

9
2 ej^o

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA



**ANALISIS DEL FINANCIAMIENTO DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS
ZIMAPAN-AGUAMILPA Y PROPUESTA PARA AFRONTAR EL
ENDEUDAMIENTO ADQUIRIDO**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO CIVIL
P R E S E N T A
ARTURO ARGUELLES DIAZ GONZALEZ

MEXICO D. F.

1996

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-177/95

Señor
ARTURO ARGUELLES DIAZ GONZALEZ
Presente.

En atención a su solicitud me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor ING. CARLOS MANUEL CHAVARRI MALDONADO, que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de INGENIERO CIVIL.

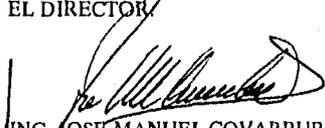
**"ANALISIS DEL FINANCIAMIENTO DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS
ZIMAPAN-AGUAMILPA Y PROPUESTA PARA AFRONTAR EL ENDEUDAMIENTO
ADQUIRIDO"**

- INTRODUCCION**
- I. EL SECTOR ENERGETICO EN MEXICO**
 - II. EL SECTOR ELECTRICO EN MEXICO**
 - III. PROYECTOS**
 - IV. ANALISIS FINANCIERO DE PROYECTOS**
 - V. SITUACION DEL PAQUETE FINANCIERO ORIGINAL**
 - VI. PROPUESTA PARA HACER FRENTE AL PAQUETE FINANCIERO ORIGINAL**
 - VII. CONCLUSIONES**

Ruego a usted 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 ESPIRITU"
Cd. Universitaria, a 10 de noviembre de 1995.
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS/GMP*nl

Agradecimientos

A Dios.

A mis padres, por el amor y la formación que me han dado.

A mi tío Jovito, por su amor, amistad y ejemplo de la vida que me dio.

A mis hermanos, Antonio, Diego y Raúl por el cariño que me han brindado y sobre todo por el ejemplo a seguir que han representado para mí.

A Inge, por su amor y apoyo.

A mis amigos, Fran, Eduardo, José Manuel y Chema por su amistad en todo momento.

Al Ing. Carlos Manuel Chavarri por su apoyo y consejos.

A Carlos, Carmen, Javier, Adrián y Siomi, por su apoyo y comprensión durante la carrera.

INDICE

	Página
INTRODUCCIÓN	1.
I. EL SECTOR ENERGÉTICO EN MÉXICO	9.
I. 1. Introducción.	9.
I. 2. Recursos Energéticos.	10.
I. 3. Oferta y Demanda de Energía.	11.
I. 4. Política nacional de energía y objetivos del sector.	13.
I. 5. Problemas del Sector Energético.	13.
II. EL SECTOR ELÉCTRICO EN MÉXICO	17.
II. 1. Organización y Regulación del Sector.	17.
II. 2. El Mercado de la Energía Eléctrica.	19.
II. 3. Desempeño Operacional.	24.
II. 4. Planeación del Sector Eléctrico.	24.
II. 5. Programa de Inversiones.	27.
II. 6. El Programa de Energía Nuclear Mexicano.	28.
II. 7. Fijación de Precios a la Electricidad.	31.
II. 8. Desempeño Financiero.	32.

	Página
II. 9. Subsidios gubernamentales y transferencia de efectivo.	34.
II.10. Convenio para la Rehabilitación Financiera (FRA).	35.
II.11. Pronostico Financiero.	37.
II.12. Metas del Banco y del País y Estrategia de Préstamos del Sector.	39.
II.13. Prácticas de Adquisiciones de la CFE.	41.
II.14. Participación del Banco en el Sector.	41.
III. PROYECTOS	43.
III. 1. Origen del Proyecto.	43.
III. 2. Objetivos y Estrategia al largo plazo.	43.
III. 3. Descripción del Proyecto.	44.
IV. ANÁLISIS FINANCIERO DE LOS PROYECTOS	47.
IV. 1. Costo Estimado.	47.
IV. 2. Plan de Financiamiento.	49.
IV. 3. Disposiciones legales.	50.
IV. 4. Implantación del Proyecto.	50.
IV. 5. Adquisiciones.	53.

	Página
IV. 6. Desembolsos.	56.
IV. 7. Auditoría.	57.
IV. 8. Aspectos Ambientales y Sociales.	58.
IV. 9. Seguridad e Inspección de la Presa.	60.
IV.10. Indicadores del Desempeño Técnico y Financiero.	60.
IV.11. Riesgos.	61.
IV.12. Justificación Económica.	62.
IV.13. Convenios Efectuados y Recomendación.	64.
V. SITUACIÓN DEL PAQUETE FINANCIERO ORIGINAL	66.
V. 1. Costo del Proyecto.	66.
V. 2. Proyecto Aguamilpa.	67.
V.2.1. Costo del proyecto.	
V.2.2. Origen de las principales diferencias en costo.	67.
V.2.3. Financiamiento.	71.
V.2.4. Operación del proyecto.	71.

	Página
V. 3. Proyecto Zimapán.	73.
V.3.1. Costo del proyecto.	73.
V.3.2. Origen de las principales diferencias en costo.	74.
V.3.3. Financiamiento.	78.
V.3.4. Operación del proyecto.	78.
VI. PROPUESTA PARA HACER FRENTE AL PAQUETE FINANCIERO ORIGINAL	80.
VI. 1. Introducción.	80.
VI.1.1. ¿Qué es la bursatilización?	80.
VI.1.2. Porqué bursatllizar activos.	80.
VI.1.3. Experiencia de bursatilización en México.	82.
VI.1.4. Identificación de activos apropiados.	84.
VI.1.5. Pasos a seguir en la bursatilización de activos.	85.
VI. 2. Participantes y Funciones.	87.
VI.2.1. Esquema de Funciones y Participantes.	87.
VI.2.2. Estructuras más comunes para la emisión de deuda.	89.
VI.2.3. Asesor Legal.	91.
VI.2.4. Estructura de los Fidelcomisos.	91.

	Página
VI. 3. Posibles Protecciones a la Estructura.	92.
VI. 4. Propuesta para afrontar la deuda adquirida por medio de una emisión.	101.
VI.4.1. Justificación para la emisión del bono.	101.
VI.4.2. Prospecto para la emisión del bono.	104.
VII. CONCLUSIONES	117.
VII. 1. Éxito del Programa.	117.
VII. 2. Experiencia y Resultados del Proyecto.	119.
VII. 3. Construcción.	120.
VII. 4. Operación.	121.
VII. 5. Opinión sobre el desempeño de NAFIN en la Implantación del Proyecto.	121.
VII. 6. Opinión sobre el desempeño del Banco Mundial.	122.
VII. 7. Opinión sobre el desempeño de la CFE.	124.
VII. 8. Opinión sobre el desempeño de otras entidades directa o indirectamente involucradas.	125.

	Página
VII. 9. Proyecto Aguamilpa.	127.
VII. 9.1. Diseño original y cambios introducidos durante la construcción.	127.
VII. 9.2. Ejecución del proyecto y problemas encontrados.	129.
VII.10. Proyecto Zimapán.	129.
VII.10.1. Diseño original y cambios introducidos durante la construcción.	129.
VII.10.2. Ejecución del proyecto y problemas encontrados.	130.
VII.11. Operación Futura.	131.
anexos	133.
Bibliografía	182.

INTRODUCCIÓN

El propósito fundamental de este trabajo es el demostrar de que manera se pueden utilizar recursos de terceras partes (bancos, organismos internacionales, iniciativa privada, bursatilización, etc.) para desarrollar importantes proyectos de infraestructura que tanta falta hacen en el país.

Hasta hace pocos años, el gobierno había venido financiado con recursos propios, la mayoría de las obras de infraestructura realizadas en el país. Lo anterior condujo a dos grandes problemas; el primero, es que el número de obras realizadas se ha visto reducido a la capacidad financiera del gobierno, lo que ha traído consigo un atraso en infraestructura; el segundo, es el exceso de endeudamiento que adquieren la mayoría de las empresas propiedad del gobierno al realizar políticas como las antes mencionadas. Por lo tanto, el financiamiento sano y organizado representa una alternativa muy interesante.

Bajo el contexto de globalización mundial que se está viviendo en el mundo y especialmente en aquellos países denominados emergentes como es el caso de México, la inversión y realización constante de grandes obras de infraestructura juega un papel muy importante en la economía del país. La experiencia que se ha podido observar en otros países donde se he mantenido una constante e importante realización de obras de infraestructura es que esto ayuda al crecimiento económico sano, constante y por periodos largos en el país, además

de las enormes ventajas en diferentes sectores de la economía que se le pueden atribuir en el corto, mediano y largo plazo a obras como éstas.

La tesis se enfocará en un principio a describir el financiamiento que otorgó el Banco Mundial al Gobierno Mexicano para la realización de dos importantes proyectos hidroeléctricos como lo son Aguamilpa y Zimapán. A continuación se hace una descripción de lo que es actualmente el sector energético y el sector eléctrico en nuestro país y el impacto que tendrán estas obras en estos sectores. Después se presenta un estudio más detallado de lo que representa cada proyecto, las metas y planes que se tienen para su realización, y las condiciones a las que se llegaron con el Banco Mundial para poder hacerse acreedores del crédito. Finalmente, se presenta el panorama financiero actual una vez que se han terminado las obras y se presenta una propuesta para aligerar la deuda del gobierno mediante la bursatilización de parte de su deuda. Este programa consiste básicamente en crear un fideicomiso, realizar emisiones de deuda con garantía del gobierno y así poder llevar deuda de corto a largo plazo permitiendo tener finanzas más sanas y continuar con proyectos similares adicionales.

Por último, cabe hacer dos aclaraciones antes de comenzar el trabajo; la primera se refiere a los nombres de las principales Secretarías de Estado y Dependencias que se utilizan durante la mayoría de la investigación. Aunque la finalización de los proyectos fue hasta hace menos de dos años, gran parte de la tesis trata del financiamiento otorgado. Dicho financiamiento se dio durante el sexenio pasado y pensé que sería más claro mantener los nombres y la estructura gubernamental que existía en aquella época. La segunda aclaración corresponde a las unidades y mediciones utilizadas. A forma de otorgar un patrón de referencia homogéneo durante todo el trabajo, se presenta a continuación una tabla que aclare mejor los dos puntos antes mencionadas.

Tipo Cambiario

US\$ 1.00 = 2326.00 pesos
(Tipo de cambio al 15 de Marzo de 1989)

Unidades y Mediciones

ton (T)	=	tonelada métrica	=	1000kg
Tcal	=	teracalorías	=	98.04 TOE = 10^{12} calorías
TOE	=	toneladas de petróleo equivalente	=	0.0102 Tcal
kW	=	kilowats	=	10^3 wats
MW	=	megawats	=	10^3 kW
GW	=	gigawats	=	10^3 MW
kWh	=	kilowats hora	=	10^3 wats hora
Mwh	=	megawats hora	=	10^3 kWh
Gwh	=	gigawats hora	=	10^6 kWh
Twh	=	terawats hora	=	10^9 kWh
kv	=	kilovoltios	=	10^3 voltios
MVA	=	megavoltios ampere	=	10^6 voltios-ampere
bbd	=	barriles por día		

Secretarías y Dependencias Gubernamentales

CFE	=	Comisión Federal de Electricidad
CLFC	=	Compañía de Luz y Fuerza del Centro
FRA	=	Financial Rehabilitation Agreement (Entre Gobierno y CFE)
IDB	=	Inter-American Development Bank
INAH	=	Instituto Nacional de Antropología e Historia
NAFIN	=	Nacional Financiera, S.N.C.
PEMEX	=	Petróleos Mexicanos
SARH	=	Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos
SEDUE	=	Secretaría de Desarrollo Urbano y Ecología
SEMIP	=	Secretaría de Energía , Minas e Industria Paraestatal
SHCP	=	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SRA	=	Secretaría de Reforma Agraria
SPP	=	Secretaría de Programación y Presupuesto

Año Fiscal

Enero 1 - Diciembre 31

Resumen de préstamo y proyecto.

Prestatario: Nacional Financiera, S.N.C. (NAFIN)

Aval: El Gobierno de México

Beneficiario: Comisión Federal de Electricidad (CFE)

Monto: El equivalente a US\$460.0 millones

Plazos: Reembolso en 17 años, incluyendo cinco años de gracia a tasa de interés variable estándar.

Plazos para

Représtamo: El producto del préstamo sería vuelto a prestar por NAFIN a la CFE en los plazos y condiciones que incluiría, (i) el subpréstamo estaría denominado en dólares estadounidenses, (ii) los plazos y las condiciones para el représtamo serían los mismos que para el préstamo bancario y (iii) NAFIN cobraría una tarifa equivalente al 10% de los intereses cobrados por el Banco Mundial. Los riesgos del tipo de cambio del dólar estadounidense contra el peso mexicano y la tasa de interés sería cubierto por la CFE y NAFIN cubriría el riesgo del dólar estadounidense contra la canasta de monedas.

Objetivos del proyecto.

El proyecto ayudaría a lograr los objetivos del sector, o sea: (a) promover el uso eficiente de la electricidad a través de políticas realistas de fijación de precios, conservar la energía y mejorar las operaciones del sector; (b) diversificar fuentes de generación de poder de la generación actualmente basada principalmente en el petróleo; (c) fortalecer la condición financiera de la CFE instrumentando un Convenio de Rehabilitación Financiera; (d) hacer la electricidad disponible para un número cada vez mayor de consumidores y (e) mejorar la capacidad de la CFE para manejar aspectos sociales y ambientales de los proyectos de fuerza hidroeléctrica.

El préstamo ayudaría al Gobierno y a la CFE a cumplir con las necesidades de financiamiento suministrándoles fondos para cubrir aproximadamente 32% del costo de las Plantas de Energía Hidroeléctrica de Aguamilpa y Zimapán.

Descripción del Proyecto.

(a) Construcción de las Plantas de Energía Hidroeléctrica de Aguamilpa de 960 MW (66.7% del costo total) y de Zimapán de 280 MW (32.5%), incluyendo la reubicación de la población afectada; (b) desarrollo de un programa social y ambiental diseñado para fortalecer la capacidad de la CFE para construir y operar proyectos hidroeléctricos con la debida consideración para las personas afectadas y el medio ambiente (0.3%); (c) ejecución de estudios sobre

conservación de energía y su uso eficiente, cogeneración y optimización de la operación del sistema de fuerza de la CFE (0.4%) y (d) estudios sobre la administración y sobre las tarifas de electricidad (0.1%).

Riesgos del Proyecto: Los Proyectos de Aguamilpa y de Zimapán incluyen obras civiles importantes que implican un grado de riesgo físico en su ejecución. El riesgo, sin embargo, no sería mayor que el de otros proyectos realizados en el pasado con éxito por parte de la CFE. Una extensa exploración geológica ha sido llevada a cabo para minimizar el elemento de riesgo principal.

Otro importante riesgo se deriva de las tarifas eléctricas, las cuales si no se ponen a los niveles requeridos para permitir la recuperación financiera de la CFE existe el riesgo de una escasez de fondos para realizar el proyecto. Este riesgo se mitiga por el compromiso del Gobierno y de la CFE para llevar a cabo un Convenio de Rehabilitación Financiera apoyado por el Banco Mundial. Cabe señalar que este plan ya se está instrumentando y se han realizado acciones prioritarias.

Costo Estimado del Proyecto:

Costo Estimado del Proyecto (Millones de USD)						
				Local	Foraneo	Total
Proyecto Aguamilpa				399.70	266.60	666.30
Proyecto Zimapan				187.00	124.70	311.70
Programa Social y de Medio Ambiente				2.00	1.40	3.40
Estudios Energéticos y de Administración				3.20	2.10	5.30
Costo Base Total				591.90	394.80	986.70
Contingencia Fisca				94.20	62.80	157.00
Contingencia de Precios				85.90	57.20	143.10
COSTO TOTAL DEL PROYECTO				772.00	514.80	1286.80
Intereses durante la construcción				0.00	153.20	153.20
TOTAL DE REQUERIMIENTOS FINANCIEROS				772.00	668.00	1440.00
PLAN DE FINANCIAMIENTO:						
Recursos de la CFE				590.00	143.00	733.00
Contribución Gubernamental				100.00	0.00	100.00
Contribución del Banco Mundial				82.00	378.00	460.00
Otros préstamos				0.00	147.00	147.00
FINANCIAMIENTO TOTAL				772.00	668.00	1440.00

I. EL SECTOR ENERGÉTICO EN MÉXICO

I.1. Introducción.

Dos temas dominaron el desempeño de la economía mexicana en la década de los ochenta: la carga de una deuda masiva que requiere la adquisición de ganancias comerciales importantes para poder servirla y reducir su peso relativo con el tiempo, y el problema cada vez mayor de contener la inflación originada en gran parte por déficits fiscales. La estrategia económica actual del Gobierno atiende estos dos problemas a través de un programa de reformas estructurales dirigidas a abrir la economía a la competencia externa, limitando el papel del Estado en los sectores productivos y promoviendo el desarrollo de exportaciones no tradicionales. Además, el programa de estabilización que se estableció en noviembre de 1987 buscó reducir grandemente la inflación atendiendo el problema fiscal mediante la medida, entre otras, de elevar los precios de los bienes y servicios que proveen las empresas públicas y siguiendo la política fiscal y monetaria restrictiva e implantar controles a corto plazo de salarios y de precios.

En este contexto, las políticas del sector energético juegan un papel muy importante. Además de la relevancia de las exportaciones petroleras como fuente de divisas extranjeras, hay grandes problemas en cuanto al tamaño de los subsidios que el sector eléctrico ha estado recibiendo del Gobierno Federal, las distorsiones para asignación de recursos ocasionada por los

precios del combustible subsidiados y las tarifas de electricidad, y los costos a la economía de las políticas de inversiones y adquisiciones en el sector eléctrico que no se basaron en consideraciones económicas. El Gobierno Mexicano ha empezado a atender estos problemas de la siguiente manera: los precios de los combustibles han sido elevados en términos reales, las adquisiciones por empresas del sector público se han ido abriendo a competencia externa y bajo el proyecto propuesto, las tarifas de electricidad serían elevadas y los programas de inversión se basarían en criterios económicos.

I.2. Recursos Energéticos.

México está dotado de recursos energéticos substanciales y diversos, renovables y no renovables. Sus principales recursos son hidrocarburos, con reservas de 55 billones de barriles de petróleo crudo (aproximadamente 61 años de reserva a la tasa promedio de producción de 1986 equivalente a 2.5 millones de barriles diarios) y 76 trillones de pies cúbicos de gas natural y líquidos de gas (equivalente a 13.5 billones de barriles de petróleo crudo). Las reservas de carbón descubiertas hasta ahora suman 643 millones de toneladas (equivalente a 3.2 billones de barriles de petróleo crudo). Este carbón no es apropiado para cocinar y se usa principalmente en la generación de electricidad. Las reservas de uranio conocidas son 14,500 T pero las reservas totales probablemente sean mucho mayores.

De los recursos energéticos renovables, el más importante es el de la hidroeléctrica. Un estudio reciente identificó 554 sitios con producción teórica de 150 TWh/año, de los cuales aproximadamente 80 TWh/año (igual a la producción de energía eléctrica de México en 1984) son técnicamente posibles, equivalente a 22,000 MW de los cuales en la actualidad se encuentra el 35% instalado. Aproximadamente 400 zonas geotérmicas tienen potencial para la instalación de 3,900 MW en plantas térmicas. En la actualidad sólo 18% ha sido instalado. Los recursos potenciales no convencionales tales como energía solar y de biomasa no contribuirían de manera significativa a la producción energética del país en el mediano plazo.

1.3. Oferta y Demanda de Energía.

En 1988, la producción de energía bruta de México fue de 2,038 mil Tcal (equivalente a 200 millones de TOE) de las cuales casi 91% fue producción de hidrocarburos. El consumo interno de energía bruta fue de 1,245 mil Tcal o 1.4 TOE per capita. (1) El balance de energía para 1988 se muestra en el siguiente cuadro, y la evolución del suministro y consumo de energía puede consultarse en el Anexo 2.1.0.

Balance Energético en México durante 1990

Balance Energético en México durante 1990				
			Miles de Tcal	Porcentaje
Fuentes Proveedoras de Energía				
Hidrocarburos			1830.90	89.90
Biomasa (Madera y Bagasa)			101.40	5.00
Hidroenergía			62.70	3.10
Carbón			38.50	1.90
Energía Geotérmica			12.50	0.60
Importaciones y Variaciones			-7.70	-0.40
PROVISIÓN TOTAL			2038.30	100.00

Consumo Energético				
Distribución Interna:				
Sector Industrial			292.70	14.40
Transporte			269.60	13.10
Residencial y Comercial			178.60	8.80
Sector Eléctrico			169.90	8.30
Otros Usos			106.00	5.20
Consumo del Sector Energético y Pérdidas			227.90	11.20
Total de Consumo Interno			1244.70	61.10
Exportaciones			793.60	38.90
USO TOTAL			2038.30	100.00

I.4. Política nacional de energía y objetivos del sector.

El Programa Nacional de Energía, fue preparado por la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (SEMIP) y fue aprobado por el Gobierno en agosto de 1984 como parte del Plan Nacional de Desarrollo.

Este documento presentó un análisis de la importancia del sector energético en el desarrollo del país, sus principales problemas, objetivos generales, metas y estrategias a mediano plazo (1984-88) y a largo plazo (hasta el año 2000). Los objetivos más amplios del sector son: (i) satisfacer la demanda global de energía incluyendo la exportación de hidrocarburos, (ii) conservar la energía, particularmente en las industrias paraestatales con énfasis en medidas sencillas, económicas para reducir el uso irracional de energía, (iii) diversificar la energía para alejarse de la actual sobre dependencia en hidrocarburos y hacia un mayor uso de energías primarias alternativas tales como la hidroeléctrica y (iv) mejorar la situación financiera de las empresas del sector para lograr una recuperación total de costos. En su momento, prácticamente todas las metas que se establecieron para el periodo 1984-86 fueron alcanzadas.

I.5. Problemas del Sector Energético.

Un gran problema del sector es el alto consumo de energía por unidad de producción lo que ha causado un alto crecimiento en el consumo de energía.

El consumo de energía bruta en el país ha crecido a una tasa anual promedio de 9% durante 1972-82; si bien esta alta tasa fue debido en parte a las altas tasas de crecimiento económico y urbanización y a la transformación de la estructura industrial de México hacia industrias con mayor uso de energía, también refleja un uso ineficiente de energía favorecido por precios muy bajos y falta de programa de conservación. Los esfuerzos por conservar energía a partir de 1982 han producido ahorros de energía en 1987 equivalentes a 115,000 barriles de petróleo por día (bbd) y 40,000 bbd adicionales por la reducción de la quema de gas. Debido a estos ahorros, así como al estancamiento económico, el consumo de energía en el periodo 1986-1992 se elevó muy poco.

Un segundo problema es la gran dependencia en los recursos no renovables, debido en parte a una política de precios muy inclinada hacia los hidrocarburos, en donde su participación en el consumo interno de energía primaria en 1988 fue de 83% (Anexo 2.1.0). Un potencial importante para la diversificación está en la generación de energía a través del desarrollo de generación nuclear, geotérmica, por carbón o hidroeléctrica. Cabe mencionar que la meta del Gobierno para el año 2000 incluye reducir la participación de los hidrocarburos en un 70%.

Un tercer problema del sector es la pobre situación financiera de sus empresas. El Gobierno está atacando este problema mediante una política de precios que toma en cuenta precios frontera, costos de producción, estructuras de precio relativo y prioridades de desarrollo. Mucho se ha logrado hasta el momento, particularmente en lo concerniente a los precios

de los productos del petróleo, en el periodo 1986-1990 éstos han aumentado en términos reales: 127% para gas natural, 128% para el petróleo residual, 83% para LPG y 61% para diesel. A fines de febrero de 1989, los precios nacionales para casi todos los productos del petróleo se encontraban muy por encima de los precios internacionales (precios frontera), excepto el aceite combustible, LPG y gasolina cuyos precios nacionales no obstante sus recientes aumentos se sitúan aproximadamente a 88%, 39% y 83% de sus precios frontera (Anexo 2.1.1).

Es importante señalar que el aceite combustible es un elemento de costo importante en el precio de la electricidad lo cual en sí necesita ser más elevado para recuperar el costo del suministro eléctrico. El Banco Mundial apoya la política del Gobierno Mexicano para corregir las distorsiones en los precios subsistentes.

Durante las negociaciones, el Gobierno convino que la SEMIP ejecutara con la ayuda de asesores bajo un programa y términos de referencia aceptables para el Banco Mundial, un "Programa para Promover la Conservación de Energía y Uso Eficiente de la Energía en México", y un "Estudio de Cogeneración." Estos dos estudios son relevantes en el contexto de la conservación de energía y diversificación deseada por el Gobierno. Los términos de referencia finales fueron presentados al Banco Mundial el 30 de septiembre de 1989, terminados el 30 de septiembre de 1991 y los puntos de vista, conclusiones y recomendaciones de dichos estudios fueron intercambiados con el Banco Mundial el 31 de diciembre de 1991.

Además se lograron convenios con la Comisión Federal de Electricidad (CFE) sobre los siguientes temas: (i) cambios apropiados en el nivel y estructura de las tarifas de electricidad y (ii) ejecución de estudios relacionados con el sector eléctrico, incluyendo reducción de las pérdidas de electricidad.

II. EL SECTOR ELÉCTRICO EN MÉXICO

II.1. Organización y Regulación del Sector.

El servicio eléctrico en México está bajo la responsabilidad de una compañía de servicio público: la Comisión Federal de Electricidad (CFE), en funcionamiento desde 1937. Ellos tienen la concesión de generar, transmitir y distribuir la electricidad a nivel nacional excepto la distribución en el área de la Ciudad de México y sus alrededores que son servidos por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (CLFC), una empresa que solía ser privada y que ahora pertenece en su totalidad a la CFE. CFE está bajo la jurisdicción de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (SEMIP) que supervisa las actividades relacionadas con la generación de energía. La Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) regula los precios de la electricidad y las operaciones financieras de las empresas paraestatales en tanto la Secretaría de Programación y Presupuesto (SPP) supervisa el presupuesto y regula la contratación y las adquisiciones del sector. Por último, la Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos (SARH) se ocupa de la regulación de los recursos hidráulicos.

Como establece la Ley General del Servicio Eléctrico, modificada en diciembre de 1983, la CFE tiene una Junta de Gobierno como unidad gobernante en su estructura orgánica con responsabilidad corporativa global para asuntos de la compañía. Su Presidente es el Secretario de Energía,

Minas e Industria Paraestatal (SEMIP) y sus otros miembros son los Secretarios de Hacienda y Crédito Público (SHCP), Agricultura y Recursos Hidráulicos (SARH), Comercio y Fomento Industrial (SECOFI) y Programación y Presupuesto (SPP), el Director General de Petróleos Mexicanos (PEMEX) y tres representantes sindicales. Un Consejo Supervisor tiene tres miembros que representan el Contralor Federal, SEMIP y el Consejo Administrativo. El Director General es el DIRECTOR EJECUTIVO de la Compañía. Los Directores de Construcción, Operaciones y Administración reportan directamente a él al igual que los jefes de departamentos de Contabilidad, Finanzas y Jurídico. El Anexo 2.2.1 presenta un organigrama.

Las actividades de distribución de la CFE son llevadas al cabo por 14 oficinas regionales con un grado limitado de autonomía. Un total de aproximadamente 123,000 personas trabajan en el sector eléctrico, de las cuales 92,000 pertenecen a la CFE y 31,000 a la CLFC. De el total de empleados en el sector, aproximadamente 78,000 pertenecen al sistema eléctrico, 29,000 son trabajadores temporales de la fuerza de construcción y 16,000 son trabajadores contingentes para el mantenimiento de las plantas eléctricas y las instalaciones de transmisión y distribución.

Estudios realizados por el Gobierno y la CFE han identificado algunas áreas donde se requieren los esfuerzos de construcción institucional (mayor grado de autonomía para las oficinas regionales, exceso de personal en algunas áreas, mejorías en contabilidad y administración de inventarios), sin embargo, el gran tamaño y complejidad de la CFE amerita un estudio

administrativo independiente. Por lo tanto, el préstamo bancario propuesto financiará evaluar adecuadamente las áreas que pueden requerir fortalecimiento y desarrollar un programa para lograrlo. En las negociaciones, la CFE convino: (i) realizar un Estudio Administrativo con la ayuda de asesores aprobados por el Banco Mundial, cumpliendo con un programa y los términos de referencia aceptables para el Banco Mundial; lo cual fue presentado el 30 de septiembre de 1989, (ii) los estudios se concluyeron el 30 de junio de 1991 (iii) y el 31 de diciembre de 1991 se intercambiaron puntos de vista con el Banco Mundial sobre las conclusiones y recomendaciones del estudio. Se otorgó un plan para implantar las recomendaciones incluyendo un itinerario para la implantación de acciones el cual fue aprobado en su momento por el Gobierno y el Banco Mundial, e (iv) implantar el plan de acción en apego a dicho itinerario. En el Anexo 2.2.0 se da una descripción más detallada de la CFE.

II.2. El Mercado de la Energía Eléctrica.

En 1988, la capacidad instalada total para el servicio público era de 23,921 MW, de los cuales 32% eran plantas hidroeléctricas (ver Anexos 2.3.1 y 2.3.2). Además había 2,290 MW de capacidad cautiva, sobre todo técnica. En el siguiente cuadro es posible observar una vista global del sector eléctrico histórico (1981 y 1988) y proyectado (1994) en México.

Principales Cifras sobre la Generación y Demanda de Energía en México

	1981	1988	1994 (estimada)
Capacidad Instalada (GW)			
Hidroplantas	6.60	7.70	8.10
Plantas de gas y aceite	10.30	14.30	18.20
Plantas de carbón	0.30	1.20	1.90
Plantas geotérmicas	0.20	0.70	1.00
Plantas nucleares	0.00	0.00	0.70
Capacidad instalada total	17.40	23.90	27.90
Demanda Máxima Neta (GW)	11.80	16.10	20.80
Generación Bruta (TWh)			
Hidroplantas	24.40	20.80	25.80
Plantas de gas y aceite	42.80	69.70	85.30
Plantas de carbón	0.00	7.20	9.80
Plantas geotérmicas	1.00	4.40	8.40
Plantas nucleares	0.00	0.00	3.40
Generación Bruta Total	68.20	102.10	130.70
Venta de Energía (TWh)	57.50	83.90	108.00
Pérdida de energía neta (%)	13.00	13.60	13.00
Número de Consumidores (millones)	10.40	14.40	15.80
Población servida (%)	80.00	86.00	88.00

En 1988, la producción bruta de electricidad fue de 1,174 kWh per capita. De las ventas totales de 83.9 TWh, 56% fueron consumidos por el sector industrial, 20% por el sector residencial, 9% por el sector comercial, 8% en

actividades agrícolas, 5% por instituciones públicas y 2% para exportaciones a los E.U.A. Aproximadamente 86% de la población mexicana tiene acceso a la electricidad, el acceso de la población urbana es de 94%, y rural del 67%. Un programa de electrificación rural, iniciado en México hace más de 30 años, tuvo como objetivo aumentar el acceso a 75% para el año 1995 el cual fue alcanzado satisfactoriamente.

Las pérdidas de energía son del 13.6% con respecto a la generación neta, lo cual hace pensar que puede mejorarse. Un estudio de optimización del funcionamiento del sistema de energía eléctrica de la CFE, que sería ejecutado como parte de este proyecto, analizará los medios para mejorar la eficiencia global del sistema, incluyendo pérdidas de transmisión, distribución y utilización de plantas. Durante las negociaciones, la CFE convino (i) realizar un estudio para mejorar la operación del sistema de energía eléctrica de la CFE, incluyendo un análisis de criterio de diseño, prácticas operacionales y eficiencia de las instalaciones de distribución y transmisión bajo los términos de referencia que debieron convenirse con el Banco Mundial a más tardar el 30 de septiembre de 1989, (ii) terminar dicho estudio para el 30 de junio de 1991 (iii) intercambiar puntos de vista con el Banco sobre las conclusiones y recomendaciones de dicho estudio a más tardar el 31 de diciembre de 1991, (iv) dar al Banco Mundial un plan de acción satisfactorio entre el Gobierno y el Banco a fin de implementar dichas recomendaciones, incluyendo un itinerario de implantación y (v) implementar dicho plan de acción en apego con dicho itinerario.

El sector eléctrico es un usuario importante de hidrocarburos, en 1988 un equivalente de 170 mil Tcal fueron utilizadas para la generación eléctrica equivalente a 8.3% del consumo interno bruto total. Según estimaciones recientes, en 1992, 190 mil Tcal fueron utilizadas para la generación de electricidad térmica (8.5%) y en 1997, serán 264 mil Tcal (10%). En 1988, el petróleo residual representó 77% de la producción total de la generación térmica de la CFE, el gas 15% y el carbón 8%. Para el futuro, la CFE considerará la posibilidad de generalizar el uso de gas como combustible térmico, decisión que dependerá de las políticas del Gobierno para la explotación y usos del gas natural. El programa de la CFE para la diversificación de los recursos energéticos será llevado a cabo mediante la instalación de 2,860 MW (de los cuales 1,240 MW serán financiados por el préstamo bancario) en hidroplantas durante el periodo 1989-1997, 418 MW en plantas geotérmicas, 1,308 MW en una planta nuclear (Laguna Verde, cuya primera unidad (654 MW) se comisionó en 1989), 2,100 MW en plantas de carbón doméstico y 4,150 MW en plantas térmicas de combustible doble (petróleo y carbón). Para aumentar la diversificación, el Gobierno ha confiado a la CFE la búsqueda de carbón ya que este tipo de combustible será utilizado principalmente para la generación de electricidad, la explotación de carbón es efectuada por una empresa semipública (Minera Carbonífera Río Escondido, S.A. MICARE), de la cual la CFE es accionista.

En el periodo 1976-1988, la generación bruta de energía eléctrica aumentó a una tasa promedio de 7.1% p.a. La proyección actual de demanda preparada por la CFE pronostica una tasa global de crecimiento para la

generación bruta de 6.5% p.a. para el periodo 1988-1998. Toma en cuenta un aumento en el consumo de los consumidores actuales (aproximadamente 4.0%) y la conexión de nuevos servicios incluyendo importantes cargas industriales ya solicitadas a la CFE. Esta proyección, que es el resultado de la agregación de pronósticos de demanda local, fue verificado por la CFE utilizando modelos econométricos que correlacionan el consumo de electricidad con indicadores macroeconómicos (PIB, inversión pública bruta y población). Los estimados econométricos demuestran que la demanda no responde a los cambios de precio, sin embargo, puesto que los cambios en el precio real contemplados son significativos, será necesario vigilar muy de cerca la evolución de la demanda para verificar que las decisiones de inversión se basan en estimaciones realistas. Además, en vista de las muchas preguntas abiertas con respecto al crecimiento económico de México a futuro, el pronóstico de la demanda energética de la CFE es sujeto de incertidumbre considerable, sin embargo, como parte significativa de la expansión de generación que experimentará la CFE en los próximos años se buscará desarrollar plantas térmicas estandarizadas que requerirían periodos relativamente breves de construcción. Ajustes futuros a diferentes crecimientos de la demanda se realizarían de manera relativamente sencilla.

La CFE presentó un Programa de Inversión a Diez Años el cual dadas las proyecciones de demanda también será revisado periódicamente. El Anexo 2.3.0 presenta detalles sobre el Mercado Mexicano de la Energía.

II.3. Desempeño Operacional.

Durante sus 50 años de existencia, la CFE ha extendido el servicio de electricidad por todo el territorio llegando a altas tasas de electrificación. La CFE tiene el personal que realice eficientemente la planeación, diseño, construcción y operación del sistema eléctrico. El número de usuarios por empleado en operación es de 183, lo que representa el promedio más alto para los países de Latinoamérica. Durante la década de los ochenta, debido a limitaciones financieras, la CFE se vio obligada a limitar las inversiones y reducir los gastos en el mantenimiento de las plantas eléctricas, como resultado, las instalaciones existentes estaban sobrecargadas, disminuyendo la disponibilidad de las plantas térmicas a 65% en 1985. Sin embargo, un programa de rehabilitación mejoró su desempeño (en 1988, la disponibilidad fue de 76%) y las metas eran lograr niveles industriales internacionales (más de 77%) para 1994 (ver Anexo 2.3.4).

II.4. Planeación del Sector Eléctrico.

El Plan de Desarrollo Nacional, aprobado por el Gobierno en agosto de 1984 estableció objetivos globales, políticas, estrategias y metas. A partir de 1962, la CFE prepara y actualiza anualmente un Plan de Inversión a Diez Años detallado para el Sector Eléctrico (Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico - POISE), que es aprobado por el Consejo Administrativo de la CFE obteniendo de esta manera la aprobación implícita

del Gobierno central. Considerando las condiciones macroeconómicas, la SPP y la SEMIP definen los topes de inversión para la CFE que en el pasado resultaron en programas de inversión que favorecieron la generación térmica (la opción que menos requiere capital) a costa de la hidroeléctrica.

