homoclinal en que las capas buzanan hacia aguas abajo en forma similar a un paquete de hojas. La zona del proyecto se localiza en la formación I, la cual se dividió en cinco unidades. El eje de la cortina y todas las unidades construidas están en la unidad 2. La principal diferencia entre esas cinco unidades, la dureza de la roca y el espesor de sus planos de estratificación. El levantamiento de fracturas reveló que el área se encuentra dividida en bloques homogéneos sin fracturamientos y zonas angostas bastante fracturadas.

Las fracturas que se localizan en los levantamientos geológicos actúan como superficies de discontinuidad, dividiendo el macizo rocoso en bloques. Las exploraciones y excavaciones actuales indican que todas las fracturas, aun las más grandes, se cierran rápidamente en la profundidad.

La boquilla presenta una forma ligeramente asimétrica, con una longitud de 295 m a la altura de la corona y de 75 m en el lecho del río. Las exploraciones realizadas en el cauce del río mostraron 16 m de relleno compuesto de arena y grava en el fondo. La roca en el contacto con el acarreo, está bastante fracturada y alterada en los primeros 5 y 7 m por lo tanto este es el espesor que se consideró como limpio para el desplante. La permeabilidad media encontrada en el sitio de la Angostura es de 12 lugeones. Dado que la estructura del vaso es un homoclinal, y que las capas buzanan hacia aguas abajo y que la formación II es inferior a la formación I, las rocas arcillosas cubren el frente del vaso y toda la margen derecha, con lo que queda perfectamente cerrada en la zona.

A 21 km al oeste del río Grijalva corre el río Santo Domingo, casi al mismo nivel, quedando separadas ambas cuencas por un macizo formado principalmente por calizas permeables de la formación II.

Los estudios de hidrología subterránea, mediante estaciones piezométricas determinaron que es poco probable que se presenten fugas en el vaso de Angostura hacia el río Santo Domingo, ya que el gradiente hidráulico prácticamente es nulo.

### Desvío.

Hay dos túneles de desvío que se localizan uno en cada margen, diseñados para desviar una avenida de 500m<sup>3</sup>/s. Con el nivel de embalse un metro debajo de la ataguía. El arreglo de los túneles se muestra en la sig. figura y los datos básicos se indican en la siguiente tabla:

#### DIAMETROS INTERIORES

Margen derecha	13m y herradura (13.0 x 16.80)
Margen izquierda	13m
LONGITUD	
Margen derecha	654m
Margen izquierda	603m

#### ALTURA ESTRUCTURA DE ENTRADA

Margen derecha	30m
Margen izquierda	31.5m

#### ALTURA ESTRUCTURA DE SALIDA

Margen derecha	17.5m
Margen izquierda	14.1m

#### CAPACIDADES MAXIMAS

Con ataguías	5000m <sup>3</sup> /seg.
Con cortina	7000m <sup>3</sup> /seg.

Los dos túneles tienen 13 m de diámetro interior y están totalmente revestidos de concreto con una longitud aproximada de 645 m cada uno.

El túnel No. 1 (margen izquierda), tiene sección circular, pendiente de 0.001 y la plantilla de entrada está a la elev. 417.00 m. El túnel No. 2 (margen derecha) tiene su plantilla de entrada a la elev. 423.00 m; es de sección circular en 340 m de longitud y de herradura en su final, el cual, se usará como desfogue de la casa de máquinas.

En los portales de entrada se construirán estructuras para instalar las compuertas que permitan efectuar el cierre provisional para colar los tapones de concreto. Estos tapones son de tipo hueco, y están localizados aproximadamente a la mitad de los túneles.

El túnel de la margen izquierda se excavó durante el año de 1969, habiendo quedado revestido totalmente a fines de junio de 1970; la excavación del túnel de la margen derecha se inició en octubre de 1969, y se terminó en junio de 1970.

La excavación se realizó empleando el sistema de "post-corte perimetral con cargas de dinamita y mecha detonante en el último tiempo de detonación", especificándose ademas metálicos para los portales y pernos de expansión de 6m de longitud con 7 ton de capacidad.

Durante la excavación se comprobó que los túneles de 14 m de diámetro exterior se pueden ejecutar en las calizas de la Angostura, los cuales tienen estratos horizontales.

Para permitir la excavación y la colocación de los materiales para la construcción de la cortina en seco, se construyeron dos ataguías en los extremos aguas arriba y aguas abajo de la presa. El río debe ser desviado por el túnel de la margen izquierda a partir de 1°. De enero de 1971 y por los dos túneles a partir de mayo de 1971.

La construcción de las ataguías, con volumen de 498000 y 63000m<sup>3</sup> aguas arriba y aguas abajo respectivamente.

## **Presa.**



En el sitio de la Angostura es posible construir cualquier tipo de presa, dado la angostura del cañón y de las condiciones geológicas.

Para decidir el tipo de cortina, se elaboraron tres esquemas.

Arco- cúpula, central subterránea en la margen derecha y vertedor en la margen izquierda con salto de esqui.

Arco-gravedad, casa de máquinas en el cuerpo de la cortina, vertedor en la cortina auxiliado con desagües profundos.

Enrocamiento, casa de máquinas subterránea en la margen derecha y vertedor con tanque amortiguador en la margen izquierda.

Para la construcción de la presa se analizaron no unicamente sus costos, sino que se evaluó la seguridad que se obtendría en cada uno de los esquemas.

El esquema en arco-cúpula era un poco más económico que los otros dos, pero dada la incertidumbre que presentaba la estratificación de las calizas, con capas de arcilla de espesor variable, para transmitir los empujes del arco a las laderas y que se requerían

estudios suplementarios que retrasarían la iniciación de la obra o que podría encarecer la solución perdiéndose la ventaja económica, se optó por la solución de cortina de enrocamiento. Esta solución tiene además la ventaja de que el 95% de las cortinas construidas en el país son de este tipo.

#### **Diseño.**

Los datos básicos y las especificaciones de los materiales para la cortina, obtenidos del proyecto preliminar están dados en la siguiente tabla.

**TABLA-1**

- 1.- Corazón impermeable. Suelos arcillosos con índice de plasticidad entre 20 y 35; compactados con rodillo pata de cabra.
- 1'.---- Limos arcillosos colocados a volteo.
- 2.- Filtros. Arenas naturales con menos de 5% de material que pase la malla 200. Con granilometría que asignó el residente. Estas compactadas en capas de 0.30 m con tres pasadas de rodillo vibratorio de 2 ton. Y con adición de agua.
- 3.- Mezcla de grava y arena bien graduada, con menos del 5% de material que pase la malla 200 y tamaño máximo de 0.15 m procedentes de los bancos aceptados también compactado como en el punto anterior.
- 3'.- Terraplén para la pantalla de pilotes. Mezcla natural de grava y arena con material de 0.15 m de tamaño máximo compactado en capas de 0.30 m de espesor con tres pasadas de rodillo vibratorio de 2 ton.
- 4.- Enrocamiento compactado. Fragmentos sanos de roca procedentes de excavaciones o de canteras, no mayores de 0.50 m; compactada en capas de 0.50 m con tres pasadas de rodillo vibratorio de 2 ton.
- 4'.- Transiciones en ataguías. Grava o rezaga bien graduada conteniendo entre el 10% o 30% de arena con tamaño máximo de 0.20m. compactada en capas de 0.50 m con tres pasadas de rodillo vibratorio de 2 ton.
- 5.- Enrocamiento a volteo. Fragmentos sanos de roca, procedente de excavaciones o canteras, con tamaños máximos de 1.00m y menos de 20% de material con tamaños inferiores a 0.15 m.
- 6.- enrocamiento de gran tamaño. Formado por fragmentos sanos procedentes de excavaciones o de canteras, 70% de los cuales tienen un peso de 1 ton. O mayor. Se colocará a volteo y se acomodará con tractor.

6.- Enrocamiento de gran tamaño en las preatagüas de aguas arriba. Se colocará a volteo y se acomodará con tractor.

7.- Protección del corazón impermeable (arriba de la elevación 533.00) mezcla de materiales 1 y 2.

8.- Revestimiento de la corona. Mezcla de grava y arcilla con un porcentaje no mayor de 15% de fragmentos de más de 0.076 m de diámetro, sin materiales orgánicos.

#### FIG- 6

#### Vertedor.

La solución más segura fue de construir dos vertedores con salto de esquí, con una capacidad máxima de descarga de 3 250 m<sup>3</sup>/seg. cada uno.

#### Características del vertedor.

GASTO MAXIMO A LA ELEVACIÓN 539.60	4500 M <sup>3</sup> /SEG
GASTO A LA ELEVACIÓN 537.50 (3 COMPUERTAS)	3250 M <sup>3</sup> /SEG
NUMERO DE COMPUERTAS	6
ANCHO DE COMPUERTAS	8.33 M
ALTURA DE COMPUERTAS	18.00 M
ELEVACIÓN DEL CANAL DE ACCESO	516.6 M.S.N.M.
ANCHO	VARIABLE
ESTRUCTURA DE CONTROL	
ELEVACIÓN DE LA CRESTA	519.6 M.S.N.M.
ANCHO TOTAL	60.00 M
CANALES DE DESCARGA	
LONGITUD PROMEDIO	875.00 M
ANCHO	25 M
ESPEJOR MÍNIMO DEL REVESTIMIENTO	0.45 M
COTA DE LA ESTRUCTURA DE DESCARGA	+ 450 M.S.N.M.
DEFLEXIÓN DE LA ESTRUCTURA	27° 35'
DE DESCARGA	22° 35'

#### Obra de toma

Cada obra de toma está constituida por una estructura de entrada excavada en la ladera, un túnel corto, una estructura de compuertas y, aguas abajo, el túnel de presión. Cada estructura de compuertas está conectada a la estructura de control, a la elevación 543.00, por medio de una lumbrera de 4.00 x 10.00 m

En la estructura de entrada están instaladas las rejillas, con una área de 326.7 m<sup>2</sup>, dotadas de limpia rejas que se operan desde la elevación 543.00m.

El tiempo de cierre para la compuerta será de 20 s, cerrando el 85% en 5 s. Las compuertas pueden cerrar contra todo el gasto y contra la carga máxima y pueden operar a control remoto desde la casa de máquinas. Para la apertura deberán, previamente, igualarse las presiones y podrán operarse desde la obra de toma de control, únicamente.

### Casa de máquinas.

La caverna de la casa de máquinas queda localizada a una profundidad máxima de 138 m con respecto al nivel de la cortina, cuyo eje, paralelo al de la casa de máquinas, está situado a unos 30 m hacia aguas arriba. La caverna además de tres unidades alojará a los transformadores de potencia, tendrá 120 m de longitud, ancho de 19.30 m, altura máxima de 38.40 m y estará conectada con la subestación por medio de tres lumbreras con sección transversal de 3.00 x 3.00 m

El acceso a la casa de máquinas se realiza por medio de un túnel de 650 m de desarrollo.

### Casa de máquinas

LONGITUD	108.00m
ANCHO	19.30m
ALTURA	39.90m
VOLUMEN DE EXCAVACIÓN	81.800m
BÓVEDA: ELEVACIÓN CLAVE	443.40m
RADIO DE CURVATURA	14.90m
CLARO LIBRE	21.00m
GRUAS VIAJERA: CAPACIDAD	2 X 180 T
CLARO	19.90m
ELEVACIÓN ONGO RIEL	436.77 m
PISO GENERADORES: ELEVACIÓN	427.00 m
3 ALTERNADORES	210 000KVA
3 TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS	13.8/400/210 MVA
TUNEL ACCESO- LONGITUD	1 617.13 m
PISO TABLEROS: ELEVACIÓN	423.50 m
TABLERO CONTROL HIDRÁULICO	1
TABLERO DE LÍNEAS	1
TABLERO DE CONTROL ELÉCTRICO	1
TABLERO DE CONTROL AUXILIAR	1
1 BUS TRIFÁSICO POR UNIDAD	13.8 / 10 000 amp.
PISO TURBINAS: ELEVACIÓN	420.00 m
3 TURBINAS	2500.000CV c/ u

1 TURBINA AUXILIAR	1 350 CV
ELEVACIÓN PISO AIRTE ACONDICIONADO	436.77 M
ELEVACIÓN PISO INSPECCIÓN	411.15 M
ELEVACIÓN PISO DRENAJE	404.00 M

### **Conducción a presión.**

La conducción a presión, aguas debajo de la obra de toma, está formada, para cada unidad, por un túnel horizontal de 8.70 m de diámetro interior, revestido de concreto, una lumbrera inclinada a 45°, de 6.50 m de diámetro interior, revestida de concreto, con camisa metálica. Para resistir las condiciones iniciales y asegurar un contacto correcto entre el concreto y la roca, la zona descomprimida alrededor de los túneles de presión y lumbreras se trató por medio de inyecciones de consolidación y de contacto.

La camisa metálica se diseñó con acero dulce, considerando la contribución de la roca para soportar la presión interior, pero el diseño ha quedado regido por la presión exterior, para lo cual no se consideró la impermeabilidad obtenida por las inyecciones. Se evaluó la presión exterior igual a la carga hidráulica real.

## **Equipo electromecánico**

A continuación se indican algunas generalidades sobre el equipo electromecánico.

TURBINAS:	3 DE 250 000 H. P.
CAIDA NETA:	91.50 M
GASTO:	225 M <sup>3</sup> /SEG
VELOCIDAD NORMAL:	128.57 R.P.M.
VELOCIDAD ESPECÍFICA	228 r.p.m.
TIEMPO DE CIERRE:	5 SEG
SOBRE PRESIÓN:	41%
VELOCIDAD EQUIVALENTE EN LA TUBERÍA	4.82 M / SEG
ALTERNADORES:	3 DE 180 MWA
POTENCIA:	189.5 MWA
FRECUENCIA:	60 C.P.S.
NUMERO DE POLOS:	56
MOMENTO VOLANTE GENERADOR	33 000 T- M <sup>2</sup>
GENERACIÓN MEDIA ANUAL:	1 854 GWH
GRUPO AUXILIAR:	1 DE 1200 KVA
GRUAS:	2 DE 140 TON.
TABLEROS:	PRINCIPAL, CONTROL HIDRAULICO Y SERVICIOS PROPIOS.
TRANSFORMADORES:	3 DE 221 MVA, 13.8/400KV

INTERRUPTORES:	5 DE 400 KV
CUCHILLAS:	15 PANTOGRAFOS, 3 P., 400KV
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE:	15 DE FASE, 400KV
TRANSFORMADORES DE POTENCIAL:	6 DE 1 FASE, 400 KV
PARARRAYOS	13 DE 400 KV
BUSES:	400 KV

# **CAPITULO VI**

**AMPLIACION DE LA CENTRAL CHICOASEN  
( MANUEL MORENO TORRES )**

## **VI. AMPLIACION DE LA CENTRAL CHICOASEN (MANUEL MORENO TORRES)**

### **VI. 1 GENERALIDADES.**

La Comisión Federal de Electricidad inició desde el año 1958, el estudio de la cuenca del río Grijalva, localizada en el sureste de la República Mexicana en el estado de Chiapas, con el objetivo fundamental de determinar no solo su potencial hidroeléctrico sino lograr un aprovechamiento integral de sus recursos.

Con base en los estudios realizados por la Comisión Federal de Electricidad y conjuntamente con los desarrollados por la Secretaría de Recursos Hidráulicos, como parte del "Plan Integral del Río Grijalva" se llevaron a cabo importantes obras de ingeniería dando como resultado lo que ahora conocemos como el sistema hidroeléctrico Grijalva, el cual representa el polo más importante, a nivel nacional, en la aportación de energía hidroeléctrica del país.

Desde una perspectiva distinta ante la carencia que enfrenta el país en suministro de energía eléctrica al arribar al tercer milenio, la política de concluir proyectos de gran tamaño cumple un objetivo básico del desarrollo con suma de esperanza y estímulo. Más si se trata de obras de gran envergadura como es la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres en Chicoasén, Chiapas.

#### **Datos Generales**

**Niveles de diseño (msnm):** NAME 395.00 NAMO 392.00 Nivel de diseño 388.00  
NAMINO 380.00

**Caídas (m):** Bruta Máxima 189.30 Neta Máxima 185.00 Bruta de diseño 181.85 Neta  
de diseño 170.00 Bruta mínima 173.85 neta mínima 170.00

**Gasto (m<sup>3</sup>/s):** Máximo 186.60

**Turbina (MW):** a Caída Neta Máxima 318 a Caída Neta de diseño 310 a Caída Neta  
Mínima 289

**Generador (MVA):** Capacidad nominal 300

**Velocidad Nominal (r.p.m.):** Velocidad Nominal 180.00

## **VI.2.- CAPACIDAD DE GENERACIÓN.**

Esta obra nueva comprendería tres turbogeneradores de 300 MW cada uno, con lo que se elevaría la capacidad instalada de la planta a 2 mil 400 MW, y con ello disponer para el país de casi la mitad del suministro actual.

