

Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Estudios Superiores Acatlán

***“El sector eléctrico en México: entre la desregulación y
la participación privada.
El caso de la Central Termoeléctrica Tula, Hidalgo.”***

SEMINARIO TALLER EXTRACURRICULAR

Que para obtener el título de:

Licenciado en Economía

Presenta:

María Guadalupe Cervantes Balboa

Asesor:

Lic. María Teresa Fernández Lozano

2007



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Este trabajo que es la parte final para concluir mi carrera, lo dedico a:

A Dios por la vida que me ha permitido disfrutar al lado de mi familia.

A Carmelita y Toño, mis queridos padres, por haberme regalado la vida y estar conmigo en todo momento.

A Jaime, Jaimito y Quique, mil gracias, hoy y siempre todo mi amor y dedicación para ustedes, por su comprensión, entusiasmo y ser el pilar en mi vida.

A Carmelita y Raúl, por su enorme apoyo.

A mi tía Magos, por su hospitalidad y paciencia.

Y a todas las personas que contribuyeron en la realización de este trabajo de investigación.

INDICE

INTRODUCCION	1
CAPITULO I	
DESARROLLO DEL SECTOR ELÉCTRICO EN MÉXICO 1980-1991	4
1. El proceso de modernización del sector energético en México: 1940-1980	5
2. La política del sector eléctrico: 1980-1991	9
3. Reformas de primera generación: reestructuración del marco regulatorio y jurídico	11
4. Reformas de segunda generación: Reestructuración del marco regulatorio y jurídico	18
5. Estructura de mercado y distribución de energía	27
5.1 El mercado de energía eléctrica	31
CAPITULO II	
LA REFORMA DE DESREGULACION EN EL SECTOR ELECTRICO EN MEXICO	34
1. Segmentación del mercado mundial de energía eléctrica	35
1.1 Reforma del sector eléctrico en los países industrializados	35
1.1.1 Desregulación en Estados Unidos	37
1.1.2 Reestructuración eléctrica en Europa	38
1.1.3 Reforma Eléctrica en Inglaterra	39
1.2 Reforma del sector eléctrico en los países en desarrollo	44
1.2.1 Caso de Chile	46
1.2.2 La desregulación del sector eléctrico en Argentina	49
2. La desregulación y el nuevo marco regulatorio del sector eléctrico en México: 1988-2005	53
3. La estructura de inversión privada en el sector eléctrico	58
3.1 Modalidades de participación de la inversión privada en la generación de electricidad	59
4. Análisis de las propuestas de reforma eléctrica para México ..	67
4.1 Propuesta el Gobierno Federal	67

4.2 Propuesta el Partido Revolucionario Institucional (PRI) y Partido Revolucionario Democrático (PRD)	72
CAPITULO III	
PROYECTO DE REHABILITACION Y MODERNIZACIÓN DE LA CENTRAL TERMOELECTRICA TULA	78
1. Proceso de generación de energía eléctrica	79
2. Estudio de mercado	81
2.1 Análisis del Consumo Nacional de Electricidad y de las Ventas del Sector Público	84
2.2 Proyección de la demanda del servicio eléctrico al año 2012 .	87
2.3 Análisis de la oferta de energía eléctrica	89
3. Descripción Técnica del Proyecto	91
3.1 Localización, capacidad y tecnología del proyecto	92
3.2 Alcance del Proyecto	92
3.3 Problemática de las Unidades No. 3 y 4	93
3.3.1 Problemática Unidad No. 3	93
3.3.2 Problemática Unidad No. 4	96
3.4 Equipos y sistemas relacionados con la eficiencia de las Unidades No. 3 y 4	99
3.5 Criterios para definir los beneficios esperados en las Unidades 3 y 4	103
3.6 Costos del Proyecto	108
4. Evaluación del proyecto	111
4.1 Evaluación Económica	112
4.2 Evaluación Financiera	115
5 Análisis de sensibilidad y riesgos del proyecto	117
6 Factibilidad Técnica, Legal y Ambiental	121
CONCLUSIONES	122
BIBLIOGRAFIA	124

INTRODUCCION

La década de los ochenta del siglo pasado estuvo marcada por la instrumentación de una política neoliberal y por la reestructuración de las empresas del Estado. En este ambiente, se genera un cambio radical en la reorganización de las industrias que suministran energía eléctrica a nivel mundial. En el caso de los países en desarrollo, este proceso se inicia en la década de los noventa, y el sector eléctrico de México no estuvo ajeno a esta transformación, de tal forma que a mediados de los años noventa es sujeto de una fuerte crítica que sirvió de base para el diagnóstico que justificaría su reestructuración.