Con la ayuda inicial de la Electricité de France, la CFE desarrolló modelos matemáticos para la optimización de decisiones en el programa de inversiones en el sistema de electricidad. El programa para la ampliación de la generación establecido por la CFE para 1989 y 1990 fue modificada para considerar un tope de inversiones impuesto por la SPP debido a limitaciones financieras. Luego de 1991 ninguna restricción financiera ha sido considerada. Por ese motivo, no todos los proyectos hidroeléctricos determinados por el programa del menor costo se iniciarían, más bien, durante 1989 y 1990 varios proyectos de generación basados en petróleo se iniciaron: Tuxpan (700 MW) y Lerdo (320 MW) que se basan en un programa de inversión al menor costo sujeto a una restricción financiera (que es análoga a suponer un costo de capital de mayor oportunidad). Si la restricción financiera no hubiera sido introducida, el programa de inversiones habría avanzado otros proyectos térmicos a base de hidroeléctrica y doble combustible (petróleo y carbón) que requieren de mayor capital. Considerando la posición financiera propia de la CFE y la situación macroeconómica, que en el futuro próximo pide un esfuerzo fiscal constante para lograr las metas de estabilización del Gobierno, el programa de inversiones y los requerimientos financieros correspondientes son razonables.

El Gobierno y la CFE convinieron durante las negociaciones que la CFE:

(a) cada año, durante el desarrollo de este proyecto, realizará un análisis técnico y económico para actualizar las inversiones que se proponen se hagan en el sector eléctrico bajo el Plan de Inversiones a Diez Años y deberá al hacer dicho análisis (i) utilizar principios del menor costo, (ii) utilizar precios de exportación para los productos derivados del petróleo, (iii) considerar todos los costos ambientales y de reubicación relacionados al hacer dichas inversiones y (iv) tomar en cuenta las restricciones financieras de la CFE debido a las condiciones macroeconómicas. Cada Plan de Inversiones a Diez Años actualizado deberá incluir una proyección financiera actualizada para realizar el Plan y una justificación económica de un plan de financiamiento viable para las principales instalaciones que no hayan estado previamente incluidas en el Plan de Inversiones a Diez Años. La CFE revisará con el Banco cada Plan actualizado de manera expedita luego de que haya quedado terminado (b) ejecutará sólo las instalaciones incluidas en el Plan de Inversiones a Diez Años y (c) para el 1 de septiembre de cada año durante la implantación del Proyecto y a solicitud del Banco o del Gobierno, revisará con el Banco Mundial y el Gobierno el progreso del avance del Plan de Inversiones a Diez Años.

II.5. Programa de Inversiones.

El Plan de Inversiones a Diez Años propuesto para el sector eléctrico se basa en un programa de expansión de la generación que considera pronósticos actualizados de la demanda. Una inversión total equivalente a US\$29.6 billones (precios constantes de 1989) se propone para el periodo 1989-1997, durante el cual un total de 15,389 MW se agregarían al sistema a un costo unitario promedio de US\$1,923 por kW instalado para el sistema completo. El programa incluye 59% que se invertirá en generación, 21% en transmisión y 20% en distribución. Los costos unitarios empleados por la CFE para preparar el programa de inversiones están de acuerdo con los costos internacionales. Es digno de mencionarse que durante este periodo la planta nuclear de Laguna Verde (1,308 MW), cuya construcción inició en 1976, se terminará a un costo unitario esperado de cerca de los US\$2,400 (base 1988) por KW, excluyendo los cargos financieros. Destaca el hecho de que no se iniciará ningún otro desarrollo nuclear en la siguiente década.

El programa de inversiones propuesto es sano, ya que adecuadamente atiende objetivos del sector y toma en cuenta cuestiones tanto económicas como financieras. Si bien la asignación de 20% del programa de inversión a la distribución es mayor al 15% promedio invertido durante los cinco años previos, esta cifra sigue siendo baja sobre todo si se considera que la CFE intenta reducir las pérdidas de distribución de un 13.6% que se

encuentran actualmente a un 7%. Más asignaciones a distribución significaría mayor inversión de capital para la CFE que por el momento no es posible debido a la necesidad de mantener las inversiones del sector público bajas según el programa de estabilización actual. Una futura operación del Banco Mundial se enfocaría en ayudar a asignar más recursos a inversiones de transmisión y distribución y ayudaría a la CFE a realizar programas que mejoren la eficiencia y confiabilidad de la red de distribución, aumentando así la medición de todos los usuarios que ya están conectados directamente y al mismo tiempo acortando el periodo de facturación mediante la descentralización del proceso.

En las negociaciones, la CFE convino comisionar un estudio sobre la cogeneración en México. Este estudio deberá ser realizado por la SEMIP con ayuda de la CFE y considerará las posibilidades de utilizar para el servicio público parte de los 2,290 MW propiedad privada en México y posibles incentivos para nuevas inversiones en cogeneración como medio de reducción de las inversiones de la CFE en instalaciones de generación (ver Anexo 3.1.0).

II.6. El Programa de Energía Nuclear Mexicano.

La planta nuclear de Laguna Verde con dos unidades tasadas a 654 MW cada una se localiza a 70 km al noroeste de Veracruz en la costa del Golfo de México. Actualmente no se está considerando otra planta nuclear para la ampliación del sistema generador de poder. Si bien la construcción fue

decidida por el Gobierno y la ubicación fue seleccionada en 1970 con la ayuda de la Agencia Internacional para la Energía Atómica (IAEA), su construcción se inició hasta 1976. La primera unidad ya está terminada, el combustible nuclear fue cargado en octubre de 1988, alcanzó pruebas operacionales a 5% del electricidad en marzo de 1989, y fue programada para su operación comercial a 100% de su potencia en agosto de 1989. La construcción y operación comercial de la segunda unidad fue programada para 1992. La planta tiene un Reactor de Agua en Ebullición con un edificio de contención tipo Mark II, diseñado y construido para cumplir con los estándares de protección ambiental y de seguridad de la Comisión Reguladora de la Energía Nuclear Americana así como sus códigos y requisitos para conceder licencia incluyendo las modificaciones recomendadas como resultado del análisis realizado por el accidente de la planta nuclear de Three Mile Island así como los límites a la exposición radiactiva recomendados que establece la Comisión Internacional para la Protección contra la Radiación. La CFE ha presentado informes a la Comisión Nacional para la Seguridad y Protección (NCSS), capacitada por la ley para ejercer funciones reguladoras nucleares en México. En los pasados veinte años la CFE y la NCSS (o su equivalente previo) han podido desarrollar la mano de obra requerida para regular e implantar un proyecto de energía nuclear para cumplir con los estándares internacionales de calidad y seguridad, en la actualidad con sólo apoyo esencial de asesores y fabricantes.

Tres Equipos de Revisión de Análisis de Seguridad Operacional -- OSART, distribuidos por la IAEA a solicitud del Gobierno Mexicano (el más reciente

se efectuó en septiembre de 1987), han aconsejado a la CFE y a la CNSS medidas adicionales que deberán hacerse para poner en operación a la planta de Laguna Verde sin riesgos para la población o el medio ambiente. La CFE ha cumplido con las recomendaciones de OSART. Además, dos veces al año los inspectores de seguridad de la IAEA hacen el balance material del combustible nuclear según lo establecen los convenios de seguridad trilateral establecidos entre la IAEA, México y los proveedores nucleares. En cumplimiento con todas las medidas de seguridad nuclear requeridas por el Tratado de No Proliferación de Armamento Nuclear y el Tratado de Tlatelolco (Tratado para la Prohibición de las Armas Nucleares en América Latina), del cual México es parte, el combustible nuclear y los desechos radiactivos serán almacenados en el mismo sitio de la planta nuclear durante por lo menos 10 años. Mediante un programa ambiental que incluye dieciséis estaciones, un laboratorio y equipo apropiado, la CFE está haciendo vigilancia radiactiva del aire, agua, vida animal, vegetal y marina a partir de 1982 y seguirá haciéndolo durante la existencia de la planta nuclear y aún después. Ya existen dos planes de urgencia en Laguna Verde: el "Plan de Urgencia Interna" para mitigar los efectos de accidentes y proteger la salud y seguridad del personal de la planta nuclear y el "Plan de Urgencia Radiactiva Externa" diseñado para afrontar a nivel regional los efectos derivados de accidentes o incidentes en la planta que pudieran afectar la población o el ecosistema, incluyendo la evacuación de aproximadamente 17,000 personas que habitan en un radio de 16 kms en torno a la planta nuclear de Laguna Verde.

II.7. Fijación de Precios a la Electricidad.

A partir de principios de la década de los setenta, una cuestión importante que afronta el sector eléctrico mexicano ha sido la política gubernamental de subsidiar las tarifas de la electricidad. Los ingresos de la CFE en 1986 cubrían los costos de operación y dejaban margen positivo de 6.2% debido a costos del combustible que estaban subsidiados por el gobierno (establecidos a un nivel de aproximadamente 65% de precios internacionales). En esa ocasión se estimó que los subsidios del combustible más las contribuciones gubernamentales a la CFE sumaban aproximadamente 1.1% del PIB y por lo tanto eran un contribuyente significativo del déficit fiscal total que en aquel entonces era el 15.6% del PIB. El Gobierno está ahora comprometido con una política más sana bajo metas incluidas en el Convenio de Rehabilitación Financiera (FRA) del sector y para 1990 sólo se necesitaron contribuciones gubernamentales para subsidiar a los consumidores agrícolas y residenciales de bajos ingresos (2% de ingresos totales).

La cuestión de los precios de la electricidad se refiere no sólo a niveles de tarifas sino también a la estructura de las mismas ya que las tarifas no están de acuerdo con el costo de suministrar electricidad a cada clase de usuario. Análisis anteriores del Banco Mundial habían recomendado que un estudio de tarifas basadas en principios de costo marginal fuera llevado a cabo y se planearan estrategias para su implantación. La CFE, contrató los servicios

de la Empresa Nacional de Electricidad de Chile (ENDESA) para ayudar en la preparación del estudio el cual el Banco Mundial revisó y encontró satisfactorio como parámetro para las acciones políticas. Si bien se necesitarían más estudios integrales, la CFE ya ha empezado a aplicar tarifas basadas en costos marginales a usuarios industriales, para enero de 1990, se facturó a 1,000 usuarios industriales consumiendo un tercio de las ventas de la CFE bajo este programa. En las negociaciones, la CFE convino: (i) realizar una Segunda Fase de un Estudio de Tarifas para establecer un sistema de tarifas basado en costos marginales para usuarios de voltaje medio bajo términos de referencia satisfactorios para el Banco Mundial (ii) terminar el estudio para el 30 de junio de 1991, (iii) intercambiar puntos de vista con el Banco Mundial sobre las conclusiones y recomendaciones de dicho estudio y dar al Banco un plan de acción satisfactorio para el Gobierno y para el Banco a fin de implantar dichas recomendaciones incluyendo un itinerario para la implantación a más tardar del 30 de diciembre de 1991, y (iv) implantación dicho plan de acción de acuerdo con dicho itinerario.

II.8. Desempeño Financiero.

Las finanzas del sector eléctrico mostraron una tendencia deteriorante durante el periodo 1976-1985. El ingreso operacional que fue positivo hasta 1982, se volvió substancialmente negativo en 1983. Se obtuvieron resultados positivos durante 1984-1986 pero otra vez se volvió ligeramente

negativo en 1987 básicamente porque los aumentos a las tarifas no fueron a la par con la inflación. Durante este periodo, cargos altos de intereses a la deuda resultaron en un ingreso neto negativo para cada año. Esto requirió subsidios y transferencia de efectivo por parte del Gobierno así como altos niveles de endeudamiento en algunos años sobrepasando el programa de inversiones y dando como resultado una cada vez mayor dependencia en fondos externos. En 1988, las finanzas de la CFE empezaron a rehabilitarse como resultado de la FRA, una tasa positiva de rendimiento se logró (1.4) y por primera vez la razón autofinanciable fue positiva (1.8%). El Anexo 2.6.1. contiene información complementaria sobre las finanzas de la CFE junto con las declaraciones financieras reales así como sus pronósticos.

Las tarifas eléctricas cayeron en términos reales aproximadamente 37% entre 1980 y 1983, entre 1984 y 1986 las tarifas aumentaron súbitamente en términos nominales (136%, 46% y 120% respectivamente en 1984, 1985 y 1986) pero debido a una inflación mayor que lo esperado aún así no alcanzaron el nivel de 1980. Las tarifas promedio en 1987, 1988 y 1989 (hasta abril) aumentaron 113%, 125% y 24% respectivamente en términos nominales pero una vez más las tarifas reales no lograron aún así el nivel de 1980 debido a la inflación contrarrestante.

II.9. Subsidios gubernamentales y transferencia de efectivo.

En comparación con el PIB, los subsidios gubernamentales totales y transferencia de efectivo aumentaron de 0.7% en 1979 a 2.3% en 1983 y luego declinaron a 0.4% en 1988 como lo muestra el siguiente cuadro:

	1979	1983	1985	1988	1989
1980 billones de Pesos Mexicanos	48.20	105.90	83.40	18.30	17.40
- Subsidio de Aceite y Combustible	20.90	40.40	27.20	5.00	3.20
- Transferencia de efectivo	27.50	65.40	56.20	13.30	14.30
Porcentaje del PIB	1.2	2.3	1.7	0.4	0.4
- Subsidio de Aceite y Combustible	0.50	0.90	0.60	0.10	0.10
- Transferencia de efectivo	0.70	1.40	1.10	0.30	0.30

Los subsidios del petróleo combustible aumentaron de 0.5% en 1979 a 0.9% en 1983 y luego declinaron a 0.1% en 1988 como resultado de la política gubernamental de reducir la diferencia entre los precios del petróleo mexicano para consumo nacional y de exportación. Actualmente se calcula el precio del petróleo combustible para uso nacional en 88% del precio de exportación. Los pronósticos financieros supusieron que en 1992 los dos precios serían iguales, esto requeriría aumentos reales de aproximadamente 5% cada año en el precio nacional entre 1990 y 1992, más que el aumento en el precio internacional en términos reales de 2% por año.

La transferencia de efectivo aumentó de 0.7% en 1979 a 1.4% en 1983 para ayudar a cumplir con la pesada carga del servicio de la deuda. Desde entonces, las transferencias de efectivo han declinado a 0.3% como resultado de la aplicación del FRA. La gráfica del Anexo 2.6.6. muestra la evolución de los subsidios gubernamentales y transferencia de efectivo durante 1979-1989.

II.10. Convenio para la Rehabilitación Financiera (FRA).

En vista del serio deterioro de las finanzas del sector y dentro de su política general de ajuste con crecimiento en agosto de 1986 un convenio para la rehabilitación financiera del sector eléctrico fue firmado entre el Gobierno y la CFE que incluyó como primer paso la conversión de aproximadamente US\$8.6 billones de la deuda de la CFE en capital social, dejando a la CFE con un balance de aproximadamente US\$1.7 billones de deuda. El convenio previó aumentos substanciales de tarifa en términos reales y mejora de la productividad (metas de eficiencia y costos operacionales). También incluyó acciones para fortalecer institucionalmente a la CFE incluyendo mejoras en organización y contabilidad y estableció un esquema de informes que sería utilizado por las autoridades del Gobierno para vigilar su implantación. El Anexo 2.7.0 presenta una descripción resumida de la FRA y sus metas propuestas, algunas de las cuales han sido expresadas en términos laxos y son difíciles de supervisar. Durante las negociaciones, el

Gobierno y la CFE convinieron en modificar el FRA para septiembre 30 de 1989 a fin de definir con mayor precisión sus términos y para reprogramar las metas a niveles realistas y asegurar que el impulso logrado no se pierda. La modificación incluyó las siguientes metas:

- a) Aumentar el periodo de validez del Convenio para la Rehabilitación Financiera actual por lo menos hasta el 31 de diciembre de 1993.
- b) limitar el endeudamiento a corto plazo de la CFE (a menos de un año) con los mercados internos y externos a no más de 10 por ciento de sus spendios operacionales anuales en efectivo.
- c) reformular los criterios para establecer aumentos a las tarifas eléctricas para asegurar que concuerden con los convenios financieros en cualquier caso las tarifas eléctricas deberán aumentarse en términos reales no menos de un promedio de 9% en 1990 y promedio de 9% en 1991.
- d) para 1990 y a partir de entonces, la mezcla de fondos para las inversiones nuevas deberá tener la siguiente composición: 40% fondos internos mínimos, 10% contribución gubernamental máxima, y 50% de endeudamiento máximo.
- e) para lograr como mínimo las siguientes metas de desempeño para 1990, usuarios/empleado: 184, ventas en GWh/empleado: 1150, actualizar y revisar anualmente estas metas, para el 31 de octubre de cada año.

f) incluir una definición revisada del precio de la razón costo que tomaría en cuenta los efectos de la alta inflación o alternativamente una meta financiera (o sea, tasa de rendimiento, razón autofinanciante) que reflejaría mejor los objetivos buscados que la razón actual precio/costo. En cualquier caso la revisión requeriría convenio mutuo para asegurar que las metas de rehabilitación financiera que se busca se mantengan.

II.11. Pronostico Financiero.

Se espera que la situación financiera de la CFE mejore substancialmente durante la implantación del proyecto, siempre y cuando las tarifas eléctricas se ajusten según los convenios. Bajo estos supuestos, la CFE podría: (i) ganar una tasa de rendimiento sobre activos fijos promedio neto en operación de aproximadamente 3% en 1990, 5% en 1991, 7% en 1992 y 8% en 1993 y de ahí en adelante, (ii) generar un promedio de 60% de sus requerimientos financieros totales, (iii) lograr una razón de cobertura del servicio de la deuda mayor que 1.5 iniciando en 1989 y (iv) eliminar toda necesidad de contribuciones gubernamentales iniciando en 1991 excepto pequeños subsidios para servicio eléctrico para usuarios agrícolas y residenciales de bajo ingreso. La gráfica del Anexo 2.6.5. muestra cómo la mezcla financiera de la CFE evolucionaría como resultado de estas políticas.

Para asegurar el éxito en la rehabilitación financiera de la CFE, durante las negociaciones, la CFE hizo los siguientes convenios financieros que concuerdan con los establecidos en el FRA (Anexo 2.7.0) y con las razones tradicionalmente utilizadas para los préstamos bancarios para electricidad:

- a) mantener una razón promedio de ingresos operacionales totales/suma de dispendios operacionales totales (incluyendo cargos por depreciación) más interés y otros cargos sobre la deuda y un suministro adecuado de fondos para los dispendios de capital de la CFE de no menos de 90% durante 1989, de no menos de 95% durante 1990 y 100% en 1991 y cada año a partir de entonces y
- b) buscar la concurrencia del Banco Mundial antes de incurrir en cualquier nuevo endeudamiento si la razón para la cobertura del servicio de la deuda es menor que 1.5.

Se espera que para lograr estas metas, la CFE tendrá que aumentar las tarifas eléctricas reales en promedio aproximadamente 9% en 1990 y 1991, 10% en 1992 y montos menores a partir de entonces (ver Anexo 2.6.4.).

II.12. Metas del Banco y del País y Estrategia de Préstamos del Sector.

Dentro del marco de su política de energía general, el Gobierno ha establecido los siguientes objetivos para el sector eléctrico:

- a) promover un uso eficiente de la electricidad a través de políticas realistas de fijación de precios, conservación de energía y mejoría en operaciones del sector,
- b) diversificar las fuentes de generación de poder apoyando el desarrollo de alternativas costeables tales como plantas de vapor basadas en petróleo convencional tales como plantas hidroeléctrica, de carbón y geotérmicas,
- c) reforzar la condición financiera del sector implementando el FRA; realizar una conversión significativa de la deuda en capital; aumentos a las tarifas y reducción de costos operacionales; y
- d) hacer la electricidad accesible a un número cada vez mayor de usuarios con énfasis en los usuarios de bajos ingresos y usuarios rurales productivos.

El papel del Banco Mundial en el sector es apoyar la política general de energía del país y los objetivos establecidos por el Gobierno para el sector eléctrico mediante:

- a) ayudar al país a obtener divisas extranjeras adicionales para financiar en términos adecuados el programa de inversiones del sector eléctrico a través de los instrumentos de préstamo propios del Banco Mundial o actuando como catalizador para otras fuentes de financiamiento,
- b) asegurar la consideración adecuada de principios del costo menor en el programa de inversiones del sector eléctrico,
- c) promover las políticas financieras que eliminarán la necesidad de subsidios gubernamentales y asegurar que las políticas de fijación de precios conduzcan a una asignación eficiente de recursos,
- d) encaminar al Gobierno a que abra gradualmente la adquisición de empresas públicas, incluyendo el sector eléctrico, a la competencia internacional,
- e) ayudar a la CFE en sus esfuerzos por construir la institución mediante la implantación de normas y procedimientos depuradas y delimitaciones claras de imputabilidad,
- f) reforzar las normas y procedimientos del sector sobre asuntos ambientales y sociales en lo relacionado con la construcción y operación de proyectos eléctricos y

g) a través de políticas adecuadas promover la cogeneración y el uso eficiente de la energía.

II.13. Prácticas de Adquisiciones de la CFE.

De acuerdo con la legislación y políticas del Gobierno, en el pasado la CFE limitó sus fuentes a proveedores nacionales y permitió la competencia internacional sólo cuando no había ningún fabricante o contratista mexicano o no tenían la capacidad para realizar la tarea. Sin embargo, luego que México se unió al GATT en 1986, las empresas públicas, incluyendo la CFE, están poco a poco abriendo su mercado a la competencia internacional. Bajo la operación propuesta, todos los contratos financiados por el Banco serán realizados de acuerdo con los parámetros del Banco Mundial (obras civiles y contratación de asesores). Uno de los objetivos de la estrategia del Banco Mundial hacia el sector eléctrico del país es apoyar la política del Gobierno de abrir gradualmente las adquisiciones a la competencia internacional.

II.14. Participación del Banco en el Sector.

El Banco Mundial participó activamente en financiar los planes de desarrollo en el sector eléctrico en México hasta 1974 cuando el Onceavo Proyecto Eléctrico fue terminado. Hasta entonces, el Banco había hecho once préstamos al sector eléctrico sumando un total de US\$605 millones.

Durante el periodo de participación del Banco Mundial, el sector creció a un ritmo constante y sus aspectos financieros e institucionales se reforzaron substancialmente. De ahí en adelante, misiones del Banco Mundial visitaron México en diversas ocasiones para considerar la reanudación de los préstamos pero ya no fueron posibles debido a cuestiones financieras y de adquisiciones importantes que siguieron sin resolver y el diálogo con el Gobierno era difícil. Durante la ausencia del Banco Mundial, las finanzas del sector se deterioraron substancialmente ya que el Gobierno permitió que las tarifas eléctricas se deterioraran en términos reales en apego a una política de subsidios financiada por ingresos del petróleo. Sólo dos reportes de auditoría de desempeño de proyecto han sido preparados para préstamos en electricidad del Banco Mundial para México, ambos muestran la contribución positiva de recursos del Banco al desarrollo físico del sector y al logro de un objetivo técnico importante: unificación de frecuencias. También muestran la incapacidad del Banco Mundial para resolver los problemas institucionales de la CFE y para revertir la tendencia al deterioro de las finanzas del sector que fueron el resultado de su larga ausencia (durante los ochentas) de las operaciones del sector.

III. PROYECTOS

III.1. Origen del Proyecto.

En agosto de 1986, el Gobierno y la CFE firmaron un Convenio de Rehabilitación Financiera del sector eléctrico que se enfocó en algunas cuestiones cruciales que el Banco había estado planteando y medidas propuestas para solucionarlas. Posteriormente y como respuesta al interés del Gobierno en financiamiento del Banco Mundial para un proyecto de desarrollo hidroeléctrico del sector eléctrico, tres misiones preparatorias visitaron México en octubre de 1986, marzo 1987 y abril 1987. El avalúo se efectuó en noviembre de 1987 y las negociaciones en septiembre de 1988 y abril de 1989.

III.2. Objetivos y Estrategia al largo plazo.

El préstamo propuesto sería el primer paso que debería ser seguido por posibles futuras operaciones del Banco Mundial para ayudar al sector a lograr sus objetivos. El proyecto ayudaría a lograr los objetivos del sector de: a) promover el uso eficiente de la electricidad mediante políticas para fijación de precios realistas, conservación de energía y mejoría de las operaciones del sector, b) diversificar las fuentes de generación de electricidad además de la actual generación basada principalmente en el petróleo, c) fortalecer la condición financiera de la CFE aumentando las

tarifas eléctricas e implantar un nuevo Convenio de Rehabilitación Financiera, d) hacer la electricidad accesible a un número cada vez mayor de usuarios, y e) mejorar la capacidad de la CFE para manejar aspectos ambientales y sociales de los proyectos hidroeléctricos. El préstamo ayudaría al Gobierno y a la CFE a satisfacer las necesidades financieras del sector eléctrico dando fondos para financiar aproximadamente 32% de los costos de las Plantas Hidroeléctricas de Aguamilpa y Zimapán.

III.3. Descripción del Proyecto.

El proyecto propuesto es parte del programa de desarrollo del menor costo del sector. El préstamo financiaría los componentes descritos en detalle en el Anexo 3.1.0. y que se resume a continuación:

El Proyecto Hidroeléctrico Aguamilpa: (66.7% del costo total del proyecto). Construcción de una planta hidroeléctrica de 960 MW con una generación anual promedio de 2,131 GWh. El proyecto se localiza aproximadamente a 40 km al noreste de la ciudad de Tepic. Las obras principales incluyen: (i) una presa con relleno de roca y cubierta de concreto de 187 m de altura, 675 m de ancho en su cresta que formará una reserva con aforo útil de 2,575 millones de metros cúbicos, (ii) un derrame con capacidad de 13,000 metros cúbicos por segundo, (iii) tres túneles de presión largos de 215 m, (iv) una caseta subterránea con tres unidades generadoras cada una de 320 MW, (v) una subestación en el exterior, (vi) dos líneas de transmisión de 400 kV, 255 km de longitud total para

interconectar con la rejilla nacional y (vii) obras ambientales y de reubicación relacionadas con la planta eléctrica.

El Proyecto Hidroeléctrico Zimapán. (32.5%) Construcción de una planta hidroeléctrica de 280 MW con una generación anual promedio de 1,292 GWh. El proyecto se localiza a 250 km al norte de la ciudad de México. Las obras principales incluyen: i) una presa de concreto arqueada de 200 m de altura, 80 m de ancho en su cresta que formará una reserva con aforo útil de 680 millones de metros cúbicos, (ii) un derrame con capacidad de 2,960 metros cúbicos por segundo, (iii) un túnel de presión de 4.5 m de diámetro y 20.2 km de longitud, (iv) una caseta subterránea con dos unidades generadoras cada una de 140 MW, (v) una subestación subterránea, (vi) una línea de transmisión de 115 kv y otra de 230 kv, 150 km de longitud total para interconectar con la rejilla nacional y (vii) obras ambientales y de reubicación relacionadas con la planta eléctrica.

Programa Social y Ambiental: (0.3%) La ejecución de un programa que incluye medidas, políticas y manuales de campo para reforzar las unidades ambientales y sociales del proyecto; salvar tesoros arqueológicos; desarrollar planes de reubicación y rehabilitación; capacitar personal; proporcionar el equipo especializado que sea necesario para la ejecución de los Proyectos Aguamilpa y Zimapán; y para la ejecución y operación de otros proyectos hidroeléctricos en general (ver Anexo 3.2.0.).

Estudios relacionados con energía: (0.4%) Ejecución de (a) un Programa para Promover la Conservación de Energía y Uso eficiente de Energía en

México (b) un Estudio de Cogeneración y (c) un Estudio de Mejoría de Operaciones del Sistema Eléctrico de la CFE y

Otros Estudios: (0.1%) Ejecución de (a) un Estudio Administrativo de la CFE y (b) la Segunda Fase de un Estudio Tarifario.

IV. ANÁLISIS FINANCIERO DE LOS PROYECTOS

IV.1. Costo Estimado.

El costo total del proyecto, incluyendo contingencias físicas y de precio, se calcula en US\$1,287 millones, de los cuales aproximadamente 40% proviene de aportación extranjera. El interés durante la construcción y otros cargos financieros sobre el préstamo del Banco y otros préstamos representan aproximadamente US\$153 millones. Los estimados del costo local incluyen aproximadamente US\$135 millones de impuestos y derechos aduanales identificables. El estimado anterior incluye los costos de las obras ambientales y de reubicación relacionadas directamente con los Proyectos de Aguamilpa y Zimapán, como se muestra en el Anexo 3.1.1 que suman aproximadamente US\$12.5 millones para Aguamilpa y US\$17.6 millones para Zimapán. Los costos del Programa Social y Ambiental de la CFE suman US\$4.4 millones y se relacionan con la capacitación y asistencia técnica para mejorar la capacidad global de la CFE en esa área. Los estimados detallados del costo del proyecto se presentan en el Anexo 3.1.0 y se resumen a continuación:

Costo Estimado del Proyecto

Costo Estimado del Proyecto (Millones de USD)					
			Local	Foraneo	Total
Proyecto Aguamilpa			399.70	266.60	666.30
Proyecto Zimapan			187.00	124.70	311.70
Programa Social y de Medio Ambiente			2.00	1.40	3.40
Estudios Energéticos y de Administración			3.20	2.10	5.30
Costo Base Total			591.90	394.80	986.70
Contingencia Física			94.20	62.80	157.00
Contingencia de Precios			85.90	57.20	143.10
COSTO TOTAL DEL PROYECTO			772.00	514.80	1286.80
Intereses durante la construcción			0.00	153.20	153.20
TOTAL DE FINANCIAMIENTO REQUERIDO			772.00	668.00	1440.00

Los estimados del costo del proyecto fueron preparados por el personal de planificación e ingeniería de la CFE basados en diseño de ingeniería detallado para el Proyecto de Aguamilpa y estudios de probabilidad avanzados para el Proyecto Zimapán y requerimientos de mano de obra para los estudios. Estos estimados de costo fueron revisados por asesores especializados, contratados por el Banco Mundial y encontrados razonables. Las contingencias físicas han sido añadidas a cada componente del proyecto, variando de 5% a 30% del costo base según el riesgo de que se trate, resultando en un promedio de 16%, se ha añadido contingencia de precios a los costos extranjero y local expresado en dólares estadounidenses a las siguientes tasas escalonadas: 1989-1990, 3%; 1991-1995, 4%. Se da

por hecho que en el mediano plazo, la tarifa cambiaría se ajustará de manera periódica para reflejar la diferencia entre la tasa de inflación interna y la evolución de los precios externos.

IV.2. Plan de Financiamiento.

El plan de financiamiento del proyecto es el siguientes:

Plan de Financiamiento (Millones de USD)							
				Costo Local	Costo Foráneo	Total	%
Recursos de la CFE				590.00	143.00	733.00	51.00
Contribución Gubernamental				100.00	0.00	100.00	7.00
Préstamo del Banco Mundial				82.00	378.00	460.00	32.00
Otros Préstamos				0.00	147.00	147.00	10.00
FINANCIAMIENTO TOTAL				772.00	668.00	1440.00	100.00

Los requerimientos de financiamiento totales para el proyecto incluyendo intereses durante construcción y derechos aduanales e impuestos se estimaron en US\$1,440.0 millones de los cuales US\$668.0 millones ó 46% del requerimiento total sería por divisa extranjera. Un préstamo del Banco de US\$460.0 millones se propone para financiar 32% de los requerimientos financieros del proyecto. Créditos de proveedores y/o bilaterales en un total de US\$147.0 millones que financiarían el 10%, el restante 58% será financiado de fondos generados internamente (51%) y contribuciones gubernamentales (7%).

IV.3. Disposiciones legales.

El Prestatario del préstamo será Nacional Financiera, S.N.C. (NAFIN) una agencia de desarrollo nacional propiedad del Gobierno la cual actuará como administradora del préstamo. El Beneficiario del préstamo será la CFE, la cual será la responsable de la ejecución del proyecto. El monto total del préstamo es de US\$460.0 millones y será represtado por NAFIN a la CFE en los términos y condiciones que incluirían, (i) el subpréstamo estará denominado en dólares estadounidenses, (ii) los términos y condiciones para el préstamo serían los mismos que para el préstamo del Banco Mundial y (iii) NAFIN cobrará una tarifa que suma 10% de los intereses cobrados por el Banco Mundial. La CFE asumirá el cambio de dólar estadounidense a pesos mexicanos y los riesgos de los intereses. NAFIN cubriría el riesgo del dólar estadounidense contra la canasta de monedas. Una condición de la efectividad del préstamo es la firma de un convenio de préstamo subsidiario satisfactorio entre NAFIN y la CFE. La CFE transferirá a SEMIP como contribución parte del préstamo (US\$2.5 millones) para financiar parte de los estudios relacionados con la energía (Anexo 3.1.0).

IV.4. Implantación del Proyecto.

La CFE, beneficiario del préstamo, estará a cargo de la ejecución del proyecto. Tiene la organización, conocimientos y personal necesarios para el éxito de su implementación. Cuando el préstamo fue otorgado, el Proyecto Aguamilpa estaba a nivel de diseño en tanto el Proyecto Zimapán

había llegado a un nivel avanzado de factibilidad en nivel de prediseño y el diseño de ingeniería estaba realizándose (el diseño de ingeniería para licitación, la desviación del río y las carreteras auxiliares estaba listo). Si bien la CFE tiene una trayectoria muy larga y exitosa ejecutando proyectos hidroeléctricos sin demoras ni de excederse en el presupuesto, y para asegurarse que la ejecución del Proyecto Zimapán se desarrollara según lo planeado, en las negociaciones, la CFE convino en completar la ingeniería final del proyecto para el 30 de septiembre de 1989. No se efectuaría ningún desembolso para contratos financiados por el Banco Mundial relacionados con este componente del proyecto si esta condición no se cumplía. El diseño y los estudios fueron preparados por personal de la CFE y revisados por el Banco Mundial y por un asesor independiente contratado por el Banco bajo un Fondo de Fideicomiso, el asesor en su momento confirmó la viabilidad técnica y estimados de costo de las dos plantas eléctricas. La supervisión de las construcciones de los Proyectos de Aguamilpa y Zimapán fueron efectuadas por la CFE. Durante las negociaciones, la CFE convino en contratar un Consejo de Asesores independiente compuesto por expertos de renombre internacional en diseño de plantas hidroeléctricas, geología, cimientos y sismología que revisaran el diseño de las dos plantas de electricidad y periódicamente supervisarán su construcción. La mayor parte de la construcción se realizó mediante contratistas, sin embargo, la CFE también utilizó su importante fuerza de construcción para realizar obras preparatorias y auxiliares para los dos proyectos. Si bien en el pasado algunos proyectos han tenido demoras más allá de los periodos de construcción promedio (algunas debidas a restricciones financieras), en general, la CFE tiene buena reputación de

ejecutar los proyectos a tiempo y dentro de lo presupuestado. La construcción de los dos proyectos fue coordinada por el Departamento de Proyectos Hidroeléctricos de las oficinas centrales de la CFE en la Ciudad de México. Las oficinas locales del proyecto fueron totalmente responsables de la ejecución de cada proyecto. El proyecto propuesto fue implantado con éxito por la CFE incluyendo la intensa supervisión del Banco Mundial, sobre todo, durante los primeros años de la ejecución del proyecto con la idea de ayudar a la CFE en la ejecución de los programas de reubicación y en resolver problemas de adquisiciones locales y licitaciones internacionales. Convenios satisfactorios sobre los documentos para la licitación se hicieron antes de las negociaciones. Las obras de construcción para la desviación del río para el proyecto Aguamilpa iniciaron el 1 de abril de 1989 con los recursos propios de la CFE. La construcción del proyecto Zimapan se inició en noviembre de 1989 y la operación comercial en julio de 1994 y septiembre de 1995 respectivamente. La fecha oficial de terminación de los dos proyectos fue junio de 1996, para dar tiempo a la limpieza del sitio y el finiquito de todos los contratos.

El Programa Social y Ambiental de la CFE estuvo coordinado por el Director de Construcción de la CFE e involucró a la Unidad Administrativa de Proyectos Hidroeléctricos con ayuda de asesores. Las obras ambientales relacionadas con los Proyectos Aguamilpa y Zimapan y la reubicación de aproximadamente 3,500 personas en los dos proyectos fue efectuada por las oficinas locales a cargo de la construcción de los proyectos. Durante las negociaciones, la CFE convino en contratar expertos en medio ambiente y reubicación para ayudar con la ejecución de este programa. Los planes

ambientales y de reubicación de Aguamilpa y Zimapán fueron revisados por el Banco que los encontró aceptables. Una condición para hacer el préstamo efectivo fue que la CFE hubiera hecho progresos satisfactorios para el Banco Mundial en la implantación de los planes ambientales y de reubicación.

Los estudios relacionados con la energía (Promoción de la Conservación de Energía y Uso Eficiente de Energía en México y Cogeneración) fueron ejecutados por la SEMIP. La CFE y PEMEX participaron activamente en la ejecución de los estudios. La CFE estuvo a cargo de la ejecución del Estudio para Mejoría de las Operaciones del Sistema Eléctrico de la CFE, de la Segunda Fase del Estudio de Tarifas, y del Estudio Administrativo.