A diferencia de obras anteriores, que se hacían en gran parte con recursos extrapresupuestales, ésta se hará con financiamiento al 100 por ciento, del que se estima podría ser un 85 por ciento de origen externo. La licitación tendría un carácter internacional con participación de empresas extranjeras pero las mexicanas se les adjudicarían ofertas de hasta el 25 por ciento tanto en la construcción de la obra civil como de la electromecánica.

El Plan Integral del Grijalva, por ejemplo, se pensó y diseñó desde la década de los cincuenta conjuntamente con la Comisión Federal de Electricidad y la entonces Secretaría de Recursos Hidráulicos (hoy Comisión Nacional del Agua); el resultado ha sido un conjunto de presas centrales generadoras que son orgullo de la capacidad del país para resolver sus problemas. Solamente dos de ellas: Malpaso y Chicoasén (primera etapa) tienen capacidad de generación hasta de 2 mil 580 MW; las otras dos Angostura y Peñitas- del Sistema Eléctrico Grijalva aportan mil 320 MW con lo que en la actualidad las cuatro juntas cubren poco más del 40 por ciento del suministro nacional.

### **Proceso de licitación**

La Comisión Federal de Electricidad tiene considerando licitar la ejecución de las obras civiles y suministro electromecánicos necesarios para integrar tres unidades turbogeneradoras de 310MW cada una.

El proceso licitación, será público e internacional, realizando bajo la ley de Adquisiciones y Obras Públicas.

Diseñado el financiamiento bajo la modalidad de Obra Pública a Precio Alzado, se estima que esta segunda etapa estaría terminada para el año 2003, e interconectada al Sistema Eléctrico Nacional. Hay que reconocer que el esfuerzo y la calidad técnica de los constructores y profesional de los ingenieros mexicanos queda aquí plasmada no solamente en la preocupación por darle a la nación un energético que ha sido vital para su progreso. Pero es de advertir que ese esfuerzo marca la gran aportación del último medio siglo del milenio con obras colosales en competencia no buscada con las obras gigantescas del mundo.

La ejecución del proyecto se realizará mediante un contrato de obra pública financiera a precio alzado bajo la modalidad de proyecto integral, el cual será asignado al licitante que presente una propuesta solvente y que ofrezca el precio alzado mas bajo, para la realización del proyecto, incluyendo: la ingeniería, construcción de obras civiles, suministro de equipos y sistemas electromecánicos, montaje pruebas y puestas en servicio de la totalidad del suministro, mientras

que el contratista tendrá la responsabilidad de obtener todo el financiamiento necesario durante el periodo de construcción.

### **Empresas constructoras**

La Comisión Federal de Electricidad esperaba la participación de las empresas tanto nacionales como internacionales más importantes a nivel mundial, para este tipo de obras, tanto para los aspectos constructivos como de suministro de equipos y sistemas electromecánicos de las características y dimensiones requeridas para este proyecto.

Además éstas empresas no solamente se dedicara a la construcción, si no que deben enfrentar los impactos ambientales, con la conciencia colectiva de una responsabilidad sobre preservación del entorno y del cumplimiento de las normas que se deben aplicar.

Algo más que enaltece al final del siglo en la ingeniería mexicana, es la atención que sé esta dando a la protección ecológica. Columna vertebral de esta magna obra es el Cañón del Sumidero resumidero también de singular flora y fauna; en él se extendió el vaso de la presa: en sus aguas y sus laderas, hoy los mexicanos tenemos un motivo de excelentes oportunidades de complacencias turísticas.

## **VI. 3 PROCESO CONSTRUCTIVO.**

### **Alcances del proyecto en la 2ª etapa.**

#### **Obra de ingeniería Civil**

La 2ª etapa del proyecto representa un reto importante para las empresas constructoras, ya que se deberá trabajar en el interior de la caverna en la que actualmente se encuentra instaladas y en operación los cinco turbogeneradores, por lo que además de los aspectos constructivos deberá cumplir con el compromiso primordial de no afectar la disponibilidad y correcto funcionamiento de las actuales.

**El alcance de los trabajos considerados es el siguiente:**

- ❖ Concluir con la construcción de las estructuras de concreto (losas, muros, bóvedas, etc.), en: Casa de máquinas túnel de aspiración, galería de transformadores y galerías de oscilación, en el área correspondiente a las tres unidades nuevas.
- ❖ Demolición de un tapón de concreto y de rehabilitación del túnel de desfogue número 1
- ❖ Construcción de tres edificios auxiliares y modificación de uno de los actuales
- ❖ Construcción y posterior retiro de una atagüa de materiales a la salida del túnel de desfogue número 1

- ❖ En la plataforma de la subestación, la construcción de la cimentación para los equipos y estructuras que conforman las tres bahías asociadas a las nueve unidades.

### **Equipamiento electromecánico**

El diseño y concepción del suministro para los equipos y sistemas electromecánicos deberá ser tal que garantice la compatibilidad de los sistemas y esquemas de operación actuales de la central.

#### **El alcance considerado es el siguiente:**

- ❖ Diseño, construcción, suministro, pruebas y puesta en servicio en tres grupos turbogeneradores eléctricos completos incluyendo sus equipos y sistemas auxiliares.
- ❖ Diseño, suministro, pruebas y puestas en servicio de los sistemas auxiliares requeridos en la central, considerando que en algunos sistemas se debe considerar la ampliación y/o adecuación de los existentes.
- ❖ Diseño, suministro, pruebas y puesta en servicio de los equipos necesarios para equipar las tres bahías para la salida de las líneas de transmisión asociadas al equipamiento de la segunda etapa.
- ❖ Diseño, suministro, pruebas y puesta en servicio del sistema de control de las tres unidades nuevas considerando el nivel de control de las unidades actuales así como el plan de automatismo y control remoto que se tiene considerado para la central en forma integral.

### **Infraestructura de construcción.**

#### **Caminos de acceso:**

Para tener acceso a los sitios de trabajo de esta etapa, se utilizará la red de camino construida durante la primera etapa de construcción del proyecto, habiendo necesidad de rehabilitar aproximadamente 10 Km de caminos por la margen izquierda, 4 de ellos para tener acceso a la zona de instalaciones provisionales, las cuales se localizarán a un Km aguas debajo de la cortina y los seis restantes para llegar al banco de agregados para concreto hidráulico denominado "Playón No.5", localizado a seis Km aguas debajo de la confluencia del Río Bombaná con el Río Grijalva, en la margen izquierda.

El acceso a los frentes de trabajo desde instalaciones provisionales, requiere de la construcción de un terraplén para restablecer el camino cortado por las descargas de los vertedores y comunicarse con un túnel que da acceso a la ataguía de aguas abajo por la margen izquierda. Desde este punto, se tendrá acceso a la casa de máquinas entrando por el túnel de desfogue número 1, ó entrando por el túnel que conecta a la ataguía de aguas abajo con el túnel principal de acceso a ésta.

### **Instalaciones provisionales:**

Las instalaciones provisionales que comprenderán: oficinas, talleres, campamentos, comedores, plantas de agregados y concreto, etc., se alojarán en un sitio que aún se le conoce como "Caseta Diana", nombre dado durante la primera etapa de construcción, con el objeto de contar con áreas suficientes y accesos independientes de las áreas de operación de la Central, las cuales se localizan en la margen derecha, y no entorpecer las actividades de ésta con los trabajos y movimientos de personal y equipo propios de la construcción.

Para el acceso de equipos mayores de instalación permanente, como la turbina, el generador, tableros, transformadores, etc., los programas de llegada deberán ser conciliados con las autoridades de operación de la Central, para que su entrada, que será por los accesos principales, no alteren los programas de operación y mantenimiento de la misma.

### **Desarrollo y ejecución de la obra**

El programa de ejecución contempla un plazo de 40 meses, incluyendo las tres unidades de 2ª etapa así como con la ejecución de las pruebas de eficiencia de los equipos de terminación de los trabajos determinados por la resolución de la Manifestación de Impacto Ambiental efectuados por el Instituto Nacional de Ecología.

### **Trabajos previos.**

Como parte de los trabajos previos se considera la rehabilitación del camino de acceso hasta la ataguía de aguas abajo del proyecto original, el cual es de vital importancia realizarla con prontitud para iniciar con los trabajos previos que permitan el acceso a la casa de máquinas por el túnel de desfogue número 1.

- ❖ Construcción de una ataguía de protección de materiales pétreos a fondo perdido, localizada a la salida del túnel de desfogue número 1.
- ❖ Construcción de una pantalla de inyección de impermeabilización a base de lechadas de cemento, localizada en el portal de salida del túnel de desfogue para evitar el flujo hacia el interior del mismo.
- ❖ Achique del agua contenida en el interior del túnel de desfogue.
- ❖ Demolición del tapón de concreto existente dentro del túnel y localizado en una sección del mismo a 80 m aguas debajo de la galería de oscilación.
- ❖ Limpieza de escombros y rezaga en la galería de oscilación.
- ❖ Retiro de las compuertas de desfogue localizadas en la galería de oscilación.
- ❖ Limpieza de escombros y lodo de los túneles de aspiración.
- ❖ Limpieza de los fosos de las unidades 6, 7 y 8 en casa de máquinas.

### **Trabajos en el túnel de desfogue número 1.**

En el túnel de desfogue número 1, tiene una longitud aproximada de 460 m y una sección portal a línea de proyecto excavado de 13.80 m de ancho y 19.77 m de altura. Inicia en la galería de oscilación, cruza el túnel de desvío número 2, y aprovecha un tramo de 200 m del túnel de desvío número 1 en la salida de éste hacia el cauce del Río Grijalva.

Entre el cruce con el túnel 2 de desvío y la conexión con el túnel 1, existe un túnel piloto que requiere ampliación a la sección de proyecto, así como la parte que se aprovecha del túnel 1 debe de excavar a nivel de plantilla de desfogue, esto significa excavar un banco de 5 m en esa longitud. Todas las voladuras deberán ser controladas mediante la medición de sus frecuencias de onda, para evitar alteraciones en la operación de las unidades turbogeneradoras actuales. Posteriormente, hay que terminar el revestimiento del túnel, ya que tiene secciones con revestimiento parcial y construir parcial y construir dos taponés de concreto en el cruce con el túnel de desvío 2.

### **Trabajos en la galería de oscilación:**

- ❖ Limpieza consistente en el retiro de escombros y rezaga
- ❖ Retiro y rehabilitación mecánica de seis compuertas de desfogue.
- ❖ Terminación de las pilas de apoyo de las compuertas y colocación de las partes fijas.
- ❖ Terminación del revestimiento en los muros y piso de la galería en la zona de la segunda etapa.
- ❖ Retiro de la mampara construida con agujas metálicas y que separa la zona de la segunda etapa, esto deberá efectuarse antes del inicio de las pruebas de puesta en servicio

### **Trabajos en los túneles de aspiración**

- ❖ Limpieza y revestimiento en toda su longitud, según proyecto.

### **Trabajos en casa de máquinas**

- ❖ Limpieza general.
- ❖ Rectificación probable de excavaciones existentes.
- ❖ Vaciado de las tuberías de presión.
- ❖ Terminación del revestimiento en muros.

- ❖ Terminación de la trabe carril de grúas viajeras.
- ❖ Suministro y montaje de los equipos electromecánicos.

#### **Trabajos en la galería de transformadores y túneles de barras.**

- ❖ Terminación del revestimiento en los muros y bóveda de los túneles de barras.
- ❖ Construcción de un foso captador de aceite.
- ❖ Construcción de mamparas entre transformadores.
- ❖ Suministro e instalación de equipos electromecánicos.

#### **Trabajos en zona de ventiladores.**

- ❖ Revestimiento de las lumbreras de ventilación y cables.
- ❖ Construcción de la plataforma faltante a base de relleno y concreto hidráulico.
- ❖ Suministro e instalación de equipos electromecánicos.

#### **Trabajos en la zona de la Subestación elevadora.**

- ❖ Construcción de cimentaciones para equipos y estructuras.
- ❖ Suministro y montaje de estructuras y equipos electromecánicos.

#### **Trabajos en la zona de obra de toma**

- ❖ Revisión de los equipos oleodinámicos.
- ❖ Suministro e instalación del equipo de control faltante.

#### **Construcción de edificios**

- ❖ Dentro de los alcances del proyecto en esta etapa, se contempla la construcción de tres edificios y la remodelación de uno existente. El uso de éstos será el siguiente:
- ❖ Edificio para taller de la Central.
- ❖ Edificio para talleres y bodegas de la subestación.
- ❖ Edificio administrativo.
- ❖ Remodelación del edificio técnico – administrativo existente, el cual alojará el cuarto de control de la Central.

Tanto el taller como el nuevo cuarto de control, aumentará la seguridad del personal que labora en la Central, ya que actualmente se encuentran ubicados dentro de la casa de máquinas subterráneas.

#### **Supervisión de las obras.**

Dado que el proyecto se licitará en la modalidad de Obra Pública Financiada a precio alzado, el control de los trabajos se llevarán en base al cumplimiento por parte del contratista, de las especificaciones solicitadas en las bases de licitación y el contrato, para lograr lo anterior, CFE ha previsto la instalación de una Residencia General de Supervisión la cual trabajará en base al Sistema de Calidad desarrollado en la Coordinación de Proyectos Hidroeléctricos, certificado en NMX-CC-003 / ISO 9001, con el que se vigilará el estricto cumplimiento de todas y cada una de las especificaciones consideradas contractualmente ya sea en forma directa en el desarrollo de los trabajos, o interrelacionados con el Sistema de Calidad solicitado a la contratista, mismo que será una obligación contractual, y que se llevará a través de Auditorías de Calidad desarrolladas por áreas normativas de CFE.

Aunado a lo anterior, se llevará el control de las actividades programadas y las fechas clave asentadas en el contrato, para garantizar el cumplimiento del plazo contractual, controles convenientes para ambas partes y que evitarán riesgos de penalización a la contratista.

#### **Acciones de protección ambiental.**

##### **Entorno ambiental del proyecto**

La construcción del proyecto “C.H. Ing. Manuel Moreno Torres (Chicoasén 2ª etapa)” requerirá de una superficie aproximada de 20 ha, para la explotación de banco de materiales, obras de infraestructura y servicio, habilitación de caminos de acceso a plataformas y casa de máquinas, y depósito de escombros.

- ❖ Dentro de los alcances del proyecto en esta etapa, se contempla la construcción de tres edificios y la remodelación de uno existente. El uso de éstos será el siguiente:
  
- ❖ Edificio para taller de la Central.
  
- ❖ Edificio para talleres y bodegas de la subestación.
  
- ❖ Edificio administrativo.
  
- ❖ Remodelación del edificio técnico – administrativo existente, el cual alojará el cuarto de control de la Central.

Tanto el taller como el nuevo cuarto de control, aumentará la seguridad del personal que labora en la Central, ya que actualmente se encuentran ubicados dentro de la casa de máquinas subterráneas.

#### **Supervisión de las obras.**

Dado que el proyecto se licitará en la modalidad de Obra Pública Financiada a precio alzado, el control de los trabajos se llevarán en base al cumplimiento por parte del contratista, de las especificaciones solicitadas en las bases de licitación y el contrato, para lograr lo anterior, CFE ha previsto la instalación de una Residencia General de Supervisión la cual trabajará en base al Sistema de Calidad desarrollado en la Coordinación de Proyectos Hidroeléctricos, certificado en NMX-CC-003 / ISO 9001, con el que se vigilará el estricto cumplimiento de todas y cada una de las especificaciones consideradas contractualmente ya sea en forma directa en el desarrollo de los trabajos, o interrelacionados con el Sistema de Calidad solicitado a la contratista, mismo que será una obligación contractual, y que se llevará a través de Auditorías de Calidad desarrolladas por áreas normativas de CFE.

Aunado a lo anterior, se llevará el control de las actividades programadas y las fechas clave asentadas en el contrato, para garantizar el cumplimiento del plazo contractual, controles convenientes para ambas partes y que evitarán riesgos de penalización a la contratista.

#### **Acciones de protección ambiental.**

##### **Entorno ambiental del proyecto**

La construcción del proyecto "C.H. Ing. Manuel Moreno Torres (Chicoasén 2ª etapa)" requerirá de una superficie aproximada de 20 ha, para la explotación de banco de materiales, obras de infraestructura y servicio, habilitación de caminos de acceso a plataformas y casa de máquinas, y depósito de escombros.

El uso actual del suelo donde se ejecutarán las obras corresponde a vegetación secundaria arbórea y arbustiva de selva baja caducifolia y de cultivos de temporal (melón, maíz, cacahuate y calabaza), en la zona del banco de materiales.