En nuestro país la reorganización y privatización de las empresas eléctricas fue resultado de un proceso gradual de nacionalización del sector eléctrico, que se inicia con la creación en 1937, de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), con el propósito de organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, basada en principios técnico y económicos, sin propósitos de lucro y con la finalidad de obtener con un costo mínimo el mejor rendimiento posible de los intereses generales.

Durante el período de 1937-1960 se consolidó el proceso de nacionalización de las empresas extranjeras que operaban en el país, mediante el decreto emitido con el decreto emitido por el presidente Adolfo López Mateos, otorgando el monopolio al Estado para generar, conducir, transformar y abastecer energía, bajo la figura de prestación de un servicio público. Bajo este nuevo marco institucional, los sistemas eléctricos, hasta entonces dispersos, se fueron interconectando, mediante una red de líneas de transmisión de alta tensión que actualmente existe por todo el país. Asimismo, se normalizaron las características técnicas de los sistemas, unificándose la frecuencia eléctrica, lo cual permitió la interconexión.

A partir de la década de los setenta y hasta finales de los años ochenta, la industria eléctrica muestra un agotamiento en su capacidad de generación de energía, como consecuencia de la baja e incluso nula inversión pública en nuevas plantas hidroeléctricas, así como para el mantenimiento de las existentes. No obstante esta situación, el sector registró un crecimiento promedio anual del 8 por ciento de la capacidad de generación y 7.9 de la energía eléctrica generada.

Hacia finales de la décadas de los ochenta, el financiamiento de la expansión del sector eléctrico se realizó con recursos del gobierno federal, créditos bilaterales, créditos del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y Banco Mundial (BM) y créditos de los proveedores. A partir de 1989, las restricciones presupuestales que se instrumentaron como parte de la política de combate a la inflación y de las recomendaciones de los organismos financieros internacionales, obligaban a la desregulación del sector energético para permitir la inversión privada, por lo que la CFE recurrió, por una parte, al mercado internacional de capitales y, por la otra, al financiamiento privado destinado a financiar proyectos de generación de energía.

El proceso de desregulación del sector eléctrico implicó modificaciones a la legislación y ordenamientos del marco jurídico que había regido al sector hasta 1992; permitiendo la inversión privada para la generación de energía eléctrica. La modalidad que adoptó la inversión privada en los proyectos de generación fue denominada CAT (construcción, arrendamiento y transferencia). En este nuevo marco normativo los ganadores en el proceso de licitación para la realización de la planta generadora tienen a su cargo la responsabilidad total del proyecto, incluyendo el financiamiento, la ingeniería, los abastecimientos y la construcción. Para la operación de la planta por parte de la CFE, se celebra un contrato de arrendamiento, generalmente por veinte años, Al cubrirse la inversión total del proyecto mediante el pago de una renta, la propiedad de las instalaciones es transferida a la CFE, la cual se hace responsable de los riesgos económicos asociados a la operación de la planta generadora, tales

como el aumento de los precios de los combustibles o aumento insuficiente de las tarifas eléctricas para cubrir los costos de operación.

En este marco, la presente investigación tiene por objetivo analizar los efectos y consecuencias de la reforma en el sector eléctrico de México. Para ello se analiza el caso de la Central Termoeléctrica de Tula. El trabajo se dividió en tres capítulos. En el primer capítulo se estudia el desarrollo del sector eléctrico en México del período 1980-1991, específicamente el proceso de modernización, las reformas de primera y segunda generación, en el contexto del marco regulatorio y jurídico, así como la estructura de mercado y distribución de energía. En el segundo capítulo se hace un breve resumen de las principales características del proceso de desregulación y segmentación del sector eléctrico en el mercado a nivel mundial considerando los casos Estados Unidos, Inglaterra, Chile y Argentina. Para continuar con el análisis de sector eléctrico en el proceso de desregulación de en México; la conformación de la estructura de la inversión privada, así como el análisis de las propuestas del gobierno federal y de los partidos políticos para la reforma eléctrica en México. En el tercer capítulo se estudia el proyecto de participación de la inversión privada en la generación de energía eléctrica, así como sus efectos sobre productividad y eficiencia,