IV.5. Adquisiciones.

Los fondos del préstamo del Banco Mundial financiaron lo siguiente: a) para el Proyecto Aguamilpa: los contratos de obra civil para la desviación del río y obras principales de infraestructura, la construcción de la presa, y la construcción de la derrama y caseta, b) para el Proyecto Zimapán: los contratos de obras civiles cubriendo la desviación del río, las obras de captación, el túnel de presión, y la derrama de la presa, c) los asesores para la ejecución de estudios administrativos y relacionados con la energía y d) capacitación de personal y entrenamiento especializado así como equipo ambiental.

Las adquisiciones de obras civiles fueron realizadas bajo Licitación Internacional (ICB) de acuerdo con los Parámetros de Adquisiciones del Banco y los asesores fueron contratados según los parámetros del Banco Mundial. Los licitadores para las obras civiles incluidas en el Proyecto fueron precalificados. Debido al número limitado de proveedores, el equipo relacionado con el programa ambiental y de reubicación al igual que el estudio de conservación de energía fueron adquiridos por Licitación Limitada Internacional (LIB) con un límite de US\$2.0 millones para el costo total y US\$500,000 por contrato. Los documentos de adquisiciones para contratos equivalentes a US\$500,000 o más, (lo cual representó más del 98% del préstamo total), estuvieron sujetos a revisión previa por el Banco Mundial. El convenio sobre documentos de adquisiciones estandarizados para adquisiciones de obras civiles fue hecho antes de las negociaciones.

Aproximadamente 10% del costo de los Proyectos de Aguamilpa y Zimapán (US\$129 millones) se consideró como adquisiciones reservadas y su costo fue deducido del costo total para determinar el monto del préstamo propuesto. Su componente extranjero no fue financiado por el producto del préstamo propuesto del Banco Mundial. Las adquisiciones correspondientes a algunos contratos para obra civil y equipo eléctrico y mecánico menor fue adquirido localmente aún cuando sus características justificaban adquisiciones por ICB. Sin embargo, los principios de economía y eficiencia fueron preservados por lo que los costos totales no se vieron afectados de manera alguna.

El siguiente cuadro resume las disposiciones de adquisiciones para el proyecto que se presenta de manera detallada en el Anexo 3.1.2.

Método de Adquisición

Método de Adquisición (Millones de USD)							
				ICB (2)	LCB (2)	Otros	Costo Total
Proyecto Aguamilpa y Zimapan							
Obra de Ingeniería Civil				635.50			635.50
				[455.00]			[455.00]
Otros trabajo de Ing. Civil, Medio Ambiente y Diversos					116.00	10.00	126.40
					[0.00]	[0.00]	[0.00]
Equipo Electromecánico y Líneas de Transmisión						340.10 3	340.10
						[0.00]	[0.00]
Ingeniería, Administración y Supervisión						174.00	174.00
						[0.00]	[0.00]
Programas Sociales y de Medio Ambiente, incluyendo capacitación						4.40 4	4.40
						[1.00]	[1.00]
Estudios de Energía y Administración, incluyendo capacitación						6.40 4	6.40
						[4.00]	[4.00]
TOTAL				635.50	116.40	534.90	1286.80
				[455.00]	[0.00]	[5.00]	[460.00]
1 Números entre paréntesis son los montos que se financiarán con recursos del préstamo otorgado por el Banco Mundial							
2 ICB: Precios de Competencia Internacional							
LCB: Precios de Competencia Local							
3 Puede ser por medio de financiamiento internacional de proveedores o países ofreciendo financiamiento bilateral junto con recursos propios de la CFE.							

4 Incluye US 2 millones para ser comprado bajo Precios de Competencia Internacional.

IV.6. Desembolsos.

El producto del préstamo financió lo siguiente: a) 85% del costo de la obra civil para la desviación del río y principales obras de infraestructura; la construcción de la presa; derrama y caseta del Proyecto Hidroeléctrico de Aguamilpa; lo que representó un monto de US\$320.0 millones, (b) 85% del costo de los contratos de obra civil para la construcción de las obras para captación de la desviación del río; túnel de presión; presa y derrama del Proyecto Hidroeléctrico Zimapán; lo que representó un monto de US\$135.0 millones, (c) 100% del costo extranjero relacionado con capacitación de personal y adquisición de equipo para el Programa Social y Ambiental y (d) 100% del costo de asesores necesarios para la ejecución de energía; estudios de administración y tarifas incluyendo el costo del Consejo de Asesores.

El préstamo fue desembolsado a lo largo de un periodo de siete años (Anexo 3.1.3), de acuerdo con los perfiles de desembolso estándar del Banco. Se propuso el financiamiento retroactivo en un monto agregado de hasta US\$20.0 millones, para cualquiera de los contratos de obra civil descritos en el párrafo otorgados por ICB posteriormente al 31 de agosto de 1988. Todos los desembolsos se hicieron a través de una Cuenta Especial que se estableció con un límite de US\$35.0 millones equivalente a aproximadamente cuatro meses de desembolsos pico estimados. La documentación fue retenida por NAFIN y accesible para inspecciones periódicas realizadas por personal del Banco. Las Declaraciones de

Dispendios fueron utilizadas para todos los dispendios elegibles que se hicieron. En las negociaciones, NAFIN convino establecer la Cuenta Especial, sus términos y condiciones, y abrir cuentas separadas para todos los componentes del proyecto.

IV.7. Auditoría.

Como lo requieren las leyes mexicanas para todas las empresas paraestatales, la CFE les hace auditoría a todas sus declaraciones financieras en un bufete de auditores certificados independientes aprobado por la Oficina General de la Contraloría General. En la actualidad dicho bufete es el Despacho Roberto Casas Alatríste, Contadores Públicos, que actúa como representante de Coopers & Lybrand, despacho de auditores independientes internacional y que fue aceptado por todas las partes involucradas en el proyecto. Durante la ejecución del proyecto, la CFE siguió contratando los servicios de auditores independientes aceptados por el Banco. Éstos presentaron de acuerdo con los términos de referencia aceptables para el Banco declaraciones financieras auditadas debidamente, así como cuentas del proyecto dentro de los seis meses antes del cierre del año fiscal. Durante las negociaciones, NAFIN convino en implantar controles para la administración de la Cuenta Especial y contratar auditores certificados independientes para hacer la auditoría del proyecto incluyendo la de la Cuenta Especial.

IV.8. Aspectos Ambientales y Sociales.

México tiene leyes que establecen regulaciones y políticas para la protección ambiental pero no tiene leyes específicas para proteger los derechos de las personas reubicadas que resultan afectadas por los nuevos proyectos eléctricos. La Ley de Reforma Agraria regula la indemnización que se le debe a los campesinos de los ejidos por sus tierras en los casos de reubicación. Para la ejecución de cualquier proyecto que pueda alterar las condiciones físicas del medio ambiente, la CFE tiene que presentar una solicitud y presentar pruebas satisfactorias de que se están observando las regulaciones, con el propósito de reducir los efectos negativos al medio ambiente y para compensar y atender a las personas desplazadas o afectadas por el proyecto. La Secretaría de Desarrollo Urbano y Ecología (SEDUE) se ocupa de los efectos al medio ambiente por la construcción de plantas de electricidad térmica, geotérmica, hidroeléctrica y nuclear. La Secretaría de Pesca (SDP), de Agricultura y Recursos Hidráulicos (SARH) y de la Reforma Agraria (SRA) son las entidades regentes que evalúan y dan información a la SEDUE para que ésta pueda decidir si aprueba los nuevos proyectos hidroeléctricos según su efecto ambiental y sobre las personas reubicadas. Los requisitos de la SEDUE son adecuados para la evaluación ambiental de los nuevos proyectos.

La construcción del Proyecto Aguamilpa afectó aproximadamente a 2,000 huicholes y mestizos de los cuales aproximadamente 1,000 tuvieron que reubicarse. El Proyecto Zimapán afectó aproximadamente a 3,500 personas

de las cuales aproximadamente 2,500 tuvieron que reubicarse (ver Anexo 3.1.0). En el pasado, la CFE ha atendido con éxito los problemas sociales y ambientales derivados de la construcción de proyectos eléctricos, sin embargo, en vista de la gran expansión de actividades que planteó el programa de desarrollo hidroeléctrico, la CFE tuvo que expandir la capacidad de su personal en esta área (ver detalles en Anexo 3.2.0). Para ayudar a la CFE a fortalecer sus prácticas en la ejecución y operación de proyectos hidroeléctricos en general y de los Proyectos de Aguamilpa y Zimapán en especial, durante las negociaciones, se llegó a convenios con la CFE para la ejecución del Programa Social y Ambiental que implicó, como se explica en el Anexo 3.1.0): a) fortalecimiento de la Unidad Central de la CFE para Asuntos Socioeconómicos y Ambientales y las cuatro Unidades Regionales, b) ejecución de planes de reubicación para los Proyectos de Aguamilpa y Zimapán y la creación de equipos locales de reubicación y ambientales para los dos proyectos, c) un programa para censar y salvar cualquier tesoro arqueológico que se presente durante los dos proyectos, d) ejecución de estudios sobre los efectos de bloquear las aguas de los ríos en los cuales se ubican los dos proyectos, e) desarrollo de un conjunto de parámetros ambientales y de reubicación y f) capacitación del personal de la CFE. El préstamo sólo se hizo efectivo hasta que se logró el progreso satisfactorio en el desarrollo del programa, y su continua implantación fue condición para no suspender los desembolsos.

IV.9. Seguridad e Inspección de la Presa.

El proyecto propuesto incluyó la construcción de dos presas: una presa con relleno de rocas, de 187 metros de altura para el Proyecto Hidroeléctrico de Aguamilpa y una presa de arco de concreto de 200 metros de altura para el Proyecto Zimapán. Como es habitual en México, las dos presas, y en general todas las estructuras para las plantas eléctricas, fueron diseñadas considerando riesgos sísmicos. Durante las negociaciones, se hicieron convenios en los que se acordó que la CFE debería proponer al Banco Mundial disposiciones apropiadas para que las revise el Banco a no más tardar un año antes de la terminación anticipada de cada presa y las obras de infraestructura relacionadas, con respecto a la inspección posconstrucción y operación.

IV.10. Indicadores del Desempeño Técnico y Financiero.

El Convenio para la Rehabilitación Financiera incluyó un número razonable de indicadores que representó una mejoría del desempeño técnico y financiero de la CFE. El Anexo 3.4.0 muestra un conjunto de indicadores de desempeño derivados de la FRA y las metas financieras convenidas con la CFE. El Banco Mundial se encargó de vigilar los logros en el desempeño de la CFE mediante misiones de supervisión y reportes semianuales que indicaban el progreso del proyecto por parte de la CFE.

IV.11. Riesgos.

A pesar de las condiciones sísmicas existentes en México, se esperaba que los riesgos fueran sean menores al promedio en este tipo de trabajo, ya que exploraciones geológicas extensas fueron efectuadas y estudios de preparación adicionales se realizaron antes de proceder con la construcción de los dos proyectos. En México se han logrado proyectos parecidos con éxito en el pasado. Expertos independientes contratados por el Banco bajo el Fondo de Fideicomiso para Asesoría confirmaron la viabilidad técnica y revisaron el diseño y los estimados de costos de las dos plantas, incluyendo las condiciones geológicas. Los riesgos de reubicación fueron mínimos y medidas adecuadas se adoptaron antes y durante la ejecución del proyecto. La implantación adecuada de la FRA fue importante para no afectar adversamente las finanzas del sector lo que hubiera dado como resultado demoras en la ejecución del programa de inversiones de la CFE.

IV.12. Justificación Económica.

Los Proyectos Hidroeléctricos propuestos para Aguamilpa y Zimapán son parte del Programa de Inversiones a Diez Años de la CFE. Un análisis del menor costo muestra que los dos proyectos representan la solución más económica para satisfacer los requerimientos de expansión de generación de la CFE. Si la CFE hubiera elegido construir plantas térmicas con capacidad de generación de energía aproximadamente equivalente, el costo incremental

a la economía en términos de valor presente se estima que sumarían US\$348.0 millones (a tasa de descuento de 11%) o 41% más alto que la alternativa hidroeléctrica. El Anexo 3.3.2 muestra el resultado de la comparación.

No es factible calcular la tasa de rendimiento de un proyecto de generación individual ya que los beneficios son contingentes sobre inversiones complementarias en transmisión y distribución y sobre la operación coordinada de los dos proyectos dentro del sistema de generación de electricidad de la CFE. Por lo tanto, la tasa de rendimiento interna (IRR) del programa de inversiones de la CFE para 1989-1997 se computó como la tasa de descuento igualando los valores presentes de los costos y beneficios asociados con él. El flujo de costos expresado en precios constantes de 1989 incluyó: (i) el programa de inversiones global incluyendo costos ambientales y de reubicación, y (ii) costos de operación y mantenimiento incrementales.

Todos los insumos, incluyendo combustible, tuvieron precios a costo de oportunidad. Los impuestos y transferencias internas quedaron excluidos. Como cantidad representativa de los beneficios, los ingresos derivados de ventas de energía incremental fueron aplicados a las tasas de menudeo consideradas para alcanzar las metas del FRA que implican alcanzar costos marginales al largo plazo para el año 1996. La evaluación económica es conservadora ya que ningún intento se realizó para reflejar otros beneficios a la economía del país, la presa que se construyó en el Proyecto Aguamilpa regula la corriente del río y dará las posibilidades para la irrigación de un

área de 70,000 hectáreas laborables y dará un mejor control de inundaciones, sin embargo ninguno de estos beneficios fue cuantificado. El excedente del usuario sería un beneficio significativo que tampoco ha sido cuantificado (la información de otros países muestra que el costo de la energía no suministrada a la industria puede ser 10 a 30 veces la tarifa prevaleciente de la electricidad). El Anexo 3.3.0 presenta detalles del análisis económico y pruebas de sensibilidad. Basado en las anteriores suposiciones, la tasa de rendimiento interno para el programa de inversiones propuesto es de 13%. Los análisis de sensibilidad muestran que la tasa de rendimiento es muy sensible a cambios en las tarifas de electricidad (IRR es aproximadamente 11% si las tarifas son 10% más bajas) y a las ventas de energía (IRR es 11% si las ventas suben a 1% p.a. más bajo que lo pronosticado), también muestra una relativa sensibilidad a aumentos en el costo del capital y a aumentos en el costo de combustible (IRR es aproximadamente 12% si estos costos son 10% más altos) y moderadamente sensible a cambios en costos de operación y mantenimiento.

El análisis confirma los méritos económicos de la inversión propuesta, si las tarifas se establecen a niveles de acuerdo con los requerimientos de la FRA, ya que la tasa de rendimiento sobre el programa de inversiones será por encima del costo estimado del capital en México (aproximadamente 11%).

IV.13. Convenios Efectuados y Recomendación.

Durante las negociaciones, se hicieron convenios sobre las siguientes condiciones:

Con el Gobierno y la CFE:

- a) Para el 30 de septiembre de 1989, se modificó el Convenio de Rehabilitación Financiera en términos y condiciones satisfactorios para el Banco, a fin de definir con mayor precisión sus términos y reprogramar sus metas.

Con el Gobierno:

- b) la ejecución por parte de la SEMIP, (con la ayuda de asesores bajo un programa y términos de referencia aceptables para el Banco Mundial) de un Programa para Promover la Conservación de Energía; el Uso Eficiente de la Energía en México; y un Estudio de Cogeneración. Los términos de referencia finales fueron presentados al Banco Mundial el 30 de septiembre de 1989, los estudios se realizaron el 30 de septiembre de 1991, y los puntos de vista sobre los resultados y recomendaciones

de dichos estudios se intercambiaron con el Banco Mundial el 31 de diciembre de 1991.

V. SITUACIÓN DEL PAQUETE FINANCIERO ORIGINAL

V.1. Costo del Proyecto.

El resumen del costo del Proyecto de Desarrollo Hidroeléctrico es el siguiente:

CONCEPTOS	MILLONES DE DÓLARES CORRIENTES	
	COSTO	APORTACIÓN DEL BANCO (1)
PARTE A		
A.1 Construcción de la planta de generación Aguanilpa	850.3	330.3
A.2 Construcción de la planta de generación Zimapán	829.2	124.4
Servicios de consultores especializados para las partes A.1 y A.2	0.5	0.0
Programa social y ambiental		
PARTE B	1.3	0.0
Estudios relativos a la energía:		
PARTE C	4.3	3.0
• Conservación		
• Cogeneración		
Otros estudios:		
PARTE D	2.3	2.3
• Mejoramiento de la operación del sistema eléctrico		
• Mejoramiento del sistema de administración		
• Tarifas		
T O T A L	1,687.9	460.0

V. SITUACIÓN DEL PAQUETE FINANCIERO ORIGINAL

V.1. Costo del Proyecto.

El resumen del costo del Proyecto de Desarrollo Hidroeléctrico es el siguiente:

CONCEPTOS	MILLONES DE DÓLARES CORRIENTES	
	COSTO	APORTACIÓN DEL BANCO (1)
PARTE A		
A.1 Construcción de la planta de generación Aguamilpa	850.3	330.3
A.2 Construcción de la planta de generación Zimapan	829.2	124.4
A.3 Servicios de consultores especializados para las partes A.1 y A.2	0.5	0.0
Programa social y ambiental		
PARTE B	1.3	0.0
Estudios relativos a la energía:		
PARTE C		
• Conservación	4.3	3.0
• Cogeneración		
Otros estudios:		
PARTE D		
• Mejoramiento de la operación del sistema eléctrico	2.3	2.3
• Mejoramiento del sistema de administración		
• Tarifas		
T O T A L	1,687.9	460.0

V.2. Proyecto Aguamilpa.

V.2.1. Costo del proyecto.

CONCEPTO	COSTO EN MILLONES (Precios corrientes)			
	ESTIMADO SAR (1)		REAL	
	NS	Dólares	NS	Dólares
Ingeniería, administración y supervisión de construcción	229.5	99.9	311.5	123
Obras civiles	844.0	367.4	1678.0	485.2
Reasentamientos y medio ambiente	22.3	9.7	43.3	17.9
Equipo electromecánico	370.0	161.1	670.6	204.2
Líneas de transmisión	64.8	28.2	55.6	21.7
Contingencias físicas (imprevistos)	222.8	97.0		
Contingencias de precios (escalaciones)	217.5	94.7		
TOTAL (2)	1971.9	858.0	2759.0	850.3

(1) SAR: Staff Appraisal Report , mayo de 1989.

(2) Se reporta costo directo basado en datos contables, incluyendo las cargas financieras asociadas a créditos parciales de corto plazo gestionados por el contratista de las obras civiles principales.

V.2.2. Origen de las principales diferencias en costo.

Los conceptos cuyo costo real muestra mayores diferencias respecto al estimado en el SAR son las obras civiles y el equipamiento electromecánico.

Aunque la diferencia entre el costo real y el estimado de las obras civiles deriva de una infinidad de conceptos, la mayor parte de ellos están vinculados con el acortamiento del programa de construcción, que en su momento se sujetó a un análisis beneficio/costo resultando conveniente en cuanto a la ventaja de contar con antelación con la energía producida por el proyecto. Los conceptos que representan el incremento principal se describen a continuación.

- **Infraestructura.-** En su mayor parte, la diferencia en costos se debió al incremento en la cantidad de la excavación a cielo abierto, derivada de la construcción de los caminos adicionales requeridos para atacar diferentes frentes de la obra de manera simultánea, conforme a las exigencias del programa de construcción. El puente sobre el Río Santiago costó más de lo estimado.
- **Desvío.-** El incremento principal deriva de que el Contratista recibió el túnel de desvío con un avance menor al que CFE previó realizar por administración directa y a que fue necesario modificar el procedimiento de excavación para acelerar la construcción de los dos túneles de desvío. Así mismo se encargó al contratista la rehabilitación del desvío requerida como consecuencia de los daños ocasionados por la avenida extraordinaria del mes de enero de 1991.
- **Cortina.-** Los conceptos representativos de la diferencia en costos corresponden esencialmente a actividades adicionales no previstas en el contrato, tales como la instalación de la banda transportadora de roca para acelerar la construcción, la instrumentación y los acabados, entre otros.

También se requirió, dadas las condiciones geológicas de la roca en la zona de la cortina, de tratamientos adicionales de inyección para formar la pantalla impermeable y garantizar la estanqueidad del embalse.

- **Casa de máquinas y vertedor.-** Los conceptos que tuvieron la influencia principal en el incremento en el importe estimado están representados por la excavación que se requirió para construir la vialidad subterránea que permitiera atacar simultáneamente varios frentes de trabajo, por la excavación a cielo abierto derivada de la conveniencia de construir el área de transformadores en el exterior en vez de hacerlo en una caverna, como se preveía originalmente, y a la conveniencia de modificar el diseño del vertedor alargándolo para permitir que descargara a un nivel más bajo de lo considerado inicialmente.

Uno de los aspectos que tuvo una incidencia significativa en la variación del costo de las obras civiles lo constituye el aumento en el precio de la mano de obra. Conforme a las base de licitación, los precios unitarios en los que interviniera la mano de obra debían calcularse considerando como referencia mínima los tabuladores de salarios manejados sindicalmente. En la práctica, conforme la obra avanzaba, se apreciaba que con los salarios ofrecidos no era posible captar la mano de obra requerida, dado que el mercado de mano de obra empujaba hacia mayores costos. Para dar continuidad a los trabajos fue necesario ofrecer mayores salarios, con la consecuente afectación a los precios unitarios. Para ajustarse a estas nuevas necesidades, se contrató un estudio que finalmente condujo a la implantación de un “FACTOR DE AJUSTE POR SALARIO REAL” (FASAR), mediante el cual se ofrecían mayores salarios basados en jornadas de trabajo de mayor duración y en

productividad. Este factor fue aceptado por CFE y aplicado a las estimaciones de obra en forma similar a los factores de escalación, arrojando el ajuste por concepto del incremento en el costo de la mano de obra.

Lo que respecta al contrato de obra electromecánica, se cubrió la totalidad de lo previsto y se realizaron una serie de Convenios modificatorios para considerar aspectos no incluidos originalmente, los cuales son la causa de la diferencia entre el costo real de este concepto y su costo estimado. A grandes rasgos, dichos aspectos son:

- Fabricación acelerada de equipo asociada al acortamiento del programa de construcción
- Incremento en suministros por cambio de proyecto en el área de transformadores
- Incremento en suministros por inclusión de válvulas para toma de riego
- Incremento en los suministros misceláneos
- Inclusión de impuestos de importación que originalmente se pagaban a nivel consolidado de CFE

Cabe señalar que por el alto costo financiero, se decidió que la componente nacional (constituida esencialmente por el montaje) se pagara a precio variable con recursos propios.

V.2.3. Financiamiento.

CONCEPTO	Millones de dólares corrientes			
	COSTO REAL	FINANCIAMIENTO		
		Recursos propios	BIRF	Otros créditos
Ingeniería, administración y supervisión de construcción	121.3	121.3	0.0	0.0
Obras civiles	485.2	154.9	330.3	0.0
Reasentamientos y medio ambiente	17.9	17.9	0.0	0.0
Equipo electromecánico	204.2	50.1	0.0	154.1
Líneas de transmisión	21.7	21.7	0.0	0.0
TOTAL	850.3	365.9	330.3	154.1

V.2.4. Operación del proyecto.

Este proyecto quedó finalmente construido con las características siguientes:

Tres unidades generadoras de 320 MW cada una

Potencia real 960 MW

Generación media anual bruta de 2,131 Gwh

Factor de planta 0.2534

Energía firme 1,574 Gwh

Energía secundaria 557 Gwh

Conforme a lo esperado, la central operará fundamentalmente para satisfacer la demanda de energía de picos con la posibilidad de aportar durante las etapas de demanda intermedia, si lo requiere el Sistema Eléctrico. Su control podrá ser local o remoto.

De acuerdo a los criterios y normas establecidos por la Subdirección de Generación, se tiene previsto aplicar un sistema de revisiones periódicas a cada una de las estructuras que constituyen la central, independientemente de lo establecido en cuanto a las revisiones posteriores a eventos sísmicos. Las revisiones sistemáticas dan la pauta para el mantenimiento preventivo de la parte civil. Los manuales de operación y servicio para el equipo electromecánico y la instrumentación proporcionan los indicativos para su mantenimiento preventivo y correctivo.

V.3. Proyecto Zimapán.

V.3.1. Costo del proyecto.

C O N C E P T O	COSTO EN MILLONES (Precios corrientes)			
	ESTIMADO SAR (1)		REAL	
	N\$	Dólares	N\$	Dólares
Ingeniería, administración y supervisión de construcción	84.8	36.9	342.5	94.4
Obras civiles	460.7	200.6	1,467.6	416.1
Reasentamientos y medio ambiente	30.1	13.1	561.4	172.2
Equipo electromecánico	96.5	42.0	516.0	135.6
Líneas de transmisión	43.9	19.1	32.8	10.9
Contingencias físicas (imprevistos)	137.8	60.0		
Contingencias de precios (esealaciones)	106.4	46.3		
T O T A L (2)	960.2	418.0	2,920.3	829.2

(1) SAR : Staff Appraisal Report, mayo de 1989

(2) Se reporta costo directo basado en datos contables.

V.3.2. Origen de las principales diferencias en costo.

Las principales diferencias entre el costo real y el estimado en el SAR se encuentran en los gastos de la residencia de construcción, en las obras civiles, en la obra electromecánica y en el programa de reasentamientos humanos.

En lo que se refiere a los gastos de residencia, la estimación inicial, basada en experiencias previas, consistió en considerar estos gastos como un porcentaje del costo directo estimado del proyecto. Al ser el costo real superior al estimado, los gastos de residencia se incrementan proporcionalmente, lo cual es justificable por la necesidad de abrir más frentes de supervisión durante más tiempo, conforme a lo que demandaba la gran dispersión de la obra.

En cuanto a las obras civiles, existen una infinidad de conceptos a los que se puede atribuir la diferencia en costos, pero una de las razones principales resulta de una muy optimista estimación inicial del importe de las obras, derivada de que en función de los estudios previos, se esperaban condiciones geológicas más favorables de las que se encontraron en la realidad. A continuación se describen los conceptos que representan las principales diferencias.

- **Infraestructura.-** No se tenía considerada la construcción del camino Zimapán-Boquilla y se decidió su construcción como un apoyo al desarrollo de la infraestructura en el Estado. En cuanto al camino a casa de maquinas, la situación topográfica y geológica que se encontró en la práctica, obligó a realizar cortes en laderas mayores a los estimados a fin

de proporcionar mayor estabilidad a los taludes. Asimismo, se requirió incrementar la aplicación de concretos y acero de refuerzo para obtener la estabilidad requerida. Resultó más conveniente la pavimentación del camino que la terminación con solo concreto asfáltico por la duración de los materiales aplicados.

- **Túnel de conducción.-** Al no encontrarse la calidad esperada de la roca y por la conveniencia de reducir las pérdidas de carga hidráulica, se decidió recubrir el túnel con concreto hidráulico en vez de concreto lanzado, con el consecuente incremento en costo. Fue necesario emplear grandes cantidades de concreto masivo y acero de refuerzo en diferentes zonas a lo largo del túnel que, por razones geológicas, así lo requerían. De igual manera fue necesario resolver el problema ocasionado por una gran caverna que se encontró en la trayectoria del túnel.
- **Cortina.-** La necesidad de construir un mayor número de galerías de empotramiento y de inyección, obligaron a incrementar las excavaciones. Por otro lado, fue necesario estabilizar una gran zona en las laderas del cañón donde se construyó la cortina 7 modificándose el tipo de barrenación y anclaje, con el consecuente incremento en costo.
- **Casa de máquinas.-** Por razones geológicas fue necesario girar la caverna para alojar la casa de máquinas lo cual obligó a incrementar la longitud de túneles y galerías, con el consecuente aumento en las excavaciones. Fue necesario rellenar un gran volumen de oquedades en la caverna en razón a los problemas geológicos que se presentaron.

- **Vertedor.-** Se presentó un fuerte aumento en las excavaciones por la conveniencia de construir un túnel auxiliar para la obra de excedencias y por la necesidad de construir un túnel de acceso al vertedor que no se requería en el diseño original. Lo anterior impactó también en el incremento del volumen de concreto reforzado a colocar.

Uno de los aspectos que tuvo una incidencia significativa en el incremento del costo de las obras civiles lo constituye, al igual que en el caso del proyecto Aguamilpa, el aumento en el precio de la mano de obra. Conforme a las bases de licitación, los precios unitarios en los que interviniera la mano de obra debían calcularse considerando como referencia mínima los tabuladores de salarios manejados sindicalmente. En la práctica, conforme la obra avanzaba, se apreciaba que con los salarios ofrecidos no era posible captar la mano de obra requerida, dado que el mercado de mano de obra empujaba hacia mayores costos. Para dar continuidad a los trabajos fue necesario ofrecer mayores salarios, con la consecuente afectación a los precios unitarios. Para ajustarse a estas nuevas necesidades, se realizó un estudio que firmemente condujo a la implantación de un "FACTOR DE IMPACTO ECONÓMICO", mediante el cual se ofrecían mayores salarios basados en jornadas de trabajo de mayor duración y en productividad. Este factor, aplicado a las estimaciones de obra en forma similar a los factores de escalación, arroja el ajuste por concepto del incremento en el costo de la mano de obra.

En cuanto al contrato de obra electromecánica se considera también que el estimado inicial fue escaso, aunque estaba documentalmente basado en cotizaciones de proveedores y en costos de equipos similares a los que se

pensaba instalar. Es notorio el hecho que el monto de la oferta ganadora en la licitación de la obra electromecánica, fue más del doble de lo que se estimaba originalmente. Entre los aspectos que por añadidura provocaron incrementos de costo se tienen:

- Ajuste por cargos financieros debidos a modificaciones en el programa de entrega de los equipos
- Incremento en los suministros misceláneos
- Inclusión de impuestos de importación que originalmente se pagaban a nivel consolidado de CFE Por el alto costo financiero se decidió que la componente nacional (constituida esencialmente por el montaje y algunos componentes de fabricación nacional), se pagara a precio variable con recursos propios.

Tocante al programa de reasentamientos, su costo real fue muy superior al estimado inicialmente, el cual también resultó escaso. Es decir, la combinación del elevado costo real con la baja valuación inicial, acentúan la diferencia. Los problemas que se presentaron durante las negociaciones con los afectados, principalmente con la población del Estado de Querétaro, y las presiones locales para resolver en corto plazo los problemas, dieron pie a no contar con condiciones favorables para la negociación, por lo que se requirió ceder sistemáticamente a las peticiones (frecuentemente excesivas) de la población. Más del 60% del costo del Programa de reasentamientos, correspondió a la construcción de poblados y

el nuevo poblado de Bellavista del Río, en el estado de Querétaro, que implicó casi el 47% del costo total del Programa.

V.3.3. Financiamiento.

CONCEPTO	Millones de dólares corrientes			
	COSTO REAL	FINANCIAMIENTO		
		Recursos propios	BIRF	Otros créditos
Ingeniería, administración y supervisión de construcción	94.4	94.4	0.0	0.0
Obras civiles (1)	416.1	166.3	124.4	125.4
Reasentamientos y medio ambiente	172.2	172.2	0.0	0.0
Equipo electromecánico	135.6	23.2	0.0	112.4
Líneas de transmisión	10.9	10.9	0.0	0.0
TOTAL	829.2	467.0	124.4	237.8

V.3.4. Operación del proyecto.

Este proyecto quedó finalmente construido con las características siguientes:

Dos unidades generadoras de 146 MW cada una

Potencia total instalada 292 MW

Generación media anual 1,292.4 GWh

Factor de planta 0.53

Generación firme 1,139.6 GWh anuales

Generación secundaria 152.8 GWZ anuales

Conforme a lo esperado, la central operará fundamentalmente para satisfacer la demanda de energía de picos con la posibilidad de aportar durante las etapas de sistema intermedia, si lo requiere el sistema Eléctrico. Su control podrá ser local o remoto.

De acuerdo a los criterios y normas establecidos por la Subdirección de Generación, se tiene previsto aplicar un sistema de revisiones periódicas a cada una de las estructuras que constituyen la central, independientemente de lo establecido en cuanto a las revisiones posteriores a eventos sísmicos. Las revisiones sistemáticas dan la pauta para el mantenimiento preventivo de la parte civil. Los manuales de operación y servicio para el equipo electromecánico y la instrumentación proporcionan los indicativos para su mantenimiento preventivo y correctivo.

VI. PROPUESTA PARA HACER FRENTE AL PAQUETE FINANCIERO ORIGINAL

VI.1. Introducción.

VI.1.1. ¿Qué es la bursatilización?

La bursatilización consiste en la consecución de fondos, basada en la anticipación de flujos de efectivo futuros que generarán activos financieros con los que una compañía o institución financiera cuenta.

La Bursatilización permite al titular original de los préstamos u otros derechos, enajenarlos y obtener por ellos recursos frescos, lo cual no sería posible de otra forma por las características propias de dichos préstamos o derechos.

VI.1.2. Porqué bursatilizar activos.

Una de las mayores ventajas que la bursatilización ofrece, es que el público inversionista analizará la calidad crediticia de los activos que se ofrecen como colateral, más que analizar la calidad de crédito de la compañía propietaria de los activos. De ésta forma, el emisor puede conseguir fondos a un costo inferior del que podría alcanzar por su propia calidad, o inclusive ingresar a mercados a los que de otra forma no podría tener acceso.

En el caso específico de la bursatilización de una cartera de créditos de una institución financiera, algunas de las ventajas que estos programas representan son, entre otras, las siguientes:

- La bursatilización de activos representa una fuente alternativa de financiamiento para la institución, permitiéndole obtener recursos sin que se vean afectados sus límites de capitalización.
- Con la bursatilización de créditos el banco tendrá una mejor revolvencia de sus activos al permitirle ampliar su base de clientes y operación sin que ello le represente perder la relación y el contacto con clientes anteriores.
- Existen esquemas de bursatilización, que permiten la posibilidad de que la institución conserve el diferencial existente entre los niveles del costo de los bonos emitidos y el rendimiento de los activos sujetos de bursatilización.
- En los casos de bancos recientemente adquiridos, la bursatilización de activos confiere la posibilidad de reorientar los recursos provenientes de la colocación hacia nuevos programas de crédito o áreas de la actividad económica, que mejor se adapten a cambios en la estrategia de mercado de la institución.

VI.1.3. Experiencia de Bursatilización en México.

En México, a la fecha se han completado más de 12 emisiones colateralizadas con activos (asset-backed securities); en la mayoría de estas operaciones se han utilizado activos denominados en dólares. Las operaciones más comunes han sido aquellas en que se utilizan pagarés de tarjetas de crédito y cuentas por cobrar provenientes de operaciones de exportación (PEMEX).

Las principales características de las operaciones de tarjeta de crédito son las siguientes:

- Se han utilizado únicamente cuentas por cobrar internacionales.
- La vida de estos activos es sumamente corta; no más de 48 horas en promedio.
- Se bursatilizan las cuentas por cobrar que el banco espera generar.
- El principal riesgo para el inversionista es la capacidad de generación de estos activos por parte del banco emisor, por lo tanto es muy importante evaluar la penetración del banco para mantener e incrementar su participación en el mercado de tarjetas de crédito.

En 1992, se estructuró la primera emisión de deuda amparada por créditos otorgados por Nacional Financiera a diversas instituciones financieras del país. La colocación, realizada en diciembre de ese mismo año, alcanzó un monto de \$200 millones de dólares (la emisión más grande de Nacional Financiera), y marcó el regreso de emisores mexicanos al mercado de Floating Rate Notes (FRN's) desde la crisis de 1982.

La segunda etapa del programa de bursatilización de cartera de créditos de Nacional Financiera, se concretó en diciembre de 1993, y alcanzó un monto de \$130 millones de dólares. En esta ocasión, los bonos a tasa flotante estuvieron respaldados por cuentas por cobrar a las tres principales instituciones financieras del país.

En 1993, se realizaron emisiones de bonos que se encontraban respaldadas con flujos provenientes de ingresos por cuotas de peaje de autopistas concesionadas.

Otros activos que son sujetos a ser bursatilizados incluyen:

- Cartera hipotecaria.
- Préstamo para autos
- Ordenes de pago en dólares
- Cartera a gobierno de los Estados y municipios
- Créditos fondeados con recursos Eximbank.

VI.1.4. Identificación de activos apropiados.

Un aspecto fundamental durante la evaluación de un proyecto de bursatilización consiste en la selección de activos que respaldarán la emisión.

Algunos de los elementos relevantes que deberán considerarse al seleccionar los activos son, entre otros, los siguientes:

- **Calidad Crediticia de los Activos.** Como se mencionó anteriormente, el público inversionista analizará detalladamente la calidad crediticia de los activos que se bursatilizarán. Debido a lo anterior, la existencia del historial de pago de los activos es de suma importancia, de forma tal que pueda demostrarse la calidad de pago de dichos activos.
- **Regularidad en los pagos que realicen los activos a bursatilizar.** La importancia de esta característica de la cartera radica en poder diseñar un producto que sea lo suficientemente atractivo para poder ser distribuido en los mercados que se pretenda atacar.
- **Factibilidad de transferir los activos.** Este punto es de gran importancia, ya que como se comentará más adelante, es posible que se requiera transferir los activos a un vehículo especial para la emisión.