En lo que respecta a la fauna de la zona de influencia (ya que el proyecto forma parte del Parque Nacional Cañón del Sumidero), existen especies de interés cinegético que están catalogadas en algún estatus de conservación como: *Anas acuta*, *Anas americanas*, *Anas discors*, *Anas Fulvigula* y *Aythya affinis* sujetas a protección especial y *Colinus virginianus* en peligro de extinción y endémica. Con la implantación de programas de educación ambiental y las especificaciones dadas a los contratistas se pretende el cuidado de estas especies.

En el ámbito social la construcción de esta 2ª etapa de la central no creará aislamiento ni reacomodo de núcleos poblacionales. Los cambios sociales y económicos que se tienen previstos corresponderán fundamentalmente en aspectos positivos como son la creación de aproximadamente 600 empleos y la demanda de bienes y servicios.

La planeación socioambiental del proyecto incluyó la elaboración de la Manifestación de Impacto Ambiental, identificado y evaluado los impactos mediante una Matriz en la cual se relacionan las actividades desarrolladas en cada una de las etapas del proyecto con los componentes del ambiente susceptibles de ser alterados. Determinándose para cada actividad el impacto sobre el medio, con el fin de definir cuales son las acciones que más afectan así como los factores del ambiente mayormente impactados, para de esta manera proponer las medidas de mitigación que habrán de llevarse a cabo.

#### **Actividades y responsabilidad ambiental de la empresa constructora.**

La Comisión Federal de Electricidad prevé que la empresa constructora del proyecto desarrolle las siguientes acciones:

##### **a) Aplicación de medidas de mitigación**

La Manifestación de Impacto Ambiental desarrollada para el proyecto contempla medidas generales de mitigación que deberán diseñarse y acotarse en tiempo y espacio, a través de un programa específico que la CFE denomina "Proyecto Ejecutivo de Protección Ambiental"

Una medida de mitigación puede corresponder elementos para prevenir, controlar, atenuar, corregir o compensar los efectos ambientales generadores por el proyecto. Considerando que una medida puede mitigar varios impactos de diferentes componentes del ambiente; se han ordenado en función de sus características comunes y según el tipo de acción a la que corresponda, por ejemplo:

- ❖ Obras y trabajos en caminos de acceso, incluye trabajos dirigidos al acondicionamiento de

caminos como: obras de nivelación, relleno y drenaje, mantenimiento y su rehabilitación al finalizar las obras.

- ❖ Conservación de suelos y agua. Son las acciones y obras encaminadas a prevenir la erosión del suelo y la contaminación del agua, a través del manejo de desechos, la reforestación y restauración de suelos.
- ❖ Normas y criterios de protección ambiental. Independientemente de las leyes y normas ambientales que el contratista deberá cumplir, se proponen una serie de criterios y especificaciones de protección ambiental que deberán observarse en el desarrollo del proyecto
- ❖ Programas especiales. Son lineamientos generales que se deben seguir hacia un fin en específico como el programa de educación ambiental y los planes de seguridad e higiene.
- ❖ Monitoreo ambiental. Durante las diferentes etapas del proyecto esta contemplado llevar a cabo monitoreos sobre elementos clave del ambiente a fin de dar seguimiento ambiental y eliminar, corregir, proponer o continuar las acciones correspondientes a las medidas de mitigación, en este caso se recomienda realizar un monitoreo de calidad del agua durante la construcción del proyecto.

Otros aspectos considerandos en la identificación de las medidas de mitigación fueron su factibilidad técnica y económica para implementarse de acuerdo a la mitigación del proyecto, además de que represente una alternativa viable para disminuir o compensar los impactos ambientales.

#### b) Observancia de las especificaciones de protección ambiental

Las bases de licitación del proyecto integran en un apartado específico los criterios y especificaciones de protección ambiental que deberá observar y aplicar la empresa constructora del proyecto, incorporando en su oferta técnica y económica el costo del diseño y aplicación de todas las actividades ambientales. A continuación se describe brevemente las principales consideraciones que integran las especificaciones en referencia:

- ❖ Caminos de acceso.- En la construcción de brechas y caminos de acceso, se desmontará exclusivamente el ancho necesario para el tránsito previsible durante la construcción y operación de la obra. Evitar que los caminos interfieran con los cauces y escorrentías naturales, mediante la creación de obras de drenaje y desvíos necesarios. Considerar la pendiente adecuada y las acequias necesarias para conducir el agua de lluvia hacia un drenaje natural, con el fin de evitar la erosión del terreno.
- ❖ Instalación de Infraestructura.- el contratista debe apegarse al plano de instalaciones provisionales, caminos de acceso y banco de materiales proporcionando por la Comisión en donde se identifican las áreas destinadas: para talleres, patios de servicio, bodegas, oficinas y comedor, entre otros, con el fin de ordenar y eficientar sus tiempos y recursos.
- ❖ Manejo de Residuos Sólidos no Peligrosos.- El contratista debe realizar el troceo, mezcla y depósito del material producto del desmonte y despalme en áreas adyacentes a la obra, a fin de facilitar la incorporación de los elementos bioquímicos al suelo a través de su proceso natural de biodegradación. Deberá coleccionar y transportar todos los residuos generados, tales como madera, mezclas, envases, plásticos, padecería metálica y de cables, generados durante

las diferentes obras y disponerlos en centros de acopio o en lugares designados por la Comisión y/o las autoridades municipales para este fin, así mismo separa y envía los residuos susceptibles de un proceso de reciclaje. Es responsabilidad del Contratista el manejo adecuado de los residuos no peligrosos y de la implementación y operación de la infraestructura necesaria (recolección, transporte y confinamiento temporal y final)

- ❖ Banco de Materiales.- Es responsabilidad del Contratista que durante las actividades de extracción de material para la construcción delimitar la zona donde están operando a fin de evitar afectaciones a la flora y la fauna.
- ❖ Mantenimiento de Maquinaria y Vehículos.- Estos trabajos se efectuarán en talleres especializados. Por ningún motivo se aceptarán maquinaria o vehículos que presenten fugas de lubricantes y combustibles. En caso de que se presente derrame de estos compuestos, la Contratista pagará las sanciones correspondientes y aceptará será responsable de la remediación de los elementos del ambiente que se contaminen (suelos, cuerpos de agua, vegetación, etc.) y de compensar los daños que pudieran ocasionar el ecosistema.
- ❖ Agua Potable y de Servicio.- El Contratista debe dotar de agua potable para el servicio de comedores, oficinas, almacenes y demás instalaciones en las que el personal tenga que hacer uso del agua. El agua que se suministre debe cumplir con los criterios ecológicos de calidad del agua CE-CCA-001/89 y con la NOM-012-SS1-1993 que establece los requisitos sanitarios que deben de cumplir los sistemas de abastecimiento de agua para uso y consumo humano.
- ❖ Aguas Residuales.- Es responsabilidad del Contratista garantizar que las descargas de aguas residuales temporales o permanentes provenientes de cualquier instalación o actividad realizada en los procesos de talleres, patios de servicio, comedores, oficinas y demás instalaciones no sean vertidas a los cuerpos de agua, ni escurrido o infiltrarse en el suelo sin un tratamiento.
- ❖ Emisiones a la Atmósfera El Contratista debe cumplir con los límites máximos permisibles de acuerdo con las normas Oficiales Mexicanas: NOM-CCAT-003-ECOL/1993, que establece los límites máximos permisibles de emisión de gases contaminantes provenientes de los escapes de los vehículos automotores en circulación que usan gasolina como combustible y NOM-CCAT-008-ECOL/1993 para los vehículos automotores en circulación que usan diesel como combustible, además de cumplir con el Reglamento para la prevención y control de la contaminación atmosférica.
- ❖ Ruido.- El contratista debe tomar las medidas necesarias, durante la generación de altos niveles de ruido, a fin de que el personal no sufra daños a la salud derivada de algunas actividades propias de la construcción de las obras, asimismo, debe controlar las autoridades en el reglamento para la protección del ambiente contra la contaminación original por la emisión de ruido capítulo tres, artículo 7° al 40 y a la Norma Oficial Mexicana NOM-080-ECOL/1994, que establece los límites máximos permisibles de emisión de ruidos provenientes del escape de los vehículos.

- ❖ **Residuo Peligroso.-** El Contratista es el responsable de identificar los residuos peligrosos que genere de acuerdo NOM-052-ECOL-93 que establece la relación y característica de los residuos peligrosos, los límites que hacen a un residuo peligroso por su toxicidad al ambiente, y la NOM-053-ECOL-93 que establece el procedimiento para llevar acabo la prueba de extracción para determinar los componentes que hacen a un residuo peligroso por su toxicidad al ambiente.
  - ❖ **Retiro y Disposición de Infraestructura.-** Una vez finalizada la construcción del proyecto el Contratista deberá dismantelar la zona d obras d apoyo (oficinas, bodegas, talleres, comedores, entre otros), con una limpieza total del sitio,
  - ❖ **Rehabilitación Ambiental.-** El Contratista debe elaborar el programa de restauración de suelos y reforestación para las áreas utilizadas en la construcción del proyecto, considerado para ello la revegetación de las áreas desnudas no ocupadas por las obras, como taludes y derechos de vía, entre otras.
  - ❖ **Protección a la Flora y Fauna Silvestre.-** Es responsabilidad del contratista el que se conserven manchones de vegetación dentro del predio del proyecto, cuando no interfieran en las maniobras de trabajo y la ubicación de las instalaciones.
  - ❖ **Educación Ambiental.-** El Contratista debe llevar acabo programas de capacitación y concientización dirigidos a sus trabajadores en todos los niveles, previamente y durante la ejecución del proyecto, a fin de que los trabajadores no cometan actos que deterioren el ambiente de la zona, tales como: Caza, pesca, desmontes innecesarios y disposición de basura en áreas no autorizadas.
- c) Atención a condicionantes que emita el Instituto Nacional de Ecología.

La Comisión Federal de Electricidad elaboró, para la evaluación y dictamen del Instituto Nacional de Ecología, la Manifestación Ambiental del proyecto C.H. Ing. Manuel Moreno Torres. (Chicoasén 2ª etapa); La Resolución de Impacto Ambiental que emita este Instituto sobre el proyecto, contendrá una serie de condicionante ambiental que deberán incorporarse al "Proyecto Ejecutivo de Protección Ambiental" para su diseño y ejecución.

# **CAPITULO VII**

## **ESTRUCTURA JURIDICA Y FINANCIERA DEL PROYECTO**

## **CAPITULO VII**

### **ESTRUCTURA JURIDICA Y FINANCIERA DEL PROYECTO**

## VII. ESTRUCTURA JURÍDICA Y FINANCIERA DEL PROYECTO

### VII. 1 ASPECTOS JURÍDICOS.

#### Antecedentes.

Corresponde a la Nación, por medio de la Comisión Federal de Electricidad, la prestación del servicio público para atender la creciente demanda del suministro de energía eléctrica para el país.

Durante la presente década, el Gobierno Federal ha requerido grandes esfuerzos e inversiones para desarrollar el sector eléctrico más eficiente y fortalecido, cuyas necesidades de infraestructura para la generación, transmisión y transformación, vayan en aumento por encima de la tasa de crecimiento de la población económica.

Para hacer frente a este gran reto, se han tenido que recurrir a diversos esquemas de disponibilidad de recursos. Por ello mismo, en estricto apego a la legislación y ordenamientos aplicables, las Secretarías de Hacienda y Crédito Público, la Contraloría y Desarrollo Administrativo, así como la Secretaría de Energía, en coordinación con la Comisión Federal de Electricidad han recurrido a la búsqueda de múltiples alternativas para lograr un adecuado financiamiento que la permita construir dicha infraestructura. Para ello se desarrolló un proceso de contratación y financiamiento de obras, bajo un concepto que ha sido denominado "Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo" o "Proyectos de Infraestructura con Impacto Diferido en el Gasto" (PIDIREGA).

Es bajo este esquema la Comisión Federal de Electricidad ha encontrado la mejor forma de formalizar compromisos para la creación de infraestructura de generación, transmisión y transformación de energía eléctrica.

Esta forma de financiamiento comprende tres modalidades aplicables que han sido tomadas por la Comisión Federal de Electricidad para desarrollar sus proyectos, las cuales desde el año de 1998 se les conoce como Proyectos de Inversión Financiada.

1. CAT ( Construir, Arrendar y Transferir ).
2. PEE ( Productor Externo de Energía ).
3. OPF ( Obra Pública Financiada ).

#### Concepto de un proyecto Pidirega.

Es una inversión que realiza el sector Público Federal en un proyecto de infraestructura productiva bajo control presupuestario directo y mediante financiamiento privado de largo plazo, para construir activos generadores de ingresos cuyo impacto y registro presupuestario se difiera en los subsecuentes ejercicios fiscales de acuerdo con lo establecido en los artículos 18 de la Ley

General de Deuda Pública y 30 de la Ley de Presupuestos, Contabilidad y Gasto Público Federal. Ver anexo 1 y 2.

### **Características de un Proyecto Pidirega.**

Bajo los esquemas regulatorios y de financiamiento anteriormente mencionados podemos definir que las características principales de un proyecto Pidirega son los siguientes:

- a). La contratación del financiamiento para la construcción de Infraestructura corre exclusivamente por cuenta y cargo de un inversionista privado.
- b). En la contratación, el pago se establece a plazos bajo la condición de que el proyecto genere recursos suficientes para su amortización y exista la disponibilidad presupuestal para ejercicios subsecuentes.
- c). Cada proyecto deberá contar con las autorizaciones de la Comisión Intersecretarial de Gasto Financiamiento, así como de las Secretarías de Hacienda y Crédito Público y Energía.
- d). Como resultado de la contratación, se construirán obras de infraestructura eléctrica o se adquirirá energía y capacidad.
- e). Los pasivos ( incluidos los contingentes ), deben estar vinculados directamente con lo estipulado en el contrato.
- f). El monto de las obligaciones de pago, no deberá ser superior a la capacidad de pago de la entidad.

Así mismo consideramos importante mencionar las características principales del Pidirega en sus tres modalidades, que actualmente se están utilizando en la contratación de los proyectos por parte de la Comisión Federal de Electricidad.

1. CAT ( Construcción, Arrendar y Transmitir ).
2. PEE ( Productor Externo de Energía ).
3. OPF ( Obra Pública Financiada ).

### **Características del Pidirega Modalidad CAT ( Construir, Arrendar y Transmitir ).**

- a). Es el proyecto de infraestructura eléctrica, mediante el cual una vez que el proyecto inicie su operación comercial, la Comisión Federal de Electricidad tendrá bajo su resguardo y mantenimiento las instalaciones objeto del contrato; gozará del usufructo de las mismas y pagará al constructor un arrendamiento en los plazos y forma establecidos en el contrato. Al término del plazo del arrendamiento, La Comisión será totalmente dueña de la Infraestructura.
- b). Mediante el proceso de licitación pública, se le adjudicará a un particular la construcción de un proyecto de una central de generación de energía eléctrica, o bien de diversas líneas de transmisión y subestaciones.
- c). La ejecución de las obras se realizan de conformidad con las especificaciones mínimas contenidas en las bases de licitación y reflejadas en las propuestas del licitante ganador.

d). La construcción de las instalaciones y la obtención del financiamiento son responsabilidad exclusiva del licitante ganador, por lo que la Comisión Federal de Electricidad queda desligada de cualquier responsabilidad o riesgo derivados de los mismos.

e). Los pagos a cargo de la Comisión Federal de Electricidad están condicionados a la terminación exitosa de las instalaciones y comienzan a efectuarse a partir de que el Organismo da la aceptación de las instalaciones.

Una vez llevada a cabo el concurso de licitación y después de revisar las propuestas técnicas y económicas se eligen a aquellas empresas que son solventes técnicamente, para después escoger de entre ellas la mejor propuesta técnica y económica. Una vez designada la empresa ganadora la Comisión Federal de Electricidad contrae compromisos contractuales con el licitante ganador de los que se pueden destacar los siguientes :

a). Los pagos a cargo de la Comisión Federal de Electricidad están condicionados a la terminación exitosa de las instalaciones y comienzan a efectuarse a partir de que el Organismo otorgue la aceptación provisional de las instalaciones.

b). El desarrollo de toda la ingeniería conforme a especificaciones.

c). La elaboración de los análisis de riesgo, geotécnicos y demás que se requieran.

d). Topografía.

e). Compra, suministro y transportación de materiales.

f). Ejecución de obras civiles y electromecánicas.

g). Libre contratación para la realización de cualquier parte de las obras durante el proceso de construcción.

h). La relación laboral con los trabajadores corre a cargo exclusivamente de la sociedad a la que se le haya asignado el contrato.

Una vez analizados los aspectos más importantes del Pidirega, modalidad CAT, es de suma importancia destacar el marco jurídico sobre las que estas están sustentadas y que nos permiten llevar a cabo, dentro de la legalidad, los procesos de la licitación apegadas a la constitución y demás leyes vigentes en nuestro país.