CAPITULO I

DESARROLLO DEL SECTOR ELÉCTRICO EN MÉXICO 1980-1991

Con la nacionalización del sector eléctrico en 1937; la Comisión Federal de Electricidad (CFE) se convirtió en la empresa rectora de este sector, apoyada por el gobierno y bajo un marco jurídico que establecía la exclusividad de la “nación mexicana para generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer de energía eléctrica que tenga por objeto la prestación del servicio público. En esta materia no se otorgaron concesiones a particulares y la nación aprovechará los bienes y recursos naturales para estos fines”¹. Sin embargo esta división en materia de administración pública, orientada al logro de objetivos de utilidad pública y beneficio social no se sustentó en una estrategia que permitiera combinar las plantas generadoras de alto volumen con plantas de nivel mediano y micro que dieran elasticidad y flexibilidad al sector.

A pesar de ello, la nacionalización resolvió problemas técnicos que hicieron más eficiente la prestación del servicio eléctrico, como la unificación de frecuencias a 60 ciclos que permitieron la interconexión de todos los sistemas eléctricos establecidos en el país. Antes de la nacionalización, la industria eléctrica mexicana operaba varios sistemas aislados y con características técnicas diferentes, llegando a coexistir casi 30 voltajes de distribución, siete de alta tensión para líneas de transmisión y dos frecuencias eléctricas de 50 y 60 herís. Ello dificultaba el suministro de electricidad a todo el país, por lo que CFE definió y unificó los criterios técnicos y económicos del Sistema Eléctrico Nacional. Normalizando así los voltajes de operación que permitieron la estandarización de los equipos, reducir sus costos y los tiempos de fabricación, almacenaje e inventario. Posteriormente, se unificó la frecuencia a 60 hertz en todo el país y se integraron los sistemas de transmisión al Sistema Interconectado Nacional.

¹ *Enciclopedia de México, SEP. México. P. 2460*

A pesar de estos avances, los problemas financieros y la obsolescencia de equipos y las plantas generadoras se convertirían en el mediano plazo en uno de los problemas permanentes, que afectara la eficiencia y calidad del servicio.

La administración de la industria eléctrica no ha sido una tarea fácil, ya que ha enfrentado una serie de intereses políticos que obstaculizan su modernización y gestión coordinada y eficiente por parte de cada una de las empresas o entidades que la conforman. En este sentido, cabe señalar que en 1975 se autoriza a la CFE a adquirir los activos de la Compañía de Luz y fuerza del Centro (CLFC), pasando a ser la primera y la única propietaria de la industria eléctrica y, por tanto, constituyéndose en un monopolio del Estado, a pesar de que funcionaba con administraciones distintas; la dirección de CFE y la de la CLFC. En reiteradas ocasiones se planteo la conveniencia de la integración administrativa en una entidad paraestatal que evitara la superposición y duplicidad de funciones administrativas, con el propósito de elevar la eficiencia en el servicio. Este proceso fue lento y difícil; de tal forma que las empresas pequeñas y medianas no lograron una integración eficiente con las grandes empresas que les permitiera aprovechar las economías a escala, elevando innecesariamente los costos en la generación y distribución de energía.

1. El proceso de modernización del sector energético en México: 1940-1980

En 1937 México tenía 18.3 millones de habitantes; de los cuales sólo siete millones (38 por ciento) contaban con servicio de energía eléctrica, proporcionado con serias dificultades por tres empresas privadas. La oferta no satisfacía la demanda, las interrupciones de luz eran constantes y las tarifas muy elevadas. Además, esas empresas se enfocaban a los mercados urbanos más redituables, sin contemplar en sus planes de expansión a las poblaciones rurales, donde habitaba más de 62 por ciento de la población.

La producción de electricidad se basa en energéticos primarios, como el gas natural, el combustóleo, materiales para fusión nuclear, el carbón, el potencial hidráulico, etc. La transmisión es el medio que se utiliza para transportar la energía desde las plantas de generación hasta los centros de demanda. La generación y transmisión son segmentos que requieren fuertes inversiones para realizar con eficiencia sus funciones. La distribución consiste en llevar la energía eléctrica a los usuarios finales y comercializarla en redes cada vez más dispersas, hasta llegar a la toma residencial, comercial o industrial. Este segmento es el más intensivo en mano de obra².

Los primeros proyectos de CFE se emprendieron en Teloloapan, Guerrero; Pátzcuaro, Michoacán; Suchiate y Xía, en Oaxaca, y Ures y Altar, en Sonora. En 1938, la empresa tenía apenas una capacidad de 64 kW, misma que, en ocho años, aumentó hasta alcanzar 45,594 kW. Entonces, las compañías privadas dejaron de invertir y CFE se vio obligada a generar energía para que éstas la revendieran.