Existen casos en los que se pueden presentar problemas legales al tratar de transferir los activos.

- **Denominación de la cartera y tasa de interés.** Dentro de esta etapa es importante definir el tipo de bono que mejor se apegue a las condiciones de la cartera y del mercado. En la medida en que la denominación de los activos y las tasas de interés igualen aquellas de los bonos, se eliminarán tanto el riesgo cambiario como riesgos por fluctuaciones en las tasas de interés. De no ser posible igualar los términos de los activos y pasivos, generalmente se requerirá de la incorporación de productos derivados (swaps, floors, etc.).

VI.1.5. Pasos a seguir en la bursatilización de activos.

El proceso para poder implantar un programa exitoso de bursatilización debe incluir, entre otros, los siguientes pasos:

- **Análisis de la cartera de créditos.** Como ya se ha mencionado anteriormente, se deberán analizar las características particulares de la cartera que se pretenda bursatilizar, con el objeto de seleccionar aquella que mejor se adapte a los requerimientos específicos de los mercados a los cuales se piense atacar.

- Desarrollo del modelo de flujos de efectivo. El modelo de flujo de efectivo permitirá proyectar los flujos fijos de la cartera o de los activos y analizar el comportamiento del servicio de los bonos bajo distintos escenarios. Por otra parte, con base al modelo de flujos, se analizará y sensibilizará la rentabilidad del programa y permitirá calcular el costo de financiamiento para la institución o compañías originadoras.
- Proceso de selección de la agencia calificadora que mejor se apegue a los objetivos del programa.
- Proceso de "Due Dilligence".
- Definición del procedimiento de administración del programa.
 - Contabilización independiente
 - Sistemas necesarios
 - Reportes
- Diseño e implantación del sistema de administración para el servicio de las obligaciones (ver diagramas). Interrelación con el agente pagador.
 - Reportes
 - Periodicidad
- Coordinación de la documentación legal (vehículo emisor, "indenture trustee", "servicing and paying agreements", etc.)

- Obtención de las autorizaciones correspondientes (Banco de México, Secretaría de Hacienda y Crédito Público, Comisión Nacional de Valores, etc.).

VI.2. Participantes y Funciones.

VI.2.1. Esquema de Funciones y Participantes.

Una vez que hemos hablado de los pasos necesarios para la puesta en marcha de un programa de bursatilización de activos, debemos mencionar a las entidades que participan dentro de este proceso:

1. **Originador.** Propietario de los activos a bursatilizarse.
2. **Emisor.** La Sociedad o Fideicomiso, Agencia del Gobierno, Sociedad Especial o Fondos de Inversión Especializados. Cualquiera de ellos denominado como el vehículo que, bajo ciertas estructuras de emisión, adquiere la cartera, la empaqueta y emite el papel. Más adelante mencionaremos las características en el caso de que la figura consista en un fideicomiso.
3. **Agente Colocador, Bancos de Inversión.** Las Casas de Bolsa, que estructuran, toman en firme y colocan los instrumentos de deuda entre el público inversionista.

4. **Representante Común.** Representa a los Inversionistas ante el emisor y normalmente ejerce las siguientes funciones:
 - a. Administra el recurso sobre los activos.
 - b. Monitorea el pago de los créditos o activos.
 - c. Representa a los inversionistas en casos de litigio.
 - d. Actúa como agente pagador.

5. **Agente, Asesor y Estructurador.** Institución externa a la Compañía propietaria de los activos a bursatilizar que coadyuva en el proceso de selección de cartera, desarrollo de modelos financieros, estructuración del esquema óptimo de bursatilización, selección de agente colocador, análisis de rentabilidad, análisis de precio de colocación, etc.

6. **Agencia Calificadora de Valores.** Agencias que evalúan el grado de riesgo de los activos a bursatilizar y determinan el grado de protección, externa e interna, para alcanzar la calificación deseada. Normalmente la Agencia Calificadora lleva a cabo revisiones periódicas de las emisiones con el objeto de actualizar la calificación original y prevenir a los inversionistas de posibles problemas de liquidez del emisor.

7. **Autoridades Regulatoras.** Instituciones encargadas de regular el funcionamiento y operación de los mercados, emisores y demás participantes.

8. **Instituciones que otorgan protección a la estructura (Credit Enhancements).** Instituciones que adicionan una protección a la

estructura, mediante algún tipo de garantía o cobertura de los riesgos implícitos en el desempeño de los activos. Normalmente la protección a la estructura se establece para que los bonos preferentes alcancen una calificación crediticia competitiva. La participación de estas Instituciones se puede dar de las siguientes formas: aval, depósitos en efectivo, cartas de crédito, o mediante la adquisición de bonos subordinados a capital para proteger a los inversionistas de los bonos preferentes. Este punto en particular será comentado posteriormente, ya que la utilización de cada una de las distintas alternativas antes mencionadas tiene importantes efectos de tipo cuantitativo y cualitativo en cada programa.

9. Público Inversionista.

VI.2.2. Estructuras más comunes para la emisión de deuda.

Por lo que respecta a la estructura de la entidad que llevará a cabo la emisión, en general puede decirse que, entre otras, las estructuras más comunes son las siguientes:

1. Emisión de deuda estructurada por parte de la propia compañía poseedora de los activos, dando como colateral dichos activos. Esta es la forma más simple de estructuración, en donde se emite deuda basándose en otorgar la garantía de los activos. Sin embargo, esta

forma de bursatilización puede representar algunos problemas, entre los cuales se encuentra el contravenir cláusulas de "negative pledge" en financiamientos existentes.

Por otra parte, bajo esta estructura es posible que los inversionistas no se encuentren totalmente cubiertos del riesgo de insolvencia por parte de la compañía emisora, ya que dependiendo de la legislación que se trate, existirán casos en donde la relación de los pagos de las compañías con problemas de solvencia no proteja al público inversionista.

Adicionalmente, este procedimiento puede ocasionar problemas de tipo tributario o de contabilidad.

2. Utilización de un Vehículo especial para la emisión. En este caso los activos en cuestión serán vendidos a un vehículo especial, y es éste quien respaldado por los flujos de los activos, emite la deuda. Con el objeto de separar por completo la transacción del riesgo crediticio del emisor, las obligaciones pueden ser emitidas por un vehículo especial de emisión. En este esquema, la compañía poseedora de los activos los vende a un vehículo especial, y basado en ellos, el vehículo obtendrá los recursos entre el público inversionista, con los cuales liquida la compra de los activos a la compañía poseedora de ellos.

El vehículo especial se constituye de forma tal que su capacidad para hacer frente a sus obligaciones no se vea afectada por problemas de

liquidez por parte de la compañía que poseía los activos originalmente. La figura legal que generalmente se emplea para la formación del vehículo especial es la de fideicomiso, aunque en ocasiones también se utilizan empresas (S.A.'s) creadas para este fin específico.

VI.2.3. Asesor Legal.

Por ley, los fideicomisos están limitados a la emisión de CPO's.

Es importante señalar que para el caso mexicano, el Banco de México ha permitido a partir de 1992, sobre la base de autorizaciones específicas que fideicomisos mexicanos puedan emitir certificados de adeudo en los mercados internacionales.

Lo anterior es de particular importancia, ya que este hecho permite que el fideicomiso no esté limitado a emitir Certificados de Participación (CPO's), lo cual permite la posibilidad de que los excedentes que se generen en el fideicomiso como resultado del diferencial de tasas entre los activos y el rendimiento de los instrumentos que se emitan pueda ser retenido por la compañía poseedora de los activos.

VI.2.4. Estructura de los Fideicomisos.

Generalmente, la estructura de los fideicomisos es la siguiente:

FIDEICOMITENTE: Compañía poseedora de los activos.
FIDUCIARIO: Institución financiera mexicana.
FIDEICOMISARIOS: En primer lugar, los tenedores de los instrumentos de deuda.

En segundo lugar, la compañía poseedora de los activos, para poder retener los excedentes.

Por lo que respecta a la operación y administración del programa, es importante señalar que la implantación de un programa de bursatilización no afecta la administración ni el procedimiento vigente para la cobranza de la cartera, ya que el Departamento de cobranza de la Institución propietaria de los activos seguirá administrándolos por cuenta del fideicomiso emisor. Dicha administración de los activos estará regulada a través de un contrato de administración y custodia celebrado entre la Institución y el fideicomiso emisor.

VI.3. Posibles Protecciones a la Estructura.

Con el objeto de darle una mayor bursatilidad a los bonos a emitir, se establecen protecciones adicionales a los inversionistas. El objetivo de establecer una protección adicional a la de los créditos cedidos, es poder llevar a cabo los pagos de intereses y principal sobre los bonos, no obstante que se lleguen a presentar casos de incumplimiento de los activos.

El grado de protección a la estructura se determina en función a la calidad de crédito de los activos. En la medida que los activos tengan una calidad crediticia mayor, menor será la protección requerida. Asimismo, si la calidad crediticia de los activos es inferior al grado de riesgo que se desee obtener para los bonos a emitir, mayor será la protección requerida. Por ejemplo, si los activos están representados por compañías con una calificación de B1, y se desea alcanzar una calificación de AAA en los bonos a emitirse, será necesario establecer una protección a los activos suficiente para alcanzar la calificación de AAA.

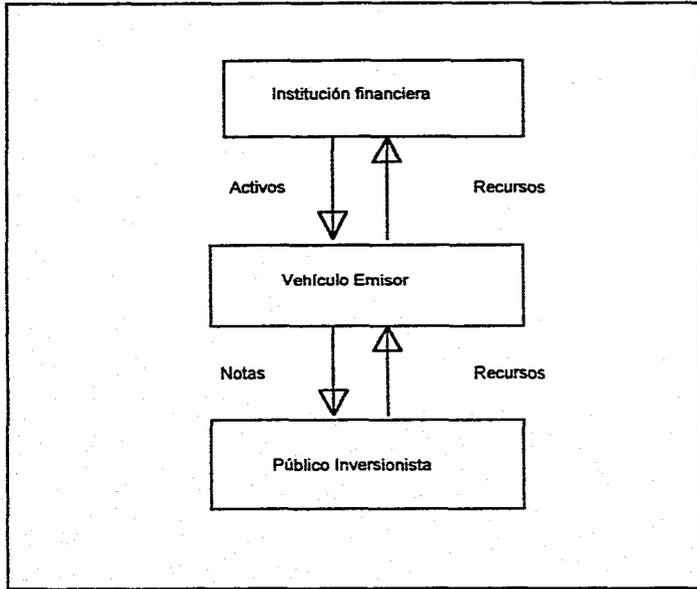
Por lo general, la protección es proporcionada por una Institución Financiera ajena tanto al emisor como a la Institución vendedora. En ejemplo anterior, si se quisiera establecer una protección de un agente financiero externo, éste tendría que ser riesgo AAA.

Existen protecciones que se pueden lograr mediante la estructuración de tramos de deuda o capital subordinados al pago de intereses y principal de la deuda preferente. En estos casos, de presentarse incumplimientos en los activos, estos serán aplicados al pago de la deuda subordinada, logrando así una protección estructural para los tenedores de los bonos preferentes.

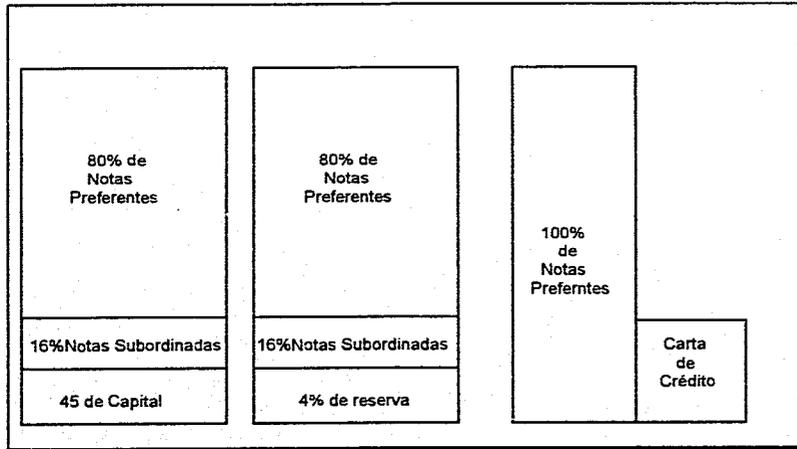
Por último, existen mecanismos de protección dentro de la misma estructura. El más común es el de establecer una reserva de efectivo que se utilizará, en caso de presentarse faltantes, para dar servicio oportuno a la deuda preferente. Normalmente esta reserva se fondea con los recursos

provenientes de la colocación, o mediante la acumulación de los excedentes que genere el propio fideicomiso. También se dan casos en que la reserva se fondea con un crédito subordinado otorgado por una institución financiera independiente.

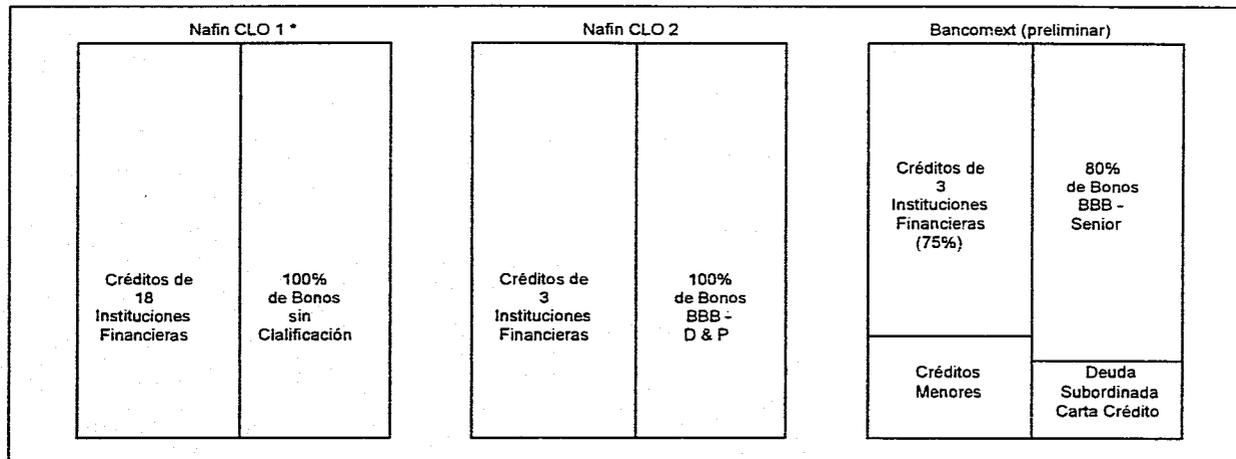
Venta de Bonos y Compra de Activos.



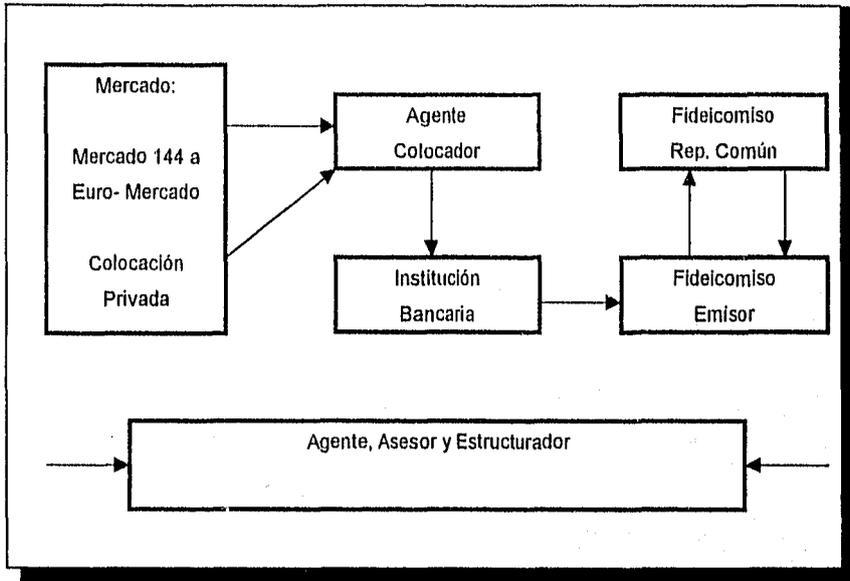
Protección a Estructura



Estructuras Alternativas de Colocación



Estructura Básica de Bursatilización.

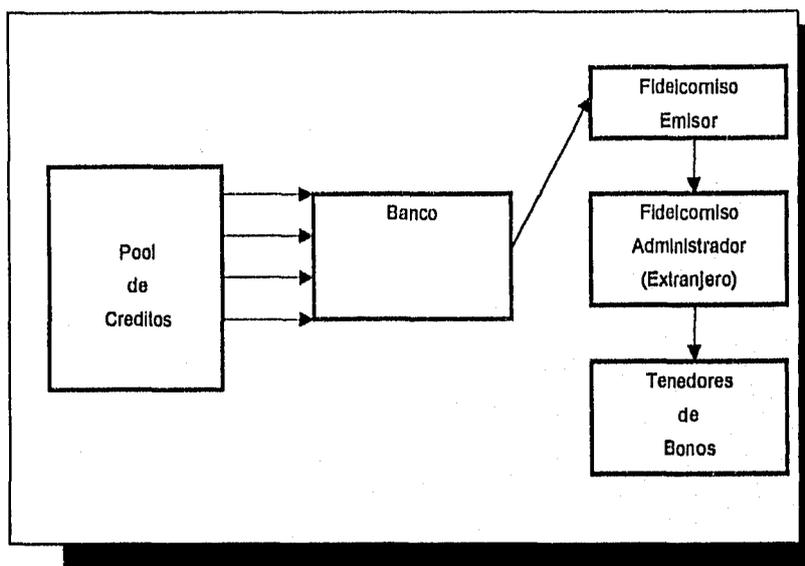


- 1) La Institución Financiera vende al fideicomiso la cartera de créditos.
- 2) Se lleva a cabo la colocación de los bonos.
- 3) El Agente Colocador entrega los fondos de colocación al Fideicomiso, administrador de los Bonos y éste a su vez entrega los recursos netos de la colocación al Fideicomiso emisor.
- 4) El Fideicomiso liquida los créditos a la Institución Financiera.

Participantes y Funcionarios

Originador	<ul style="list-style-type: none">- Propietario de los activos a bursatilizarse.
Emisor	<ul style="list-style-type: none">- Adquiere Cartera- Empaqueta Cartera- Emite Papel
Agente Colocador	<ul style="list-style-type: none">- Estructuran Instrumento- Toman en Firme Instrumentos de deuda- Colocan papel entre el Público Inversionista
Representante Común	<ul style="list-style-type: none">- Administra Recurso sobre activos.- Monitorea el repago de créditos o activos- Representa a los Inversionistas en caso de litigio- Actúa como agente pagador
Agente, Asesor y Estructurador	<ul style="list-style-type: none">- Selección de cartera- Desarrollo de modelo financiero.- Estructuración del esquema- Análisis de Rentabilidad y Sensibilidad.
Agencia Calificadora de Valores	<ul style="list-style-type: none">- Evalúan riesgos de los activos a bursatilizar.- Revisiones periódicas grado de riesgo.- Determinan el nivel de protección requerida.- Asignan calificación de crédito a los bonos emitidos
Autoridades Reguladoras	<ul style="list-style-type: none">- Regulación del funcionamiento y operación de participantes
Instituciones de Protección a Estructura	<ul style="list-style-type: none">- Adicionan Protección a la Estructura.
Público Inversionista	<ul style="list-style-type: none">- Compran Instrumentos de deuda.

Administración del Programa



- 1) El banco recibe los pagos (principal e intereses) del pool de créditos a bursatilizar.
- 2) El Banco transfiere principal e intereses al Fideicomiso Emisor.
- 3) El Fideicomiso Emisor transfiere los fondos al Fideicomiso Administrador en las fechas de pago de la deuda. El Fideicomiso Administrador actúa como agente pagador para los tenedores de los bonos.
- 4) El Fideicomiso Administrador realiza los pagos a los tenedores de los bonos, en las fechas de pago.

VI.4. Propuesta para afrontar la deuda adquirida por medio de una emisión.

VI.4.1. Justificación para la emisión del bono.

La justificación de una emisión de bonos para hacer frente al endeudamiento adquirido se explica principalmente, por dos razones:

- a.) **Financiamiento del proyecto a través del mercado de capitales.** El costo total del proyecto fue financiado en una tercera parte por el préstamo otorgado por el Banco Mundial y el resto fue básicamente financiado con recursos fiscales del gobierno. El préstamo otorgado por parte del Banco Mundial contiene sin duda alguna las mejores condiciones en el mercado. Sin embargo, los recursos fiscales se pueden financiar por medio de una emisión de bonos en los mercados financieros. En este caso, los bonos estarán garantizados y serán pagados por el flujo de efectivo que genere el proyecto mismo, logrando con esto un autofinanciamiento. Por el lado de las garantías, se puede añadir el equipo con el que cuentan las plantas el cual alcanza un valor considerable. El monto y plazo de la emisión estará sujeto a cuanto papel pueda absorber el mercado, a la calidad en la que se encuentre el riesgo México en el momento de la emisión y al monto que se alcance a cubrir por medio del flujo de efectivo generado por las plantas. Las condiciones de la emisión y el rendimiento que otorgue el bono será un factor secundario pero determinante en el éxito de la

colocación. Cabe mencionar que el monto y plazo mostrado en el ejemplo a continuación son coherentes a la situación actual y a las variables que lo determinan, sin embargo podrían existir otras alternativas.

- b.) **La Tasa de Financiamiento.** Si bien la tasa a la cual se pueda financiar el gobierno no será tan atractiva como la otorgada por el Banco Mundial, sí se puede hablar de un nivel atractivo para obtener capital y financiamiento.

Cabe mencionar, que la CFE en su historia ha realizado 5 emisiones de deuda por un monto mayor a 1'000 millones de dólares y todas con un gran éxito de colocación. La CFE nunca ha dejado de pagar alguno de sus compromisos adquiridos lo que le ha dado un reconocimiento de seguridad y garantía en los mercados financieros internacionales.

Siendo la CFE una dependencia gubernamental su deuda adquiere automáticamente una garantía de gobierno. A forma de dar una idea general de donde se encuentra actualmente la deuda mexicana, se incluye a continuación una gráfica de los principales bonos existentes en el mercado.

Como se observará a continuación, la propuesta de emisión que se ejemplifica tiene como característica un programa de Notas con vencimientos distribuidos en tres diferentes plazos (3, 7 y 12 años). La duración de la emisión vendría siendo la siguiente:

$$D = \frac{\sum_{j=1}^T \frac{C_j}{(1+y)^j} + \frac{TK}{(1+y)^T}}{P(t, T, y)}$$

donde: P = Precio
 K = Valor Nominal
 T = Número de periodos
 C = Cupón
 y = Rendimiento

Sustituyendo valores tendríamos que la duración aproximada es de 7.58 años. Si nos dirigimos a la gráfica antes mencionada podremos observar que el papel de deuda soberano mexicano (Nafinsa o BNCE) se encuentra a un rendimiento a vencimiento de alrededor de 10%. Si llevamos estos datos a la fórmula del precio de un bono tendríamos que:

$$P = \text{Sumatoria } (i=1; n=24) \{(\text{Pago de cupón } (n)/(1+r)^n)\} + (VN / (1+r)^n)$$

donde: n = número de cupones
 r = tasa del mercado
 VN = Valor Nominal

Sustituyendo valores: n = 24, r = 10% y VN = 500'000'000.00 y resolviendo la ecuación, tenemos que el precio del bono debería de ser aproximadamente de 86.176%, valor estimado que debería de tener el bono en su emisión primaria.

Corp B C 7

Only positive numbers allowed with <Print>.

CORPORATE BOND PRICE / YIELD CALCULATOR
 SETTLEMENT DATE 8/23/96
 MATURITY DATE 8/23/98

YIELD CALCULATION	MATURITY	CALL
PRICE 86.176348		
STREET CONVENTION	10.004	10.004
U.S. GOVT EQUIVALENT	10.004	10.004
COMPUCORP/MONROE(TM)	10.004	10.004
TRUE YIELD	10.000	10.000
EQUIVALENT 1/2 YR COMPOUND	10.254	10.254
JAPANESE YIELD (SIMPLE)	10.620	10.620
PROCEEDS/MMKT (ACT/360)		
AFTER TAX:		
INCOME 9.60% CAPITAL 8.00%	6.267	6.267

ISSUE DESCRIPTION	
COUPON(%) 8 2/YR	
- OPTIONAL -	
ISSUE 8/23/96 @ 1ST PAY 2/23/97	
CALL 8/23/98 @ 100.000	
CASHFLOW ANALYSIS	
TO 8/23/98 WORKOUT, 1000M FACE	
PAYMENT INVOICE	
PRINCIPAL	861763.48
0 DAYS ACCRUED INT	0.00
TOTAL	861763.48
INCOME	
REDEMPTION VALUE	1000000.00
COUPON PAYMENT	960000.00
INTEREST @ 8% 2	0.00
TOTAL	1960000.00
RETURN	
GROSS PROFIT	1098236.52
RETURN -2 /YR COMP	6.966

SENSITIVITY ANALYSIS		
CONV DURATION (YEARS)	7.586	7.586
ADJ/MOD DURATION	7.224	7.224
RISK	6.226	6.226
CONVEXITY	0.721	0.721
PRICE VALUE OF A 0.01	0.06226	0.06226
YIELD VALUE OF A 0.12	0.00502	0.00502

Bloomberg-all rights reserved. Frankfurt:69-920410 Hong Kong:2-521-3000 London:171-330-7500 New York:212-318-2000
 Princeton:609-279-3000 Singapore:226-3000 Sydney:2-777-8600 Tokyo:3-3201-8900 Washington DC:202-434-1800
 M035-196-1-10 20-Aug-96 18:56:55

BCP Securities, Inc. (203) 629-2181

07-Aug-96

Issuer	Coupon	Maturity	Price	Yield	Spread	Duration	Size	Industry	Underwriter	Symbol	Special Feature
Aeromexico	9.750%	06/10/2000	90.500	12.96%	673	3.23	100mm	Airline/Transportation	Citicorp	AERMEX	06/10/2000 Avg life 10/25/99
Axa	8.500%	10/01/98	97.250	9.85%	389	1.95	75mm	Wire & Cable/Food Product	Swiss Bank	AXA	10/01/98
CCM	8.750%	04/21/98	98.750	9.55%	358	1.58	130mm	Supermarkets	Citibank	COMMEX	04/21/98
Cemex	10.000%	11/15/96	100.875	5.40%	99	0.28	100mm	Cement	Citicorp	CEMEX	11/15/96
Cemex	8.875%	06/10/98	99.625	9.09%	309	1.72	1000mm	Cement	JP Morgan	CEMEX	06/10/98
Cemex	10.000%	11/05/99	99.875	10.03%	385	2.78	280mm	Cement	Citicorp	CEMEX	11/05/99 Put @95 5 11/5/97
Cemex	10.750%	07/15/2000	100.625	10.55%	430	3.30	300mm	Cement	Goldman-Citi	CEMEX	07/15/2000
Cemex	8.500%	08/31/2000	93.750	10.42%	417	3.37	120mm	Cement	Citibank	CEMEX	08/31/2000
Cemex	9.500%	09/20/2001	95.875	19.56%	424	4.00	300mm	Cement	Bankers Trust	CEMEX	09/20/2001
Cemex-Tolmex	8.375%	11/01/2003	84.250	11.66%	523	5.26	250mm	Cement	Goldman	TOLMEX	11/01/2003
Cemex	12.750%	07/15/2006	103.500	12.13%	559	5.93	300mm	Cement	GS-Chase-JPM	CEMEX	07/15/2006
Cydsa	9.250%	04/08/98	98.750	10.07%	410	1.54	50mm	Chemical/Fiber/Packaging	Citibank	CYDSA	04/08/98
Desc	11.000%	12/15/97	103.750	7.98%	211	1.28	125mm	Holding Company	Goldman	DESC	12/15/97
Dine-DESC	8.125%	10/15/98	97.125	9.61%	354	2.00	75mm	Real Estate	JP Morgan	DESC	10/15/98
Durango	12.000%	07/15/2001	102.125	11.42%	511	3.65	150mm	Paper	Morgan Stanley	GIDUSA	07/15/2001
Durango	12.625%	08/01/2003	101.750	12.24%	583	4.65	250mm	Paper	Chase/Salomon	GIDUSA	08/01/2003
Elektra	12.750%	05/15/2001	102.750	11.96%	566	3.64	100mm	Retailing	Bear Stearns	EKT	05/15/2001
ELM	10.250%	11/12/97	102.500	8.09%	225	1.19	150mm	Tobacco	Morgan Stanley	MODRNA	11/12/97
ELM	11.375%	01/15/99	104.500	9.25%	314	2.19	125mm	Tobacco	Morgan Stanley	MODRNA	01/15/99
Femsa	9.500%	07/22/97	101.750	7.54%	181	0.94	300mm	Bottler	Bear Stearns	FEMSA	07/22/97
GMD	8.250%	02/17/2001	51.000	28.04%	2175	3.30	250mm	Construction	Bear Stearns	GMD	02/17/2001
Gemex	10.750%	11/19/97	103.000	8.19%	235	1.21	110mm	Bottler	Goldman	GEMEX	11/19/97
Gruma	9.750%	03/08/98	101.125	8.96%	300	1.45	125mm	Corn Products	Lehman	GRUMA	03/08/98
Hylsa	11.000%	02/23/98	103.250	8.68%	273	1.40	175mm	Steel	JP Morgan	HYLSA	02/23/98
ICA	9.750%	02/11/98	100.750	9.20%	326	1.38	225mm	Construction	Lehman/OBSA	ICASA	02/11/98
ICA	11.875%	05/30/2001	101.500	11.45%	514	3.73	150mm	Construction	ING	ICASA	05/30/2001
IMSA	8.750%	07/07/98	99.250	9.18%	316	1.79	90mm	Industrial/Commercial	Citibank	IMSA	07/07/98
IMSA	10.000%	10/13/99	99.250	10.27%	409	2.72	50mm	Industrial/Commercial	Citibank	IMSA	10/13/99
IRSA/Desc	8.375%	07/15/98	98.125	9.46%	344	1.82	150mm	Petrochem/Pharmaceutical	Goldman	DESC	07/15/98
Ispat	10.375%	03/15/2001	97.875	10.97%	468	3.62	175mm	Steel Mfg	CSFB	ISPMEX	03/15/2001 callable
Iusa	10.000%	06/21/98	98.500	10.90%	489	1.73	75mm	Industrial/Manufacturing	Vestcorp	UNIDAS	06/21/98
Iusa	8.500%	01/27/99	93.000	11.86%	574	2.27	50mm	Industrial/Manufacturing	Prudential	UNIDAS	01/27/99
Liverpool	7.250%	10/19/96	100.000	7.09%	172	0.20	100mm	Retailer	Lazard/Invex	LIVEPL	10/19/96
Ponderosa	8.750%	12/08/96	100.500	7.02%	157	0.33	50mm	Cardboard/Wood	Credit Lyon	CARPON	06-Dec-96
San Luis	9.125%	11/16/98	99.625	9.30%	321	2.07	75mm	Manufacturing/Mining	Sans Mont	COINSL	11/16/98
Simec	8.875%	12/15/98	77.000	FLAT	NA	NA	65mm	Steel Mfg	Lazard	SMEC	12/15/98
Situr	8.750%	09/14/98	38.000	FLAT	NA	NA	100mm	Real Estate Devel./Hotels	Lazard/Bancom	SITUR	09/14/98
TMM	9.750%	10/28/97	101.625	8.29%	247	1.16	75mm	Shipping	Bear Stearns	TMM	10/28/97
TMM	8.500%	10/15/2000	94.750	10.06%	380	3.50	150mm	Shipping	Bear Stearns	TMM	10/15/2000
TMM	9.250%	05/15/2003	93.000	10.73%	432	5.00	200mm	Shipping	Bear Stearns	TMM	05/15/2003 callable
Tereza	13.750%	12/08/90	110.000	10.12%	302	2.76	65mm	Steel Piping	Bankers	TUBOS	12/08/99 put @ 100 12/8/97
Televisa	10.000%	11/09/97	103.500	6.99%	116	1.19	200mm	Television/Radio/Publishing	Chase	TELVIS	11/09/97 deferred
Televisa	11.375%	05/15/2003	102.750	10.78%	438	4.81	200mm	Television/Radio/Publishing	Morgan Stanley	TELVIS	05/15/2003
Televisa	11.875%	05/15/2006	103.250	11.31%	477	5.94	200mm	Television/Radio/Publishing	Morgan Stanley	TELVIS	05/15/2006
Televisa	13.250%	05/15/2008	55.750	12.83%	629	6.16	507mm	Television/Radio/Publishing	Morgan Stanley	TELVIS	05/15/2008 zero coup to 5/15/01
Treasa	7.750%	12/22/2000	70.000	17.95%	1167	3.61	100mm	Construction	Lehman	TRIBAD	12/22/2000
Vitro Fin	9.000%	10/27/97	99.000	9.87%	406	1.16	70mm	Glass	Santander	VTO	10/27/97

BCP Securities, Inc. (203) 629-2181

07-Aug-96

Issuer	Coupon	Maturity	Price	Yield	Spread	Duration	Size	Industry	Underwriter	Symbol	Special Feature
BANKS											
Banamex	9.125%	04/06/2000	97.750	9.87%	365	3.10	175mm	Finance	Bankers	BANMEX	04/06/2000 put @ 95.84 4/06/98
Banco Intl	8.750%	08/04/98	97.750	10.03%	400	1.87	100mm	Finance	Bankers	BKINT	08/04/98
Bancomer	8.000%	07/07/98	99.500	8.28%	227	1.80	750mm	Finance	CSFB	BNCOMR	07/07/98
Banpais	7.250%	01/28/97	100.125	5.95%	141	0.48	100mm	Finance	ING	BNPAIS	01/28/97
Bco Atlantico	7.875%	11/05/96	98.960	9.41%	333	2.06	100mm	Finance	JP Morgan	ATLANT	11/05/96
Bco Mexicano	8.000%	11/04/98	96.625	9.71%	363	2.05	100mm	Finance	Chemical	BMEX	11/04/98
GOVERNMENT											
BNCE	8.000%	04/14/2000	95.250	9.35%	313	3.17	150mm	Finance	Swiss Bank	BNCE	04/14/2000 annual coupon
BNCE	7.500%	07/01/2000	93.625	9.50%	326	3.41	200mm	Finance	Merril Lynch	BNCE	07/01/2000
BNCE	8.000%	08/05/2003	87.000	10.89%	428	5.36	200mm	Finance	Lehman	BNCE	08/05/2003
BNCE (Global)	7.250%	02/02/2004	82.375	10.74%	430	5.71	1000mm	Finance	Merril Lynch	BNCE	02/02/2004
BNCE - SNC Tr	11.250%	05/30/2006	100.875	11.10%	456	6.08	250mm	Finance	Bankers Trust	BNCE	05/30/2006 Gtd by Bancomer
Banobras	8.875%	10/01/96	97.500	8.17%	211	1.99	100mm	Finance	CSFB	BNBRAS	10/01/96
CFE	8.000%	08/04/97	100.500	7.46%	172	0.97	100mm	Electricity	Citicorp	CFELEC	08/04/97
CFE(Petacalco)	8.125%	12/15/2003	86.875	10.75%	432	5.47	250mm	Electricity	Salomon	PETTOP	12/15/2003
Nafinsa	6.000%	12/19/96	99.625	6.71%	124	0.37	100mm	Finance	Bankers	NAFIN	12/19/96 annual coupon
Nafinsa	5.875%	02/17/98	96.875	8.11%	217	1.44	100mm	Finance	Bankers	NAFIN	02/17/98
Nafinsa	8.125%	04/08/98	99.875	8.20%	223	1.56	100mm	Finance	Indosuez Cap.	NAFIN	04/08/98
Nafinsa	9.000%	01/15/99	101.375	8.36%	224	2.23	100mm	Finance	Bankers	NAFIN	01/15/99
Nafinsa	9.375%	04/23/99	101.875	8.38%	222	2.40	100mm	Finance	Bear Stearns	NAFIN	04/23/99 annual coupon
Nafinsa	10.625%	11/22/2001	103.125	9.58%	325	4.12	150mm	Finance	Chase	NAFIN	11/22/2001 annual coupon
Nafinsa	9.375%	07/15/2002	96.750	9.88%	352	4.64	100mm	Finance	JP Morgan	NAFIN	07/15/2002 annual coupon
Pemex	8.750%	03/05/97	100.625	7.19%	180	0.56	125mm	Oil	CSFB	PEMEX	03/05/97 annual coupon
Pemex	8.250%	02/04/98	100.625	7.59%	168	1.43	125mm	Oil	Swiss Bank	PEMEX	02/04/98 annual coupon
Pemex	8.000%	07/01/98	100.125	7.92%	191	1.79	300mm	Oil	Deut MG-JPM	PEMEX	07/01/98
Pemex	10.250%	10/09/98	104.000	7.97%	191	1.94	150mm	Oil	Swiss Bank	PEMEX	10/09/98 annual coupon
Pemex	8.625%	12/01/2023	77.000	11.37%	483	8.95	250mm	Oil	Goldman	PEMEX	12/01/2023
UMS	7.250%	03/18/98	99.375	7.50%	154	1.51	200mm	Sovereign	Deutch Bank	MEX	03/18/98 annual coupon
UMS	9.750%	02/08/2001	100.500	9.61%	332	3.75	100mm	Sovereign	Merril	MEX	07/16/2001 Avg Life 1/24/99
UMS (Yankee)	8.500%	09/15/2002	92.750	10.12%	375	4.67	250mm	Sovereign	Goldman	MEX	09/15/2002
UMS Exchange	11.500%	05/15/2026	93.750	12.29%	552	8.21	1,750mm	Sovereign	Goldman	MEX	05/15/2026 exch'd for Brodys
Mexco Pars	6.250%	12/31/2019	66.875	9.91%	314	10.20	17.845mm	Sovereign		MEX	12/31/2019 w/ warrants

VI.4.2. Prospecto para la emisión del bono.