#### **Facultades de la CFE en los Proyectos bajo la Modalidad CAT.**

1. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos : Artículos 14,28, 90 y 134.
2. Ley Federal de las Entidades Paraestatales: Artículos 14, fracciones I y II

3. Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica : Artículos 1, 4 en sus tres fracciones 7,8,9, fracciones I , VII, y VIII, 12, fracciones I y II , 14, fracciones I, II, IV, VII, y VIII, 36 y 36 bis.
4. Ley general de Bienes Nacionales: Artículo 9.

**Fundamentación en Materia Presupuestal y de Deuda Pública para la Contratación bajo la Modalidad CAT.**

1. Ley General de deuda Pública: Artículos 1, fracción III, 2, todas sus fracciones, 4 fracciones III, IV, y VI, 6, 8, 14, y 18.
2. Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal: Artículos 2, fracción VI y 30.
3. Reglamento de la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal: Artículos 16, fracciones II, III, IV, V, IX, X, y 17, fracciones de la I a la IX.
4. Manual de Normas Presupuestarias para la Administración Pública Federal: Artículos 229, 232, 234, 235, 236, 237 y 238.

**Legislación aplicable en Materia de Derecho Privado.**

1. Código Civil.
2. Código de Comercio.

**Características del Pídregra Modalidad PEE ( Productor Externo de Energía ).**

- a). Es el proyecto de infraestructura eléctrica, mediante el cual una sociedad mercantil constituida por los licitantes ganadores, denominada " Sociedad de Propósito Específico ", se compromete por contrato con la Comisión Federal de Electricidad por 25 años, para venderle la cantidad de energía eléctrica establecida en la licitación. Para ello establece a su vez el compromiso de construir una central de generación de energía eléctrica, de la cual reserva a favor de la CFE un porcentaje de su capacidad de generación.
- b). Mediante el proceso de licitación pública, se adjudica a un particular un contrato de compromiso de capacidad de generación de energía eléctrica y compraventa de energía eléctrica asociada.
- c). De acuerdo con las bases de licitación el licitante tendrá la libertad de elegir el sitio para las instalaciones. Alternativamente, cada licitante podrá decidir utilizar el sitio opcional que la Comisión haya designado.
- d). La totalidad de las instalaciones de la central son propiedad del productor externo de energía, razón por la cual la administración, operación, mantenimiento y usufructo corren a cargo de la Sociedad de Propósito Específico.

e). No se considera la adquisición de las instalaciones del productor, salvo en casos de excepción derivados del incumplimiento del contrato.

f). La central que construya el productor externo de energía deberá reunir las especificaciones señaladas por la Comisión Federal de Electricidad en las bases de licitación y reflejadas en la propuesta del licitante ganador.

g). La construcción de las instalaciones y la obtención del financiamiento son responsabilidad exclusiva del licitante ganador, por lo que la Comisión Federal de Electricidad queda desligada de cualquier responsabilidad o riesgo derivados de los mismos.

h). La CFE realiza pagos periódicamente al productor por tres conceptos :

1. Capacidad de Energía.
2. Operación y Mantenimiento.
3. Cargo Variable por Energía Efectivamente Suministrada.

Los pagos están condicionados a la conclusión exitosa de las instalaciones y a la disposición de la capacidad de energía de la Comisión.

#### **Compromisos Contractuales para el Licitante Ganador**

a). La obtención ante la Comisión Reguladora de Energía, del permiso para operar como Productor Externo de Energía.

b). Programar, diseñar, construir y llevar a cabo todas aquellas actividades necesarias para poner en operación las instalaciones de conformidad con lo establecido en el contrato, a fin de asegurar el suministro a la CFE de la capacidad neta garantizada a más tardar en la fecha programada de operación comercial.

c). Operar, ser propietario y mantener las instalaciones de conformidad con lo establecido en el contrato.

d). Libre contratación para la realización de cualquier parte de las obras durante el proceso de construcción.

e). La relación laboral con los trabajadores corre a cargo exclusivamente de la sociedad a la que se le haya asignado el contrato.

## **Características del Contrato de Compromiso de Capacidad de Generación de Energía Eléctrica y Compraventa de Energía Asociada.**

### **Objetivo del Contrato.**

La provisión por parte del productor externo de energía a favor de la CFE, de la capacidad neta garantizada y la venta de la producción neta de energía asociada con dicha capacidad de conformidad con las especificaciones contractuales.

La vigencia del contrato es de aproximadamente 25 años, ya que esa es la vida útil probable de la central de generación de energía eléctrica.

### **Pagos.**

La comisión efectuará pagos mensuales al productor como contraprestación por :

1. Cargos por capacidad a partir de la fecha de operación comercial y hasta que se termine el contrato por la capacidad neta demostrada.
2. Cargos de energía efectivamente entregada.
3. Cargo de arranque de la central en el caso de que sea exigido a partir de la fecha de operación comercial como resultado de las instrucciones previas de la Comisión al productor.

### **Compra de las Instalaciones.**

Por causas imputables a la Comisión, el Productor Externo de Energía puede solicitar la rescisión del contrato y exigir a la CFE la adquisición de la central de generación de energía eléctrica, como indemnización por los daños y perjuicios que llegase a sufrir.

### **Opción de la Comisión para Adquirir las Instalaciones.**

Si la Comisión rescinde el Contrato por causas imputables al Productor Externo de Energía, CFE tendrá el derecho, más no la obligación, de adquirir todos los derechos, títulos e intereses en y respecto a los activos del proyecto, mediante el precio de adquisición.

### **Condiciones del Sitio.**

El productor Externo de Energía construirá la central ya sea en el sitio propuesto. De acuerdo con las bases de licitación, el licitante tendrá la libertad de elegir el sitio para construir las instalaciones. Alternativamente, cada licitante podrá decidir utilizar el sitio opcional que la Comisión ha designado.

### **Garantías del Contrato.- Cartas de Crédito.**

El productor Externo de Energía expedirá tres cartas de crédito. La primera con el objeto de garantizar la seriedad de su propuesta. En caso de ser el licitante ganador, una segunda carta para

garantizar el cumplimiento del contrato ( garantía preoperativa ) ; y la tercera para garantizar las operaciones posteriores a la fecha de operación comercial

#### **Suministro de Electricidad.**

La comisión celebrará con el productor contratos por separado sobre el suministro de electricidad para las instalaciones durante la construcción y prueba de las mismas, así como para satisfacer los requerimientos de reserva de las instalaciones durante la operación de las mismas.

#### **Relaciones Laborales.**

El productor celebrará todos los contratos de trabajo que requiera para la realización del proyecto con el Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana, y en su caso, requerirá a los contratistas y al operador que celebren sus contratos de trabajo con el sindicato antes mencionado.

#### **Controversias.**

Las disputas relativas en materia técnica, operacional o en asuntos relacionados con los pagos, serán resueltas por un perito independiente.

Todas las desavenencias legales que deriven de la relación contractual, se resolverán mediante arbitraje, de acuerdo con el Reglamento de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional.

Una vez analizados los aspectos más importantes del Pidirega, modalidad PEE , es de suma importancia destacar el marco jurídico sobre las que estas están sustentadas y que nos permiten llevar a cabo, dentro de la legalidad, los procesos de la licitación apegadas a la constitución y demás leyes vigentes en nuestro país.

#### **Facultades de la CFE en los Proyectos bajo la Modalidad PEE.**

1. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos : Artículos 28 y 134.
2. Ley Federal de las Entidades Paraestatales: Artículos 14, fracciones I y II
3. Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica : Artículos 1, 4 en sus tres fracciones 7,8,9, fracciones I , VII, y VIII, 12, fracciones I y II , 14, fracciones I, II, IV, VII, y VIII, 36 y 36 bis.
4. Ley general de Bienes Nacionales: Artículo 79.

### **Fundamentación en Materia Presupuestal y de Deuda Pública para la Contratación bajo la Modalidad PEE.**

5. Ley General de deuda Pública: Artículos 1, fracción III, 2, todas sus fracciones, 4 fracciones III, IV, y VI, 6, 8, 14, y 18.
6. Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal: Artículos 2, fracción VI y 30.
7. Reglamento de la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal: Artículos 16, fracciones II, III, IV, V, IX, X, y 17, fracciones de la I a la IX.
8. Manual de Normas Presupuestarias para la Administración Pública Federal: Artículos 229, 232, 234, 235, 236, 237 y 238.

### **Legislación aplicable en Materia de Derecho Privado.**

3. Código Civil.
4. Código de Comercio.

### **Características del Pídreaga Modalidad OPF ( Obra Pública Financiada ).**

Para efectos de la Ley de Adquisiciones y Obras Públicas, se considera obra pública la construcción instalación, conservación, mantenimiento, reparación, y demolición de muebles inmuebles. Asimismo los proyectos integrales que comprenderán desde el diseño de la obra hasta su terminación total.

Es bajo esta modalidad con la cual se llevo a cabo el Proyecto de la 2ª etapa que define la ampliación de la Presa Manuel Moreno Torres ( Chicoasén ) . De esta modalidad podemos desprender algunas de sus características más importantes, como son :

- a). Es el proyecto de infraestructura eléctrica, mediante el cual una vez que el proyecto inicie su operación comercial, la Comisión Federal de Electricidad lo recibe inmediatamente en propiedad y se hace cargo de su operación y mantenimiento. La CFE pagará al constructor en una sola exhibición, el precio alzado del proyecto establecido en el contrato, a la aceptación provisional de las obras.
- b). Mediante el proceso de la licitación pública, se adjudica un contrato de obra pública financiada a precio alzado que tiene por objeto la construcción de una central de generación de energía eléctrica, o bien de diversas líneas de transmisión y subestaciones.
- c). La contratación se realiza a precio alzado.

d). La ejecución de la obras se realiza de conformidad con las especificaciones mínimas contenidas en las bases de licitación.

e). La construcción de las instalaciones y la obtención del financiamiento son responsabilidad exclusiva del licitante ganador, por lo que la Comisión Federal de Electricidad queda desligada de cualquier responsabilidad o riesgo derivados de los mismos.

f). Durante la etapa de construcción, la Comisión federal de Electricidad, no está obligada a realizar pago alguno al contratista.

#### **Compromisos para el Licitante Ganador.**

a). Firmar el contrato de obra pública financiada a precio alzado.

b). El desarrollo de toda la ingeniería conforme a especificaciones de proyecto.

c). La elaboración de los análisis de riesgo, geotécnicos y demás que se requieran.

d). Topografía.

e). Ejecución de obras civiles y electromecánicas.

f). Subcontratación de cualquier parte de las obras durante el proceso de construcción conforme a contrato.

g). La relación laboral con los trabajadores corre a cargo exclusivamente de la sociedad a la que se le haya asignado el contrato.

#### **Características del Contrato de Obra pública a Precio Alzado.**

a). Objeto del contrato.

Que el contratista desarrolle y construya a su costo las obras establecidas en el contrato a cambio de la contraprestación pactada.

b). Financiamiento del proyecto.

El contratista será el único responsable de obtener y mantener en vigor, con base exclusivamente en sus propios medios y sin recurrir a la Comisión, todo el financiamiento necesario para la ejecución de la obras y la culminación del proyecto.

**c). Precio.**

La Comisión pagará al contratista el precio alzado establecido en el contrato, más el impuesto al valor agregado correspondiente.

**d). Aseguramiento de calidad.**

El contratista deberá contratar a uno o más subcontratistas independientes, de reconocido prestigio, que cuente con la certificación de acuerdo con las normas ISO-9000 e ISO-14000.

**e). Garantía de cumplimiento de contrato.**

El contratista deberá otorgar como garantía del cumplimiento de las obligaciones del contrato una carta de crédito irrevocable, a favor de la Comisión Federal de Electricidad, expedida por un banco nacional o extranjero, que tenga reconocimiento internacional. En caso de que se optara por un banco extranjero, la carta de crédito, además de los requisitos establecidos para este tipo de garantía, deberá ser ratificada o notificada por un banco mexicano.

**f). Garantía de la Obra.**

El contratista quedará obligado durante la vigencia de la garantía, a responder de los defectos por vicios ocultos y cualquier otra responsabilidad en que hubiere incurrido.

**g). Subcontratación**

El contratista podrá celebrar subcontratos para la ejecución de obras civiles o electromecánicas.

**h). Seguros.**

El contratista deberá obtener a su costa y antes de iniciar las actividades relacionadas con las obras, una póliza de seguro integral a primer riesgo, contra todo riesgo y un seguro de responsabilidad civil.

Al igual que en la modalidad CAT, mencionaremos el Marco Jurídico sobre el cual está sustentado legalmente la modalidad OPF.

**Facultades de la CFE en los Proyectos bajo la Modalidad OPF.**

1. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos: Artículos 25, 27, sexto párrafo, 28 y 134.
2. Ley Federal de las Entidades Paraestatales.
3. Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
4. Ley de Adquisiciones y Obras Públicas ( Vigente hasta el 4 de Marzo de 2000 ).
5. Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas ( Vigente a partir del 4 de Marzo del 2000 ) y su reglamento

**Fundamentación en Materia Presupuestal y de Deuda Pública para la Contratación bajo la Modalidad OPF.**

1. Ley General de deuda Pública: Artículos 1, fracción III, 2, fracciones I y II, 4 fracciones III, IV y VI, 6, 8, 14 y 18.
2. Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal: Artículos 2, fracción VI, 10 y 30.
3. Reglamento de la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal: Artículos 38 A y 38 B.
4. Presupuesto de Egresos de la Federación ( anual ).

Es así como, bajo este esquema de regulación jurídica , el 18 de Abril de 2000 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, la convocatoria para la licitación pública internacional N° 18164093-009-00, consistente en la ejecución de todas las obras necesarias para la construcción, procura, montaje, ingeniería, transporte, pruebas y puesta en servicio de tres unidades turbogeneradoras equipadas con turbinas hidráulicas de 310 MW. de potencia nominal mínima cada una, así como la construcción y remodelación de algunas obras asociadas, localizadas en el Municipio de Chicoasén, Chiapas, a licitarse bajo los esquemas de Obra Pública financiada (OPF).

## **ANEXO I. LEY GENERAL DE DEUDA PÚBLICA.**

### **CAPITULO IV DE LA CONTRATACIÓN DE LOS FINANCIAMIENTOS DEL GOBIERNO FEDERAL.**

#### **ARTICULO 18.**

De los proyectos a cargo de las dependencias del Gobierno Federal que requieran financiamientos para su realización, deberán producir los recursos suficientes para su amortización y las obligaciones que se asuman, en razón de que dichos financiamientos, no deberán ser superiores a la capacidad de pago de las Entidades del Sector Público que los promuevan.

La capacidad de pago de las dependencias del Gobierno Federal se establecerá en función de su disponibilidad presupuestal para los ejercicios subsecuentes.

Tratándose de obligaciones derivadas de financiamientos de proyectos de infraestructura productiva de largo plazo, referidos a actividades prioritarias y mediante los cuales las entidades adquieran bienes o servicios bajo cualquier modalidad, cuya fuente de pago sea el suficiente flujo de recursos que el mismo proyecto genere, y en los que se cuente con la previa aprobación de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en los términos del artículo 30 de la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal, sólo se considerará, para efectos de la presente ley, como pasivo directo, a los montos de financiamiento a pagar durante el ejercicio anual corriente y el ejercicio siguiente y el resto del financiamiento se considerará como pasivo contingente hasta el pago total del mismo.

## **ANEXO 2 . LEY DE PRESUPUESTO, CONTABILIDAD Y GASTO PUBLICO FEDERAL .**

### **CAPITULO III DEL EJERCICIO DEL GASTO PUBLICO FEDERAL.**

#### **ARTICULO 30**

En casos excepcionales y debidamente justificados, la Secretaría de Programación y Presupuesto podrá autorizar que se celebren contratos de obras públicas, de adquisiciones o de otra índole, que rebasen las asignaciones presupuestales aprobadas para el año, pero en estos casos los compromisos excedentes no cubiertos quedaran sujetos, para los fines de su ejecución y pago, a la disponibilidad presupuestal de los años subsecuentes.

Tratándose de proyectos incluidos en programas prioritarios a los que refiere el párrafo tercero del artículo 18 de la Ley de Deuda Pública, en que la mencionada Secretaría , en los términos que establezca el Reglamento de esta Ley, haya otorgado su autorización por considerar que el esquema de financiamiento correspondiente fue el más recomendable de acuerdo a las condiciones imperantes, a la estructura del proyecto y al flujo de recursos que genere, el servicio de las obligaciones derivadas de los financiamientos correspondientes, se considerará preferente respecto de nuevos financiamientos para ser incluido en los presupuestos de egresos de los años posteriores, hasta la total terminación de los pagos relativos.