En 1960 se adicionó en la Constitución la última parte del párrafo sexto del artículo 27, donde se establece la exclusividad de la Nación en materia eléctrica, lo que significa que en esa materia no se otorgaran concesiones a los particulares y que la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines. Este espíritu volvió a refrendarse en la primera Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), emitida el 10 diciembre de 1975³, que estableció las bases para el funcionamiento de la CFE y declaró sin efecto todas las concesiones otorgadas para la prestación del SPEE. Sin embargo quedó en vigor el mismo Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica del 11 de septiembre de 1945, así como las disposiciones reglamentarias dictadas en materia de industria eléctrica y del SPEE, seguramente ante la imposibilidad de liquidar la concesión representada por LyFC. Con este acto se cerraba un ciclo que inició en 1923 con la creación de la *Comisión Nacional de Fuerza Motriz*, con facultades consultivas y de control de la “industria generadora de energía, para fomentar la conservación de los

² Navarro, Chávez José. “La productividad regional de la Generación de Electricidad en México” *Globalidad, Desarrollo y Región. UMSNH 2003.*

³ *Diario Oficial de la Federación del 22 de diciembre de 1975.*

recursos hidráulicos, que continuó en 1937 con la creación de la CFE y en 1960 con la nacionalización de la industria eléctrica.

Durante la gestión presidencial de Adolfo López Mateos 1958-1964, el impulso a la industrialización del país, obligo al sector eléctrico a elevar el volumen de generación de energía con mayor calidad y a bajo precio. En esta dinámica, el 27 de septiembre de 1960 se nacionaliza el sector eléctrico como la alternativa para satisfacer la necesidad de energía eléctrica del país.

Desde 1960 la entidad rectora en la generación de energía eléctrica es la CFE, encargada de la generación de energía vendiendo a los particulares a un bajo costo a quienes se les encargaban inicialmente de distribuirla. Ello genero tres problemas en la industria eléctrica:

- Desabastecimiento del servicio de energía eléctrica a las zonas rurales, debido a que los particulares optaban por suministrar el servicio a industrias, consumidores comerciales y particulares.
- Las empresas particulares prestaban el servicio con baja eficiencia, tarifas altas, mala calidad e insuficiente fluido eléctrico, no reinvertían sus ganancias para ampliar, conservar y mejorar sus instalaciones.
- Se tenían registrados alrededor de 500 permisos para generar energía eléctrica.

Se implementaron programas tendientes a integrar el Sistema Eléctrico Nacional permitiendo extender la cobertura de la prestación del servicio. El Estado adquirió plantas generadoras de las compañías privadas, ello conjuntamente con el proceso de nacionalización generó una deuda de 3,500 millones de pesos para el gobierno. Pasivo que se logro liquidar en tiempo razonable, gracias a los excedentes de la operación de la industria eléctrica en un marco de conservación de tarifas, realizando inversión, electrificando zonas rurales y con un franco bienestar de los trabajadores electricistas.

En 1960 del total de la capacidad instalada en el país que ascendía a 2,308 Megawatts, el 54 por ciento era generado por la CFE (ver Cuadro 1). En menos

de 20 años la CFE se constituía en la principal generadora de energía eléctrica en el país, gracias al crecimiento dinámico de la inversión pública en obras de infraestructura fundamental para el sector eléctrico, como la construcción de las centrales generadoras de El Infiernillo, Mezatepec y Temascal. En su conjunto estas plantas contribuyeron a incrementar la capacidad instalada por un equivalente a 1.4 veces más; de tal forma que para 1971 se contaba con una capacidad instalada de 7,874 MW.

Cuadro 1
Capacidad de generación instalada
1960

Empresa	Capacidad	
	MWh	%
Comisión Federal de Electricidad	1,246.0	54.0
Mexican Light & Power Co. Limited	577.0	25.0
American & Foreign Power Co.	277.0	12.0
Otras	208.0	9.0
Total	2,308.0	100.0

Fuente: Campos, Aragón Leticia (2000) pp 105.

El dinámico crecimiento registrado por la industria eléctrica bajo la rectoría de la CFE y CLFC durante la década de los sesenta, dio como resultado que el sector creciera por encima del PIB y de la población (Ver Cuadro 2).