RESUMEN DE PROSPECTO

El texto a continuación se basa completamente en la información y estados financieros contenidos en este Prospecto.

EL FIDEICOMISO

De acuerdo con el Convenio Fiduciario con fecha _____, 1996 (El Convenio Fiduciario) se establecerá el fideicomiso según la legislación mexicana principalmente con la finalidad de (i) la emisión de Notas, (ii) la compra de los derechos de CFE en equipo y (iii) arrendamiento del equipo a la CFE de acuerdo con el convenio de arrendamiento. El fideicomiso será administrado por el fiduciario.

CFE

CFE y sus subsidiarias son la compañía de luz estatal mexicana. En diciembre 31 de 1995, CFE era en términos de capital social total (34.8 billones de dólares) y activos por (38.6 billones de dólares), lo que la hace ser la segunda empresa paraestatal más grande y mayor que cualquier empresa privada en México.

La CFE quedó establecida por decreto presidencial en 1937 siendo una agencia descentralizada enteramente propiedad del Gobierno. De acuerdo con el Artículo 27 de la Constitución Mexicana y los Artículos 1 y 7 de la Ley Eléctrica, la facultad para generar, transmitir, distribuir y proveer

electricidad como servicio público se reserva al Gobierno y ha sido confiada a la CFE y sus subsidiarias. La CFE tiene el derecho exclusivo, con limitadas excepciones, de distribuir y proveer electricidad a una población de aproximadamente 86.5 millones de mexicanos.

EQUIPO

La CFE ha celebrado contratos (Ordenes de Compra) con Mitsubishi Corporation, C. Itoh & Co., Ltd., Cerrey, S.A. de C.V. y Babcock & Wilcox de México (los Proveedores) para adquisición de equipo. Si bien la CFE ha liquidado el precio de compra del equipo estipulado en la Orden de Compra así como todos los demás costos relacionados con la adquisición de equipo, los derechos y propiedad del equipo aún no han sido transferidos a la CFE por los proveedores. En la Fecha del Cierre: (1) según las disposiciones contractuales la CFE asignará al Fideicomiso sus derechos bajo las Órdenes de Compra y todos los demás derechos que pudiera tener con respecto al equipo a cambio del pago que haga el fideicomiso a la CFE de las utilidades netas por la emisión fiduciaria y (2) el fideicomiso arrendará el equipo a la CFE según el Convenio de Arrendamiento. El equipo será instalado en la planta Hidroeléctrica de Aguamilpa y en la de Zimapán. El proyecto Hidroeléctrico Aguamilpa se ubica en el occidente de México, en el estado de Nayarit. Actualmente es el proyecto más grande de la Comisión Federal de Electricidad sobre el Río Santiago, con 960 MW instalados y 2131 GWH de generación media anual. De 187 m de altura, es la presa de enrocamiento con cara de concreto más alta del mundo. Además del control de avenidas y de la generación de energía eléctrica, Aguamilpa garantiza el riego de más

de 100 000 hectáreas de beneficios futuros en la planicie Nayarit, con dos ciclos de cultivo al año y el desarrollo económico de la zona mediante el aprovechamiento del embalse de la presa y la derrama de inversión local. El Proyecto Hidroeléctrico Zimapán implica la construcción de una planta hidroeléctrica de 280 MW con una generación anual promedio de 1,292 GWh. El proyecto se localiza a 250 km al norte de la ciudad de México. Las obras principales incluyen, una presa de concreto arqueada de 200 m de altura, 80 m de ancho en su cresta que formará una reserva con aforo útil de 680 millones de metros cúbicos. Un derrame con capacidad de 2,960 metros cúbicos por segundo. Un túnel de presión de 4.5 m de diámetro y 20.2 km de longitud. Una caseta subterránea con dos unidades generadoras cada una de 140 MW. Una subestación subterránea. Una línea de transmisión de 115 kv y otra de 230 kv. 150 km de longitud total para interconectar con la rejilla nacional y obras ambientales y de reubicación relacionadas con la planta eléctrica.

LA OFERTA

LAS NOTAS

El Emisor: Las Notas serán emitidos por el Fideicomiso según la escritura.

Monto de Capita: 500,000,000 dólares, distribuidos en:
260,000,000 principal de Notas Serie A
220,000,000 principal de Notas Serie B
20,000,000 principal de Notas Serie C

Precios de Emisión: Notas Serie A: _____ %
Notas Serie B: _____ %
Notas Serie C: _____ %

Fechas de vencimiento: Notas Serie A: Agosto _____, 1999
Notas Serie B: Agosto _____, 2003
Notas Serie C: Agosto _____, 2008

Intereses: Las Notas causarán intereses a partir de Agosto de 1996 sobre el principal pendiente que será pagado semianualmente con mora en Febrero _____ y Agosto _____ de cada año, a partir de Febrero _____, 1997. Los intereses se acumularán sobre los pagarés a las siguientes tasas:

Notas Serie A : _____ % anual
Notas Serie B : _____ % anual
Notas Serie C : _____ % anual

Estado de las Obligaciones Y Garantías:

Las Notas serán obligaciones directas e incondicionadas del Fideicomiso aseguradas por CFE y con recurso exclusivamente a ciertos montos pagaderos por CFE según el Convenio de Arrendamiento que correspondan a los montos

debidos según Las Notas y la escritura. Ver “Descripción de Las Notas ----- Estado, Aseguramiento y Recurso Limitado”.

**Retención de
Impuestos y otras
Indemnizaciones:**

El Fideicomiso pagará montos adicionales (definidos aquí) con respecto a la retención de impuestos mexicana (definidos aquí) deducidos o retenidos de pagos sobre Las Notas que sean necesarios de modo que después de dicha deducción o retención los tenedores de las Notas recibirán el monto estipulado debido sujeto a excepciones limitadas como se establece en el rubro “Descripción de Las Notas ----- retención de impuestos y otras indemnizaciones”. El Fideicomiso también indemnizará a los tenedores de Las Notas contra otros impuestos mexicanos y otros costos no fiscales, pérdidas o responsabilidades en que no se habría incurrido por los tenedores de Las Notas si Las Notas hubieran sido obligaciones directas de CFE, las utilidades de las cuales fueran utilizadas para fines corporativos generales. Ver “Descripción de Notas ----- retención de impuestos y otras indemnizaciones”.

**Vencimiento y Sustitución
de Las Notas:**

En el caso de que (a) el Director General de la CFE certifique que el equipo se ha vuelto obsoleto y que la CFE no utilizará dicho equipo obsoleto para ningún otro fin o que (b) la CFE notifica al Fideicomiso que ha habido una "Pérdida" (según se define en "Descripción de Las Notas ----- Rescate y Sustitución") con respecto al equipo, la CFE seleccionará según su criterio si reparará o reemplazará el equipo. Si la CFE decide no reparar ni reemplazar el equipo, el Fideicomiso (i) dispondrá la sustitución de las obligaciones del Fideicomiso según Las Notas y la escritura por la CFE, el Gobierno o una entidad del UMS o (ii) redimir Las Notas en su totalidad (pero no en parte) pagando los tenedores de Las Notas el monto principal pendiente de pago de Las Notas junto con todos los intereses acumulados y no pagados hasta la fecha de rescate y cualquier otro monto que se debe y sea pagadero según Las Notas. En caso de que el Fideicomiso decida redimir Las Notas, la CFE deberá pagar el valor de la pérdida estipulado por el equipo determinado según el convenio de arrendamiento (valor estipulado de pérdida). El monto del valor estipulado de pérdida y otros montos que se deban

pagar según el convenio de arrendamiento no serán menores que el monto de los fondos requeridos para dicho rescate. Ver “descripción de Las Notas ----- Rescate y Sustitución”.

Además, la CFE, el gobierno o una entidad del UMS puede asumir las obligaciones del fideicomiso bajo Las Notas y la escritura en cualquier momento después de recibir la autorización gubernamental requerida. En caso de dicha sustitución, lo convenido y casos de incumplimiento aplicables a Las Notas serán modificados según se describe en “Descripción de Las Notas ----- Rescate y Sustitución”.

Afirmaciones:

El Fideicomiso convendrá en observar ciertas estipulaciones incluyendo entre otras limitaciones en el incurrimento de deuda adicional, limitaciones en disposiciones de activos y limitaciones en gravámenes de la propiedad del Fideicomiso. Ver “Descripción de Las Notas ----- Estipulaciones”.

Casos de Incumplimiento:

La discusión de ciertos eventos que permitirán el aceleramiento del principal de Las Notas incluyendo ciertos eventos relacionados con la CFE bajo el Convenio de Arrendamiento, se encuentra en

“Descripción de Las Notas ----- casos de incumplimiento”.

Uso de los Fondos: El producto neto de la emisión de Las Notas será utilizado por el Fideicomiso para adquirir los derechos de la CFE con respecto al equipo. Ver “Uso del Producto”.

Ley aplicable: La de Nueva York.

Colocación: Se hará la solicitud para colocar cada Serie de Las Notas en la Bolsa de Valores de Luxemburgo y que cada Serie de Las Notas sea aceptada para comerciar mediante ofertas privadas, reventa y comercialización mediante vinculaciones automatizadas (PORTAL) de la Asociación Nacional de Agentes de Valores , Inc. Ver “Cotización e Información General”.

Tipo de Notas: Las Notas de cada serie vendida en transacciones extraterritoriales basadas en la Regulación serán representadas por una sola Nota global y permanente en forma plenamente registrada sin cupones depositados por un custodio y registrado a nombre de un nominado de DTC para las cuentas de Euroclear y Cedel. Hasta el día 40 después del inicio de la oferta y la fecha del cierre el usufructo

de cada una Las Notas mencionadas será tenido exclusivamente por Euroclear o Cedel. Las Notas de cada serie vendidas basándose en la disposición 144A será representada por una Nota única, global y permanente en forma plenamente registrada sin cupones depositado con un custodio y registrado a nombre de un nominado de DTC. Las Notas representadas por Las Notas globales se comerciarán en el Sistema de Pago de Fondos Mismo Día del DTC y la actividad comercializadora del mercado secundario en dichas Notas se pagarán por tanto en fondos inmediatamente disponibles. El usufructo de Las Notas globales serán transferidas y hechas efectivas únicamente por los récords que se tengan en el DTC y sus participantes directos e indirectos, incluyendo Euroclear y Cedel y la transferencia de dichos intereses serán afectados exclusivamente por los registros mencionados. Salvo lo estipulado en este documento, Las Notas certificadas no serán emitidas a cambio del usufructo de Las Notas globales. Ver "Descripción de Las Notas --- Forma, Denominación y Registro".

Denominación : Múltiplos integrales de 1,000 dólares norteamericanos.

**Agente Fiduciario de
la Escritura y Agente
Pagador Principal:** Citibank

Agente Colocador: Citibank (Luxemburgo), S.A.

EL ARRENDADOR

**Términos del
arrendamiento:**

El arrendamiento terminará en lo que suceda primero: (i) el pago del Valor Estipulado de Pérdida en relación con eventos que provoquen la aceleración o rescate de Las Notas, (ii) el pago pleno del principal pendiente de todos los intereses acumulados sobre Las Notas o (iii) agosto 2008. Las obligaciones de la CFE para hacer pagos bajo el arrendamiento que correspondan con las obligaciones de pago del fideicomiso bajo Las Notas y la escritura sobrevivirá a la terminación del arrendamiento. Al terminar el arrendamiento, el fideicomiso liberará y transferirá derechos, títulos e intereses en el equipo al gobierno o a cualquier otra entidad designada. Ver “Fuente de Pagos ----- El Arrendamiento ----- Duración del Arrendamiento”.

**Pagos del
arrendamiento:**

Los pagos de renta según el convenio de arrendamiento se harán en montos suficientes y en tiempos que permitan al fideicomiso el pago de todos los montos debidos relacionados con Las Notas y la escritura. Todos los pagos según el convenio de arrendamiento que correspondan a montos debidos según Las Notas y la escritura se harán en dólares norteamericanos, serán asignados bajo el Convenio de Asignación de Valores por el fideicomiso al fiduciario de la escritura y serán pagados por la CFE en dólares norteamericanos directamente al fiduciario de la escritura en Nueva York. Ver "Fuente de Pagos ----- El Arrendamiento ----- Pagos del Arrendamiento".

Estado:

Los montos pagaderos por la CFE según el Convenio de Arrendamiento y asignados al Fiduciario de la Escritura según el Convenio de Asignación de Valores constituirán obligaciones directas, no aseguradas e incondicionales de la CFE y tendrán prioridad de pago junto con todo el endeudamiento externo público (definido en "Fuente de Pagos --- El Arrendamiento --- Casos de Incumplimiento") de la CFE. Las obligaciones de la CFE según el Convenio de Arrendamiento no

son obligaciones de México. Ver "Fuente de Pagos --- El Arrendamiento --- Estado".

Arrendamiento Neto: El convenio de Arrendamiento será un arrendamiento neto según el cual la CFE se obligará a pagar todos los costos y gastos de todo tipo relacionados con el uso, operación, mantenimiento, aseguramiento y reparación del equipo. Ver "Fuente de Pagos ----- El Arrendamiento -- Arrendamiento Neto".

Casos de Incumplimiento: La discusión de ciertos eventos relacionados con la CFE o su desempeño según el Convenio de Arrendamiento que permitan la aceleración del principal de Las Notas, se encuentra en "Fuente de Pagos ----- El Arrendamiento ----- Casos de Incumplimiento".

Ley aplicable: La de Nueva York.

Convenio de Asignación de Valores

Asignación de Derechos: Según un convenio de Asignación de Valores, que será fechado a partir de la Fecha del Cierre, entre el Fideicomiso y el Fiduciario de la Escritura (el

Convenio de Asignación de Valores) montos debidos relacionados con Las Notas y la Escritura serán asegurados por una asignación de los derechos del fideicomiso para recibir los montos pagaderos por la CFE según el convenio de arrendamiento correspondientes a los montos debidos relacionados con Las Notas y la escritura. El fiduciario de la escritura no le serán otorgados intereses ni derechos relacionados con los intereses del equipo y no tendrá derecho de terminar el arrendamiento o reposición o interferir con el uso o posesión de la CFE del equipo. Ver “Fuente de Pago ----- Convenio de Asignación de Valores ----- Asignación de Derechos”.

Pagos:

Todos los pagos asignados según el Convenio de Asignación de Valores serán hechos por la CFE en dólares norteamericanos directamente al Fiduciario de la Escritura en sus oficinas de Nueva York.

Consentimiento de la CFE:

En la fecha del cierre, la CFE reconocerá y convendrá con el Convenio de Asignación de Valores.

Ley Aplicable:

La de Nueva York.

VII. CONCLUSIONES

VII.1. Éxito del Programa.

Independientemente de las diferentes conclusiones que surjan de este trabajo, cabe resaltar el éxito que representa la realización de obras con tal magnitud y en la que se encuentran tantas partes involucradas.

Hasta antes del pasado sexenio, la mayoría de los proyectos de construcción pesada realizados en nuestro país fueron financiados por el Gobierno con gasto público, lo que trajo un endeudamiento de la mayoría de las paraestatales, malas finanzas en estas compañías y limitaciones en el número y tamaño de las obras que se realizaron.

Contra muchas de las críticas y dudas que se comentaron a principio del sexenio con respecto a todas las obras concesionadas y financiadas por terceras partes (iniciativa privada, bancos, organismos internacionales, etc.) que se pretendían realizar, las plantas hidroeléctricas de Aguamilpa y Zimapán son una muestra del éxito obtenido en muchos de estos proyectos.

Desde el punto de vista de infraestructura, ambas presas traerán un número de ventajas como lo es la generación de energía eléctrica y la planificación del agua para riego y cultivo en épocas se sequía en las zonas aledañas.

Desde el punto de vista social, obras como estas necesitan de un largo periodo de tiempo para ser realizadas lo que permite generar empleo de muchos obreros al igual que profesionistas y técnicos por un periodo de tiempo constante.

Desde el punto de vista económico, las ventajas son muy importantes. Por un lado, se consigue activar la economía reflejándose esto en el crecimiento del producto interno bruto del país pero con una muy importante diferencia, que el crecimiento se está dando en infraestructura. Algo que se pudo observar después de la devaluación de Diciembre de 1994, fue que el poder adquisitivo de los mexicanos en los últimos años se vino incrementando, lo que originó que el crecimiento económico del país en ese periodo se diera en gran parte por el lado del consumo lo que originó un deterioro de la balanza comercial. Al punto que quiero llegar con este comentario es que sería importante alcanzar un crecimiento económico constante pero es más importante aún que ese crecimiento económico se diera por medio de grandes inversiones en infraestructura (cabe señalar que dentro de la infraestructura se incluye el sector educación), ya que de esta forma se alcanzaría un crecimiento más sano, sustentable en el tiempo, y se cubrirían muchos de los atrasos que se tienen en términos de infraestructura en el país. En otros países emergentes como México donde se ha llevado a cabo este tipo de políticas sumado a que el ingreso per cápita se ha mantenido constante los primeros años, los resultados que han experimentado han sido muy buenos.

VII.2. Experiencia y Resultados del Proyecto.

A pesar de los obstáculos para la ejecución del programa de ajuste de tarifas, el proyecto logró la mayoría de sus objetivos y demostró su alta viabilidad.

El ajuste de tarifas, durante el periodo 1990 - 1995 se quedó corto en sus expectativas. Aunque el mayor incremento se realizó entre 1991 y 1992, de acuerdo al programa concertado entre el Gobierno y las demás partes, este esfuerzo se perdió en 1993 y 1994 debido a la reducción de tarifas de los grandes consumidores industriales y a la devaluación experimentada a finales de 1994. Para 1995, las tarifas regresaron, en promedio, al mismo nivel que se tenía en 1990.

Las metas impuestas para mejorar la disponibilidad y eficiencia de plantas mediante la construcción de dos nuevas hidroeléctricas se lograron. La disponibilidad se incrementó al igual que la eficiencia.

Las inversiones en construcción, transmisión y distribución en 1991 y 1992 aumentaron considerablemente sobre los valores deprimidos de los años anteriores. Sin embargo, entre 1993 y 1994, éstas se redujeron también debido a la aplicación de la inversión de la Secretaría de Hacienda y del incremento de la demanda que alcanzó únicamente el 60% del total de la demanda preparada en 1989.

En general, la CFE alcanzó, en su mayor parte, las metas establecida en el Acuerdo de Reglamentación Financiera. Dentro de este Acuerdo, la CFE planea descentralizar las operaciones y ejecutar un nuevo plan de incentivos y salarios basado en la productividad. A este respecto, la CFE está en el proceso de establecer una empresa matriz con centros separados de generación, transmisión y distribución. La CFE ya ha establecido un nuevo sistema de contabilidad que separa las cuentas de cada planta y mide las ganancias de la productividad.

Cabe mencionar que la CFE realizó las recomendaciones presentadas en los estudios sobre control ambiental de las plantas y el impacto que tendrían éstas en el entorno durante su ejecución.

VII.3. Construcción.

Todos los trabajos de construcción se realizaron a través de las empresas contratistas, salvo las obras iniciales de desvío del Río Santiago para Aguamilpa, que se ejecutaron por administración directa. Una vez que se adjudicó el contrato, el contratista continuó con los trabajos.

CFE se encargó de la supervisión de la ejecución de las obras, apoyándose en contratistas especializados para complementar su cobertura.

VII.4. Operación.

La central de Aguamilpa comenzó a aportar su energía al Sistema Eléctrico en el mes de julio de 1994 y la central de Zimapán inició en el mes de septiembre de 1995.

VII.5. Opinión sobre el desempeño de NAFIN en la implantación del Proyecto.

En términos generales se considera que la participación de NAFIN, como agente financiero, fue de gran ayuda para lograr que CFE pudiera ejercer en su totalidad el crédito otorgado. Lo anterior derivado de su capacidad negociadora ante el Banco, así como de su disposición y atención para resolver oportunamente los imprevistos que se presentaron.

En las etapas iniciales de la ejecución del Proyecto aparecieron algunas contingencias al tratar de manejar con NAFIN algunos aspectos técnicos que se requería atender para dar continuidad al flujo de los recursos. Sin embargo, una vez definido conjuntamente con el Banco Mundial el grado de su participación en la materia, se subsanó completamente esta situación.

VII.6. Opinión sobre el desempeño del Banco Mundial.

Dentro del ámbito de su competencia, el manejo que dio el Banco a la operación del crédito fue siempre el adecuado, mostrando invariablemente una gran disposición para tomar acuerdos satisfactorios para todas las partes en los aspectos que eventualmente presentaban algún conflicto.

- A título de sugerencias, a continuación se presentan algunos aspectos que en opinión de las diferentes áreas de CFE que interactuaron con el Banco, sería conveniente considerar para futuras operaciones:

1. Ampliar las facultades del Representante del Banco en la Ciudad de México, especialmente en lo referente a trámites que requieren del otorgamiento de la "No Objeción"; lo anterior permitiría una administración y operación más expedita de los recursos objeto del préstamo.
2. Procurar que los especialistas que acompañan al oficial de proyecto en las misiones de evaluación y de supervisión, tales como financieros, técnicos y antropólogos; tengan permanencia durante la ejecución del proyecto. Lo anterior permitirá una mejor claridad en la interpretación de la problemática que se presente, así como en las propuestas y recomendaciones para encontrar alternativas de solución acordes tanto con la realidad como con la posibilidad práctica de implantarlas.

3. Ampliar la cobertura de los esquemas de financiamiento del Banco para que futuras operaciones sean financiadas bajo el concepto de "llave en mano", a fin de asegurar la integridad del proyecto.
4. Como primera actividad para futuras operaciones, se considera recomendable que después de firma de los documentos legales del préstamo, se realice un seminario con la participación de representantes del Banco, de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, del agente financiero designado y del organismo ejecutor; a fin de intercambiar puntos de vista encaminados al diseño de estrategias conjuntas que permitan una mejor administración, operación y ejecución del proyecto. Lo anterior bajo una perspectiva de compartir, definir y delimitar ámbitos de competencia y responsabilidad entre los diversos participantes en el desarrollo del proyecto.
5. Durante la operación del crédito surgieron algunas complicaciones para que el Banco autorizara el pago de las estimaciones para los contratos de obras civiles, dado que al incluirse los ajustes de costos por escalafones se alcanzó rápidamente el monto autorizado expresado en pesos, no obstante de que no se había agotado la cantidad asignada expresada en dólares. Esto se presentó debido a la situación cambiaria y a la inflación que prevalecían en esa etapa del Proyecto. Sería conveniente que las cifras que el Banco apruebe al adjudicarse un contrato, se expresen solamente en dólares y que sea considerado indistintamente el pago de estimaciones y ajustes de costos (al tipo de cambio que corresponda) hasta agotar el monto del crédito asignado.

VII.7. Opinión sobre el desempeño de la CFE.

La actuación de la CFE fue satisfactoria, a pesar de los problemas provocados por los topes presupuestales, las adquisiciones y las tarifas. El prestatario estableció una unidad de ejecución, entregó periódicamente reportes sobre el progreso del proyecto, como lo estipula el acuerdo, y lo implementó diligentemente, aún con las contracciones impuestas por el gobierno.

El retraso del proyecto se debió a los techos de inversión impuestos a la institución, lo que requirió de un ajuste en las entregas y en los programas de construcción e instalación de los trabajos. Por otro lado la CFE adoptó las recomendaciones de los consultores para mejorar su ejecución en la reorganización de operaciones y en el desarrollo de nuevas normas y procedimientos.

El gobierno mejoró la situación financiera de la CFE, con la puesta en marcha del Acuerdo de Rehabilitación Financiera, la capitalización de su deuda, y la autorización de incrementos de tarifas durante los años iniciales de la operación. Sin embargo, al final su impacto financiero fue deteriorado por el retraso en el ajuste de las tarifas residenciales a términos reales, y sobretudo por la crisis económica de diciembre de 1994, que difícilmente habría podido anticiparse.

VII.8. Opinión sobre el desempeño de otras entidades directa o indirectamente involucradas.

Con respecto a la CONAE, se asumió el costo administrativo que representó el trámite y la operación de los recursos asignados a esa Institución. Se considera que para lograr mayor transparencia en el flujo de los recursos, es conveniente que en el futuro no se involucren en un mismo proyecto fondos para dos ejecutores diferentes. Esta problemática se incrementó con los cambios que se efectuaron en su personal directivo durante el pasado sexenio, originando falta de continuidad en el desarrollo de los estudios, así como retrasos en los plazos de ejecución originales de los contratos, lo que en última instancia tuvo efecto en el pago oportuno a los consultores contratados.

La experiencia que genera este tipo de proyectos no necesariamente forma parte del activo de experiencias que debieran mantenerse institucionalmente. Aunque es importante que existan entidades ajenas a la Comisión en su función de monitoreo y a fin de que éstas funjan como un mecanismo de observación alternativa, sería conveniente que las experiencias alcanzadas tanto por la CFE como por las instituciones que estuvieron atentas al programa de reasentamientos desarrollado por la CFE, no se pierdan y formen parte de un acervo de información que pueda ser utilizado para proyectos futuros.

En materia de Protección Ambiental y derivado de la experiencia adquirida, es conveniente que en lo sucesivo se tomen acuerdos que comprometan en

mayor medida a los diferentes niveles y dependencias de gobierno a fin de que apoyen, intervengan y se hagan responsables de las actividades que caen dentro de su ámbito de competencia. De esta forma la CFE podrá atender con mayor eficacia aquellos aspectos que le corresponden directamente.

- Desde el punto de vista técnico administrativo también se obtuvieron experiencias valiosas, algunas de las cuales se están aplicando en nuevos proyectos, tales como:

1. El área normativa ambiental debe intervenir desde la formulación de las especificaciones para contratar obras y la elaboración de manifestaciones de impacto ambiental. Además, debe tener participación preponderante en la integración de las Unidades Operativas de Protección Ambiental que en el campo fungirán como apoyo a la Residencia General de Construcción. También debe intervenir en la formulación de contratos de estudios ambientales específicos desde la etapa de selección de invitados a concursar.
2. La Unidad Operativa de Protección Ambiental, debe ser la que lleve la responsabilidad ambiental del proyecto por administración directa o sea que actúe como supervisora de la empresa constructora del proyecto, y deberá emitir informes técnico administrativos periódicos.
3. Al término de la etapa de construcción, la Unidad Operativa de Protección Ambiental debe elaborar un informe final de actividades.

4. Durante la fase final de la construcción, debe haber una transmisión clara de obligaciones ambientales hacia los responsables de la operación de cualquier proyecto hidroeléctrico, ya que estos últimos deberán vigilar el cumplimiento de la normativa ambiental para esa etapa. Además es muy probable que deban continuarse durante la etapa de operación algunos estudios iniciados en la fase de construcción del proyecto.
5. El área normativa deberá elaborar una serie de procedimientos ambientales obligatorios para todas las áreas de CFE involucradas en el diseño, construcción y operación de proyectos hidroeléctricos. Asimismo, deberá elaborar otros que normen las relaciones técnicas CFE-Contratistas a fin de asegurar que éstos cumplan con las políticas de CFE en materia ambiental.

VII.9. Proyecto Aguamilpa.

VII.9.1. Diseño original y cambios introducidos durante la construcción.

Conforme al diseño original, se preveía que el cuerpo de la cortina fuese construido esencialmente con aluvión, sin embargo, la necesidad de construirla en un plazo más corto y de disponer un mayor volumen de materiales producto de excavación, hizo conveniente utilizar

fundamentalmente enrocamiento en vez del alubión, modificándose con esto el volumen de materiales colocados y las dimensiones de la cortina.

El proyecto original previó que la subestación y transformadores se instalaran en una caverna. Por razones de seguridad se modificó el diseño quedando la instalación en una plataforma exterior.

Con la finalidad de asegurar que no se tuvieran derrumbes, dada la poca estabilidad que se encontró en la ladera donde se construyó el vertedor, se modificaron las características y dimensiones de este para que en el caso de operarlo, la descarga se hiciera a una elevación más baja que la originalmente prevista.

Por requerimientos establecidos por la Comisión Nacional del Agua y como una medida complementaria para mitigar el impacto ambiental ocasionado por la suspensión del flujo del río, fue necesario incluir una descarga de agua para riego para ser utilizada durante el llenado del embalse. Este dispositivo no estaba previsto en el diseño original.

A solicitud de las autoridades locales y por la conveniencia de transportar con mayor facilidad el equipo electromecánico que se recibía, se construyó un libramiento carretero que permitió la llegada de los transportes a la obra sin pasar por la Ciudad de Tepic. Esta obra de infraestructura no estaba considerada originalmente.

VII.9.2. Ejecución del proyecto y problemas encontrados.

Al inicio de 1991 se presentó una avenida extraordinaria con un gasto mayor que el máximo registrado en los estudios hidrológicos, la cual causó daños y derrumbes en los túneles de desvío y en la vialidad para construcción, además de provocar la inundación del recinto en que se estaba construyendo la cortina. La rehabilitación de los daños provocó un incremento en la cantidad de obra a realizar sin posibilidad de modificar el plazo de terminación de los trabajos.

Para satisfacer la demanda esperada de energía eléctrica, se decidió acelerar el programa de construcción del proyecto, por lo que la terminación se adelantó un año con respecto a lo previsto en los estudios desarrollados conjuntamente con el Banco Mundial. Esto representó que el contratista redujera en seis meses el plazo de ejecución pactado originalmente.

VII.10. Proyecto Zimapán.

VII.10.1. Diseño original y cambios introducidos durante la construcción.

En el diseño original de este proyecto, se previó que la cortina de concreto quedara apoyada en las laderas del Cañón del Infiernillo mediante pulvinos y comunicada con un sistema de galenas de inspección y drenaje. Las condiciones encontradas en campo obligaron a prescindir de los pulvinos y a

construir una caverna en la margen derecha para el empotramiento de la cortina en su parte superior.

Se previó en el diseño un vertedor con un solo túnel, pero la avenida extraordinaria que se presentó en 1991 hizo conveniente incluir un túnel auxiliar por razones de seguridad para el control.

Por razones geológicas fue necesario "girar" la casa de maquinas respecto a su orientación original, a fin de evitar los posibles problemas de estabilidad derivados de una falla encontrada en la zona de excavación.

El proyecto original previó que la subestación y transformadores se instalaran en una caverna, sin embargo, por razones de seguridad se modificó el diseño quedando la instalación en una plataforma exterior.

VII.10.2. Ejecución del proyecto y problemas encontrados.

Al igual que en el caso de Aguamilpa, el proyecto Zimapán se vio sujeto a una serie de contingencias derivadas de la avenida extraordinaria que se presentó en enero de 1991. El evento obligó a sobreelevar la atagüa de aguas arriba y ocasionó daños en parte de la vialidad para construcción, independiente de su efecto en la continuidad del programa de construcción.

Por otro lado, la empresa contratada para las obras civiles principales reportaba atrasos en su avance al inicio de los trabajos. La revisión de las condiciones en que estaba organizado el trabajo indicó que era necesario

crear campamentos adicionales que permitieran la estancia de los trabajadores en la zona cercana a su frente de actividades, para evitar el traslado continuo a campamentos más alejados. Como medida adicional se establecieron compromisos parciales de avance que paulatinamente se fueron cumpliendo hasta alcanzar las metas de avance requeridas.

Derivado de los controles de gasto público establecidos a nivel nacional, se presentó un retraso en la fabricación del equipo electromecánico debido a la imposibilidad de pagar anticipos al contratista por la necesidad de cumplir con los techos financieros marcados.

VII.11. Operación Futura.

El préstamo apoyado por el Banco Mundial hacia un proyecto de inversión de sector, incluyó la mayoría de las actividades realizadas por la CFE. Aunque no existen planes especiales para monitorear, evaluar y mejorar los beneficios futuros del proyecto, la CFE y el gobierno han tomado algunas medidas que seguramente lo mantendrán.

La CFE ha mejorado sus métodos y procedimientos para los planes de expansión de los sistemas de generación, transmisión y distribución dando prioridad a las decisiones de inversión, monitorear sus equipos y establecer políticas eficientes de precios.

También la CFE ha revisado sus prácticas de planeación y expansión con el apoyo de consultores internacionales calificados. Además, la CFE está desarrollando un ambicioso programa para establecer sistemas de información geográfica computarizada; sistemas de diseño para las redes de distribución; sistemas de contabilidad e información sobre el desarrollo de las unidades de trabajo; y ha completado un estudio de costos marginales de tarifas.

anexos

MÉXICO

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

PROYECTO HIDROELÉCTRICO

Balance Histórico de Energía

(en miles de Tcal)

	1975	1980	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
Oferta Bruta									
Producción Bruta	769.9	1631.7	2227.5	2160.2	2143.4	2096.5	1960.7	2043.2	2038.3
Exportaciones	(51.0)	(460.8)	(834.5)	(859.6)	(855.7)	(804.3)	(720.3)	(753.9)	(720.9)
Importaciones	4.1	6.1	4.9	2.0	1.7	4.3	1.8	0.2	0.2
Variación de acciones y pérdidas	(63.7)	(55.1)	(137.1)	(79.0)	(35.4)	(30.7)	(23.3)	(33.0)	(33.0)
Oferta TOTAL	659.3	1121.7	1260.8	1223.6	1254.0	1265.9	1218.9	1256.5	1284.6
Consumo Bruto por Sector									
Petróleo	329.1	611.7	646.6	615.7	684.8	697.4	668.5	701.6	698.1
Gas Natural	173.6	344.5	434.2	428.1	376.6	366.9	354.6	361.0	371.4
Biomasa	86.5	90.7	87.6	91.1	95.3	95.2	99.2	100.8	101.4
Hidroenergía	47.1	47.8	63.0	55.4	63.9	69.8	52.3	47.4	62.7
Carbón	21.4	24.5	25.9	29.5	29.6	32.1	35.4	34.2	88.5
Geoenergía	1.6	2.6	3.6	3.6	3.9	4.4	8.9	11.5	12.5
Consumo TOTAL	659.3	1121.7	1260.8	1223.6	1254.0	1265.9	1218.9	1256.5	1284.6

Fuente: Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal

MÉXICO

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

PROYECTO HIDROELÉCTRICO

Precios de Combustible en México

Precios Constantes en Pesos de 1988	Unidades	1983 Avg.	1984 Avg.	1985 Avg.	1986 Avg.	1987 Avg.	1988 Avg.	1989 Avg.
Aceite Residual	Litros	57.69	93.51	97.41	121.13	108.71	114.81	112.00
Aceite Diesel	Litros	325.73	341.83	338.84	448.94	431.55	458.20	442.18
Gas Natural	m3	94.89	143.59	163.11	203.31	178.29	187.62	183.00
Gasolina Nova	Litros	589.13	528.98	514.05	512.47	477.93	505.43	493.00
LPG	Litros	113.17	91.91	75.17	172.34	173.83	183.98	179.38
Carbón	Kg	111.85	100.87	94.01	105.27	108.85	79.07	95.14

Precios Constantes en Pesos de 1988	Unidades	1983 Avg.	1984 Avg.	1985 Avg.	1986 Avg.	1987 Avg.	1988 Avg.	1989 Avg.	Ref.
Aceite Residual	Barril	57.89	93.51	97.41	121.13	108.71	114.81	112.00	10.90a
Aceite Diesel	Barril	325.73	341.83	338.84	448.94	431.55	458.20	442.18	18.00a
Gas Natural	1000 cu.ft	94.89	143.59	183.11	203.31	178.29	187.62	183.00	2.35b
Gasolina Nova	Galones	569.13	528.98	514.05	512.47	477.93	505.43	493.00	0.90c
LPG	Galones	113.17	91.91	75.17	172.34	173.83	183.98	179.38	0.89d
Carbón	Ton.	111.85	100.87	94.01	105.27	108.85	79.07	95.14	33.90e

Notas:

- a Precios de exportación de PEMEX en Enero de 1989
- b Precio de ventas totales a plantas eléctricas en E.U.A.
- c Precios de gasolina regular Nova
- d Grado de consumo
- e Carbón distribuido a plantas eléctricas en E.U.A.