Cuando los proyectos a que se refiere este artículo correspondan a programas de entidades cuyos presupuestos se incluyan en el presupuesto de egresos de la federación se hará mención especial de estos casos al presentar el proyecto de presupuesto a la cámara de diputados.

## VII.2 COSTOS

Los costos son la técnica primaria de evaluación, los cuales se determinan después de haber realizado la producción o el hecho, pero mediante progreso se ha llegado a la técnica de evaluación predeterminada, que consiste en conocer por anticipado el costo; es decir mediante ciertos estudios resulta posible obtener, de antemano con más o menos exactitud el dato del costo respectivo.

La determinación de los costos del proyecto requiere conceptualizar alguna de las distintas clasificaciones de costos para la toma de decisiones.

Para la toma de decisiones asociada a la preparación de un proyecto, deben considerarse fundamentalmente, los costos efectivamente desembolsables y no los contables. Estos últimos sin embargo, también deberían ser calculados para determinar el valor de un costo efectivo como es el impuesto.

Dependiendo del tipo de proyecto que se evalúa, deberá trabajarse con costos totales o diferenciales esperados a futuro.

Opcionalmente, en algunos casos podrá trabajarse con uno u otro, siempre que el modelo que se aplique así lo permita. Por ejemplo puede trabajarse con costos totales si se comparan costos globales de la situación base, sin embargo, deberá trabajarse con costos diferenciales si el análisis es incrementar entre ambas opciones.

El análisis de los costos, se asocia a volúmenes de operación y de utilidad mediante la técnica del punto de equilibrio, lo que permite estimar niveles mínimos de operación para asegurar ganancias en el proyecto.

### Información de costos para la toma de decisiones

Aunque diversos términos, conceptos y clasificaciones se han desarrollado e incorporado a la contabilización de costos tradicionales para que proporcionen información válida y oportuna para la toma de decisiones, siguen siendo los costos no contables los más utilizados cuando debe optarse por uno de varios cursos alternativos de acción.

Mientras que los costos contables son útiles en ciertos campos de la administración financiera de una empresa o para satisfacer los requerimientos legales y tributarios, los costos no contables buscan medir el efecto neto de cada decisión en el resultado. Inclusive, hay costos de obvio significado para el análisis que no se obtienen de los estados contables. Es el caso, por ejemplo, de los costos fijos a largo plazo y los costos de oportunidad, que no sólo deben considerarse en la decisión, sino que probablemente tendrán una influencia marcada en los resultados.

Lo anterior no excluye, sin embargo, la validez y el uso de la estructura de un sistema contable, puesto que para la toma de decisiones se requerirá adicionalmente de ella para determinar los efectos reales de los costos que se desea medir en una situación determinada.

### **Costos diferenciales**

La diferencia en los costos de cada alternativa que proporcione un retorno o beneficio similar determinará cuál de ellas debe seleccionarse. Estos costos, denominados diferenciales, expresan el incremento o disminución de los costos totales que implicaría la implementación de cada una de las alternativas, en términos comparativos respecto de una situación tomada como base y que usualmente es la vigente. En consecuencia, son los costos diferenciales los que en definitiva deberán utilizarse para tomar una decisión que involucre algún incremento o decrecimiento en los resultados económicos esperados de cada curso de acción que se estudie.

Este concepto puede fácilmente ejemplificarse considerando una producción especial extraordinaria para servir un pedido adicional al programa de producción normal de una empresa. Generalmente, el costo diferencial estará dado exclusivamente por el costo variable de producción de esas unidades adicionales, puesto que puede suponerse que los costos fijos permanecerán constantes. Es decir, el costo relevante de la decisión de aceptación de un orden de producción de un pedido adicional debería aceptarse si el ingreso que reporta la operación cubre los costos variables, que son los únicos costos en que se incurrirá en exceso de los actuales si se acepta el pedido. Si los costos fijos se vieran incrementados, el aumento ocasionado por este pedido sería parte del costo diferencial y relevante para considerar en la decisión.

Los costos diferenciales no son necesariamente los mismos que los costos variables, aunque pueden coincidir. Mientras los costos variables son aquellos que varían directamente con el volumen de producción, los costos diferenciales se refieren a las alternativas específicas en análisis, y pueden coincidir o no con las variables. En muchos casos puede esperarse también que los costos fijos cambien. Por ejemplo, si el cambio en el nivel de actividad implica variar el número de supervisores, equipos, seguros u otros, la variación de estos costos fijos serán relevante, tanto si redundan en aumentos como en ahorros de costos.

### **Costos futuros**

Cualquier decisión que se tome en el presente afectará los resultados futuros. Los costos históricos, por el hecho de haberse incurrido en ellos en el pasado, son inevitables. Por tanto, cualquier decisión que se tome no hará variar su efecto como factor de costo total. El caso más claro de un costo histórico irrelevante es la compra de un activo fijo. En el momento en que se adquirió dejó de ser evitable, y cualquiera que sea la alternativa por la que se opte, la inversión ya extinguida no será relevante.

Los costos históricos en sí mismos son irrelevantes en las decisiones, puesto que por haber ocurrido no pueden recuperarse. Es preciso cuidarse de no confundir el costo histórico con el activo o el bien producto de ese costo, que sí pueden ser relevantes. Esta sería la situación de un activo comprado en el pasado, sobre el cual pueda tomarse una decisión a futuro que genere ingresos, si se destina a usos optativos, como su venta, arriendo u operación. En estos casos, el factor relevante siempre será qué hacer a futuro. En ninguna evaluación se incorpora como patrón o elemento de medida la inversión ya realizada.

Aunque el planteamiento en palabras resulte claro y lógico, en la práctica no siempre es así. Muchos inversionistas no se deciden a abandonar un proyecto en consideración del alto volumen de inversión realizada, que no se resignan a perder. Desgraciadamente, no visualizan que abandonar oportunamente significa, en la gran mayoría de los casos, no aumentar la pérdida.

En otros casos se da la situación inversa, es decir, optan por abandonar en circunstancias que de continuar, si bien no reportan utilidad, permiten minimizar la pérdida.

### **Elementos relevantes de costos**

Aunque es posible, en términos genéricos, clasificar ciertos temas de costos como relevantes, sólo el examen exhaustivo de aquellos que influyen en el proyecto hará posible catalogarlos correctamente. Para identificar las diferentes inherentes a las alternativas, es recomendable que en forma previa establezcan las funciones de costos de cada una de ellas. De su comparación resultará la eliminación, para efectos del estudio, de los costos inaplicables.

Si hubiera que dirigir el estudio de las diferencias de costos, los siguientes deberían ser considerados como prioritarios:

- Variaciones en los estándares de materia prima
- Tasa de salario y requerimientos de personal para la operación directa.
- Necesidades de supervisión e inspección
- Combustible y energía
- Volumen de producción y precio de venta
- Desperdicios o mermas
- Valor de Adquisición
- Valor residual del equipo en cada año de su vida útil restante
- Impuestos y seguros
- Mantenimiento y reparaciones

La lista anterior es fácil de complementar. Sin embargo, en necesario insistir sobre el costo de oportunidad externo a las alternativas que pudiera repercutir en forma diferente en cada una de ellas. Si bien puede ser el costo más complejo de cuantificar, es imprescindible para tomar la decisión adecuada.

Todos estos costos, como ya antes se indicó, deben considerarse en términos reales y para ello debe incorporarse el factor tiempo en el análisis. Todo cálculo de la rentabilidad comparada de las alternativas obliga a tener en cuenta los costos en función de un flujo proyectado, aunque la base de los antecedentes se exprese en valores diferenciales.

### COSTO DE LA AMPLIACION: PROYECTO CHICOASEN

En el siguiente cuadro se resumen, entre otras, las variables a considerar para la adjudicación del contrato, de acuerdo con lo establecido en las Bases de Licitación, así como otros parámetros e indicadores importantes para la evaluación.

Licitante	CF	Var. <sup>3</sup>	Precio del Contrato	Precio del Contrato	Valor presente	Total	Cantidad requerida <sup>4</sup>	Generación Neto Anual	VP Generación		
	Pesos/kWh <sup>1/</sup>	Centavos de Dólar/kWh	(10 <sup>6</sup> Dólares)	Var.	10 <sup>6</sup> Dólares	(10 <sup>6</sup> Pesos)	(MW)	(TWh/Año)	(TWh)		
ALSTOM	0.113168	1.219	-	114.82	1,066.18	75.06	42.42	117.49	930.0	1.7756 2	9.64044
HYDRO	0.130421	1.404	15.25%	143.29	1,330.57	93.68	42.42	136.10	930.0	1.7848 3	9.69043
MITSUBI	0.133792	1.441	18.22%	148.55	1,379.44	97.12	42.42	139.54	930.0	1.7838 5	9.68508
VAITECH	0.136348	1.468	20.48%	153.30	1,423.50	100.22	42.42	142.64	930.0	1.7893 2	9.71482
ABENER	0.157305	1.694	39.00%	184.81	1,716.17	120.83	42.42	163.25	930.0	1.7749 8	9.63693
GE-ICA	0.197714	2.129	74.71%	248.58	2,308.30	162.52	42.42	204.94	930.0	1.7728 4	9.62535

1/Valor Presente del kWh (redondeado a 6 decimales)

2/Respecto del CF en pesos/kWh

3/Costo fijo de operación y mantenimiento y consumo de agua

4/Respuesta por la Comisión de las Bases de Licitación

El proyecto se compone de 3 Unidades turbogeneradoras equipadas con turbina hidráulica de 310MW, a continuación se describe, de manera gráfica, la participación de cada una de ellas en el Precio del Contrato Ofertado:



El precio del Contrato ofertado de cada una de las 3 Unidades que conforman el Proyecto está constituido por equipamiento electromecánico, construcción y servicios nacionales y suministro de equipos incluyendo refacciones. A continuación se detallan estos precios, desagregándose en parte nacional y parte extranjera:

(Miles de Dólares)

Concepto	ABENE R	%de Total	ALSTO M	%del Total	MITSUMI	%del Total	GE-ICA	%del total	HYDRO	%del total	VATECH	% del Total
<b>Equipamiento Electromecánico</b>	0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0	
<b>Nacional</b>	0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0	
Ingeniería	454.6	0.26%	0.0	0.00%	0.0	0.00%	1,483.9	0.60%	31.1	0.01%	450.3	0.27%
Transporte	0.0	0.00%	0.0	0.00%	0.0	0.00%	5,370.0	2.16%	0.0	0.00%	127.0	0.10%
Montaje	12,47.9	7.03%	8,640.0	9.04%	10,341.9	8.23%	23,339.6	9.39%	10,921.7	9.14%	5,898.3	4.59%
Supervisión, pruebas y puesta en servicio	3,182.9	1.79%	649.2	0.68%	3,390.4	2.86%	3,029.7	1.22%	2,310.4	1.93%	1,620.7	1.26%
Capacitación	473.5	0.27%	23.1	0.02%	0.0	0.00%	0.0	0.00%	18.1	0.02%	37.2	0.03%
<b>Extranjera</b>	0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0	
Ingeniería	10,168.8	5.73%	4,545.4	4.75%	0.0	0.00%	13,684.8	5.51%	1,294.3	1.08%	1,396.2	1.09%
Transporte	0.0	0.00%	0.0	0.00%	0.0	0.00%	3,301.8	1.33%	0.0	0.00%	5,511.5	4.29%
Montaje	645.0	0.36%	0.0	0.00%	0.0	0.00%	0.0	0.00%	0.0	0.00%	0.0	0.00%
Supervisión, pruebas y puesta en servicio	112.3	0.06%	0.0	0.00%	0.0	0.00%	4,954.9	1.99%	0.0	0.00%	0.0	0.00%
Capacitación	0.0	0.00%	0.0	0.00%	0.0	0.00%	234.8	0.09%	0.0	0.00%	0.0	0.00%
<b>Construcción y Servicios Nacionales.</b>	0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0	
<b>Obra Civil</b>	0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0	
Ingeniería	342.7	0.31%	739.0	0.77%	0.0	0.00%	1,807.2	0.73%	1,093.4	0.91%	2,930.0	2.28%
Construcción de Obra Civil	26,394.2	14.69%	16,638.4	17.40%	22,669.0	18.05%	72,049.9	28.98%	26,818.2	22.43%	31,356.0	24.42%
Conceptos	7,088.1	3.99%	577.6	0.60%	0.0	0.00%	1,704.6	0.69%	1,672.9	1.40%	2,429.0	1.89%
Varios	0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0	
<b>Suministro de equipos, incluye refacciones.</b>	0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0	
<b>Nacional</b>	27,414.4	15.45%	2,369.9	2.41%	7,113.0	5.66%	11,050.4	4.45%	20,785.1	17.30%	9,349.9	7.05%
Estimero	88,293.1	49.76%	61,481.4	64.31%	81,903.7	65.20%	91,146.5	36.67%	48,700.7	40.74%	67,696.3	52.72%
0.0			0.0		0.0		0.0		0.0		0.0	
<b>Importe total de la obra</b>	<b>78,223.5</b>	<b>44.08%</b>	<b>29,573.2</b>	<b>30.93%</b>	<b>43,714.3</b>	<b>34.80%</b>	<b>119,835.3</b>	<b>48.21%</b>	<b>63,650.8</b>	<b>53.24%</b>	<b>33,798.3</b>	<b>4.90%</b>
Estimero	29,219.4	55.92%	16,026.8	50.07%	81,903.7	65.20%	113,125.8	45.59%	49,095.2	41.82%	74,604.0	58.10%
<b>Gastos totales de importación</b>	<b>7,369.8</b>		<b>3,269.8</b>		<b>11,333.4</b>		<b>15,417.6</b>		<b>5,900.0</b>		<b>0.0</b>	
<b>Total de la obra</b>	<b>184,812.6</b>		<b>98,869.8</b>		<b>136,951.4</b>		<b>248,578.7</b>		<b>119,546.0</b>		<b>128,402.4</b>	

## **VII.3 .- EVALUACION FINANCIERA.**

### **Introducción.**

La evaluación financiera de proyectos constituye una herramienta de gran utilidad en la asignación de recursos financieros, y cobra una particular importancia ante situación de escasez de recursos propios.

Las obras del sector eléctrico tienen como característica particular ser intensivas en el uso de capital, por lo que su evaluación resulta aún de mayor relevancia.

La formulación de programas de expansión de los sistemas eléctricos requiere de un razonable pronóstico de la evolución de la demanda, medir objetivamente ciertas magnitudes cuantitativas que resultan del estudio del proyecto, del oportuno conocimiento de las diversas tecnologías, de un adecuado pronóstico de la evolución de los precios de los materiales y equipo, además de una metodología de evaluación confiable.

Por otra parte, la clara definición de cuál es el objetivo que se persigue con la evaluación constituye un elemento clave para tener en cuenta en la correcta selección del criterio evaluativo.

La adecuada jerarquización de los proyectos de inversión del sector permiten asignar los recursos financieros disponibles de una forma eficiente.

Asimismo los análisis realizados son de utilidad en la obtención de créditos por parte de las instituciones internacionales.

### **Objetivo.**

Realizar los análisis conducentes a la determinación de indicadores de eficiencia económica y financiera de los proyectos de inversión del sector, para disponer de elementos de juicio bien fundamentados en la toma de decisiones sobre su inclusión en los programas de expansión.

Disponer de una canasta de proyectos debidamente evaluados y jerarquizados, para lograr la mezcla óptima de proyectos en los programas de expansión.

Buscar recopilar, crear y analizar en forma sistemática un conjunto de antecedentes económicos que permitan juzgar cualitativa y cuantitativamente las ventajas y desventajas de asignar recursos a un determinado proyecto.

### **Evaluaciones del proyecto.**

Si se desea evaluar un proyecto nuevo, ampliar las instalaciones, aprovechar los recursos naturales, proveer servicios, tal proyecto debe evaluarse en términos de conveniencia, de tal forma que se asegure que habrá de resolver una necesidad en forma eficiente, segura y rentable. En otras palabras se pretende dar la mejor solución al "problema económico" que se ha planteado, y así

conseguir que se disponga de los antecedentes y la información necesaria que permitan asignar en forma racional los recursos escasos a la alternativa de solución más eficiente y viable frente a una necesidad humana percibida.

El marco de la realidad económica e institucional vigente en un país será lo que defina en un mayor o menor grado el criterio imperante en un momento determinado para la evaluación de un proyecto. Sin embargo, cualquiera que sea el marco en que el proyecto está inserto, siempre será posible medir los costos de las distintas alternativas de asignación de recursos a través de un criterio económico que permita, en definitiva, conocer las ventajas y desventajas cualitativas y cuantitativas que implica la asignación de recursos escasos a un determinado proyecto de inversión.

En la evaluación de un proyecto las matemáticas financieras consideran a la inversión como el menor consumo presente y a la cuantía de los flujos de caja en el tiempo como la recuperación que debe incluirse en recompensa.