Cuadro 2
Indicadores macroeconómicos y del sector eléctrico
1961-1970

Año	Producto interno bruto		Generación energía eléctrica		Población	
	MM\$	Tasa de crecimiento	Gwh	Tasa de crecimiento	Miles de habitantes	Tasa de crecimiento
1961	236.6		12,286.0		36,027.0	
1962	247.6	4.65	12,873.0	4.78	37,174.0	0.00
1963	267.4	8.00	14,143.0	9.87	38,369.0	0.00
1964	298.7	11.71	16,281.0	15.12	39,612.0	0.00
1965	318.0	6.46	17,733.0	8.92	40,906.0	0.00
1966	340.1	6.95	19,272.0	8.68	42,253.0	0.00
1967	361.4	6.26	21,131.0	9.65	43,656.0	0.00
1968	390.8	8.14	23,355.0	10.52	45,117.0	0.00
1969	415.5	6.32	26,371.0	12.91	46,640.0	100.00
1970	444.3	6.93	29,351.0	11.30	48,226.0	3.40

Fuente: INEGI. Estadísticas del Sector Eléctrico. Varios Años.

2. La política del sector eléctrico: 1980-1991

Hacia finales de la década de los setenta, el crecimiento del sector eléctrico empieza a mostrar síntomas de debilitamiento a partir de 1982, ya que la generación de energía pasa de una tasa de crecimiento del 30.7 por ciento en 1981, a un comportamiento altamente irregular durante todo el periodo 1982-1991, con excepción de 1987. Cabe señalar que la mayor generación de energía provenía de fuentes térmicas, en promedio este tipo de energía representó en el 70 por ciento, durante el período mencionado. Este comportamiento se debe en gran medida a la disminución en la asignación de recursos públicos al sector; a pesar de ello, en 1991 la industria eléctrica alcanza una capacidad de generación de 30,068 Megawatt-hora (ver Cuadro 3).

Cuadro 3
Capacidad de generación de energía eléctrica por tipo de proceso
1980-1991

Año	Mwh			Variación Anual			Estructura porcentual		
	Total	Hidráulica	Térmica	Total	Hidráulica	Térmica	Total	Hidráulica	Térmica
1980	16,986	6,065	10,921	0			100	35.7	64.3
1981	19,896	6,621	13,275	31	9.2	21.6	100	33.3	66.7
1982	21,033	6,625	14,408	9	0.1	8.5	100	31.5	68.5
1983	22,091	6,532	15,559	7	-1.4	8.0	100	29.6	70.4
1984	22,608	6,532	16,076	3	0.0	3.3	100	28.9	71.1
1985	24,069	6,532	17,537	9	0.0	9.1	100	27.1	72.9
1986	23,868	6,532	17,336	-1	0.0	-1.1	100	27.4	72.6
1987	25,755	7,546	18,209	21	15.5	5.0	100	29.3	70.7
1988	26,428	7,749	18,679	5	2.7	2.6	100	29.3	70.7
1989	27,402	7,760	19,642	5	0.1	5.2	100	28.3	71.7
1990	28,261	7,804	20,457	5	0.6	4.1	100	27.6	72.4
1991	30,068	7,931	22,137	10	1.6	8.2	100	26.4	73.6

Fuente: INEGI Estadísticas del Sector Eléctrico. Varios años.

A pesar de los problemas financieros del sector eléctrico, éste ha respondido a las exigencias del rápido proceso de modernización de nuestra

economía; de forma tal que la demanda para la generación de energía eléctrica ha crecido a tasas más altas que la capacidad instalada. Así, mientras la capacidad instalada registró una tasa promedio anual de 8.9 por ciento, la demanda de generación de energía creció a una tasa promedio anual de 13.3 por ciento (ver Cuadro 4).