MÉXICO
COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
PROYECTO PARA DESARROLLO HIDROELÉCTRICO
CFE: Aspectos Institucionales

Antecedentes y Propiedad:

1. La CFE es una entidad descentralizada del Gobierno Mexicano, originalmente establecida por Decreto Presidencial en 1933. Inició operaciones en 1937. Si bien fue creada con el objetivo de satisfacer la demanda de electricidad de las áreas que no resultaran atractivas para compañías privadas, la creación de la CFE significó el inicio de un proceso de la propiedad total del gobierno de las compañías de electricidad que culminó en 1960.

2. El Artículo 7 de la Constitución Mexicana de 1950 otorga al Gobierno el derecho exclusivo de proveer servicios de suministro eléctrico al público. Como parte de este programa, la CFE adquirió los valores de la American Foreign Power Company, incluyendo las instalaciones para la generación y distribución de las ciudades más importantes fuera de la ciudad de México, incluyendo diez capitales estatales y algunas áreas agrícolas e industriales. La CFE también adquirió la propiedad mayoritaria de la Mexican Light and Power Company (Mexlight) compañía de luz canadiense establecida en la década de 1890. Las instalaciones de Mexlight fueron transferidas a otra entidad pública, la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (CLFC). La CLFC existe como entidad pública independiente controlada por la CFE y proporciona a la ciudad de México energía eléctrica comprada a la CFE. La CLFC está en proceso de liquidación que se está desarrollando lentamente en gran parte debido a los problemas laborales que pudieran surgir por la integración de la organización de la CLFC a la CFE ya que los trabajadores tienen diferentes sindicatos y sus contratos les brindan diferentes prestaciones.

Relación con el Gobierno

3. Como organismo público descentralizado, la CFE está sujeta al control del Gobierno Federal a través de la Secretaría de Energía, Minas e Industrias Paraestatales (SEMIP). El presupuesto anual de la CFE se somete a la Secretaría de Planeación y Presupuesto (SPP) para su revisión e inclusión en el Presupuesto Federal que está sujeto a la aprobación de la Cámara de Diputados. Las tarifas eléctricas, como casi todos los precios del sector público, las determinan una unidad bajo la Secretaría de Finanzas y Crédito Público (SHCP) basado en solicitudes presentadas por la CFE y tomando en cuenta las condiciones macroeconómicas.

Organización

4. Como establece la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica de diciembre de 1983, la CFE tiene una Junta de Gobierno como unidad de gobierno en su estructura organizacional con responsabilidad corporativa general para política de la compañía y

supervisión de sus asuntos corporativos en general. Su Presidente es el Secretario de SEMIP y sus otros miembros son los Secretarios de Finanzas y Crédito Público (SHCP), Agricultura y Recursos Hidráulicos (SARH) y Planeación y Presupuesto (SPP), el Director General de la Compañía de Petróleo (PEMEX) y tres delegados laborales. Un Consejo Supervisor tiene tres miembros representando al Controlador Federal, SEMIP y la Junta de Gobierno. El director General es el Director Ejecutivo de la Compañía. Los Directores de Construcción, Operaciones y Administración reportan directamente a él así como el Contralor y los jefes de Finanzas, Departamento Legal y Comunicaciones Sociales. La compañía está dividida para cada una de sus áreas funcionales en diferentes regiones geográficas que tienen autonomía limitada ya que casi todas las decisiones principales se toman en las oficinas centrales. La organización de la CFE es adecuada para una compañía con sus características pero un sistema de autoridad descentralizada dando a las oficinas regionales un mayor grado de autonomía necesita ser establecida.

Gerencia

5. La CFE está bien administrada, considerando su tamaño y el mercado al cual sirve. Tiene gerentes calificados y competentes y un sistema de información administrativa adecuado. Las condiciones particulares creadas por la cultura y economía mexicanas, caracterizadas por una significativa concentración de poder en el Gobierno Federal y utilizando las compañías paraestatales para fomentar los objetivos sociales y macroeconómicos del gobierno (tales como metas de empleo y promoción de la industria local) han colocado algunas restricciones en la gerencia que sin embargo no han resultado en costos que estén fuera de línea con los estándares internacionales. Un rasgo común a las compañías paraestatales mexicanas es la significativa participación de representantes laborales en el proceso de toma de decisiones. En la CFE son miembros de la Junta de Gobierno y otros cuerpos colegiados dentro de la organización. Su participación ha permitido relaciones laborales armoniosas dentro de la compañía ya que el sindicato ha adoptado los objetivos de la compañía como propios.

Sistemas de Informática

6. La unidad procesadora de datos en la CFRE, localizada en las oficinas centrales de la Ciudad de México, opera el sistema de informática relacionado con las oficinas nacionales y asiste y monitorea las oficinas regionales en la creación e implementación de las normas y procedimientos de la compañía en cuanto a procesamiento de datos. El sistema tiene los siguientes objetivos: (a) para establecer una red interconectada de sistemas computacionales locales y regionales, (b) un plan maestro con componentes operacionales y estratégicos, y (c) un programa de control de calidad. Durante los siguientes cinco años, planea implementar los siguientes proyectos: (i) un sistema completo computarizado para la facturación y cobro incluyendo localidades aisladas pequeñas y consolidar la información en base regional, (ii) establecer un sistema de inventarios bajo normas y procedimientos y normas nacionales que permitiría una mejor administración y control de existencias, (iii) la integración de la información de contabilidad y presupuesto de la compañía y (iv) administración y control de recursos humanos. Paralelo a estos proyectos, hay un plan para la adquisición del equipo requerido para su implementación adecuada.

Selección de Personal y Capacitación

7. La política de personal de la CFE es promover el desarrollo integral de sus recursos humanos en línea con el desarrollo de la compañía. Para este fin y dentro de la tradición general establecida para entidades propiedad del Gobierno en México, las relaciones laborales están administradas en estrecha coordinación entre la compañía y el sindicato reflejado en un contrato laboral que es renegociado cada dos años. El que está actualmente vigente constituye de hecho el manual del personal de la compañía ya que establece las políticas y procedimientos para la administración de los recursos humanos.

8. El sector es el segundo más grande empleador del país, después la compañía de Petróleo estatal (PEMEX). Para finales de 1988, tenía un total de 123,000 empleados de los cuales 92,000 pertenecían a la CFE y 31,000 al CLFC. Del total de empleados del sector, 78,000 operan el sistema de fuerza, 29,000 son trabajadores transitorios en la fuerza de construcción y 16,000 son trabajadores contingentes para el mantenimiento de las plantas eléctricas e instalaciones para la transmisión y distribución. La evolución del personal operacional del sector se muestra en el Anexo 3.4.0 (Indicadores de Desempeño y Financieros).

9. La CFE tiene un programa de capacitación muy completo y las instalaciones adecuadas para implementarlo. Una Unidad Central para Capacitación y Desarrollo establece las normas, básicas, planes, organización, evaluación y coordinación del programa que se aplica a nivel nacional e implementa las actividades de capacitación para el personal de las oficinas centrales. Las oficinas de distribución regional están a cargo de los centros de capacitación regional y la implementación de sus actividades correspondientes. Las actividades de capacitación cubren todos los aspectos de las operaciones de la CFE, incluyendo ingeniería y diseño, operación y mantenimiento, seguridad, relaciones públicas y comunitarias, finanzas y administración y educación general. En 1987, aproximadamente 48,000 empleados participaron en 5,300 cursos y seminarios con una asistencia promedio de aproximadamente seis horas por participante.

Contabilidad y Auditoría

10. La unidad de contabilidad de la CFE está bajo el Subcontralor quien reporta al Contralor. El sistema de contabilidad de la compañía refleja el objetivo institucional de delegación de funciones a las oficinas regionales. Este objetivo está en proceso de lograrse al delegar más funciones a las oficinas regionales y dejando a la unidad central de las oficinas centrales la consolidación de la información contable, el registro de entradas para las oficinas nacionales y el establecimiento de normas y procedimientos para funciones en general. Muchos de los nuevos sistemas están incorporándose bajo los proyectos de procesamiento de datos en ejecución (párrafo 6).

11. La CFE tiene un sistema de cuentas que consta de una lista computarizada con una descripción detallada de cada cuenta. Los auditores externos reportan sobre las declaraciones financieras de 1987 que hay deficiencias en el sistema de contabilidad y en

el sistema de control interno. A pesar de estas deficiencias, la compañía emite declaraciones financieras mensuales confiables dentro de un plazo de treinta días. Un asunto que necesita reevaluarse es el avalúo de los activos de la CFE, ya que (i) los activos de la CFE pueden estar sobrevaluados ya que el índice de revaluación que ha sido utilizado ha excedido el índice de precios al consumidor desde hace varios años, (ii) el factor de depreciación (2.9%) parece ser bajo para una compañía de luz con 76% de generación térmica y (iii) todo interés es cargado a utilidades y no se hace un cargo por intereses durante la construcción.

12. La unidad auditoría interna de la CFE también reporta al Contralor. Tiene unidades regionales asignadas a las divisiones de operaciones y a las unidades coordinadoras de construcción. La unidad central establece las normas y procedimientos para auditorías dentro de la compañía y monitorea su implementación adecuada. La CFE por ley tiene que contratar los servicios de auditores externos registrados en la Contraloría general de la nación. Actualmente dicha firma es el Despacho Roberto Casas Alariste, Contadores Públicos que actúa como representante de Coopers & Lybrand, bufete de auditores independientes internacional. Los dos bufetes son aceptables para el Banco. Durante la ejecución de proyectos, la CFE contratará los servicios de auditores externos independientes aceptables para el Banco y presentarán según los términos de referencia aceptables para el Banco declaraciones financieras debidamente auditadas, cuentas de proyecto y declaraciones de gastos relacionados con el proyecto dentro de un plazo de seis meses luego del fin de cada año. Además, la Cuenta Especial que se abrirá bajo el préstamo del Banco también será auditada de acuerdo con los términos de referencia y por un bufete de auditores aceptables para el Banco.

Planeación y Presupuesto

13. Como entidad propiedad del Gobierno, la CFE observa los principios generales de presupuestación fiscal establecido por el Gobierno Mexicano el cual es básicamente un presupuesto de efectivo. La unidad a cargo de la preparación del presupuesto está bajo el Departamento de Finanzas en tanto la unidad a cargo de control de presupuesto está bajo el contralor. La compañía tiene un sistema de control y administración de información coherente. Además de la preparación del presupuesto, el Departamento de Presupuesto tiene a su cargo básicamente el sistema de cuentas por pagar. Las proyecciones financieras son preparadas por la Unidad de Estudios Económicos y Planeación bajo la Dirección de construcción, la cual está a cargo de la planeación a mediano y largo plazo de la compañía. Esta unidad también prepara el pronóstico de ventas y el programa de inversiones a largo plazo de la compañía basados en los principios del costo mínimo (texto principal, párrafos 2.19 y 2.20 dan una explicación del esquema de planificación que utiliza la compañía).

Procuración e Inventarios

14. La CFE está sujeta a legislación nacional teniendo que ver con la procuración de bienes y servicios según las directivas del gobierno. En el pasado, la CFE limitó sus fuentes a proveedores nacionales, y permitió la competencia internacional sólo cuando no había fabricantes mexicanos. Sin embargo, luego que México entró al GATT en 1986, entidades públicas, incluyendo la CFE, están lentamente abriendo su mercado a la

competencia internacional. Bajo las operaciones del Banco actuales y posibles futuras, toda procuración debe realizarse bajo la licitación competitiva internacional.

15. Las compras de la CFE son hechas por la Unidad de Servicios Técnicos (obras civiles) y la Unidad de Suministros (bienes) y las oficinas regionales que están autorizadas para hacer compras pequeñas y medianas. El tamaño y complejidad de la empresa ha dado como resultado una lista de aproximadamente 400,000 artículos adquiridos por la CFE. Para proteger y manejar estos artículos, la CFE tiene 421 bodegas que a fines de 1986 tenían existencias por aproximadamente 390 millones de dólares de los cuales aproximadamente 23% fueron para operación y mantenimiento y 77% para construcción. En oposición a la filosofía general de concentración que existió en la compañía hasta 1985, las bodegas parecen haber tenido una autonomía excesiva. No hay sistemas coordinados de administración de inventarios ni políticas bien definidas de obsolescencia. La compañía tampoco tiene una nomenclatura bien definida de bienes que apoyen un sistema de inventarios bien administrado que evite la duplicación innecesaria de nombres. Se están haciendo esfuerzos preliminares por implementar un sistema de procesamiento de datos que provea la información necesaria para la toma de decisiones. Los problemas esbozados anteriormente serán revisados en el estudio administrativo financiado por el préstamo del Banco.

Facturación y Cobranza

16. La facturación y cobranza de la CFE se llevan a cabo con éxito por las oficinas regionales con un buen grado de coordinación a nivel nacional. La CFE se divide en 14 divisiones de distribución regional cada división está dividida en zonas por un total de 100 y cada zona en agencias hasta un total de 850. El sistema de facturación computarizado está centralizado en las divisiones regionales en tanto la cobranza se lleva a cabo en cada zona y agencia. Como siguiente paso en el proceso de desconcentración, y con la intención de acelerar el proceso de cobro, la CFRE tiene la intención de cambiar el proceso de facturación a las zonas. El sistema de cobranza de la CFE es razonablemente eficiente y ya que el periodo de cobro es de aproximadamente y las cuentas incobrables representan sólo 0.1% de la facturación total. Un factor importante para este logro, raro en compañías latinoamericanas que prestan servicios públicos, es un mecanismo de compensación que opera bajo el sistema de presupuesto federal para cobrar a otras empresas públicas y agencias gubernamentales. Sin embargo, el récord de cobranza de la CFE parece estar bajo un proceso inicial de deterioro ya que muchos distritos están quedándose atrás, básicamente debido a los aumentos significativos en las tarifas nominales del año pasado sobre todo en los estados donde los partidos de oposición se han fortalecido y representan un reto importante para el partido en el poder. Los principales problemas relacionados con la facturación es la falta de medidores (aproximadamente un millón actualmente) debido a las restricciones económicas que afronta la CFE. El Banco ha iniciado la preparación de un proyecto de seguimiento que se concentraría en las necesidades de distribución de la CFE para atacar estos problemas.

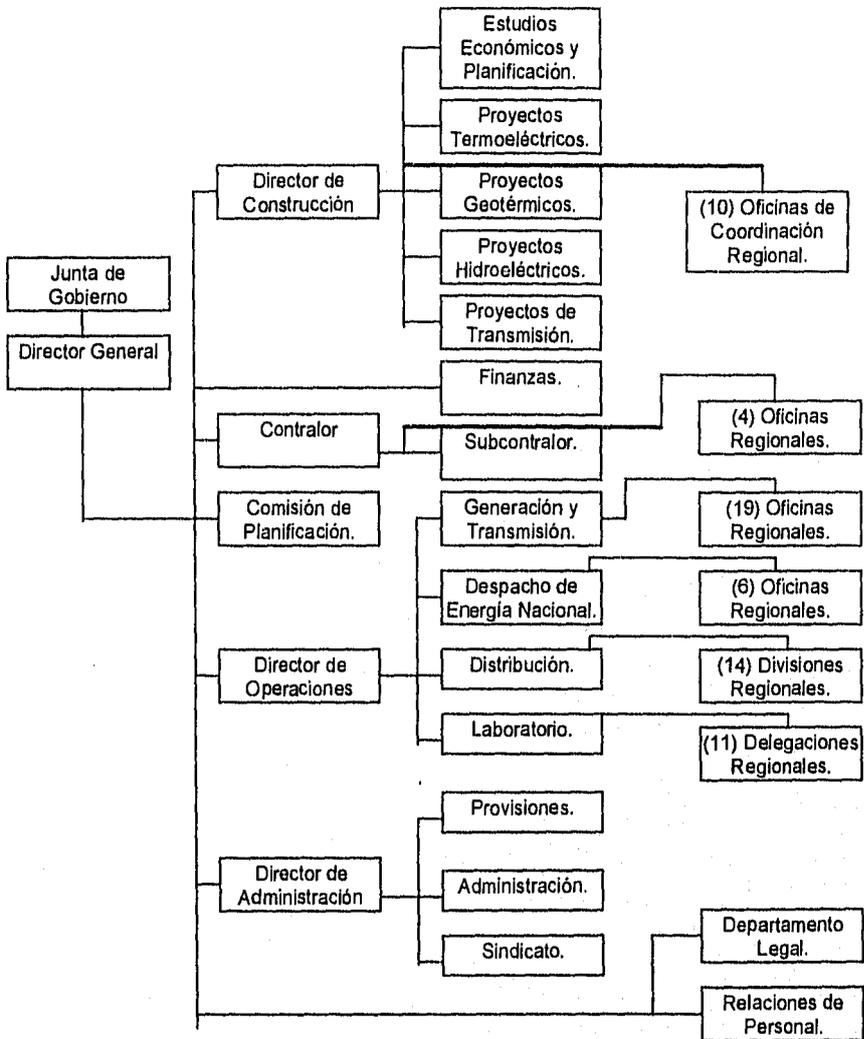
Servicios Generales

17. La Unidad de Servicios Generales de la CFE tiene entre otras la responsabilidad de los sistemas de transporte aéreo y terrestre de la CFE. En la actualidad la CFE tiene una flota de diez aviones los cuales en 1986 fueron 80% del tiempo disponible para servicio, volaron 1,633 horas y transportaron 6,678 pasajeros. La flota de helicópteros voló 5,262 horas transportando aproximadamente 4,000 toneladas y 19,722 pasajeros. Este servicio necesita una valoración concienzuda en cuanto a su conveniencia económica en comparación con la contratación de compañías privadas. Las restricciones económicas que encuentra la compañía han dado como resultado la antigüedad de la flota existente la cual ha alcanzado un promedio de ocho años. Esto y los asuntos normativos con respecto al transporte terrestre serán revisados en el estudio administrativo que se llevará a cabo bajo la presente operación.

Seguros

18. La Unidad de Seguros de la CFE está a cargo de contratar, procesar, control estadístico, firma y administración general de las políticas de seguros de la compañía. La cobertura de estas políticas incluye transporte, incendio y vehículos pero no incluye cierre de plantas y daños a terceros. Estos aspectos se analizarán en el estudio administrativo.

MÉXICO
 PROYECTO PARA DESARROLLO HIDROELÉCTRICO
 ORGANIGRAMA DE LA CFE



MÉXICO
COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
PROYECTO PARA DESARROLLO HIDROELÉCTRICO
EL MERCADO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Descripción del Sistema para el Suministro de Energía Eléctrica

1. La CFE está a cargo de la planeación, desarrollo y operación de las instalaciones en todo el país, como el área geográfica es extensa (aproximadamente 2.0 millones de kilómetros cuadrados) y el sistema de energía eléctrica es grande (23,900 MW de capacidad instalada), la CFE ha dividido sus actividades según regiones geográficas. La planeación corporativa y la ingeniería y diseño de los proyectos más grandes son efectuados centralmente en las oficinas centrales de la CFE en la ciudad de México. Para la construcción y operación de otros componentes del sistema el país ha sido dividido en las siguientes regiones, que operan con un grado limitado de autonomía:

Plantas de energía hidroeléctrica	5 regiones
Plantas de energía termoeléctrica	5 regiones
Líneas de transmisión	7 regiones
Redes de distribución	14 regiones

2. La región de distribución Central, donde se ubica la Ciudad de México, representa el 25% de todo el consumo de energía. Salvo las áreas de Yucatán y Baja California, casi todo el país está interconectado mediante líneas de transmisión de alto voltaje (400 kV y 230 kV). Hay, sin embargo, limitaciones en la transmisión de energía en la interconexión entre regiones que no permiten el intercambio completo de reserva de planta de energía, en algunos casos la CFE ha decidido reforzar la interconexión pero en otros debido a las grandes distancias que implica se ha decidido que es más económico agregar más capacidad generadora que invertir en instalaciones transmisoras.

3. A fines de 1988, la CFE tenía una capacidad instalada total de 23,921 MW, 56,000 Km de líneas de transmisión de alto voltaje (115 kV, 230 kV y 400 kV) interconectoras, 255,000 Km de líneas distribuidoras y 16,500 MVA de transformadores de distribución a través de las cuales aproximadamente 50% de la energía eléctrica es vendida, el resto se vende a altos voltajes. El Anexo 2.3.1 muestra la evolución del sistema de la CFE en el pasado y el Anexo 2.3.2 las plantas existentes a la fecha de diciembre 31 de 1988.

La Operación del Sistema de Energía Eléctrica de la CFE

4. El Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, que opera bajo el Director de Operaciones de la CFE, está a cargo del control de las operaciones del sistema de energía en toda la nación, incluyendo el control del suministro de combustible para las plantas térmicas y nivel de agua en las presas para las hidroeléctricas. El sistema opera

considerando confiabilidad del servicio, economía de la operación y calidad del servicio (nivel de voltaje). La estructura del CENACE incluye un Centro Nacional de Control, CNC que cuenta con instalaciones modernas tales como centro de despacho de carga central computarizado de tiempo real e instalaciones de programación fuera de línea para determinar la planificación a corto plazo (diario y semanal) o análisis a medio y largo plazo para la operación del sistema bajo condiciones normales y de emergencia. También hay seis centros de control de Área, CCA a cargo de la operación de sus áreas respectivas también cuentan con instalaciones modernas incluyendo instalaciones computarizadas, terminales remotas en plantas eléctricas y subestaciones principales, etc.

Pronóstico de Demanda

5. La CFRE ha desarrollado un modelo econométrico para estudiar la evolución de la demanda de electricidad, el modelo ha demostrado una buena correlación con datos estadísticos y buenas cualidades de pronóstico. SE basa en correlaciones de consumo eléctrico con población, inversión pública neta y producción interna neta. El pronóstico de la demanda en la cual el Programa de Inversiones se basa, fue terminado por la CFE (Anexos 2.3.5 y 2.3.6) basado en agregación de pronósticos de demanda a corto y medio plazo hechos por las regiones distribuidoras y un análisis hecho con la ayuda del modelo agregado antes mencionado para la década 1988-98, la demanda (generación neta) está pronosticado que crezca a 6.5% en comparación con 7.1% del periodo anterior (1976-88). Este escenario supone que la población crecerá a un promedio de 2.16% durante el periodo, inversión pública a 8.7% en términos reales y Producto Nacional Bruto a 5.1%. A pesar de muchos intentos, la CFE no ha logrado establecer una correlación estadísticamente significativa entre la demanda de electricidad y tarifas con efectos duraderos. Esto seguirá bajo estudio conforme el aumento de la tasa de electricidad real requerida en los siguientes años es sustancial.

6. Varios otros escenarios fueron analizados por la CFE, el panorama de bajo crecimiento que se muestra en el Anexo 2.3.6 supone un crecimiento del Producto nacional Bruto de 3.8% y 7.0% para inversión pública para ese periodo y da como resultado un crecimiento en la demanda de electricidad de 5.6%, otro panorama consideró el crecimiento cero de la inversión pública y Producto Nacional Bruto, y dio como resultado un crecimiento de demanda de electricidad de 4.0% para el periodo de 1987 a 92. Estos resultados nos llevan a concluir que por lo menos en el corto plazo el crecimiento de la demanda de electricidad entre los consumidores existentes y la población no está grandemente influenciada por el desarrollo económico. La influencia del aumento en actividad de la economía paralela o secundaria no tomada en cuenta en las cifras oficiales también es un factor definitivo de la demanda de servicios eléctricos. Basado en la suposición de que la economía mexicana crecerá para acomodar por lo menos el crecimiento de la población activa (aproximadamente 3.5% por año), la CFE ha decidido utilizar el primer panorama de crecimiento para fines de planificación. Cualquier desviación en el corto y mediano plazo será corregida acelerando o demorando la construcción de plantas termoeléctricas.

Balance de Energía y Capacidad

7. El programa de expansión de generación para el periodo 1989-97 incluye la construcción de un total de 15,590 MW en nuevas plantas de energía de las cuales 2,860 MW (18%) son hidroeléctricas (ver Anexo 2.3.3). Los balances de energía y capacidad (Anexos 2.3.7 y 2.3.8) preparados para el sistema global de la CFE, consideran el mencionado programa y toman en cuenta las restricciones existentes para la transferencia de energía entre regiones debido a las limitaciones en los sistemas de transmisión o la falta de interconexión (párrafo 2 anterior) y las restricciones durante el periodo de prueba de plantas generadoras nuevas o restricciones en plantas hidroeléctricas durante los años de sequía. Se considera que la disponibilidad de plantas termoeléctricas la cual fue muy baja en el pasado gradualmente aumentará a niveles industriales (anexo 2.3.4).

MÉXICO

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
PROYECTO HIDROELÉCTRICO

Datos Históricos para el Sector Público de Energía

	1970	1975	1980	1985	1986	1987	1988
A. Capacidad Instalada MW	6068	9830	14625	20807	21266	23145	23921
HIDRO PLANTAS	3228	4044	5992	6532	6532	7546	7716
TERMO PLANTAS:	2840	5786	8633	14275	14734	15599	16205
Combustible y Aceite (Vapor)	2316	3785	6616	9599	9949	10299	10800
Ciclo Combinado		610	540	1450	1450	1550	1624
Carbón	37	37		900	900	1200	1200
Geotermiales		75	150	425	535	650	700
Turbinas de Gas	216	1028	1190	1789	1789	1789	1792
Otros	271	251	137	112	111	111	89
	1970	1975	1980	1985	1986	1987	1988
B. Generación GWH							
Hidro plantas	14805	15016	16740	26087	19876	18200	20774
Termo plantas:	11225	28210	45750	59282	69628	78110	81161
Generación Total Bruta	26030	41226	62490	85369	89504	96419	102069
Menos: Gastos en Plantas	796	1484	2712	1992	4221	4641	5043
Generación Total Neta	25234	39742	59778	83377	85283	91778	97026
	1970	1975	1980	1985	1986	1987	1988
C. Ventas GWH							
Residencial	21559	34567	52301	70614	74290	79492	83881
Industrial	3582	6056	10038	14285	15079	15712	16825
Servicio Público	11795	19202	28744	40115	40948	44071	46893
Comercial	1580	2619	3667	4131	4332	4506	4456
Agricultura	3253	4224	5621	7004	7057	7155	7302
Servicios	1349	2257	3746	4962	5418	6006	6409
Servicios		209	275	8	0	0	0
Exportaciones			10	114	1461	2042	1996
	1970	1975	1980	1985	1988	1987	1988
D. Empleados y Consumidores							
Empleados Permanentes	29815	37565	50972	73154	73969	75875	77635
Número de Consumidores ('000)	5260	7310	9720	12850	13216	13820	14447

	Generación GWh/año		Prom. Fac. Planta %	Nominal Fac. Planta %		Región	Año Instalación
	Max.	Prom. 5 años		Planta %	Planta %		
1. Planta Hidroeléctrica							
Chicoasén	5519	4630	35	42	Oriental	1980	
Malpaso	3406	3384	38	36	Oriental	1969-78	
Infernillo	3329	2673	31	38	Central	1965-76	
Angostura	2050	2071	28	26	Oriental	1976-78	
Sistema Miguel Alemán	1539	768	29	58	Central	1944-57	
Valta	1198	1929	50	87	Central	1973	
Mezatepec	565	634	34	30	Oriental	1962-64	
Caracol	1581	656	13	30	Oriental	1968-87	
Pantaa	1692	1223	33	40	Oriental	1987	
Tamascal	808	865	84	60	Oriental	1959	
Otras Plantas	3443	4731	41	30			
TOTAL Hidroplantas	28112	22872					
2. Plantas Termoelectricas							
<u>Combustible de Aceite</u>							
Manzanillo	7884	8553	81	75	Occidental	1961-84	
Manzanillo II	2300	837	27	75	Occidental	1988	
Mezatlán	3777	3107	58	70	Noroeste	1975-81	
Quaymaa II	3568	2394	49	73	Norosta	1973-80	
Francisco Villa	2566	2468	71	74	Norta	1964-81	
Valle de Reyes	4899	2747	45	78	Occidental	1962-87	
Salamayuca	1093	1134	41	72	Norta	1885	
Puerto Libertad	2990	1844	37	72	Noroeste	1985	
Tijuana	1945	1243	47	74	Baja Calif.	1964-68	
Otras Plantas	4470	3770	62	73			
<u>Subtotal Combustible de Aceite</u>	<u>38112</u>	<u>27798</u>	<u>62</u>				
<u>Combustible Dual (Aceite y Gas)</u>							
Tula	6938	8563	65	68	Central	1975-82	
Salamanca	4966	4257	58	69	Occidental	1970-78	
Atlixmra	4473	3652	68	69	Oriental	1975-78	
Valle de México	4478	3744	60	70	Central	1963-74	
Monterrey	3014	2444	65	74	Noroeste	1963-74	
Río Bravo	2287	2133	65	69	Noroeste	1964-82	
Lecharia	1452	1081	65	74	Central	1952-60	
Otras Plantas	2107	1621	55	72			
<u>Subtotal Combustible Dual (Aceite y Gas)</u>	<u>31892</u>	<u>27695</u>	<u>68</u>				
<u>Ciclo Combinado</u>							
Tula	2322	901	21	70	Central	1981-87	
Dos Bocas	1734	1817	51	70	Oriental	1974-78	
Hinalá	1821	1618	49	70	Noroeste	1981-85	
El Sauz	1079	768	39	70	Occidental	1981-87	
Gomez Pelecos	867	902	87	70	Norta	1978	
<u>Subtotal Ciclo Combinado</u>	<u>7824</u>	<u>5909</u>	<u>41</u>				
<u>Planta de Carbón</u>							
Río Escondido	6000	4807	51	65	Noroeste	1982-87	
<u>Plantas Geotermicas</u>							
Cerro Prieto I	1484	1132	87	77	Baja Calif.	1985-86	
Cerro Prieto II	1214	865	87	77	Baja Calif.	1973-81	
Cerro Prieto III	1484	1069	85	77	Baja Calif.	1985-87	
Azufrar I	202	184	83	77	Occidental	1982-87	
Tejemaniles	337	26	8	77	Occidental	1988	
<u>Subtotal Plantas Geotermicas</u>	<u>4722</u>	<u>3590</u>	<u>89</u>				
<u>Turbinas de Gas</u>							
	3140	704	4	20			
<u>Combustión Interna</u>							
	824	58	7	80			
TOTAL Plantas Termoelectricas	81480	71380	60				
3. TOTAL PAIS	116572	94052	45				

Lista de Nuevas Plantas Planeadas a Desarrollar durante 1989-1997 (Capacidad en Mw)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	TOTAL
1. Planta Hidroeléctrica	0	0	295	55	160	590	780	0	990	2660
Agua Prieta	0	0	240	0	0	0	0	0	0	240
Comedero	0	0	55	55	0	0	0	0	0	110
Chilatán	0	0	0	0	40	0	0	0	0	40
Aguascalapá	0	0	0	0	0	320	640	0	0	960
Zimapan	0	0	0	0	0	140	140	0	0	280
Temascal II	0	0	0	0	120	120	0	0	0	240
S J Tepecingo	0	0	0	0	9	0	0	0	414	414
Huiles	0	0	0	0	9	0	0	0	376	376
Montatrey Bonitoo	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200
2. Plantas Termoeléctricas	1273	1260	408	755	1944	2037	2273	1144	1644	12730
<u>Combustible de Acero</u>	<u>509</u>	<u>1180</u>	<u>235</u>	<u>0</u>	<u>1124</u>	<u>244</u>	<u>388</u>	<u>244</u>	<u>434</u>	<u>4337</u>
Libertad	150	0	0	0	0	0	0	0	0	150
Manzanillo II	350	0	0	0	0	0	0	0	0	350
Lerdo	0	320	0	0	0	0	0	0	0	320
Tuxpan	0	700	0	0	700	0	0	0	0	1400
Rosario	0	160	160	0	0	0	0	0	0	320
Topolobampo	0	0	0	0	320	0	0	0	0	320
Ensenada	0	0	0	0	0	160	0	160	0	320
Libertad II	0	0	0	0	0	0	350	0	350	700
Otras Plantas	0	0	75	0	84	84	38	84	84	449
<u>Combustible Dual (Acero y Gas)</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>700</u>	<u>700</u>	<u>1100</u>	<u>550</u>	<u>1100</u>	<u>4150</u>
Lázro Cárdenas	8935	8563	65	0	700	700	0	0	0	1400
Puerto Altamira	4956	4257	59	0	0	0	0	550	1100	1650
Colmi	4473	3852	59	0	0	0	1100	0	0	1100
<u>Ciclo Combinado</u>	<u>70</u>	<u>70</u>	<u>80</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>220</u>
Valladolid	70	70	80	0	0	0	0	0	0	220
<u>Planta de Carbón</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>700</u>	<u>0</u>	<u>350</u>	<u>700</u>	<u>350</u>	<u>0</u>	<u>2100</u>
Carbón II	0	0	0	700	0	350	350	0	0	1400
Carbón III	0	0	0	0	0	0	350	350	0	700
<u>Turbinas de Gas</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>30</u>	<u>30</u>	<u>30</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>90</u>
<u>Otras</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>65</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>65</u>
<u>Plantas Geotermales</u>	<u>20</u>	<u>10</u>	<u>20</u>	<u>55</u>	<u>110</u>	<u>38</u>	<u>55</u>	<u>0</u>	<u>110</u>	<u>418</u>
Cerro Prieto IV	0	0	0	55	55	0	0	0	0	110
Maritaco	0	0	0	0	0	38	0	0	0	38
Humeros	10	10	0	0	55	0	0	0	55	130
El Chino	0	0	0	0	0	0	65	0	0	65
Otras	10	0	20	0	0	0	0	0	55	85
<u>Plantas Nucleares</u>	<u>675</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>675</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>1350</u>
3. TOTAL PAÍS	1273	1260	695	818	2104	2517	3053	1144	2634	15590

Año	Capacidad Max. MW	Disponibilidad % (6)	Factor Planta %	Grado Calor Kcal/kWh	Eficiencia %
Plantas de la CFE en Operación (2)					
1977	5856	65.6	61.4	2926	29.4
1976	7435	66.7	55.9	2920	29.9
1981	9189	64.7	58.5	2914	29.5
1983	10683	70.8	58.5	2679	32.1
1984	10961	70.8	59.4	2685	32.0
1985	12374	69.6	56.9	2659	32.3
1986	12934	73.4	63.7	2611	32.9
1987	13699	74.9	66.1	2590	33.3
1988	14324	78.0	65.9	2568	33.5
1994 (1)	19016	77.4	67.4	2500	34.4

Sistema Típico en E.U.A. (. (3) 74.0 - 81.0

Tula (2100 MW) Planta de Poder (4)

1982	1200	66.3	85.0	2610	32.9
1983	1500	81.4	80.5	2576	33.3
1984	1500	59.6	58.1	2662	32.3
1985	1500	53.7	53.2	2613	32.9
1986	1500	68.7	84.8	2581	33.3
1987	1500	78.7	74.0	2531	34.0
1988	1500	79.0	74.1	2469	34.8

Manzanillo (1900 MW) Planta de Poder (6)

1982	600	80.5	71.2	2324	37.0
1983	900	83.3	64.2	2324	37.0
1984	1200	66.0	72.6	2319	37.1
1985	1200	85.7	88.2	2325	37.0
1986	1200	87.2	65.7	2294	37.5
1987	1200	86.0	83.8	2301	37.4
1988	1200	85.3	82.2	2299	37.4

(1) Objetivos Propuestos.

(2) Planta Térmica de la CFE en operación, incluye solamente plantas de aceite, carbón, geotérmicas y ciclo combinado.

(3) Rango típico para sistemas bien organizados.

(4) Tula empezó operaciones en 1975 bajo el sistema típico de operación de una planta de la CFE y actualmente se encuentra, como cualquier otra planta del estilo, bajo una estructura de rehabilitación.

(5) Manzanillo empezó operaciones en 1975 bajo el sistema típico de operación de una planta de la CFE.