El valor presente de una anualidad se define como la suma de los valores presentes de todos los pagos, por lo tanto el valor actual de una anualidad se puede obtener mediante la fórmula del interés compuesto. El valor presente de una anualidad se puede interpretar, también, como la cantidad que se debe invertir en este momento para poder efectuar cierto número de retiros en el futuro.

El significado del valor actual se puede explicar de la siguiente manera "un dólar recibido ahora es más valioso que un dólar recibido dentro de cinco años en virtud de las posibilidades de inversión disponible para el dólar de hoy. Al invertir o prestar el dólar recibido hoy, puedo tener considerablemente más de mi dólar dentro de cinco años. Si el dólar recibido se emplea ahora para el consumo, estaré dando más que el valor de un dólar de consumo en el año cinco. Por esta razón, los ingresos futuros deben descontarse siempre".

La medición de la rentabilidad en términos capitalizados ahora puede apreciarse que hacerlo en valores actuales proporciona una base de comparación. El uso generalizado de posibilidades hará que el análisis de evaluación se hagan sobre la base de valores actuales.

El objetivo de descontar el flujo de caja futuros proyectados es entonces, determinar si la inversión en estudio rinde mayores beneficios que los usos de alternativas de la misma suma de dinero requerida por el proyecto.

Los principales métodos que utiliza el concepto de flujo de caja descontado son el valor actual neto (*VAN*) o valor presente neto (*VPN*) y la tasa interna de retorno (*TIR*). Menos importante es el de razón beneficio- costo descontada.

El análisis de las técnicas principales de evaluación, las de flujo de caja descontado, requiere la utilización de las matemáticas financieras para su aplicación. Si bien la operativa mecánica es sencilla, es absolutamente necesario conocer sus fundamentos conceptuales para su correcta aplicación.

Supóngase que se invierten \$1 000 a una tasa pactada del 10% anual compuesto. Al término de un año se tendrán los \$1 000 invertidos más \$100 de interés sobre la inversión. Es decir, se tendrán \$1 100 que se obtuvieron de :

$$1000 + \frac{10}{100}(1000) = 1100$$

lo que también puede escribirse

$$1000(1 + 0.10) = 1100$$

Si la inversión inicial, o valor actual, se representa por  $VA$ , el interés por  $i$  y el resultado de la operación, o valor futuro, por  $VF$ , puede generalizarse este cálculo en la siguiente expresión:

$$VA(1 + i) = VF \text{-----} 7.1$$

Si al término del primer año la ganancia no se retira sino que se mantiene depositada junto con la inversión inicial por otro año más, al finalizar éste se tendrá, por el mismo procedimiento:

$$1\ 100 + 1\ 100(0.10) = 1\ 210$$

que es lo mismo que

$$1\ 100(1 + 0.10) = 1\ 210$$

Recordando cómo se obtuvieron los 1 100, se puede reemplazar para tener la expresión

$$1\ 000(1 + 0.10)(1 + 0.10) = 1\ 210$$

Simplificando se obtiene:

$$1\ 000(1 + 0.10)^2 = 1\ 210$$

De aquí puede generalizarse a :

$$VA(1 + i)^n = VF \text{-----} 7.2$$

donde  $n$  representa el número de periodos durante los cuales se quiere capitalizar la inversión inicial.

Al simplificar el proceso de capitalización en una ecuación como la 7.2, se permitió la elaboración de tablas financieras que presentan el valor de  $(1 + i)^n$  para cualquier combinación de  $i$  y  $n$ .

Considerando ahora un caso diferente. En vez de un depósito inicial único de \$1 000, se depositarán \$1 000 solamente al término de cada año. Para determinar cuanto se habrá capitalizado al finalizar tres años al 10% de interés anual, el procedimiento sigue la misma lógica anterior.

Si cada depósito se realiza al término de cada año, la inversión del primer año ganaría intereses por 2 periodos, la del segundo por uno y la del tercero no habrá ganado aún sus intereses. Esta situación se presenta en el siguiente cuadro:

Calculo del valor futuro			
periodo	Inversión	Factor de capitalización	Valor presente
1	1 000	$(1+i)^n$	1 210
2	1 000	$(1+i)^n$	1 100
3	1 000	$(1+i)^n$	1 000
total			3 310

A los \$ 1 000 de depósito anual se les denomina anualidades. Si esta es una cuota constante, que se representará por  $C$ , se puede generalizar la presentación del cuadro anterior en la siguiente expresión:

$$VF = C(1+i)^0 + C(1+i)^1 + \dots + C(1+i)^{n-1} \text{-----} 7.3$$

Del cuadro se deduce que la potencia del último factor de capitalización es  $n - 1$ , donde  $n$  es el número de periodos para capitalizar. De esta forma, la ecuación 7.3 puede expresarse como:

$$VF = C \sum_{t=0}^{n-1} (1+i)^t \text{-----} 7.4$$

Si se quiere calcular el valor actual de los mismos depósitos, se tendrá el cuadro siguiente:

Calculo del valor presente			
periodo	Inversión	Factor de descuento	Valor presente
1	1 000	$1/(1+i)^1$	909.09
2	1 000	$1/(1+i)^2$	826.45
3	1 000	$1/(1+i)^3$	751.31
total			2 486.85

En este caso se quiere expresar la suma de las anualidades en moneda equivalente al periodo cero.

Si la anualidad es constante, se puede generalizar lo anterior en la siguiente ecuación :

$$VA = C \left[ \frac{1}{(1+i)^1} \right] + C \left[ \frac{1}{(1+i)^2} \right] + \dots + C \left[ \frac{1}{(1+i)^n} \right] \text{-----} 7.5$$

que se puede expresar como:

$$VF = C \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+i)^t} \text{-----7.6}$$

### Criterio del valor actual neto.

Este criterio plantea que el proyecto debe aceptarse si su valor actual neto (*VAN*) es igual o superior a cero, donde el *VAN* es la diferencia entre todos sus ingresos y egresos expresados en moneda actual.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{\gamma_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+i)^t} - I_0 \text{-----7.7}$$

Donde  $\gamma_t$  representa el flujo de ingreso del proyecto,  $E_t$  sus egresos e  $I_0$  la inversión inicial en el momento cero de la evaluación. La tasa de descuento se representa mediante  $i$ .

Aunque es posible aplicar directamente esta ecuación, la operación se puede simplificar a una sola actualización mediante:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{\gamma_t - E_t}{(1+i)^t} - I_0 \text{-----7.8}$$

que es lo mismo que

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1+i)^t} - I_0 \text{-----7.9}$$

donde  $BN_t$  representa el beneficio neto del flujo en el periodo  $t$ . Obviamente,  $BN_t$  puede tomar un valor negativo o positivo.

Al aplicar este criterio el *VAN* puede tener un resultado igual a cero, indicando que el proyecto renta justo lo que el inversionista exige a la inversión; si el resultado fuese, por ejemplo, 100 positivos indicaría que el proyecto proporciona esa cantidad de remanente por sobre lo exigido. Si el resultado fuere 100 negativos, debe interpretarse como la cantidad que falta para que el proyecto rente lo exigido por el inversionista.

Algunas Ventajas y desventajas de la técnica del valor presente neto son:

#### Ventajas

- Considera el valor del dinero en el tiempo.
- Considera todo el flujo de proyecto.
- Maximiza el valor de la empresa.
- El VPN de varios proyectos es acumulable.

## Desventajas

- Hay que estimar una tasa de descuento adecuado.
- Puede ser complicado.

### Criterio de la tasa interna de retorno.

El criterio de la tasa interna de retorno (*TIR*) evalúa el proyecto en función de una única tasa de rendimiento por periodo con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente a los desembolsos expresados en moneda actual. La *TIR* "representa la tasa de interés más alta que un inversionista podría pagar sin perder dinero, si todos los fondos para el financiamiento de la inversión se tomaran prestados y el préstamo (principal e interés acumulado) se pagaran con las entradas en efectivo de la inversión a medida que se fuesen produciendo". Aunque esta es una operación muy particular.

La tasa interna de retorno puede calcularse aplicando la siguiente ecuación:

$$\sum_{t=1}^n \frac{Y_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+i)^t} + I_0 = 0 \quad \text{-----7.10}$$

donde  $\gamma$  es la tasa interna de retorno. Al simplificar y agrupar los términos, se obtiene lo siguiente:

$$\sum_{t=1}^n \frac{Y_t - E_t}{(1+r)^t} - I_0 = 0 \quad \text{-----7.11}$$

que es lo mismo que

$$\sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1+r)^t} - I_0 = 0 \quad \text{-----7.12}$$

Comparando esta ecuación con la 7.9, puede apreciarse que este criterio es equivalente a hacer el *VAN* igual a cero y determinar la tasa que permite el flujo actualizado ser cero.

La tasa así calculada se compara con la tasa de descuento de la empresa. Si la *TIR* es igual o mayor que ésta, el proyecto debe aceptarse y si es menor debe rechazarse.

La consideración de aceptación de un proyecto cuyo *TIR* es igual a la tasa de descuento, se basa en los mismos aspectos que la tasa de aceptación de un proyecto cuyo *VAN* es cero. En determinadas circunstancias, el flujo de caja de un proyecto adopta una estructura tal, que más de una tasa interna de retorno puede utilizarse para resolver la ecuación 7.12.

### Otros criterios de decisión.

Muchos otros métodos se han desarrollado para evaluar proyectos. Aunque todos son comparativamente inferiores a las del valor actual neto. Algunos, por no el valor tiempo del dinero y otros porque, aunque lo consideran, no entregan una información tan completa como aquel.

Uno de los criterios tradicionales de evaluación bastante difundido es el del periodo de recuperación de la inversión, mediante el cual se determina el número de periodos necesarios para recuperar la inversión inicial, resultados que se compara con el número de periodos aceptables por la empresa. Si los flujos fuesen idénticos y constantes en cada periodo, el cálculo se simplifica a la siguiente expresión.

$$PR = \frac{I_0}{BN} \text{ -----7.13}$$

donde  $PR$ , periodo de recuperación, expresa el número de periodos necesarios para recuperar la inversión inicial  $I_0$  cuando los beneficios netos generados por el proyecto en cada periodo son  $BN$ .

Por ejemplo, si la inversión fuese de \$ 2 000 y los beneficios netos anuales de \$ 400 el periodo de recuperación sería de:

$$PR = \frac{2000}{400} = 5$$

Es decir en 5 años se recupera la inversión normal.

Si el flujo neto difiriera entre periodos, el cálculo se realiza determinando por suma acumulada el número de periodos que se requiere para recuperar la inversión.

Suponiendo una inversión de \$3 000 y flujos que se muestran en el siguiente cuadro, se obtendría:

Año	Flujo anual	Flujo acumulado
1	500	500
2	700	1 200
3	800	2 000
4	1 000	3 000
5	1 200	
6	1 600	

En este ejemplo, la inversión se recupera al termino de cuatro años.

La ventaja de la simplicidad de cálculo no logra contrarrestar los peligros de sus desventajas. Entre éstas cabe mencionar que ignorar las ganancias posteriores al periodo de recuperación, subordinado la aceptación a un factor de liquidez más que de rentabilidad. Tampoco considera el

valor tiempo de dinero, al asignar igual importancia a los fondos generados el primer año con los del año  $n$ .

Lo anterior se puede solucionar si se descuentan los flujos a la tasa de descuento y se calcula la suma acumulada de los beneficios netos actualizados al momento cero.

En el ejemplo anterior se tendría, descontando los flujos a la tasa del 10% anual, lo siguiente:

Año	Flujo anual	Flujo actualizado	Flujo acumulado
1	500	454.54	454.54
2	700	578.48	1 033.02
3	800	601.04	1 634.06
4	1 000	683.00	2 317.06
5	1 200	745.08	3 062.14
6	1 600		

Esto indica que la inversión se recuperaría en un plazo cercano a cinco años.

Otro criterio comúnmente utilizado es el de la tasa de retorno contable, que define una rentabilidad anual esperada sobre la base de la siguiente expresión:

$$TRC = \frac{BN}{I_0}$$

donde la tasa de retorno contable,  $TRC$  es una razón porcentual entre la utilidad esperada de un periodo y la inversión inicial requerida.

Con las cifras del ejemplo utilizado en la explicación del periodo de recuperación, puede determinarse la tasa de retorno contable como sigue:

$$TRC = \frac{400}{2000} = 0.20$$

Como puede apreciarse, este criterio es el inverso del periodo de recuperación y, por tanto, sus desventajas son similares.

Ciertas modificaciones a este criterio, como la de definir una utilidad contable en lugar del flujo de caja, sólo han incrementado sus deficiencias.

Cuando se evalúa un proyecto individual, la tasa interna de retorno, constituye una medida adecuada de decisión.

Un tercer criterio tradicionalmente utilizado en la evaluación de proyectos es la razón beneficio-costos. Cuando se aplica teniendo en cuenta los flujos no descontados en caja, lleva a los mismos problemas respecto al valor tiempo de dinero. Estas mismas limitaciones han inducido a utilizar factores descontados. Para ello simplemente se aplica la expresión siguiente:

$$RBC = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{Y_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+i)^t} + I_0} \text{-----7.14}$$

Que no es otra cosa que la variación de la ecuación 7.8 para calcular el VAN la cual se restaba el denominador al numerador de la ecuación 7.14.

Las deficiencias de este método respecto a las del VAN se refiere a que entrega un índice de relación, en lugar de un valor concreto; requiere mayores cálculos, al hacer necesarias dos actualizaciones en vez de una, y se debe calcular una razón, en lugar de efectuar una simple resta.

#### **Evaluación técnica de la ampliación Chicoasén.**

De acuerdo con las bases de licitación, las ofertas de los licitantes fueron declarados "Solventes Técnicamente" ya que cumplieron con los requisitos de carácter técnico, financiero y legal establecidos para la primera etapa del proceso de evaluación.

Derivado de lo anterior se procedió a la apertura económica y al análisis económico-financiero de las propuestas declaradas "Solventes Técnicamente".

#### **Evaluación económica de la ampliación Chicoasén.**

Solo aquellas Propuestas que cumplan con los requisitos técnicos solicitados en las bases de licitación y sean declarados "Solventes Técnicamente" en la etapa 1 del procedimiento de evaluación, pasarán a esta etapa 2. Las Propuestas económicas deberán ser congruentes con todos los requisitos aplicables establecidos en las bases de Licitación, y el precio de contrato ofertado en sus propuestas económicas deberá ser el resultado de integración de los conceptos contenidos en el catálogo de valores.

De acuerdo con las bases de licitación, de desecharán las propuestas que no cumplan con los siguientes requisitos:

Las propuestas que no cumplan con el porcentaje mínimo de integración nacional solicitado; y/o

Las propuestas que contengan un precio de contrato ofertado distinto del precio alzado que resulte de integrar los conceptos contenidos en el catalogo de valores.

#### **Criterios para la selección del ganador.**

Para la evaluación económica de las propuestas, las bases de licitación establecen que si mas de una propuesta es declarada solvente, la comisión adjudicará el contrato a favor del licitante que

ofrezca el menor valor presente del precio del kWh (cf), siempre y cuando el precio del contrato ofertado sea aceptable para la Comisión de conformidad con el artículo 40 de la LOPS. En las bases de licitación se indica la siguiente fórmula para obtener el Cf.

$$Cf = \frac{[(CO * P) * f] + 393,937,617}{\frac{GNA}{r} * f} \cdot \frac{1}{1 - \left(\frac{1}{(1+r)^{50}}\right)}$$

En caso de que el cálculo del valor presente del precio del kWh (Cf) en las propuestas de dos o más licitantes sea igual hasta el sexto dígito después del punto decimal, se declara como licitante ganador a aquel cuya propuesta represente el mayor valor de potencia final entregada, de conformidad con el algoritmo presente.

$$E = Pot_r * Efgen - (Pbfa + Ptransf + Pcp)$$

En el caso de persistir un empate, se procederá escoger aquella propuesta que ofrezca el mayor monto de integración nacional, conforme a lo dispuesto en las bases del licitante.

#### Licitante en segundo lugar.

También en las bases de licitación dice a la letra "En caso de que el licitante ganador no celebre el contrato en la fecha establecida en el programa de eventos de la licitación (incluyendo el caso de que el contrato no se celebre con motivo de que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público haya notificado a la Comisión la falsedad de la declaración o en caso de que el licitante ganador no acepte la adjudicación, la Comisión podrá invitar al licitante que haya presentado la siguiente propuesta "solvente" más baja a que celebre el contrato, y así sucesivamente, siempre que la diferencia entre el precio del contrato ofertado con respecto a la propuesta que inicialmente hubiere resultado ganadora, no sea superior al diez por ciento (10%) y presente la declaración física y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público notifique a la Comisión de la veracidad de la misma.