Cuadro 4
Generación de energía eléctrica
1980-1991

Año	Mwh			Variación Anual			Estructura porcentual		
	Total	Hidráulica	Térmica	Total	Hidráulica	Térmica	Total	Hidráulica	Térmica
1980	66,924	16,892	50,032	0			100	25.2	74.8
1981	73,559	24,618	48,941	9.9	45.7	-2.2	100	33.5	66.5
1982	73,225	22,729	50,496	-0.5	-7.7	3.2	100	31.0	69.0
1983	74,831	20,583	54,248	2.2	-9.4	7.4	100	27.5	72.5
1984	79,507	23,448	56,059	6.2	13.9	3.3	100	29.5	70.5
1985	85,352	26,087	59,265	7.4	11.3	5.7	100	30.6	69.4
1986	89,383	19,876	69,507	4.7	-23.8	17.3	100	22.2	77.8
1987	96,310	18,200	78,110	7.7	-8.4	12.4	100	18.9	81.1
1988	101,905	20,778	81,127	5.8	14.2	3.9	100	20.4	79.6
1989	110,103	24,200	85,903	8.0	16.5	5.9	100	22.0	78.0
1990	114,317	23,332	90,985	3.8	-3.6	5.9	100	20.4	79.6
1991	118,412	21,737	96,675	3.6	-6.8	6.3	100	18.4	81.6

Fuente: INEGI Estadísticas del Sector Eléctrico. Varios años.

En el cuadro 5 se muestra el comportamiento irregular del gasto público en el sector de energía eléctrica, con una clara tendencia a disminuir. En 1985 se registra una drástica disminución al pasar de una tasa de crecimiento del 86 por ciento en 1984, al 58 por ciento en 1985, esta tendencia se revierte para los años 1986-1988; sin embargo, a partir de 1989 nuevamente se registran tasas menores. Esta situación, aunada al deterioro de las finanzas públicas generado por el alto costo de la deuda externa, condujo al sector eléctrico a un alto endeudamiento, como respuesta a la drástica disminución de los recursos públicos, con un alto costo físico y económico en términos del deterioro y rezago en el mantenimiento y expansión e innovación tecnológica de la infraestructura del sector eléctrico. Durante el periodo 1980-1983, el gasto en energéticos registra una baja proporción, con una participación en promedio

anual de 17 por ciento, en el gasto total. Si bien esta situación presenta una mejoría a partir de 1986, la misma muestra una tendencia irregular. Por otro lado, en 1983 el costo financiero de CFE llegó a representar el 73 por ciento del total de los productos obtenidos por la venta de energía.

Cuadro 5
Gasto público en el sector de energía eléctrica
1980-1991

Año	Millones de pesos				Variación anual				Estructura			
	Total	Recursos Humanos	Energéticos	Otros Gastos	Total	Recursos Humanos	Energéticos	Otros Gastos	Total	Recursos Humanos	Energéticos	Otros Gastos
1980	34.2	23.7	6.0	4.4	-	-	-	-	100.0	69.5	17.5	13.0
1981	46.8	31.7	7.1	7.9	36.8	33.8	18.3	79.5	100.0	67.8	15.2	17.0
1982	76.3	52.9	11.9	11.5	63.0	66.9	67.6	45.6	100.0	69.4	15.6	15.0
1983	149.1	88.2	38.3	22.6	95.4	66.7	221.8	96.5	100.0	59.2	25.7	15.1
1984	276.9	132.7	105.0	39.2	85.7	50.5	174.2	73.5	100.0	47.9	37.9	14.2
1985	438.1	199.0	176.2	62.9	58.2	50.0	67.8	60.5	100.0	45.4	40.2	14.4
1986	919.8	335.6	462.1	122.1	110.0	68.6	162.3	94.1	100.0	36.5	50.2	13.3
1987	2,276.8	808.0	1,109.4	359.3	147.5	140.8	140.1	194.3	100.0	35.5	48.7	15.8
1988	5,015.4	1,808.6	2,411.9	794.8	120.3	123.8	117.4	121.2	100.0	36.1	48.1	15.8
1989	6,580.3	2,143.0	3,339.3	1,098.0	31.2	18.5	38.5	38.1	100.0	32.6	50.7	16.7
1990	8,629.4	2,712.6	4,083.8	1,832.9	31.1	26.6	22.3	66.9	100.0	31.4	47.4	21.2
1991	10,844.6	3,575.7	4,821.3	2,447.5	25.7	31.8	18.1	33.5	100.0	33.0	44.4	22.6

Fuente: INEGI Estadísticas del Sector Eléctrico.