(6) Disponibilidad Neta.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Desarrollo de las Plantas Térmicas en México

ANEXO 2.3.5

Demanda Programada para cada tipo de Servicio (GWh)

Año	Residencial	Industrial	Servicio Público	Comercial	Agricultura	Exportaciones	Ventas Totales	Pérdidas	Pérdidas % (1)	Operación Neta	Plantas en uso	GENERACIÓN BRUTA
<u>Histórico</u>												
1976	6904	21222	2902	4523	2440	220	38211	5380	12.3	43591	1381	44972
1981	11475	31752	3943	6376	3846	63	57455	8244	12.5	65699	2514	68213
1986	15201	40956	4347	7103	5414	1461	74482	10812	12.7	85294	4211	89505
1987	15806	44071	4504	7157	6010	2042	79590	12164	13.3	91754	4665	96419
1988	16900	46897	4459	7330	6410	1996	83992	13197	13.6	97189	4880	102069
<u>Estimado</u>												
1989	18167	50095	4902	7305	6912	1917	89298	13446	13.1	102744	5272	108226
1990	19422	53638	5189	7430	7430	1917	95023	14362	13.1	109385	5548	115044
1991	20757	57376	5422	7544	8029	1917	101045	15164	13.0	116209	6160	122407
1992	22339	61689	5699	7683	8713	1922	108045	16147	13.0	124192	6558	130731
1993	23996	66206	5988	7780	9435	1917	115322	16957	12.8	132319	7136	139348
1994	25837	71062	6280	7857	10209	1917	123162	17953	12.7	141115	7738	148751
1995	27809	76284	6638	7895	11020	1917	131563	18900	12.6	150463	8199	158566
1996	29868	81667	7052	7896	11795	1922	140200	19791	12.4	159991	8901	168816
1997	32048	87403	7489	7857	12619	1917	149333	20828	12.2	170161	9415	179440

Nota: (1) Porcentaje con respecto a la generación neta.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Demanda Global Proyectada

ANEXO 2.3.8

Año	Generación Bruta GWh	PIB % (1)	Inversión Pública Bruta (1)	Población (Millones)
1.- Datos Históricos				
1976	44972	33940	32372	61.98
1981	68213	486931	66494	71.28
1986	89505	468085	31106	80.97
1988	102069	482139	29133	84.98
Crecimiento Acumulado (%):				
1976-88	7.07	3.11	-0.87	2.68
1981-88	5.93	0.04	-11.12	2.54
2 - Proyección: Escenario Esperado (2)				
1989	108226	602003	31353	86.99
1990	115044	630888	35106	89.81
1991	122407	657199	38894	91.04
1992	130731	686619	44180	93.07
1993	139348	717123	47608	95.11
1994	148181	753348	51603	97.14
1995	158566	790066	55772	99.17
1996	168818	827949	59838	101.18
1997	179446	866816	63949	103.20
1998	190820	907118	68763	105.20
Crecimiento Acumulado (%):				
1988-98	6.48	8.06	8.65	2.16
1988-93	6.42	8.06	19.32	2.25
1993-98	6.49	8.07	7.00	2.84
3.- Proyección: Escenario de Bajo Crecimiento				
1988	102069	482139	29133	84.98
1993	133500	572600	45000	94.76
1998	176300	696600	87200	103.89
Crecimiento Acumulado (%):				
1988-98	5.62	3.75	5.98	2.02
1988-93	5.62	3.60	9.09	2.20
1993-98	5.72	4.06	4.91	1.84
4.- Proyección: Escenario de Cero Crecimiento				
1988	102069	482139	29133	84.98
1993	127560	482139	29133	94.75
1998	161400	482139	29133	103.79
Crecimiento Acumulado (%):				
1988-98	4.92	0.00	0.00	2.02
1988-93	4.56	0.00	0.00	2.20
1993-98	3.49	0.00	0.00	1.84

Notas:

(1) Miles de Millones de Pesos de 1989 (10⁹).

(2) Proyección Preliminar de la CFE en Marzo de 1988.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Proyección de Energía Global (GWh)

ANEXO 2.3.7

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
1. Requerimientos de Energía Bruta.	108226	115044	122407	130731	139348	148751	158566	168816	179440
2. Fuentes Disponibles.									
Plantas Hidroeléctricas (1)									
Existentes hasta Diciembre de 1988	25112	25112	25112	25112	25112	25112	25112	25112	25112
Nuevas Plantas Eléctricas	0	0	432	638	775	1278	4560	4560	6712
Restricción de Agua	-1768	-1768	-1768	-1768	-1768	-1768	-1768	-1768	-1893
Total de Fuentes Hidroeléctricas	23344	23344	23776	23982	24119	24622	27904	27904	29931
Plantas Termoeléctricas									
Existentes hasta Diciembre de 1988 (2)	91460	91460	91460	91460	91460	91460	91460	91460	91460
Nuevas Plantas	5845	9511	17191	25195	3365	42913	49926	60171	69709
Plantas Nucleares	1213	2416	3008	3425	4629	6532	7245	7623	7910
Generación de Verano	1675	1683	1683	1683	1691	1721	1745	1745	1745
Menos Retiros	-124	-422	-885	-885	-885	-885	-1555	-1555	-1555
Menos Depreciación	-366	-582	-770	-966	-1198	-1451	-1716	-2008	-2305
Total de Fuentes Termoeléctricas	99703	104086	111687	119912	129062	140290	147103	157436	166964
Total de Fuentes Disponibles	123047	127430	135463	143894	153181	164912	175007	185340	196895
3. Balance Energético.									
Total de Fuentes Disponibles	123047	127430	135463	143894	153181	164912	175007	185340	196895
Menos Restricciones de Transmisión	-1193	-1098	-720	-759	-1624	-732	-797	-832	-1299
Total de Fuentes Disponibles	121854	126332	134743	143125	151557	164180	174210	184508	195596
Menos Requerimientos Energéticos	108226	115044	122407	130731	139348	148751	158566	168816	179440
Reservas de Energía en GWh	13628	11288	12336	12404	12209	15429	15644	15692	16156
Reservas de Energía en %	12.6	9.8	10.1	9.5	8.8	10.4	9.9	9.3	9.0

Notas:

(1) Promedio anual con un 60% de probabilidad

(2) Considerando equipo no disponible

MÉXICO
COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
PROYECTO PARA DESARROLLO HIDROELÉCTRICO

Declaraciones de Ingresos Actuales y Pronóstico

(Billones de pesos mexicanos)

Pronóstico en Pesos Mexicanos de 1989.

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Ventas Totales	62.3	66.1	71.1	74.6	79.6	84.1	89.3	95.0	101.0	108.0	115.3	123.2	131.6	140.2
- Mercado Interno	62.2	66.0	70.9	73.0	77.5	82.1	87.4	98.1	99.1	106.1	113.4	121.2	129.6	138.3
- Exportaciones	0.1	0.1	0.1	1.5	2.0	2.0	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
Tarifa Promedio (\$/kWh) a/	2.3	5.4	7.9	17.4	87.0	83.1	103.0	112.1	122.0	184.8	188.8	141.8	142.0	149.8
Ingresos de Operación Brutos	144.7	362.5	585.4	1352.9	3094.8	7049.0	9258.0	10710.5	12387.9	14570.8	16011.5	17524.4	18878.4	21064.3
Ingresos por Venta de Electricidad	143.1	358.7	561.3	1298.9	2946.9	6987.0	9196.0	10648.5	12325.9	14508.8	15949.5	17462.4	18816.4	21002.3
- Mercado Interno						6987.0	8998.6	10451.1	12128.5	14310.9	15752.1	17265.0	18619.0	20804.4
- Exportaciones						0.0	197.4	197.4	197.4	197.9	197.4	197.4	197.4	197.9
Otros Ingresos	1.6	3.8	24.1	54.0	147.9	62.0	62.0	62.0	62.0	62.0	62.0	62.0	62.0	62.0
Gastos de Operación	198.5	349.3	581.5	1269.1	3302.6	6474.0	8359.3	9075.1	9862.0	10811.0	11757.5	12697.5	13509.4	15124.1
Mano de Obra b/	93.8	141.0	212.5	356.8	863.4	1911.0	2240.0	2343.3	2449.8	2561.2	2677.6	2799.1	2925.8	3061.4
Materiales, servicios y otros c/	16.2	29.8	48.0	94.9	292.3	616.0	837.0	889.7	946.7	1011.0	1077.7	1150.4	1225.8	1305.6
Impuesto y tarifa aduanal d/	0.8	1.1	1.5	6.0	13.3	28.0	75.0	89.0	94.7	101.1	107.8	115.0	122.6	130.6
Combustible e/	49.6	105.0	176.2	465.1	1109.6	2410.0	3052.8	3385.8	3905.3	4633.9	5092.3	5606.2	5952.4	7025.4
Gastos administrativos f/	4.6	6.8	10.6	18.6	44.6	100.0	127.0	130.3	133.5	136.8	140.2	143.7	147.3	151.1
Depreciación g/	33.5	65.6	132.8	327.7	979.4	1409.0	2028.0	2237.0	2332.0	2467.0	2662.0	2883.0	3135.0	3450.0
Ingresos por Operación	-53.8	13.2	3.9	83.8	-207.8	575.0	898.7	1635.4	2525.9	3759.8	4254.0	4826.9	5369.0	5940.2
Ingresos netos no por Operación.	3.1	6.6	11.2	16.5	42.9	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3
Ingresos antes de Interés	-50.7	19.8	15.1	100.4	-164.9	628.3	952.0	1688.7	2579.2	3813.1	4307.3	4880.2	5422.3	5993.5
Interés cobrado a Operación	141.5	223.8	307.4	446.0	462.6	922.0	759.4	523.6	236.1	233.7	223.6	403.6	570.6	940.5
Cargos de Interés	205.4	327.9	437.4	446.0	462.6	922.0	759.4	666.9	523.6	661.3	813.4	1000.1	1205.5	1435.8
Menos Interés durante Construcción	63.9	104.1	130.0	0.0	0.0	0.0	0.0	143.3	287.5	427.6	589.8	596.5	634.9	495.3
Ingreso Neto	-192.2	-204.0	-292.3	-345.6	-627.5	-293.7	192.6	1165.1	2343.1	3579.4	4083.7	4476.6	4851.7	5053.0

a/ Supone un aumento de tasa de 9% en 1990 y 1991 además empezando en 1991 un coeficiente precio/costo igual a 1.0 según se define más adelante.

b/ Supone un aumento anual en personal de 2.5 y 2% en salarios.

c/ Pronosticado como una función de la capacidad instalada (aproximadamente 6.7% de aumento anual).

d/ 10% de materiales, servicios y otros.

e/ Supone aumentos anuales en precios de 5% (durante 1990-1992) para alcanzar precio de exportación mexicano más 2% en términos reales.

f/ Pronosticado como una función del personal permanente. Ver nota b/

g/ Supone una tasa de depreciación de 3%.

(*) Coeficiente Precio/costo se define como Ingresos brutos de Operación divididos entre la suma del total de gastos de operación más pagos de interés más una provisión adecuada de fondos para los gastos de capital del Sector. 25 de Abril de 1989.

MÉXICO
COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
PROYECTO PARA DESARROLLO HIDROELÉCTRICO
Fuentes Actuales y Pronosticadas y Aplicación de Fondos
(Billones de pesos mexicanos)

Pronóstico en Pesos Mexicanos de 1989.

FUENTES	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Generación Interna Bruta de Efectivo	-9.0	98.6	159.1	449.7	814.5	2523.0	3180.0	4125.7	5111.2	6480.1	7169.3	7963.2	8757.3	9643.5
Ingresos antes de Interés	-50.7	19.8	15.1	100.4	-164.9	628.3	952.0	1688.7	2579.2	3813.1	4307.3	4880.2	5422.3	5993.5
Depreciación	33.5	65.6	132.8	327.7	979.4	1409.0	2028.0	2237.0	2332.0	2467.0	2662.0	2883.0	3135.0	3450.0
Otros	8.2	13.2	21.2	21.6	0.0	486.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
Menos: Servicio de Deuda Neto	304.1	622.5	824.8	715.0	1132.3	2039.0	1808.3	1502.4	1113.9	1143.3	1008.6	1374.3	1429.2	2276.6
Amortización	160.5	391.4	514.7	269.0	669.0	117.0	1048.9	678.8	877.8	909.8	785.0	970.7	858.6	1335.1
Cargos de Interés	205.4	327.9	437.4	446.0	462.6	922.0	759.4	666.9	523.8	661.3	813.4	1000.1	1205.5	1435.8
Financiamiento de servicio de deuda	2.1	7.3	2.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Servicio de Deuda Total	368.0	726.6	954.8	715.0	1132.3	2039.0	1808.3	1645.7	1401.4	1570.9	1598.4	1970.8	2064.1	2771.9
Menos: Interés durante Construcción	63.9	104.1	130.0	0.0	0.0	0.0	0.0	143.3	287.5	427.6	589.8	596.5	634.9	495.3
Generación Interna Neta de Efectivo	-313.1	-523.9	-655.7	-265.3	-317.8	484.3	1371.7	2628.8	3997.3	5336.8	6160.7	6588.9	7328.1	7366.2
Otras contribuciones basadas en consumidor	13.3	35.1	87.8	21.6	48.7	91.2	91.2	91.2	91.2	91.2	91.2	91.2	91.2	91.2
Fondos netos basados en consumidor	-299.8	-488.8	-617.9	-243.7	-269.1	141.2	1462.9	2714.5	4088.5	5428.0	6251.9	6680.1	7419.3	7458.1
Contribuciones Gubernamentales a/	294.1	339.6	550.5	715.0	1294.8	1102.0	1246.0	522.0	242.6	286.2	315.0	345.3	372.4	416.1
Subsidio a consumidores	191.1	203.6	295.0	561.5	1294.8	1102.0	1246.0	522.0	242.6	286.2	315.0	345.3	372.4	416.1
Contribuciones en forma de participación en el capital	103.0	136.0	255.5	153.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Empréstitos b/	224.9	550.4	661.8	827.7	687.8	1312.0	663.8	1432.4	2507.7	2589.4	2829.0	3370.1	3392.2	4328.0
Préstamos IBRD Propuestos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	86.9	54.7	106.8	223.6	258.4	201.2	144.1	67.1
Préstamos existentes	224.9	550.4	661.8	327.7	687.8	1312.0	97.2	13.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Préstamos futuros	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	479.7	1364.2	2400.9	2365.8	2570.6	3168.9	3248.1	4260.9
FUENTES TOTALES	219.2	401.2	594.4	799.0	1713.5	2989.5	3372.7	4668.9	6838.8	8303.6	9395.9	10395.5	11183.9	12202.2
APLICACIONES														
Programa de Construcción	235.8	383.8	542.3	613.9	1423.2	2830.0	2850.2	4452.6	6602.6	8083.4	9160.3	10077.9	10928.8	11667.5
Proyectos en proceso y futuros	171.9	279.7	412.3	613.9	1423.2	2830.0	2850.2	4809.3	6315.1	7655.8	8570.5	9481.4	10293.9	11172.2
Interés durante construcción	63.9	104.1	130.0	0.0	0.0	0.0	0.0	143.3	287.5	427.6	589.8	596.5	634.9	495.3
Variación en solvencia	-7.9	17.9	160.6	173.6	879.1	224.7	522.5	216.3	236.2	220.2	235.9	317.3	255.1	534.7
Otras aplicaciones	-8.7	-0.5	-108.5	11.5	-88.8	-65.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
APLICACIONES TOTALES	219.2	401.2	594.4	799.0	1713.5	2989.5	3372.7	4668.9	6838.8	8303.6	9396.2	10395.2	11183.9	12202.2

a/ En 1991 y en adelante se supone un 2% de ingresos totales como subsidios para consumidores de bajos ingresos.

b/ Plazos para futuros empréstitos se supusieron de la manera siguiente: 15 años, 5 años de gracia y 9% tasa de interés (real).

c/ Incluye variación en otros activos y pasivos.

MÉXICO
COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
PROYECTO PARA DESARROLLO HIDROELÉCTRICO
Hojas de Balance Presentes y Pronosticadas
(Billones de pesos mexicanos)

Pronóstico en Pesos Mexicanos de 1989.

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
ACTIVOS														
Activos Fijos	2017.0	3225.2	6375.3	15920.2	41182.0	56262.0	57084.0	59299.5	63569.7	69185.9	75684.4	82879.6	90673.8	96891.2
Plantas en Operación	1954.9	3440.3	6819.6	17338.6	48158.5	66241.0	73636.3	75503.6	79986.6	84496.4	92949.3	99232.5	109742.7	120263.9
Menos: Depreciación acumulada	374.2	898.6	2093.8	5647.3	15124.9	21460.4	28488.6	25725.7	28058.1	30525.3	33187.1	36069.8	39204.4	42654.5
Plantas Netas	1680.7	2541.7	4725.8	11691.3	33033.6	44780.6	50147.7	49777.8	51928.5	53973.1	59762.2	63162.7	70538.3	77609.4
Trabajos en progreso	436.3	683.5	1649.5	4228.9	8148.4	11481.4	6936.3	9521.7	11641.2	15212.8	15922.2	19716.9	20135.5	21281.8
Activos Corrientes	100.2	171.8	261.2	728.1	1737.6	2567.2	3345.0	3672.6	4163.5	4849.2	5079.3	5538.0	5953.3	6653.0
Efectivo y bancos	16.0	24.5	30.0	69.0	145.6	180.5	411.9	316.2	441.7	478.3	502.6	586.9	589.4	699.4
Cuentas por Cobrar (gobierno) a/	55.1	107.8	122.7	277.5	692.2	958.0	1511.7	1750.4	2026.2	2385.0	2621.8	2870.5	3093.1	3452.4
Otras cuentas por cobrar	0.0	0.0	10.1	19.3	0.0	232.1	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3
Inventarios b/	23.0	35.0	98.4	362.3	899.8	1120.0	1325.5	1510.1	1599.7	1690.0	1859.0	1984.7	2194.9	2405.3
Otros	6.1	4.5	0.0	0.0	0.0	76.6	76.6	76.6	76.6	76.6	76.6	76.6	76.6	76.6
Otros Activos	11.5	23.5	34.0	71.4	149.0	273.7	273.7	273.7	273.7	273.7	273.7	273.7	273.7	273.7
TOTAL DE ACTIVOS	2128.7	3420.5	6670.5	16719.7	43068.6	59102.9	60702.7	63245.8	68006.9	74108.8	81037.4	88691.3	96900.8	106817.9
PASIVOS Y ACTIVO NETO														
Activo Neto	459.0	1078.4	2594.0	14674.1	38132.6	53106.9	54564.1	56542.0	59418.6	63576.1	68266.0	73379.0	78894.4	84654.7
Acervo de Capital	26.7	26.7	26.7	26.7	279.3	279.3	279.3	279.3	279.3	279.3	279.3	279.3	279.3	279.3
Contribuciones	605.2	979.9	940.8	7225.5	8569.0	14974.0	16311.2	16924.4	17258.2	17635.6	18041.8	18478.3	18941.9	19449.2
Utilidades no distribuidas	-305.8	-517.1	6.1	-136.4	-763.9	0.0	392.6	1757.7	4300.8	8080.2	12363.9	17040.5	22092.2	27345.2
Reserva para revalorización	132.9	588.9	1620.8	7558.3	30048.2	37853.6	37581.0	37586.6	37580.8	37581.0	37581.0	37580.9	37581.0	37581.0
Deuda a Largo Plazo	1142.3	1707.3	2918.2	1186.4	2848.3	2077.0	3298.6	3853.7	5452.0	7258.0	9114.7	11626.0	13681.8	16674.0
Pasivo corriente	507.0	602.2	1105.3	780.3	1956.0	3543.1	2464.3	2474.6	2761.1	2902.0	3281.9	3311.2	3948.9	4113.9
Porción corriente de Deuda a Largo Plazo	401.9	443.3	1028.4	451.3	1330.7	2312.9	978.8	877.8	909.6	785.0	970.7	858.6	1336.1	1336.1
Cuentas por pagar c/	28.0	72.3	42.2	118.4	391.4	799.9	1055.2	1166.5	1421.2	1686.7	1680.9	2022.3	2182.5	2347.5
Personal	0.0	0.0	11.7	17.5	52.1	79.4	79.4	79.4	79.4	79.4	79.4	79.4	79.4	79.4
Otros	77.1	86.6	23.1	193.1	181.8	350.9	350.9	350.9	350.9	350.9	350.9	350.9	350.9	350.9
Otros Pasivos	20.4	32.6	52.9	78.8	131.7	375.9	375.9	375.9	375.9	375.9	375.9	375.9	375.9	375.9
TOTAL DE PASIVO ACTIVO NETO	2128.7	3420.5	6670.5	16719.7	43068.6	59102.9	60702.9	63246.2	68007.6	74110.0	81038.5	88692.1	96901.0	105818.5

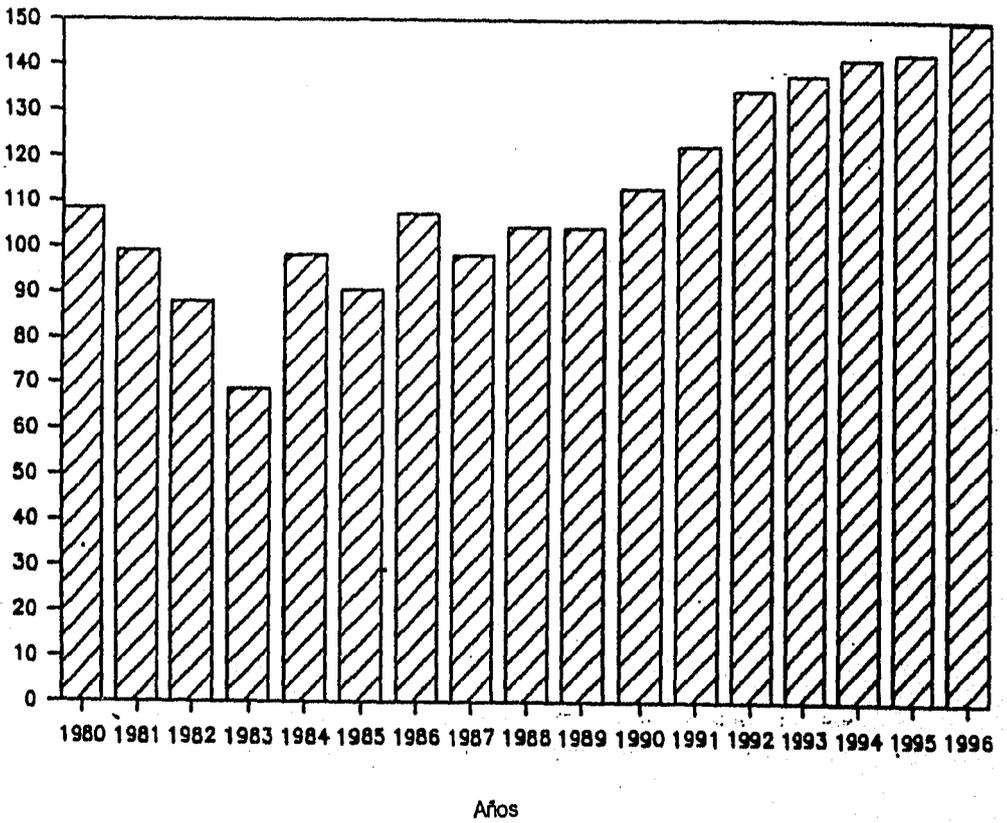
a/ Empezando desde 1989, supone 60 días de facturación.

b/ Pronosticado como 2% de activos fijos en operación.

c/ Pronóstico supone 45 días para pagos a constructores y proveedores 25 de Abril de 1989.

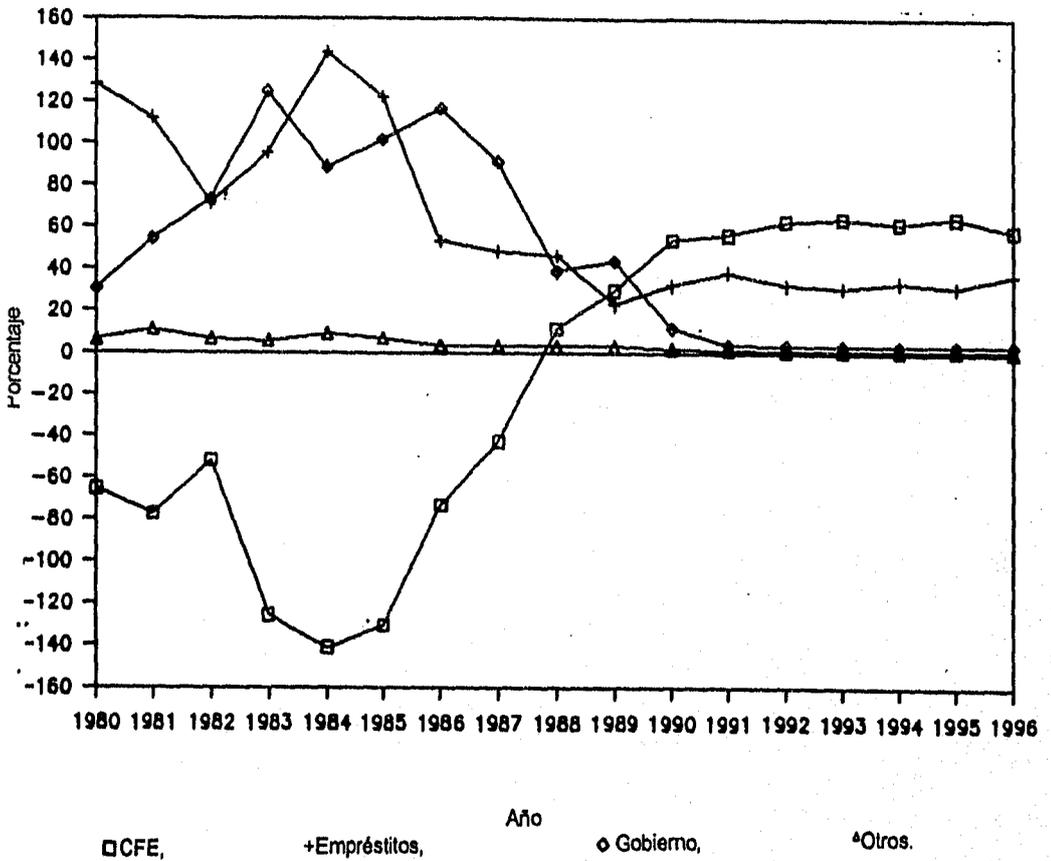
MÉXICO
PROYECTO DE DESARROLLO HIDROELÉCTRICO
EVOLUCIÓN DE LAS TASAS ELÉCTRICAS PERIODO 1980-1996

(en 1989 Pesos mexicanos/kWh)



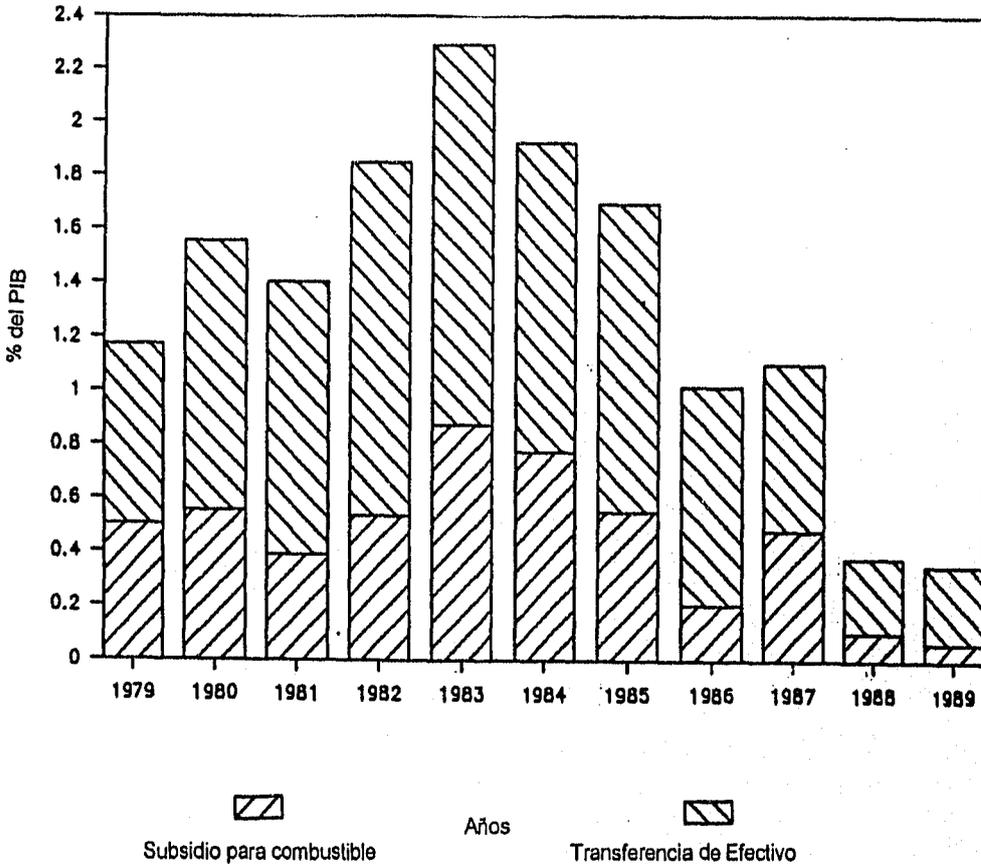
MÉXICO
PROYECTO DE DESARROLLO HIDROELÉCTRICO

Mezcla de Financiamiento de la CFE, periodo 1980-1996



MÉXICO
PROYECTO DE DESARROLLO HIDROELÉCTRICO
Subsidios al Sector de Energía

Periodo 1979-1989



MÉXICO
COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
PROYECTO DE DESARROLLO HIDROELÉCTRICO
Contrato para Rehabilitación Financiera (FRA)

Introducción

1. En agosto de 1986, el Gobierno Mexicano y la CFE firmaron un Contrato de Rehabilitación Financiera (FRA) que incluyó varias medidas con la finalidad de revertir la tendencia al deterioro de las finanzas del sector. A continuación, un resumen del FRA.

Antecedentes

2. El Plan Nacional de Desarrollo de 1983-1988 y el Programa Nacional de Energía establecen los siguientes objetivos para el sector de energía: (i) uso racional de energía (ii) creciente eficiencia (iii) promoción de la industria local (iv) diversificación de las fuentes de energía y (v) desarrollo tecnológico. Las empresas públicas fueron requeridas que se modernizaran y restructuraran para aumentar su productividad, reducir su dependencia en recursos extranjeros y utilizar mejor su capacidad instalada. El Plan supone la rehabilitación financiera de las empresas estatales mediante la racionalización de gastos y aumento de su financiación interna. Para este fin, el Plan prevé ajustes en la tasa, racionalización de subsidios existentes, reestructuración de deuda local y extranjera y contribuciones gubernamentales de activo neto.

3. Debido a las bajas tasas eléctricas que dieron como resultado una generación de fondos internos inadecuada, la CFE tuvo que depender mucho de las contribuciones gubernamentales de activo neto y empréstitos para implementar un programa de expansión, para aumentar la capacidad instalada tres veces durante el periodo 1970-1982 según lo requería el mercado interno. a partir de 1983, el gobierno tomó medidas para mejorar las finanzas de la CFE aumentando las tarifas lo cual por desgracia quedó nulificado por la creciente inflación. El gobierno también dio apoyo mediante contribuciones fiscales y en 1985 mediante una conversión de deuda a activo neto gubernamental (aproximadamente 1.1 billones de dólares).

Medidas y Objetivos

4. Comprendiendo que las medidas tomadas hasta entonces no eran suficientes para resolver las debilidades financieras de la CFE, se establecieron las siguientes medidas radicales y los siguientes objetivos en el FRA:

- a) Conversión de aproximadamente 8.6 billones de dólares de la deuda de la CFE en activo neto gubernamental en la CFE.
- b) la CFE deberá pagar al gobierno los montos de ahorros en pagos de interés que resulten de la mencionada conversión de deuda en activo neto supuestamente como dividendos si bien esto no queda estipulado con detalle en el FRA.
- c) La CFE deberá iniciar una reserva para financiar sus necesidades de inversión.
- d) En 1988, el precio de la electricidad deberá ser igual al costo de la electricidad (incluyendo la provisión de fondos para inversión y el interés cargado sobre deuda).
- e) Para 1988, la mezcla de financiamiento de la CFE deberá ser de la manera siguiente: 40% de generación interna, 10% de contribuciones gubernamentales, y 50% de empréstitos.
- f) la CFE deberá mejorar su productividad operacional según los objetivos de desempeño que se muestran en el párrafo 5 y
- g) La CFE deberá implementar un programa de construcción institucional dirigido a mejorar las siguientes áreas:
 - i. contabilidad: establecer un sistema adecuado de valuación de costos para cada una de sus actividades, o sea, generación, transmisión, transformación, distribución y clientes.
 - ii. tarifas: actualización y terminación del estudio basado en costos marginales y seguir implementando sus recomendaciones.
 - iii. organización: definir las acciones que deberán realizarse dentro del proceso continuo de regionalización y descentralización iniciado por la compañía y
 - iv. inventarios: seguir la implementación de mejor procedimientos administrativos
- h) la CFE proveerá al Gobierno reportes periódicos para monitorear la implementación del FRA.

Resultados 1986-1988

5. El siguiente cuadro presenta una comparación entre los objetivos del FRA y los valores logrados en 1986 y 1987 y estimados para 1988:

a) Objetivos en el desempeño	1986		1987		1988	
	FRA	Reales	FRA	Reales	FRA	Reales
Clientes/empleado	181	179	186	182	190	183
Ventas/empleado (Gwh)	1064	1007	11111	1049	1170	1068
			0			
Eficiencia de plantas termoeléctricas (%)	31.6	32.7	31.7	33.0	31.8	33.0
Disponibilidad de plantas termoeléctricas (%)	71.0	73.4	73.0	74.0	75.0	75.0

b) Mezcla de financiamiento

		Objetivo,	Estimado
Generación interna	%	40	11
Contribución gubernamental	%	10	39
Empréstitos y otros	%	50	50

c) Programa Institucional de Construcción (estado actual):

- ⇒ Contabilidad: establecer un sistema de evaluación de costos que aún no se ha iniciado.
- ⇒ Tarifas: Implementación de las recomendaciones ya está en progreso
- ⇒ Organización: Definición de las acciones en el proceso continuo de regionalización y descentralización aún no terminada.
- ⇒ Inventarios: Mejorar los procedimientos administrativos aún sin iniciar.

6. El mal desempeño financiero de 1986 y 1987 y estimado para 1988 se explica por la erosión de las tasas eléctricas debido a la inflación. El bajo desempeño en objetivos basados en ventas de electricidad y clientes por empleado se explica en parte por el deterioro de la economía mexicana en 1986 y 1987. Por otra parte, los objetivos operacionales establecidos en el FRA fueron logrados o sobrepasados por la CFE.

Conclusiones y Recomendaciones

7. El FRA es un instrumento que, si se implementa adecuadamente, puede ayudar a transformar la CFE en una compañía más eficiente y financieramente sana. Durante las negociaciones, el gobierno y la CFE acordaron modificar el FRA en los siguientes rubros:

- i) extender el periodo de vigencia del Contrato de Rehabilitación Financiera existente por lo menos hasta el 31 de diciembre de 1993
- ii) limitar los empréstitos a corto plazo de la CFE (menos de un año) a partir de los mercados interno y externo a no más de 10 por ciento de sus gastos de operación en efectivo anuales.
- iii) reformular los criterios para establecer los aumentos en las tasas eléctricas para asegurarse de que son congruentes con los convenios financieros acordados para 1990 y en adelante, la mezcla de financiamiento para la nueva inversión tendrá la siguiente composición: 40% de financiamiento interno mínimo, 10% de contribución gubernamental máxima y 50% de empréstitos máximos.
- v) lograr como mínimo los siguientes objetivos de desempeño para 1990, clientes/empleado: 184, ventas en GWh/empleado: 1,150, actualizar anualmente y revisar estos objetivos para el 31 de octubre de cada año y
- vi) incluir una definición revisada de la razón precio a costo que tomarían en cuenta los efectos de la alta inflación o alternativamente un objetivo financiero (o sea, tasa de rendimiento, razón de autofinanciamiento) que reflejarían mejor los objetivos en vez de la razón precio a costo. En cualquier caso la revisión requeriría un acuerdo mutuo para asegurar que los objetivos de rehabilitación financiera se mantienen.

8. Para las condiciones mencionadas el término "gastos de operación en efectivo" significa la suma de todos los gastos relacionados con la operación de la compañía, incluyendo la administración, mantenimiento adecuado, impuestos y pagos a manera de impuestos pero excluyendo las condiciones para depreciación y otros gastos de operación que no son en efectivo y el término "financiamiento interno" significa los ingresos de operación totales a partir de todas las fuentes relacionadas con operaciones menos los gastos de operación en efectivo, menos la amortización e intereses y otros cargos sobre la deuda.

MÉXICO

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

PROYECTO PARA DESARROLLO HIDROELÉCTRICO

Descripción y Costo del Proyecto

Generalidades

1. En el periodo 1989-1997, la CFE llevará al cabo un programa de inversiones calculado en 29.6 billones de dólares (precios de 1989 constantes) de los cuales 13.0 billones de dólares se calcula que sean costos extranjeros (ver Anexo 2.4.1). Dentro de este programa, el préstamo financiaría el desarrollo de dos proyectos hidroeléctricos con una capacidad total de 1,240 MW específicamente el préstamo financiaría a) contratos de obra civil para el Proyecto Aguamilpa, b) contratos de obra civil para el Proyecto Zimapán c) servicios de consultoría, capacitación y equipo para la ejecución de un programa ecológico y reubicación y d) servicios de consultoría y equipo para la ejecución de estudios administrativos y relacionados con la energía.

2. Los componentes del proyecto que serán financiados se describirán en los siguientes párrafos y los detalles de costos, financiamiento y procuración en los Anexos 3.1.1 y 3.1.2

El Proyecto Hidroeléctrico Aguamilpa.