#### Análisis de la propuesta.

El análisis de las ofertas se lleva a cabo con la revisión de los formatos Estructura de Financiamiento, Importe Total de la Obra por cada Unidad, Importe Total del Proyecto, Precio Alzado en Dólares y Valores garantizados por el Licitante, que serán empleados para la Evaluación Económica de las ofertas.

## **VII.4.- FORMAS DE FINANCIAMIENTO .**

### **Mecanismos de Financiamiento Nacional e Internacional.**

Los promotores suelen aportar la mayor parte del capital inicial para el proyecto. Con frecuencia, a los compradores de la producción del proyecto se les pide que inviertan capital. A inversionistas de capital externos, por lo general instituciones financieras, se les puede ofrecer la oportunidad de invertir capital en un proyecto.

Los bancos comerciales y las compañías de seguros de vida, por tradición, han sido las principales fuentes de financiamiento para proyectos de gran envergadura. En la estructura financiera típica, los bancos comerciales proporcionan financiamiento para construcción con un tipo de interés flotante y las compañías de seguros de vida proporcionan entonces "financiamiento permanente" con un tipo de interés fijo mediante el refinanciamiento de los préstamos bancarios después de terminado el proyecto. La aparición del mercado de swaps de tipos de interés ha permitido a los acreedores la flexibilidad de convertir los préstamos a interés flotante en obligaciones a interés fijo. Además, durante los años ochenta los bancos comerciales estuvieron en la disposición de aceptar plazos de préstamo más largos. Como resultados de tales recursos, se utilizaron préstamos de bancos comerciales con mayor frecuencia durante los años ochenta y se convirtieron en la fuente principal de deuda a largo plazo para el financiamiento de proyectos.

### **Capital**

Al evaluar lo atractivo de una inversión en un proyecto, los inversionistas de capital potenciales evaluarán los beneficios que se espera se deriven de la operación del proyecto. Tales beneficios incluyen, como mínimo, una aceptable tasa de rentabilidad de los fondos invertidos. También pueden incluir el aseguramiento de una fuente garantizada de suministro al quedarse con una parte de la producción del proyecto o el aseguramiento de un mercado cautivo para su propia producción con la venta de materias primas o el suministro de servicios para el proyecto. Los beneficios esperados por los inversionistas de capital deben ser proporcionales a los riesgos del proyecto, de tal modo que justifiquen su compromiso de invertir en el proyecto.

Varios factores pesan sobre los inversionistas más probables en un proyecto. Además de los riesgos financieros y empresariales usuales que los inversionistas de capital deben sobrellevar, los promotores de un proyecto con frecuencia son condicionalmente responsables de fondos adicionales en el caso de que ocurran elevaciones de costos o de que el proyecto falle. Por lo general el fracaso del proyecto apresura la amortización de la deuda. Si el proyecto requiere un largo periodo de construcción, los inversionistas de capital tendrán que aceptar el retraso de los dividendos. Un proyecto no puede pagar dividendos antes de que comiencen las operaciones durante los primeros años de operación, hasta que la deuda se haya amortizado sustancialmente. Desde luego prefieren que todo el flujo de efectivo disponible se aplique en primer lugar a amortizar la deuda del proyecto.

Los inversionistas de capital en un proyecto en general son las partes que directamente se beneficiarán con la operación del proyecto: los compradores de la producción del proyecto, los propietarios de reservas de recursos naturales que el proyecto utilizará, y los proveedores de

productos y servicios esenciales para el proyecto, incluidas las firmas de ingeniería. En general no es posible ofrecer acciones ordinarias al público inversionista al comienzo de un proyecto. Una vez que la entidad del proyecto ha demostrado su rentabilidad y de que el lapso de tiempo hasta que comienza a haber dividendos en efectivo se ha reducido de manera aceptable, se pueden vender al público y a otros inversionistas pasivos acciones comunes u otras formas de valores subordinados.

Los bancos comerciales y las instituciones de crédito por lo general son las fuentes de capital para transacciones con orientaciones tributarias. También son una fuente frecuente de financiamiento temporal para un proyecto y con frecuencia están dispuestos a correr un mayor riesgo de terminación o un mayor riesgo reglamentario que otros tipos de prestamistas potenciales.

### **Estructuración de las Inversiones de Capital.**

La estructuración de las inversiones de capital en un proyecto implica cuatro áreas de interés principales:

- (1) Cómo organizar y capitalizar la empresa,
- (2) Cómo administrarla y controlarla,
- (3) Cómo resolver las disputas entre los promotores y los inversionistas de capital,
- (4) Cómo disolver la empresa.

Los procedimientos de administración y control, la resolución de disputas y la disolución de la empresa son cuestiones que hay que tener en cuenta en los contratos de los cuales los promotores y los inversionistas de capital son partícipes.

Las decisiones críticas, tales como la modificación del plan de inversiones de capital o la contratación de deuda adicional, podrían requerir una aprobación unánime. Los acuerdos administrativos se vuelven particularmente sensibles cuando se integran sociedades con participación pública y privada para financiar proyectos de infraestructura

En segundo lugar, se deben incluir procedimientos de resolución de disputas para ventilar los desacuerdos. Los promotores pudieran no estar de acuerdo sobre la manera de interpretar las diversas cláusulas del contrato. Es posible que se requiera arbitraje para solucionar cualquier desacuerdo insuperable o persistente. Sin embargo, las diferencias que atañen a cuestiones fundamentales del negocio o violaciones flagrantes de cláusulas significativas de acuerdo entre las partes, pueden no ser materia de arbitraje. Un arreglo de compraventa o uno de oferta de compra o venta puede funcionar mejor. Conforme al arreglo de compraventa, una de las partes puede estar dispuesta a adquirir la participación de la otra. El que recibe la oferta puede aceptarla y vender, o comprar al que hizo la oferta al precio especificado.

### **Mercado de Deuda a Largo Plazo.**

Hay un mercado extenso para el financiamiento de deuda a largo plazo de proyectos en los mercados de capital en Estados Unidos, Europa y Japón. Las instituciones financieras como las compañías de seguros de vida y los fondos de pensiones proporcionan financiamiento a un tipo de interés fijo y los bancos comerciales lo hacen a un tipo de interés flotante. En la mayoría de los financiamientos de proyectos, el financiamiento para la construcción aportado por un banco

comercial o las colocaciones privadas antes de la terminación con prestamistas institucionales constituyen la fase inicial del plan de financiamiento.

Tres factores primordiales contribuyen a su predominio en la fase inicial:

- (1) El monto y el plazo de los anticipos iniciales necesarios para garantizar que se dispondrá de fondos suficientes para completar el proyecto;
- (2) El grado de complejidad requerida para comprender los intrincados arreglos de la emisión de valores por lo general implicados en un financiamiento de proyecto;
- (3) Las dificultades y las demoras implicadas al registrar los valores para los financiamientos de proyectos ante la Comisión de Valores y Cambios y la necesidad de obtener la calificación de grado de inversión de buena calidad con el objeto de obtener una amplia aceptación entre los compradores de valores de deuda ofrecidos al público inversionista.

Varios factores influyen en la amplitud de los mercados de deuda a largo plazo internacional para el financiamiento de proyectos:

- (1) Rentabilidad del proyecto. En general, los prestamistas no aportarán fondos para un proyecto a menos que sea rentable en el sentido de que su tasa de rentabilidad esperada sobre los activos será suficiente para cubrir su deuda y de que proporcionará a los inversionistas de capital una tasa de rentabilidad aceptable.
- (2) Apalancamiento del proyecto. Los prestamistas se mostrarán reacios a prestar para un proyecto a menos que estén convencidos de que puede servir su deuda con oportunidad. Dicho de otra manera, exigirán que los promotores del proyecto comprometan suficiente capital para que el proyecto tenga capacidad crediticia.
- (3) Evaluaciones de los riesgos del proyecto por parte de los prestamistas. Los prestamistas insistirán en ser recompensados a su entera satisfacción por los riesgos que se les pide que corran. Su evaluación de los diversos tipos de riesgo asociados con el proyecto y de su exposición a cada tipo de riesgo afectará por tanto el tipo de interés que están dispuestos a aceptar antes de que anticipen fondos al proyecto.
- (4) Calificación crediticia de la entidad del proyecto. La calificación crediticia de los bonos del proyecto es una determinación importante de la cantidad de fondos que el proyecto será capaz de reunir de todas las categorías de prestamistas. El apalancamiento del proyecto es un importante factor contribuyente. La capacidad de ciertos inversionistas de comprometerse se verá directamente afectada por la calificación asignada a los títulos de deuda del proyecto por las agencias calificadoras más importantes.
- (5) Tipo de interés sobre la deuda del proyecto. El tipo de interés debe ser suficientemente alto como para atraer los compromisos importantes necesarios para completar el financiamiento. En particular, debe ser suficientemente alto como para compensar a los prestamistas por el riesgo de insolvencia y el riesgo de falta de liquidez que deben correr.

(6) Liquidez de los títulos de deuda del proyecto. El mercado para el financiamiento inicial de deuda a largo plazo por lo general se limita a inversionistas institucionales que están dispuestos a adquirir títulos no registrados ante la Comisión de Valores y Cambios. La falta de liquidez inherente a la adquisición de títulos privadamente colocados reduce de una manera significativa el atractivo de la inversión para algunos inversionistas, y por lo tanto requiere un tipo de interés más alto. Después de la terminación de un proyecto, sin embargo, muchos proyectos han podido refinanciar la deuda bancaria o la colocación privada mediante ofertas públicas de sus bonos.

Otros factores que pueden contribuir a la disponibilidad de fondos para un proyecto incluyen el grado de competencia por el capital de otros proyectos en proceso de construcción o de ser financiados, la tasa de inflación y la actitud general entre los inversionistas institucionales hacia la inversión en proyectos del tipo y en la ubicación del proyecto que se va a financiar. Las compañías de seguros de vida por tradición han sido la fuente más importante de fondos para grandes proyectos industriales y energéticos. Es probable que continúen siéndolo en el futuro.

#### **Préstamos de Bancos Comerciales.**

Los bancos comerciales han demostrado su capacidad de evaluar créditos para proyectos complejos y su disposición, en ocasiones, de correr los riesgos de terminación y otros riesgos no crediticios que otros tipos de prestamistas por lo general evitan.

Se pueden negociar cuatro tipos alternativos de servicios de crédito bancario para financiar un proyecto:

- (1) Crédito revolvente. Los bancos comerciales suelen proporcionar financiamiento para la construcción en la forma de servicios de crédito revolvente. Los promotores pueden hacer retiros conforme se requieran los fondos, sujetos a la disponibilidad de fondos máxima.
- (2) Préstamo a plazos. Los promotores de un proyecto pueden hacer retiros de un préstamo a largo plazo durante el periodo de construcción. La cantidad obtenida en préstamo por lo general alcanza su máximo al término de las instalaciones básicas. Los préstamos a plazo tienen un plan de amortización relacionado con el flujo de efectivo anticipado del proyecto. El plazo no suele ser de más de 10 años después de la terminación de las instalaciones básicas, aunque se pueden obtener periodos de amortización más largos cuando la economía del proyecto es suficientemente apremiante o el proyecto de vida muy larga (por ejemplo, un proyecto de infraestructura).
- (3) Carta de crédito contingente. Un servicio de carta de crédito contingente proporciona a los prestamistas la flexibilidad de negociar cartas de crédito para apoyar la emisión de papel comercial. Los retiros provenientes de la carta de crédito pagarían a los tenedores de papel comercial si el emisor es incapaz de hacerlo (por ejemplo, sino puede renovar el papel comercial).
- (4) Préstamo puente. Un préstamo puente cierra cualquier brecha entre la programación de los gastos y los retiros programados de los fondos a largo plazo. Los préstamos puente son apoyados por compromisos firmes sobre el activo fijo de los prestamistas a largo plazo o los inversionistas de capital. El costo de los fondos provistos por un préstamo puente refleja el riesgo que sus proveedores deben correr, lo que a su vez refleja la situación crediticia de los prestamistas a largo plazo o de los inversionistas de capital que proporcionan los compromisos como terceros. En muchos casos, la estructura de servicio de préstamo puente extendido a proyectos ha sufragado los gastos de un préstamo no amortizable con un plazo hasta de 4 años.

## **Mercado de Deuda a un Tipo de Interés Fijo.**

Por tradición, las compañías de seguros han sido las fuentes principales de préstamos a largo plazo a un tipo de interés fijo para proyectos de importancia y los fondos de pensiones han actuado como una fuente importante de fondos de participación y deuda para empresas. Otras instituciones financieras que proporcionan financiamiento de deuda a largo plazo para proyectos incluyen: fideicomisos de inversión abiertos y cerrados, fondos de donación universitarios, fundaciones de beneficencia, compañías de seguros de daños y asesores financieros profesionales. Las compañías de seguros de daños también conceden préstamos a proyectos, pero por lo general están más conscientes del aspecto fiscal que las compañías de seguros de vida.

En comparación con los mercados de valores públicos, el mercado de colocación privada por lo general ha sido más receptivo al financiamiento de deuda de proyectos. Históricamente, los proyectos han podido recurrir a los mercados de valores públicos sólo después de por lo menos unos cuantos años de operaciones rentables. La complejidad de los arreglos de emisión de valores por lo general dificulta la tarea de las agencias calificadoras para evaluar del riesgo crediticio verdadero y asignar calificaciones de deuda. Parece que esta situación está cambiando. Las agencias de calificación han avanzado en cuanto a su análisis de créditos. Asimismo, su experiencia reciente en la calificación de financiamientos complejos con garantía hipotecaria y con garantía de cuentas por cobrar ha mejorado su capacidad de evaluar estructuras complicadas de títulos de deuda.

## **Compañías de Seguros de Vida.**

Las principales compañías de seguros de vida poseen un alto grado de capacidad técnica financiera. Su capacidad analítica les permite juzgar por sí mismas el riesgo crediticio y otros riesgos presentes en empresas sumamente complejas, como el financiamiento de proyectos. Las compañías de seguros de vida más pequeñas no disponen de esa capacidad. Por consiguiente, por tradición se han visto influidas en sus compromisos por la participación de las compañías de seguros de vida importantes y por la o las calificaciones de deuda, si las hay, asignadas por las principales agencias calificadoras.

Debido a la naturaleza de su giro, las compañías de seguros de vida cuentan con un flujo de efectivo anual relativamente seguro, que están dispuestas a comprometer, en ciertas circunstancias, hasta por varios años en el futuro. Una vez que están satisfechos con la solvencia de un proyecto y la adecuación de la garantía para sus préstamos, las compañías de seguros de vida se ven influidas principalmente en sus decisiones de inversión por el atractivo de la tasa de rentabilidad ofrecida por el proyecto en relación con las tasas de rentabilidad ofrecidas por otras inversiones competidoras. Se requiere ofrecer una comisión por compromiso aceptable a los prestamistas cuando se les solicite que comprometan sus fondos con anticipación a las fechas de arranque.

La deuda de un proyecto por lo general se vende a las compañías de seguros de vida a través de colocaciones privadas. Los valores colocados en el mercado privado no se registran ante la Comisión de Valores y Cambios. Por lo general tienen vencimientos más cortos que los valores de deuda comparables negociados en el mercado público. Se puede obtener dinero a veinte años de algunas instituciones, aunque se prefiere un plazo de 15 años. El crecimiento del negocio de contratación de inversión garantizada o de administración de dinero ha convertido a las compañías

de seguros de vida en entusiastas compradores de deuda a plazo intermedio (es decir, de 5 a 10 años).

### **Fondos de Pensión Públicos.**

Los fondos de pensión públicos se componen principalmente de fondos de aportación para el retiro de empleados del gobierno local o estatal. Dado que por lo general mantienen una alta proporción de valores de renta fija en sus carteras, representan una fuente potencial importante de fondos a largo plazo para un financiamiento de proyectos.

Las características de toma de decisiones de los fondos de pensiones públicos son diferentes de las de las compañías de seguros de vida. El flujo de fondos hacia los fondos de pensiones estatales y municipales depende de la legislación vigente, los niveles salariales de los empleados estatales y municipales y, en algunos casos, de los requisitos de administración del efectivo del estado o municipio patrocinador. Debido a estas incertidumbres, así como también a la renuencia a intentar predecir las condiciones del mercado futuras, los fondos de pensiones públicos, a diferencia de las compañías de seguros de vida, tienden a no estar dispuestos a conceder préstamos con mucha anticipación.

La mayoría de los fondos de pensiones públicos son compradores que se basan en la calidad, ya sea por preferencia o por estatuto o reglamentación. Por estatuto o política se requiere que muchos inviertan en valores de calificación A sencilla o superior. A muchos también se les prohíbe que adquieran valores de deudores empresariales extranjeros. Otros requisitos legales de inversión, tal como una duración mínima de la sociedad o una cobertura mínima de gastos fijos, pueden impedir que ciertos fondos de pensiones públicos adquieran los valores de deuda de un proyecto particular.