3. Reformas de primera generación: reestructuración del marco regulatorio y jurídico.

Hacia mediados de la década de los ochenta, el sector eléctrico es sujeto de un diagnóstico que colocaba a la política de subsidios en el origen de

Cuadro 6
Consumo de energía eléctrica por tipo de tarifa
1980-1991

Año	Gigawatts-hora						Estructura porcentual					
	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Servicio	Agrícola	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Servicio	Agrícola
1980	52,026	10,038	5,821	28,744	3,677	3,746	100	19.3	11.2	55.2	7.1	7.2
1981	56,980	11,211	6,265	31,731	3,931	3,842	100	19.7	11.0	55.7	6.9	6.7
1982	61,444	12,511	6,657	33,254	4,221	4,801	100	20.4	10.8	54.1	6.9	7.8
1983	62,134	12,980	6,526	34,300	3,888	4,440	100	20.9	10.5	55.2	6.3	7.1

1984	66,140	13,411	6,718	37,471	3,894	4,646	100	20.3	10.2	56.7	5.9	7.0
1985	70,497	14,285	7,005	40,115	4,130	4,962	100	20.3	9.9	56.9	5.9	7.0
1986	72,828	15,079	7,056	40,948	4,332	5,413	100	20.7	9.7	56.2	5.9	7.4
1987	77,450	15,712	7,155	44,071	4,506	6,006	100	20.3	9.2	56.9	5.8	7.8
1988	81,885	16,825	7,303	46,893	4,455	6,409	100	20.5	8.9	57.3	5.4	7.8
1989	88,537	18,813	7,781	50,284	4,443	7,216	100	21.2	8.8	56.8	5.0	8.2
1990	92,124	20,390	8,265	52,213	4,549	6,707	100	22.1	9.0	56.7	4.9	7.3
1991	94,767	21,984	8,574	52,985	4,726	6,498	100	23.2	9.0	55.9	5.0	6.9

Fuente: Comisión Federal de Electricidad. Gerencia de Estudios. Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional.

Su problemática financiera y atraso tecnológico de la estructura productiva. Por un todo, se señalaba que la existencia de subsidios cruzados con beneficio a la población de mayores ingresos y, por el otro, se incremento el precio para promover a corto plazo la disminución del consumo suntuario y a largo plazo estimular la inversión en aparatos, maquinaria moderna y eficiente en los hogares y empresas, respectivamente. Los subsidios al mantener los precios bajos de la energía permitían el acceso al servicio de energía a los sectores sociales empobrecidos; sin embargo, ante la ausencia de una política selectiva de subsidios, estas beneficiaron a los estratos sociales de mayores ingresos y promovieron el uso indiscriminado de las fuentes energéticas. Así el consumo residencial de la población de altos ingresos se incremento dada las bajas tarifas en relación con los costos de producción.

De la misma forma, la política de subsidios al consumo de electricidad del sector industrial, como parte del apoyo gubernamental al desarrollo industrial del país, permitió a las grandes empresas transnacionales disfrutar de este subsidio, aún y cuando podían pagar precios reales por la energía que consumían. Esta situación aunada al deterioro financiero del sector, obligó a realizar un ajuste en las tarifas del sector energético: en 1987 se incrementaron las tarifas para los sectores comercial, de servicios e industrial y a partir de 1989 para el residencial y agrícola. El subsidio estatal prácticamente desaparece para el sector industrial y comercial y se mantienen en proporción importante para los sectores residencial y agrícola.

Si bien el ajuste en los precios y tarifas del sector eléctrico era necesario, en el contexto de la apertura y liberalización comercial, se ve incompatibilidad para hacer frente a la competencia internacional, lo que aunado al incremento del precio de la energía eléctrica, las colocó en una situación difícil. Entre 1988-1991, el incremento del precio de la electricidad fue del 30%, lo que deterioro las condiciones con las que se enfrentaban a la competencia.

En 1988 se da una expansión del sector eléctrico con recursos federales, créditos bilaterales, financiamiento del Banco Mundial y Banco Interamericano de Desarrollo y financiamiento de proveedores. Esta estrategia de financiamiento sufre cambios radicales en 1989 como consecuencia de las políticas de austeridad presupuestal que se instrumentaron, para el control de la inflación, así como las condiciones planteadas por los organismos internacionales de financiamiento en pro de la participación del capital privado, obligando a la Comisión Federal de Electricidad a recurrir al crédito bancario y al mercado internacional de capital para financiar nuevos proyectos de generación de energía. Las restricciones presupuestales, el alto costo de la deuda y las nuevas condiciones planteadas por los organismos financieros internacionales fueron generando una alta vulnerabilidad en la Comisión Federal de Electricidad al recurrir de manera permanente al endeudamiento.

Los problemas para financiar grandes inversiones y el alto valor de la deuda se reflejaron en el deterioro de la infraestructura del sector eléctrico, así como en la baja de una menor tasa de crecimiento de generación de energía. En 1982, más del 50% de las entradas de Comisión Federal de Electricidad provenían por préstamos⁴. Ante esta situación, México optó por el esquema de apertura a la inversión privada, mantenimiento a la estructura de monopolio dominante.