3. La capacidad instalada del Proyecto Hidroeléctrico Aguamilpa es de 960 MW y la generación promedio anual de 2131 GWh. La planta será operada a un factor de planta promedio de 25% como planta de pico. Se localiza en el estado de Nayarit a aproximadamente 40 km al noreste de la ciudad de Tepic, y utilizará las aguas del Río Santiago. Las principales obras incluyen: (i) una presa con relleno de roca y cubierta de concreto de 187 m de altura, 675 m de ancho en su cresta que formará un reservorio con aforo útil de 2,575 millones de metros cúbicos, (ii) un derrame con capacidad de 13,000 metros cúbicos por segundo, (iii) tres túneles de presión largos de 215 m, (iv) una caseta subterránea con tres unidades generadoras cada una de 320 MW, (v) una subestación en el exterior, (vi) dos cables de transmisión de 400 kV, 255 km de longitud total para interconectar con la rejilla nacional y (vii) obras ambientales y de reubicación relacionadas con la planta eléctrica.

4. Los estudios preliminares para la presa se hicieron en 1972 por la Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos (SARH) con la intención de desviar el río hacia el Estado de Sonora con fines de irrigación. Posteriormente, cuando la SARH decidió no continuar con este proyecto, la CFE preparó estudios de factibilidad en 1984 y estudios detallados de ingeniería en 1985 para la instalación de una planta eléctrica. La revisión de campo del diseño y estimados de costos del proyecto fue conducida por una importante firma de asesores independientes, contratada por el Banco bajo el Fondo de Fideicomiso Austriaco. Existen registros de hidrología desde 1942. Los estudios geológicos detallados han determinado condiciones rocosas favorables, la caseta será excavada en roca

volcánica (ignimbrita riódacítica). La CFE ha hecho aproximadamente 4,500 m de taladrado de prueba y excavado túneles hasta la ubicación de la caseta misma.

Problemas de Reubicación y Ambientales

5. El reservorio inundará un área de aproximadamente 13,000 hectáreas de las cuales aproximadamente 270 hectáreas son para uso agrícola. Afectará aproximadamente 2,000 huicholes y mestizos de los cuales aproximadamente 1,000 tendrán que reubicarse. La CFE ha preparado un programa de reubicación que asegura una compensación justa y bien organizada, movilización, reubicación y rehabilitación socioeconómica de la población afectada. Con ese fin se ha formado un Equipo de Reubicación Local compuesto por personal de la CFE que cuenta con la activa participación de las comunidades afectadas y de agencias gubernamentales locales, estatales y Federales. El Instituto Nacional de Antropología e Historia (INAH) estará a cargo de un censo y cualquier operación necesaria de salvamento de sitios u objetos arqueológicos. La CFE conducirá estudios y tomará las medidas adecuadas para prevenir la diseminación de enfermedades, crecimiento de vegetación tropical en el reservorio (ver Anexo 3.2.0) etc. una medida recomendada por el Banco considerando la contaminación del Río Santiago. Antes de la instalación de las obras civiles, la CFE obtendrá los permisos de la SEDUE que requiera la ley para verificar que las medidas adecuadas se toman para proteger el ambiente y se atiende y compensa la población afectada.

El Proyecto Hidroeléctrico Zimapán.

6. Capacidad total instalada del proyecto: 280 MW. Generación promedio anual: 1,292 GWh. Factor de planta: 53%. Se localiza en los estados de Hidalgo y Querétaro, aproximadamente a 250 km al norte de la Ciudad de México y utilizará las aguas del Río Moctezuma en la confluencia de los Ríos Tula y San Juan. Las obras principales incluyen: (i) una presa de concreto arqueada 200 m de altura, 80 m de ancho en su cresta que formar un reservorio con aforo útil de 680 millones de metros cúbicos, (ii) un derrame con capacidad de 2,960 metros cúbicos por segundo, (iii) un túnel de presión de 4.5 m de diámetro y 20.2 km de longitud, (iv) una caseta subterránea con dos unidades generadoras cada una de 140 MW, (v) una subestación subterránea, (vi) un cable de transmisión de 115 kV y otra de 230 kV, 150 km de longitud total para interconectar con la rejilla nacional y (vii) obras ambientales y de reubicación.

7. Los estudios de prefactibilidad para el proyecto fueron preparados por la CFE entre 1980 y 1985, y estudios avanzados de factibilidad a nivel prediseño se terminaron en 1986. La ingeniería detallada para licitar los primeros dos contratos (desviación del río y carreteras auxiliares) está terminada. La ingeniería para otros contratos está en proceso y se terminará en septiembre de 1989, escalonada según sea necesario para licitación y ejecución de contrato. Una revisión de campo del diseño y estimado de costos del proyecto también fue realizada por una firma de asesores contratada por el Banco. Los estudios hidrológicos han sido basados en registros que existen desde 1960 y en proyecciones del aumento de la corriente del Río Tula que se esperan en el futuro como función del aumento de la población de la Ciudad de México ya que el río es alimentado principalmente por las aguas negras de la capital. Estudios geológicos detallados han sido conducidos por la CFE basándose en estudios topográficos, excavación de 480 m de

galerías, 4,000 m de taladrado de prueba y en observaciones de campo de una red extensa de túneles excavados en las áreas del túnel y caseta por compañías mineras. La mayor parte de las áreas del proyecto están compuestas de formaciones masivas de roca de tipo sedimentario y volcánico y no se espera ningún problema geológico.

Problemas de reubicación

8. Aproximadamente 23,000 hectáreas serán inundadas por el reservorio de los cuales aproximadamente 300 hectáreas son tierras fértiles de valle pluvial utilizadas para la producción comercial de verduras y frutas y 2,000 hectáreas se utilizan para cultivos de subsistencia. Aproximadamente 3,500 personas serán afectadas de las cuales 2,500 tendrán que reubicarse. Se ha desarrollado un programa especial para compensar la población desplazada por la pérdida de valiosa tierra agrícola. La CFE también ha preparado un programa de reubicación para el Proyecto Zimapán dirigido a minimizar cualquier efecto perjudicial ocasionado por el proyecto. Como condición para hacer efectivo el préstamo, el Banco valorará la implementación de los planes de reubicación y rehabilitación tanto para Aguamilpa como Zimapán. También los requisitos de la SEDUE serán cumplidos antes de iniciar las obras civiles.

Programa Social y Ambiental

9. Para atender los problemas con protección del medio ambiente y reubicaciones forzadas según se describe en el Anexo 3.2.0 la CFE convino realizar un Programa Social y Ambiental que incluirá los componentes desglosados a continuación:

a. Fortalecimiento de la Unidad Central de Asuntos Socioeconómicos y Ambientales actualmente operando bajo el Departamento de Proyectos Hidroeléctricos. La Unidad será dirigida por un Administrador de alto nivel con un grado académico adecuado y contendrá un equipo interdisciplinario compuesto de biólogos, agrónomos, y científicos sociales. La Unidad coordinará y asesorará en asuntos de políticas, ejecución de estudios, supervisión de construcción y actividades de capacitación, relacionadas con los proyectos hidroeléctricos.

b. Fortalecimiento de las cuatro Unidades de Planeación Regional de la CFE a través del suministro de personal, equipo, capacitación y asistencia de la Unidad Central.

c. Creación de Equipos Ambientales y de Reubicación Locales para los Proyectos de Aguamilpa y Zimapán que deberán estar completamente en operación antes de que se inicien las actividades de construcción. Los equipos estarán a cargo de terminar los estudios y estimados de costos y desarrollar todas las actividades relacionadas con la reubicación y aspectos ambientales de los proyectos.

d. La ejecución de un Estudio para el Salvamento de Tesoros Arqueológicos en los dos proyectos: el estudio será contratado con el Instituto Nacional de Antropología e Historia (INAH).

e. Ejecución de un estudio de los efectos del bloqueo de las aguas del Río Santiago (para el Proyecto Aguamilpa) y de los Ríos Tula y San Juan (para el Proyecto

Zimapan) enfocándose en los efectos de contaminación del agua, control de enfermedades y vegetación acuática.

f. Desarrollo de un conjunto de parámetros para dirigir el proceso de movilización, reubicación, rehabilitación y protección ambiental relacionadas con la construcción de plantas hidroeléctricas.

g. Capacitación de personal de la CFE a través de cursos en el extranjero y en universidades locales o en seminarios en el sitio de trabajo y adquisición de equipo requerido para las actividades antes descritas.

Ejecución de Estudios Relacionados con la Energía y un Estudio Administrativo

10. La actual operación será el vehículo para la CFE y el Gobierno para que analicen temas relacionados con la operación y eficiencia del sector de fuerza en general y el sector eléctrico en particular. Los siguientes estudios serán ejecutados bajo la actual operación bajo los términos de referencia a convenir con el Banco.

11. Programa para promover la Conservación de la Energía y Uso Eficiente de la Energía en México. El actual Programa Nacional para Ahorrar Energía iniciado en 1984 como parte del Programa Nacional de Energía (ver párrafo 2.06) tiene implicaciones de largo alcance cubriendo todos los sectores de la economía y todo el territorio. Como parte de dicho programa la SEMIP continuará la ejecución bajo términos de referencia satisfactorios para el Banco, del Programa para Promover la Conservación de la Energía y el Uso Eficiente de la Energía en México, (i) apoyar la regionalización interna del Programa Nacional de Energía, (ii) crear la infraestructura regional para promover y vigilar el programa, (iii) terminar estudios sectoriales y regionales en el uso de energía en servicios e industriales con especial énfasis en la estandarización de dispositivos eléctricos domésticos e industriales, el uso de energía en bombeo de agua y ahorro de energía en los hogares en climas cálidos y (iv) analizar el establecimiento de estándares de ahorro de energía e incentivos para industria y comercio. El programa también incluye un Estudio de Cogeneración que analizará posibilidades de cogeneración en México y los incentivos necesarios.

12. El estudio para Mejorar las Operaciones del Sistema de Fuerza Eléctrica de la CFE con la asistencia de asesores, bajo términos de referencia satisfactorios para el Banco, la CFE preparará un estudio detallado considerando los criterios de diseño, prácticas operacionales y eficiencia de las instalaciones para transmisión y distribución. El estudio analizará las posibilidades de reducir pérdidas de energía mediante prácticas operacionales y/o nuevas inversiones en el sistema de distribución.

13. El Estudio Administrativo será efectuado por personal de la CFE con la ayuda de asesores externos calificados. El objetivo es analizar la organización de la CFE y preparará un programa para desarrollo orgánico que dará particular énfasis a la delegación de responsabilidades por medio de un proceso de desconcentración. El estudio revisará los sistemas administrativos de la compañía en las áreas de recursos humanos, planeación, información, control y coordinación y las funciones de construcción, operación, administración y finanzas. El alcance del estudio incluiría la identificación de áreas

específicas donde pueden lograrse mejoras en el desempeño. Una lista preliminar de áreas identificadas durante la preparación del proyecto son: dotación de personal, control de inventario, valuación de activos, procesamiento de datos, capacitación especializada, auditoría interna, transporte aéreo y terrestre y seguros. La implementación de recomendaciones ser efectuada bajo un plan de acción aceptable para el Banco.

14. La Segunda Fase del Estudio Tarifario complementará la Primera Fase ya realizada por la CFE para usuarios de alto voltaje. Revisaría las tarifas de voltaje mediano y haría recomendaciones para establecer un sistema de tarifas basado en costos marginales para usuarios de voltaje mediano.

MÉXICO
COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
PROYECTO DE DESARROLLO HIDROELÉCTRICO

Costo y Plan de Financiamiento del Proyecto
(En Millones de Dólares Estadounidenses Actuales)

Componente del Proyecto	Costo Total	Financiamiento		
		CFE y Gobierno	Banco	Otros Préstamos ²
1. Proyecto Hidroeléctrico Aguamilpa ¹	858.00	428.00	330.00	100.00
2. Proyecto Hidroeléctrico Zimapán	418.00	246.00	125.00	47.00
3. Programas Ambiental y de Reubicación de la CFE.	4.40	3.40	1.00	0
4. Estudios:				
Estudio para la Conservación de Energía	3.50	1.50 ³	2.00	0
Estudio de Cogeneración	0.70	0.20 ³	0.50	0
Estudio de Optimización del Sistema de Energía	0.80	0.30	0.50	0
Estudio Administrativo y Estudio de Tarifas	1.40	0.40	1.00	0
Estudios Subtotales	6.40	2.40	4.00	0
5. Costo Total	1,286.80	679.80	460.00	147.00
6. Interés durante la Construcción	153.20	153.20	0	0
7. Costo actual del proyecto total	1,440.00	833.00	460.00	147.00
Del cual: Costo Extranjero ⁴	668.00	143.00	378.00	147.00
Costo Local	772.00	690.00	82.00	0

1/ Ver detalles de costos en página 2 de este anexo

2/ Otros préstamos incluyen créditos de proveedor o préstamos bilaterales

3/ Componentes que serán financiados por SEMIP

4/ Igual a 40% del costo total (5), más interés durante construcción (6)

MÉXICO
COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
PROYECTO DE DESARROLLO HIDROELÉCTRICO

Detalles del Costo de Proyecto para Aquamilpa y Zimapán

Concepto	Costo Estimado			
	Mex\$ 1/	Aguamilpa US\$ 2/	Zimapán Mex\$ 1/	US\$ 2/
Ingeniería, Administración y Supervisión de Construcción	229.5	99.90	84.8	36.90
Obras de Infraestructura	48.0	20.90	59.7	26.00
Obras Ecológicas y de Reubicación	22.3	9.70	30.1	13.10
Obras para desviación de ríos	42.3	18.40	20.2	8.80
Presa	659.7	287.20	95.1	41.40
Derrame	26.0	11.30	21.1	9.20
Túnel de Presión y Caseta de Poder	68.0	29.60	264.6	115.20
Equipo Electromecánico	370.0	161.10	96.5	42.00
Líneas de transmisión	<u>64.8</u>	<u>28.20</u>	<u>43.9</u>	<u>19.10</u>
Subtotal (Precios de Enero de 1989)	1,530.6	666.30	716.0	311.70
Contingencias Físicas	222.8	97.00	137.8	60.00
Contingencias de Precios 3/	<u>217.5</u>	<u>94.70</u>	<u>106.4</u>	<u>46.30</u>
Subtotal	440.3	191.70	244.2	106.30
Costo Total	1,970.9	858.00	960.2	418.00

1/ Expresado en billones de pesos

2/ Expresado en millones de dólares equivalentes a la tasa de 2297 prevalecte en enero 16 de 1989

3/ Escala de precios en costos extranjero y local (expresado en dólares) basado en los siguientes índices MUV-LDC a/:

Año	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
% b/	3.0	3.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0

- a/ Valor de Unidad de Fabricación considerando pesos de Países Menos Desarrollados. Un índice de valor unitario de exportaciones manufacturadas a partir de cinco economías de mercado industrial a países en desarrollo en una base CIF, expresada en términos de dólares estadounidenses (pronóstico del banco de febrero 11, 1988).
- b/ Diferencia entre el promedio de los años previo y actual.

MÉXICO
COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
PROYECTO DE DESARROLLO HIDROELÉCTRICO

Programa de Implementación y Métodos de Procuración

Componente de Proyecto

A. Proyecto de Aguamilpa							
1. Desviación de ríos y principales obras de infraestructura.	32.90	IBRD	ICB	8/88	6/89	9/89	2/91
2. Presa	278.86	IBRD	ICB	10/89	12/89	8/90	8/94
3. Derrame, caseta de energía	39.71	IBRD	ICB	6/89	10/89	8/90	11/94
4. Equipo electromecánico y líneas de transmisión 2/	183.71	Bilateral CFE	Otro	5/90	8/90	8/91	7/95
5. Otras Obras de infraestructura 2/	5.30	CFE	LCB				8/91
6. Reubicación y ecología 2/	9.39	CFE	LCB Otro				12/94
7. Ingeniería, administración y supervisión.	97.03	CFE	Otro				7/95
Subtotal 1/	646.90						
B. Proyecto de Zimapán							
1. Desviación de ríos	8.55	IBRD	ICB	10/89	8/89	12/89	12/90
2. Obras de Ingreso y túnel de presión	95.48	IBRD	ICB	8/89	8/89	8/90	9/94
3. Presa y derrame	49.13	IBRD	ICB	10/89	1/90	2/91	9/94
4. Caseta de energía	16.34	CFE	LCB	10/89	1/90	11/90	9/94
5. Líneas de transmisión	18.58	Bilateral CFE	Otro	11/89	1/90	4/92	10/94
6. Equipo electromecánico	40.80	Bilateral CFE	Otro		10/89	8/92	10/95
7. Obras de infraestructura	25.21	CFE	LCB				10/91
8. Reubicación y ecología	12.71	CFE	LCB				12/94
9. Ingeniería, administración y supervisión	35.78	CFE	Otro				11/95
Subtotal 2/	302.58						
C. Programa Social y Ambiental							
1. Capacitación y estudios	2.93	IBRD/CFE	Otro				12/91
2. Equipo	0.50	IBRD	Otro/LIB			1/89	12/91
Subtotal 1/	3.43						
D. Estudios							
1. Conservación de energía	2.84	IBRD	Otro/LIB			6/89	12/91
2. Cogeneración	0.80	IBRD	Otro			8/89	12/91
3. Optimización de la Operación de la CFE	0.70	IBRD	Otro			6/89	12/91
4. Estudios administrativos	0.80	IBRD	Otro			6/89	12/91
5. Estudios de tarifa	0.40	IBRD/CFE	Otro			6/89	12/91
Subtotal 1/	5.34						

1/ Costo base, no incluye precio ni contingencias físicas

2/ Será procurado bajo múltiples contratos.

Nota: ICB: Licitación Competitiva Internacional

LCB: Licitación competitiva Local

LIB: Licitación Internacional Limitada

MÉXICO
COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
PROYECTO DE DESARROLLO HIDROELÉCTRICO

Distribución Estimada de los Desembolsos
(Millones de US dólares)

Aprobación del Consejo	Junio 1989
Firma del Préstamo	Agosto 1989
Inicio de Desembolsos	Septiembre 1989
Fin del Proyecto	Junio 1996
Fecha de Cierre	Diciembre 1996

IBRD Año Fiscal y Semestral	Semestral	Cumulativo	Porcentaje
<u>1990</u>			
Diciembre 31 1989	35.0	35.0	8
Junio 30 1990	11.0	46.0	10
<u>1991</u>			
Diciembre 31 1990	11.0	57.0	12
Junio 30 1991	16.0	73.0	16
<u>1992</u>			
Diciembre 31 1991	27.0	100.0	22
Junio 30 1992	45.0	145.0	32
<u>1993</u>			
Diciembre 31 1992	45.0	190.0	41
Junio 30 1993	54.0	244.0	53
<u>1994</u>			
Diciembre 31 1993	50.0	294.0	63
Junio 30 1994	45.0	339.0	74
<u>1995</u>			
Diciembre 31 1994	36.0	375.0	82
Junio 30 1995	31.0	406.0	88
<u>1996</u>			
Diciembre 31 1995	27.0	433.0	94
Junio 30 1996	27.0	460.0	100

MÉXICO
COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
PROYECTO DE DESARROLLO HIDROELÉCTRICO

Propósito de Alocación por Categorías
(Millones de US dólares)

Categoría	Cantidad	Porcentaje de Gasto que será Financiado
1. Obra civil para desvío del río, infraestructura básica y construcción de la presa. Casa de máquinas del proyecto Aguamilpa.	290.0	85%
2. Obra Civil para la construcción de los túneles de presión y presa de Zimapán.	124.4	85%
3. Servicio de Consultoría relacionado con las Plantas de Zimapán y Aguamilpa.	0.6	100%
4. Bienes y Servicios de consultoría y capacitación a personal de la CFE en Programas Ambientales y Sociales:		
a. Bienes	0.4	100%
b. Servicios de Consultoría y Capacitación	0.6	100%
5. Bienes y Servicios de Consultoría relacionado con los planes de conservación de energía y cogeneración de la SEMIP:		
a. Bienes	1.1	100%
b. Servicios de Consultoría y Capacitación	1.4	100%

6. Servicios de asesoría relacionados con la administración , tarifas, y estudios de eficiencia de sistemas de la CFE.	1.5	100%
7. Fondos no asignados 1/	40.0	—
<u>TOTAL</u>	<u>460.0</u>	

1/ Serán asignados entre las categorías específicas en una etapa más avanzada de la ejecución del proyecto.

MÉXICO
COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
PROYECTO DE DESARROLLO HIDROELÉCTRICO

Consideraciones Ambientales y Sociales

Planeación Ambiental y de Reubicación en la CFE

1. Si bien un gran cuerpo de legislación nacional existe en los campos ambientales y sociales (control de contaminación del aire y del agua, reforma agraria, protección de propiedad cultural, etc.) en tanto la CFE ha mantenido pequeñas unidades ambientales dentro de sus Departamentos de Planeación para varios años, no está plenamente equipada para manejar los serios problemas ambientales y de desplazamiento humano que plantea la expansión de su programa para el desarrollo hidroeléctrico. Por el contrario, conforme la crisis económica ha empeorado en México en los últimos años, la CFE ha cerrado dos de sus unidades de planeación ambiental regionales (en las Regiones del Golfo y del Sureste) y reducido su personal ambiental en sus dos unidades restantes (Regiones del Norte del Pacífico y del Sur del Pacífico).

2. Los siguientes problemas inhiben un abordaje más coherente de la planeación social y ambiental por parte de la CFE:

a) una falta de suficiente personal profesionalmente capacitado en las ciencias biológicas, físicas y sociales.

b) no considerar en las etapas iniciales todos los factores sociales y ambientales desde el principio y en todas las etapas del ciclo del proyecto desde la identificación por la factibilidad hasta la construcción y operación,

c) falta de intercambio científico y cooperación entre las unidades ambientales en los departamentos de planeación de las secciones hidroeléctricas, térmicas y geotérmicas de la CFE y

d) falta de coordinación hasta la etapa de construcción de los proyectos entre la CFE y otras agencias gubernamentales a cargo de la planeación ambiental y social.

3. En la actualidad no existen parámetros, manuales de campo ni declaraciones de políticas para dirigir el personal de la CFE en las áreas de valuación de propiedad, movilización de población, información al público o comunicación social, reubicación o rehabilitación económica, ni ha realizado la CFE investigación sistemática de los resultados sociales y económicos de reubicaciones pasadas como las del El Caracol en Guerrero o Peñitas en Chiapas.

4. Por último, la CFE no tiene una visión a largo plazo de sus necesidades financieras en las áreas de reubicación o planeación ambiental. Por lo general, los presupuestos para los programas de reubicación se preparan en las últimas etapas del diseño de algún proyecto. No hay fórmulas estándar para calcular los costos de reubicación basadas en la valoración apropiada de las estructuras demográficas, sociales y económicas de las comunidades desplazadas ni se le da suficiente atención a los costos de las medidas para protección ambiental como las relacionadas con control de la calidad del agua y administración de reservorio y cuenca pluvial.

5. Lo que se acaba de mencionar debe interpretarse más como una falta de abordaje coordinado y bien planeado a los problemas de reubicación y protección ambiental y no como una falta de interés o capacidad de la CFE, al contrario, debe señalarse que en los últimos 15 años, la CFE ha construido con éxito cinco plantas hidroeléctricas que requirieron la reubicación de aproximadamente 20,000 habitantes sin mayor problema. La planta hidroeléctrica más reciente, Peñitas, de 426 MW, se inició su construcción en 1979 y se terminó en 1986 incluyó la reubicación satisfactoria de 2,420 personas en seis nuevas localidades.

Los Planes de Reubicación para Aguamilpa y Zimapán

6. Los problemas institucionales antes mencionados se reflejaron en el lento ritmo de planeación de la reubicación en Aguamilpa y Zimapán. Sin embargo, con la ayuda del Banco, la CFE ha desarrollado un perfil demográfico, socio-económico y cultural adecuados de las comunidades que se van a desplazar, un plan adecuado para su movilización, reubicación y rehabilitación económica, y un conjunto de disposiciones interinstitucionales para asegurar el suministro de servicios públicos adecuados y asistencia técnica a estas comunidades durante el crucial periodo de transición entre que se llenan los reservorios y las poblaciones desplazadas se reinstalan en sus nuevos hogares. En las negociaciones, se acordaron convenios sobre la formación de las unidades locales de reubicación y planes de reubicación satisfactorios para los proyectos (párrafo 3.19). El costo actual (incluyendo contingencias) de las obras ambientales y de reubicación relacionadas con los Proyectos Aguamilpa y Zimapán es de US\$12.5 millones y US\$17.6 millones respectivamente (Anexo 3.1.1) y ser financiado con fondos de la CFE.

7. Para asegurar un proceso de reubicación adecuado, la CFE convino en conducir más estudios demográficos y socioeconómicos, elaborar más planes de reubicación y de rehabilitación aceptables para el público y funcionales y coordinar plenamente sus esfuerzos con las oficinas regionales del Instituto Indigenista Nacional (INI), el Instituto Nacional de Antropología e Historia (INAH), y las Secretarías de Reforma Agraria (SRA), Desarrollo Urbano y Ecología (SEDUE), Agricultura y Recursos Hidráulicos (SARH) y Pesca (SDP).

Bloqueo de Aguas Contaminadas.

8. El Río Santiago donde se ubicará el Proyecto Aguamilpa está contaminado con aguas negras de la ciudad de Guadalajara, el Río Tula tributario del Río Moctezuma donde se ubicará el Proyecto Zimapán a su vez está contaminado con aguas negras provenientes de la Ciudad de México. Si bien la experiencia de presas existentes en el Río Tula demuestra que no habrá problemas incontrolables en los nuevos reservorios más grandes, la CFE ha convenido en conducir estudios como parte de los planes ambientales y de reubicación con ayuda de especialistas sobre los posibles efectos negativos que pudieran ocasionar estos reservorios. Los estudios revisarán, entre otros asuntos, el control de enfermedades tropicales, control de vegetación acuática, efectos sobre especies de peces, etc.

El Componente Social y Ambiental

9. Para atender los problemas antes mencionados, la CFE ha convenido con el Banco la ejecución de un Programa Social y Ambiental que incluirá medidas para elaborar declaraciones de políticas y manuales de campo para fortalecer las unidades sociales y ambientales centrales regionales y del proyecto, salvar tesoros arqueológicos y efectuar planes de reubicación y rehabilitación así como capacitar personal y suministrar equipo especializado. El programa tendrá un costo de aproximadamente US\$4.40 millones (precios actuales, Anexo 3.1.1) durante el periodo de ejecución del proyecto (1989-1996) de los cuales aproximadamente 23% serán financiados por el préstamo del Banco. El Anexo 3.1.0, Descripción del Proyecto, da detalles del Programa Social y Ambiental.

MÉXICO
COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
PROYECTO DE DESARROLLO HIDROELÉCTRICO

Análisis económico

Tasa de rendimiento Interno (IRR) del Programa de Inversiones de la CFE

1. Se hicieron las siguientes suposiciones para calcular el IRR del Programa de Inversiones de la CFE para 1989-1997 (Anexo 3.3.1)
2. **Costos de Capital:** Incluye todo el Programa de Inversiones de la CFE (Anexo 2.4.1) modificado para tomar en cuenta los siguientes factores:
 - a) Precios virtuales de la mano de obra: basados en la mezcla de mano de obra calificada y no calificada necesaria para implementar el programa de inversiones y en patrones regionales de desempleo, el precio virtual de la mano de obra se calculó en 85% de salarios mínimos.
 - b) Impuestos y transferencias internas. Los costos de capital fueron reducidos por 10.5% para representar (i) impuesto de valor agregado (IVA) que se cobra por bienes locales que representa aproximadamente el 30% del programa de inversiones y (ii) derechos aduanales de importación que se cobran por bienes importados directamente e indirectamente que también representan el 30% del programa de inversiones.
3. **Costos de Mantenimiento y Operación:** Estos son costos incrementales con respecto a la operación en 1989 requerida para satisfacer las ventas incrementales atribuidas al Programa e incluyen mano de obra, gastos administrativos y materiales y servicios.
4. **Costos de Combustibles:** Se consideraron costos incrementales de consumo de combustible con respecto a 1989, requeridos para satisfacer las ventas incrementales atribuidas al Programa. Se han considerado precios de combustible fronterizos.
5. **Ventas Incrementales:** Se calculan en base a las ventas de energía incrementales atribuibles al Programa con respecto a las ventas de 1989, a tarifas que se supone aumentan gradualmente para alcanzar niveles iguales a costos marginales a largo plazo de 1997. Se ha calculado que los siguientes porcentajes de ventas incrementales totales podrían atribuirse al Programa: 1989, 0%; 1990, 20%; 1991, 40%; 1992, 60%; 1993, 80%; 1994-1997, 100%; 1998, 97%; 1999, 91%; 2000 y 2001, 87%.

Comparación económica de plantas hidroeléctricas vs. térmicas

6. Para verificar que los proyectos hidroeléctricos propuestos constituyen la solución del menor costo, los Proyectos Hidroeléctricos de Aguamilpa y Zimapán fueron comparados con un proyecto térmico equivalente basado en plantas de energía de vapor calentado con petróleo para carga base y turbinas de gas calentado con aceite diesel para carga pico. El Anexo 3.3.2 presenta el flujo de costos para los proyectos hidroeléctricos y los costos de operación y mantenimiento relacionados. El flujo del costo del capital para los proyectos térmicos da por hecho que las turbinas de gas serían reemplazadas cada 20 años y las plantas de vapor cada 30 años, en comparación con el hidroeléctrico que tiene una vida de 50 años. Además el flujo del costo del capital de las plantas térmicas incluye el costo del equipo para reducir la contaminación a niveles aceptables. Los costos de operación y mantenimiento son considerablemente más altos que los de los proyectos hidroeléctricos. Los costos de combustible se calcularon a precios fronterizos (párrafo 4). El valor actual resultante, calculado a una tasa de descuento de 11%, es 41% más alto para el proyecto térmico, en comparación con Aguamilpa y Zimapán. El Anexo 3.3.2 presenta los resultados de otras tasas de descuento y precios de combustible. Se hicieron análisis adicionales considerando otros modos de operación (generación más alta, o capacidad de pico más alta, etc.) concluyendo siempre que la construcción de los dos proyectos hidroeléctricos es la solución del menor costo para dar capacidad generadora adicional al sistema de la CFE.

MÉXICO
COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
PROYECTO DE DESARROLLO HIDROELÉCTRICO

Tasa Interna de Retorno para el Programa de Inversión del Sector Energético

Billones de Pesos de 1989 (10x9 Pesos)

Año	Capital	M & O	COSTOS----		Incremento de Ventas en Gwh	BENEFICIOS -----	
			Combustible	Total		Tasa Pesos/kWh	Utilidades
1989	2137.5	0.0	0.0	2137.5	0.0	118.5	0.0
1990	3223.5	92.6	166.8	3482.9	1145.0	132.2	151.4
1991	4736.3	214.8	511.9	5463.0	4700.0	146.2	687.1
1992	5742.0	407.8	1111.3	7261.1	11248.0	153.9	1731.1
1993	6426.3	663.6	1836.0	8927.9	20820.0	159.0	3310.4
1994	6826.5	942.5	2553.9	10322.9	33864.0	162.6	5513.1
1995	7720.5	1158.6	2900.1	11777.2	42265.0	165.0	6973.7
1996	8379.8	1383.6	3973.2	13736.6	50902.0	171.6	6734.6
1997	9087.0	1610.0	4500.0	15197.0	60035.0	174.0	10446.1
1998	0.0	1610.0	4500.0	6110.0	68500.0	174.0	11919.0
1999	0.0	1610.0	4500.0	6110.0	73900.0	174.0	12858.6
2000	0.0	1610.0	4500.0	6110.0	80460.0	174.0	14000.0
2001-2029	0.0	1610.0	4500.0	6110.0	90740.0	174.0	15788.8

Análisis de Sensibilidad

Caso	Grado de Retorno %
1. Caso Base como el mostrado arriba	12.9
2. Costo de Capital Incrementado en un 10%	11.9
3. M & O incrementado en un 10%	12.6
4. Incremento del Combustible en un 10%	12.2
5. Incremento de todos los costos en un 10%	10.9
6. Decremento de la Tarifa Eléctrica en un 10%	10.7
7. 1% menos de ventas de electricidad contra lo pronosticado	11.2

MÉXICO
COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
PROYECTO DE DESARROLLO HIDROELÉCTRICO

Comparación Económica entre Plantas Termoeléctricas y Hidroeléctricas

(Costo en Millones de Dólares, 1988 Precios Constantes)

Año	-----Aguamilpa y Zimapán-----			----- Turbinas de Aceite, Gas y Vapor-----				
	Capital	M & O	Total	Capital	Medio Ambiente	M & O	Combustible	Total
1989	160.0	0.0	160.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1990	270.0	0.0	270.0	40.0	0.0	0.0	0.0	40.0
1991	290.0	0.0	290.0	120.0	26.0	0.0	0.0	146.0
1992	224.0	0.0	224.0	220.0	30.0	0.0	0.0	250.0
1993	163.0	0.0	163.0	202.0	31.0	0.0	0.0	233.0
1994	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
1995	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
1996	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
1997	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
1998	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
1999	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2000	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2001	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2002	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2003	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2004	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2005	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2006	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2007	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2008	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2009	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2010	0.0	6.5	6.5	50.0	10.0	52.8	80.0	192.8
2011	0.0	6.5	6.5	150.0	20.0	52.8	80.0	302.8
2012	0.0	6.5	6.5	136.0	20.0	52.8	80.0	288.8
2013	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2014	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2015	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2016	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2017	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2018	0.0	6.5	6.5	40.0	0.0	52.8	80.0	172.8

-----Aguamilpa y Zimapán-----

----- Turbinas de Aceite, Gas y Vapor-----

Año	Aguamilpa y Zimapán			Turbinas de Aceite, Gas y Vapor				
	Capital	M & O	Total	Capital	Medio Ambiente	M & O	Combustible	Total
2019	0.0	6.5	6.5	70.0	16.0	52.8	80.0	218.8
2020	0.0	6.5	6.5	70.0	10.0	52.8	80.0	212.8
2021	0.0	6.5	6.5	66.0	11.0	52.8	80.0	209.8
2022	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2023	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2024	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2025	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2026	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2027	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2028	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2029	0.0	6.5	6.5	50.0	10.0	52.8	80.0	192.8
2030	0.0	6.5	6.5	150.0	20.0	52.8	80.0	302.8
2031	0.0	6.5	6.5	136.0	20.0	52.8	80.0	288.8
2032	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2033	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2034	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2035	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2036	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2037	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2038	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8
2039	0.0	6.5	6.5	0.0	0.0	52.8	80.0	132.8

Costo Combustible:

US\$ 9.0/bbl Residual
US\$ 12.0/bbl Diesel

Costo Combustible:

US\$ 14.0/bbl Aceite Residual
US\$ 16.0/bbl Aceite Diesel

Valor Presente:	Hidro	Termal	Hidro	Termal
i = 10%	880.5	1335.4	880.5	1532.9
i = 11%	854.4	1202.1	854.4	1374.4
i = 12%	829.9	1090.3	829.9	1241.7
i = 15%	764.6	844.0	764.6	950.6
i = 18%	708.6	680.9	708.6	759.1

BIBLIOGRAFÍA

Ross/Westerfield/Jaffe, *Corporate Finance*, 3a Edición, IRWIN, Estados Unidos 1993.

Edwards/Hermanson/Salmonson, *A Survey of Financial and Managerial Accounting*, 5a Edición, IRWIN, Estados Unidos 1989.

Sapag Chain Nassir, *Criterios de Evaluación de Proyectos*, Mc Graw Hill, España 1993.

The World Bank, Reporte: *Appraisal Report Mexico Hydroelectric Development Project*, Estados Unidos 1989.

Brown/Wood, Seminario: *Corporate Finance and Capital Markets Seminar*, material de apoyo, México 1993.

Bear Stearns International Limited, *Preliminary Offering Circular*, Estados Unidos 1993.

Instituto Tecnológico Autónomo de México, Diplomado: *Administración de Riesgos Crediticios y Financieros*, material de apoyo, México 1995.

Van Horne James, *Fundamentos de Administración Financiera*, 8a Edición, Prentice Hall, México 1986.

Moreno Ruiz Esparza Alberto, *Introducción a la Evaluación de Proyectos*, Tesis Profesional, México 1995.

Suárez Salazar Carlos, *Costo y Tiempo en Edificación*, 3a Edición, Editorial LIMUSA, México 1989.

Poder Ejecutivo Federal, *Plan Nacional de Desarrollo*, Informe de Ejecución 1986.

SEMIP, *Programa Nacional de Energéticos*, 1984 - 1988.

SEMIP, *Demanda Regional de Energía en México*, 1980 - 1985.

SEMIP, *Reglamento Interior de SEMIP*, 1985.

SEMIP, *Informe de Labores*, 1986 - 1987.

SEMIP, *Balance Nacional de Energía*, 1965 - 1985.

SEMIP, *Balances Nacionales de Energía*, 1985, 1986, 1987.

SEMIP, *Consumo de Energía en la Industria*, 1988.

CFE, *Precios Internos y Externos de Referencia de los Principales Energéticos*, Segunda Edición, 1988.

CFE, *Programas de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE)*, 1989.

CFE, *Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico - Generación (COPAR)*, Séptima Edición, 1987.

CFE, *Modelo para la Evaluación del Comportamiento de Sistemas Eléctricos (Programa VALFED)*, 1983.