### **Fondos de Pensión Privados.**

Los fondos de pensiones privados se componen principalmente de fondos de pensiones empresariales. Por tradición, han sido un importante proveedores de capital para los prestatarios empresariales. Antes de mediados de los años sesenta, los fondos de pensiones privados invertían principalmente en valores de renta fija. Con el énfasis cada vez mayor sobre el desempeño que comenzó a generarse a mediados de los años sesenta, estos fondos comenzaron a incrementar sustancialmente sus compromisos de participación en el capital social; no obstante, continúan invirtiendo partes importantes de sus fondos disponibles en valores de renta fija. Los fondos de pensiones privados constituyen una fuente importante de fondos para un proyecto importante si la tasa de rentabilidad ofrecida es atractiva para ellos. La liquidez también es una consideración importante para estos inversionistas.

Muchas empresas grandes administran sus propios fondos de pensiones. Sin embargo, la mayoría de los fondos de pensiones son administrados ya sea por departamento fiduciario de bancos comerciales o por firmas administradoras de inversiones privadas. Como en el caso de las compañías de seguros de vida, un elevado porcentaje de los activos a invertir es administrado por un número relativamente pequeño de instituciones.

Los fondos de pensiones privados normalmente no están limitados con respecto a la calidad del crédito de los valores que pueden adquirir. Por consiguiente, la calificación de los bonos de un proyecto es una consideración de menor importancia que la que sería para un fondo de pensiones

público. Además, los fondos de pensiones privados normalmente enfrentan pocas o ningunas restricciones sobre su capacidad de adquirir valores emitidos por empresas extranjeras.

### **Créditos de Proveedor.**

La estructura y los términos de los créditos de proveedor pueden variar, según los países implicados. En ciertas circunstancias, las cuales dependen sobre todo de la localización del proyecto, pueden estar disponibles créditos de exportación gubernamentales a condiciones preferenciales. Por otra parte, se pueden obtener seguros o garantías directas. Con mayor frecuencia, sin embargo, los promotores del proyecto realizan los trámites necesarios para que un sindicato de bancos en un país conceda crédito comercial para la mayor parte de las adquisiciones de equipo para el proyecto en dicho país.

### **Ayuda Gubernamental.**

Un proyecto puede ser elegible para recibir alguna forma de apoyo gubernamental, o apoyo de una agencia supranacional, en cuanto a financiamiento. En la categoría de apoyo gubernamental se incluyen los créditos de exportación y las garantías de préstamo. En la segunda categoría se encuentran los préstamos del Banco Mundial y de cualesquiera bancos de desarrollo regionales.

Cada uno de los países más desarrollados ha establecido un banco de importación exportación. Tales instituciones se crearon para promover la exportación de equipo manufacturado en ese país. El financiamiento con crédito de exportación ha sido un importante tema de debate entre los países industrializados en años recientes. Por lo general, parece que la tendencia es alejarse del grado de subsidio que se aplicaba en el pasado. Los plazos y las condiciones en las que las agencias de financiamiento con crédito de exportación anticipan el crédito se rigen por los Arreglos sobre Recomendaciones para Créditos de Exportación Oficialmente Apoyados o más esotéricamente, el "Consenso"- negociadas por los países pertenecientes a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE). El Consenso no es obligatorio legalmente. Con frecuencia, han surgido diferencias significativas en cuanto a los plazos y condiciones disponibles en diferentes países, según las circunstancias específicas.

Los créditos de exportación pueden adoptar la forma de "créditos de comprador" o "créditos de proveedor". En general, la agencias de crédito de exportación se muestran renuentes a correr el riesgo asociado con el arranque del proyecto sin alguna forma de apoyo crediticio identificable. A mediados de 1995, las siguientes condiciones para la concesión de préstamos estándar eran compatibles con el "Consenso":

Porcentaje máximo financiado	85%
Tipo de interés	7%
Comisiones de garantía	1%
Vencimiento	5 años
Pago	Deuda nivelada semestral

## **Fuentes Locales de Capital.**

La obtención de fondos o la reunión de capital en el mercado de capitales local con frecuencia es una buena manera de reducir el riesgo político. Cualquier acontecimiento que dañe la rentabilidad del proyecto afectará a los prestamistas e inversionistas locales. Esta opción funciona como medida de prevención para que el gobierno local ejerza acciones adversas. La solidez de la prevención depende de cuántos inversionistas y prestamistas locales están comprometidos en el proyecto.

Los mercados de capitales en los países en vías de desarrollo son excelentes fuentes potenciales de financiamiento. Los mercados de capitales en los mercados emergentes son menos deseables. La disponibilidad de fondos es escasa y los vencimientos son cortos. A finales de 1995, Brasil, Ecuador, India, Indonesia, Malasia, México, Corea del Sur, Tailandia y Trinidad y Tobago contaban con mercados de deuda empresarial viables. Pero en Brasil, el mercado se componía principalmente de bonos de compañías arrendadoras con vencimientos a 18 meses a partir de la fecha de emisión.

En México, el vencimiento más largo disponible para deuda empresarial era de 7 años, pero sólo la mitad tenía un vencimiento original de más de 1 año. Corea del Sur contaba con el mercado de deuda empresarial con mayor profundidad de los países antes mencionados, aunque los vencimientos de deuda originales no podía ser de más de 5 años. Una excepción notable a la limitación de vencimiento corto fue Trinidad y Tobago. Los vencimientos hasta de 25 y 15 años eran posibles en el mercado de bonos del gobierno y en el mercado de bonos empresariales, respectivamente.

Conforme se fueron desarrollando las economías dentro de los mercados emergentes, también lo hicieron los mercados de capitales locales. Donde existen tales mercados, los promotores de proyectos deben considerar con cuidado conseguir por lo menos una parte de los fondos necesarios en esos mercados.

## **Esquemas, Formas de Financiamiento.**

### **Fundamentos.**

Se decidió recurrir a la inversión privada en la construcción de este proyecto con el fin de obtener los recursos necesarios para la expansión del sistema, ya que las restricciones de endeudamiento del gobierno y de la CFE no permitían que se realizarán con recursos propios; otro elemento importante que se consideró en este análisis fue la necesidad de mostrara la comunidad nacional e internacional la voluntad de apertura.

Una vez que se acordó la conveniencia de atraer inversión privada para el proyecto. Se analizaron las alternativas de financiamiento. Cada esquema analizado definía una distribución de riesgo entre la CFE y el inversionista privado.

## **Autorizaciones para la Ejecución del Proyecto.**

### **Secretaría de Energía.**

En el documento "Prospectiva 1996-2006, la Secretaría de energía incluye al proyecto de la central Hidroeléctrica Chicoasén como una obra necesaria para el abastecimiento eficiente de energía eléctrica.

### **Juntas de Gobierno de la Comisión Federal de Electricidad.**

En cuanto a las autorizaciones internas de la CFE derivadas de la ley del servicio público de Energía Eléctrica y de la ley federal de Entidades Paraestatales, el Director General presentó ante la junta de gobierno de la propia CFE, la solicitud para la realización del proyecto de la Central Hidroeléctrica Chicoasén siendo autorizado para realizar con recursos extrapresupuestales y a través de un fideicomiso constituido para este fin.

### **Secretaría de Hacienda y Crédito Público.**

Una vez que la secretaría de energía y la junta de gobierno aprobaron el proyecto, este se sometió a la consideración de la secretaría de hacienda para que emitiera su autorización y para que definiera el esquema fiscal. Siguiendo el proceso de autorizaciones de impacto diferido referente al gasto, se emitieron los siguientes acuerdos.

1. Oficio donde la unidad de inversiones y de Egresos de la SHCP, otorgo el dictamen favorable de flujo económico de recursos generados por el proyecto.
2. El oficio donde se solicita la opinión de la Dirección General de Crédito público sobre la realización del proyecto.
3. Oficio donde la Dirección General de Crédito público otorga su aprobación para llevar a cabo la licitación de cuatro centrales generadoras como proyectos CAT.
4. Oficio donde la Secretaría de Energía informa a la CFE que Dirección General de Crédito público otorga su opinión favorable preliminar para llevar a cabo las licitaciones.
5. Oficio de solicitud la Dirección General de Crédito público de la SHCP de la documentación necesaria para otorgar el periodo de multianualidad de pagos futuros.

### **Comisión Intersecretarial de Gasto-Financiamiento.**

Conforme a lo dispuesto por la ley del Presupuesto Contabilidad y Gasto Público Federal y por los acuerdos presidenciales por los que se creó y modificó la constitución de la Comisión Intersecretarial Gasto- Financiamiento, ésta como órgano competente sobre la materia, conoció de la solicitud de autorización presentada por el Director General de la CFE, mediante la cual expresó que la realización del proyecto Central Hidroeléctrica Chicoasén sería realizado mediante la utilización de recursos extrapresupuestales con objeto de evitar el otorgamiento de garantía a

cargo del gobierno Federal en favor de los acreedores que dieron el financiamiento correspondiente. La Comisión Intersecretarial Gasto Financiamiento emitió dos acuerdos, dando respuesta a la solicitud de la CFE. En dichos documentos se autorizó del proyecto, con base en el esquema CAT. También estableció que la CFE deberá vigilar en su momento que los recursos para cumplir con las obligaciones de pagos trimestrales estén contempladas en su presupuesto.

### **Compra-Venta de Empresas Públicas y Privadas.**

Se han sugerido varias estructuras de financiamiento públicas – privadas para proyectos de infraestructura. Estas estructuras difieren en la manera en que las entidades del sector público y del privado comparten las responsabilidades, los riesgos y las recompensas asociadas con los proyectos.

Para cada proyecto, el dictamen por lo que se refiere a la estructura de la sociedad más apropiada depende de las respuestas a las preguntas siguientes.

¿Quién será el responsable del diseño y la construcción del proyecto?

¿Quién aportará los fondos para la construcción?

¿Quién negociará el financiamiento?

¿Quién será el propietario legal de los activos del proyecto y por cuánto tiempo?

¿Quién operará el proyecto, y por cuánto tiempo?

¿Quién será el responsable de cada una de las fuentes de ingreso del proyecto?

En el caso de una instalación totalmente privada, la respuesta a todas estas preguntas sería: el desarrollado privado. Pero un proyecto de infraestructura pueden tener mezcla de responsabilidad pública y privada. Por ejemplo, una firma privada podría ser la responsable del diseño, la construcción, el financiamiento y la operación de todo el proyecto. El gobierno anfitrión no aportaría capital ni asumiría ninguna responsabilidad de generar ingresos. Pero no obstante de apropiaría de los activos del proyecto de inmediato después de la terminación y se haría cargo de la operación del proyecto, por ejemplo, 40 años después.

Existen por lo menos 10 modelos de sociedades públicas – privadas. Ocho implican responsabilidades significativas del socio privado de planeación, financiamiento y operación. Los modelos están representados en orden descendentes de acuerdo con la parte de responsabilidades del socio privado. La lista de modelos no es exhaustiva, sino que incluye las estructuras principales.

- ❖ Modelos de franquicia perpetua
- ❖ Modelo de construir – operar – transferir
- ❖ Modelo de construir – transferir – operar
- ❖ Modelo compra – construir – operar
- ❖ Modelo de arrendar – desarrollar – operar
- ❖ Adición de una ampliación
- ❖ Privatización temporal
- ❖ Desarrollo especulativo
- ❖ Captura del valor
- ❖ Modelo de uso – reembolso

# **CAPITULO VIII**

## **CONCLUSIONES**

## CONCLUSIONES

Chiapas es uno de los estados con mayor potencial económico por sus recursos naturales, en el se encuentra el río Grijalva siendo el curso acuático más importantes de la república mexicana. La comisión Federal de Electricidad ha realizado estudios encaminados a desarrollar todo el potencial hidroeléctrico para lograr el aprovechamiento integral "plan integral del Río Grijalva".

Se analizaron diversas alternativas para aprovechar el desnivel entre las presas la Angostura y Malpaso, obteniendo como resultado la construcción de un nuevo aprovechamiento hidráulico denominado Chicoasén, finalmente considerando las características hidrológicas, topográficas y económicas del sitio, se determino la construcción de una cuarta central hidroeléctrica denominada Peñitas.

Los resultados arrojados por la CFE permitieron la construcción de obras de gran envergadura como son las Centrales Hidroeléctricas Angostura, Chicoasén, Malpaso, y Peñitas, cada una cumpliendo con los diseños hidráulicos, hidrológicos y estructurales. Todas las cortinas de éste sistema de presas son de enrocamiento y están constituidas de un corazón de arcilla impermeable, además sus partes laterales están formadas de materiales graduados que en su conjunto constituyen la estructura de retención. Estas estructuras dan lugar a la formación de embalse de cada una de las presas para el control de avenidas máximas evitando con ello desastres naturales.

Para satisfacer el crecimiento de la demanda de la población se requiere de una planeación cuidadosa basada en criterios técnicos y económicos bien establecidos por ejemplo: determinar la capacidad a instalar para satisfacer las necesidades en los años futuros, definir la tecnología de nuevas plantas de generación, programar la entrada de operación de las nuevas plantas de generación para evitar deficiencias, determinar la localización de las nuevas instalaciones, operar de manera adecuada las presas y reforzando las ya existentes.

Ante la apertura económica que se lleva a cabo a nivel mundial la industria eléctrica mexicana enfrenta nuevos retos para seguir cumpliendo con su objetivo así como buscar el desarrollo tecnológico y manejar de una manera cuidadosa en relación al impacto ambiental buscar formas adecuadas de financiamiento etc. En este entorno, la planificación adecuada del sistema eléctrico adquiere mayor relevancia.

Actualmente para garantizar la demanda de energía eléctrica en el país, se construye la segunda etapa de la central hidroeléctrica Chicoasén. Esta ampliación considera el equipamiento de tres unidades generadoras, con lo cual no sólo se incrementará la capacidad instalada de 900 MW, sino que adicionalmente se elevara a 1300 GWH aproximadamente, que representa en el país la generación en las horas de mayor demanda.

## BIBLIOGRAFÍA

ESPINOZA N., LUIS. MAGAÑA Z. APARICIO M. "*Modelos de Avenidas del Río Grijalva*". Morelos, México. Instituto Mexicano de Tecnología del Agua, 1994.

GONZALEZ, PEDRO A. "*Los Ríos de Tabasco*" Consejo Editorial del Gobierno del Estado de Tabasco, México, 1981.

INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA, GEOGRAFÍA E INFORMÁTICA. "*Síntesis Geográfica, Nomenclátor y Anexo Cartográfico del Estado de Tabasco*" México, 1986.

SECRETARÍA DE RECURSOS HIDRAÚLICOS. "*Boletín Hidrológico No. 38, Regiones Hidrológicas No. 30 (Grijalva-Usumacinta), No. 31 (Yucatán Oeste), No. 32 (Yucatán Norte), No. 33 (Yucatán Este)*", tomos I, II y III, México, D. F., 1975.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD. "*Estadísticas por Entidad Federativa*", México, 1999.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD. "*Hidroeléctricas del Río Grijalva*", Chiapas.

SAPAG CHAIN, NASSIR Y REINALDO. "*Preparación y Evaluación de Proyectos*", Colombia, 1988.

GENERACIÓN 200. "*Comisión Federal de Electricidad*", México, Octubre 2000.

ABURTO VALDÉZ, RAFAEL. "*Los Costos en la Construcción*", Diplomado por Internet.

VARLET, HENRI. "*Usines de Derivacion*", Tomo II. Eyrolles, 1959.

DAVIS, CLAVIN Y SORENSEN. "*Handbook of Applied Hydraulics*". McGraw Hill, 1979.

U.S.B.R. "*Design of Small Dams*", 1973.

LELIAVSKY, SERGE. "*Design Textbooks in Civil Engineering*", ocho tomos. Chapman & Hall.

LEPS, THOMAS M. " *Flow Through Rockfill* " . Conferencia sobre presas, Universidad de California, 1975.

TIPPELTS-ABBETT-McCARTY-STRATON. " *Handbook of Dam Engineering* ", Alfred R. Golzé, editor, y Gordon R. Williams, Nueva York.

SÁNCHEZ B., J. L. Y CRUICKSHANK C. " *Contribución a la Hidráulica del Cierre de Cauces* ". Revista Ingeniería, 1983.

SANDOVER, JOHN A. " *Theories of Closure of Rockfill Dams* ", Journal of the Construction Division, Proceedings of the ASCE 8542, Nov. 1971.

THOMAS HENRY H. " *The Engineering of Large Dams* " John Wiley and Sons, 1979.

*II Congreso de Grandes Presas Q41*, Madrid, España, 1973.

COMMISSION INTERNATIONALE DES GRANDES BARRAGES. " *Maitrise de la Rivière Pendant la Construction du Barrage* ", Bulletin 48, 1984.