Ello explica que desde de la década de los ochenta los cambios en el sector eléctrico han estado sujetos a las condiciones de préstamos por parte de

⁴ *Estadísticas financieras del sector eléctrico 1978-1989, CFE Cuarta edición. México.*

los organismos financieros internacionales, los cuales han venido dictando la política de modernización del sector. Los lineamientos generales del Fondo Monetario Internacional y el Banco Mundial para el sector eléctrico de los países en desarrollo se sustentaron en la privatización. Bajo esta lógica, de 1982 a 1989 las inversiones de la Comisión Federal de Electricidad disminuyeron en 9% en promedio anual, en tanto que los préstamos se redujeron en un 92%. Por otra parte, de 1978 a 1989 los precios reales de la electricidad se incrementaron, mientras los gastos realizados en el Grupo 1000, correspondiente a Salarios Personales disminuyeron en un 36.2% respecto al gasto total. Paralelamente se abrió la entrada de la inversión privada en la construcción de nuevas plantas generadoras⁵.

Recordemos que José López Portillo, como parte de su Plan Nacional de Desarrollo, propuso a la comunidad internacional la adopción de un Plan Mundial de Energía, cuyo planteamiento central consistía en reconocer que las reservas mundiales de energéticos primarios se estaban agotando inexorablemente y que, por tanto, era necesario desarrollar, distribuir y consumir racionalmente dichos recursos. Por su parte, Miguel de la Madrid, entonces Secretario de Programación y Presupuesto, se refirió a esta etapa de la humanidad como la “transición de la era de los hidrocarburos a la de los nuevos energéticos”, enfatizando que la plataforma de producción debía establecerse en función de “la capacidad real de la sociedad para absorber eficientemente dichos recursos”. Esta propuesta quedaría claramente delineada en su Plan Nacional de Desarrollo 1983- 88, en el que se plantean abiertamente que las políticas para mejorar la eficiencia del sector eléctrico, serían el fomento de la cogeneración “cuando no constituya servicio público” y el autoabastecimiento “mediante fuentes no convencionales”, destinada a núcleos dispersos de la población.

Esto muestra que el grupo de tecnócratas formados en la SPP, había diseñado ya el giro neoliberal de la economía nacional y preparado la entrada

⁵ Gutiérrez, Roberto. “El sector eléctrico de México: un análisis de posibilidades y potencialidades” *Economía 15 Teoría y práctica UAM 1990*.

de México, unos años más tarde, al Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), cuyas cláusulas de desempeño definían el proceso y mecanismos de privatización del sector eléctrico mexicano, esto es, autoabastecimiento, cogeneración y producción independiente de energía eléctrica

Así, no obstante que México reservó la exclusividad del Estado sobre las actividades estratégicas del servicio público de energía eléctrica (Anexo III, TLCAN), determinado en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en diciembre de 1992, la LSPEE se reformaría para avanzar con los compromisos que vendrían con la firma del TLCAN.

En este marco, en 1992 se promulgó la Ley Federal de Competencia Económica⁶, que según su Art. 1, es reglamentaria del artículo 28 constitucional en materia de competencia económica, monopolios y libre concurrencia y por tanto, de observancia general en toda la República y aplicable a todas las áreas de la actividad económica". Esta interpretación permitió reinterpretar el Art. 3, que dice que: "Están sujetos a lo dispuesto por esta ley todos los agentes económicos, sea que se trate de personas físicas o morales, dependencias o entidades de la administración pública federal, estatal o municipal, asociaciones, agrupaciones de profesionistas, fideicomisos o cualquier otra forma de participación en la actividad económica"; lo cual condujo a afirmar que existía un vacío en la legislación eléctrica a partir de la definición incompleta del servicio público. Este supuesto vacío implicaba no sólo la actividad de generación de energía, sino también las actividades relacionadas con el transporte, almacenamiento y distribución de gas y en la petroquímica secundaria.

Este artilugio sería el sustento legal para la "apertura" del sector eléctrico a la competencia, bajo el argumento de que "Las cuestiones reguladas como servicios públicos, no están excluidas completamente de la aplicación de las

⁶ *Diario Oficial de la Federación del 24 de diciembre de 1992.*

normas de competencia económica... si bien deben adecuarse al peculiar marco jurídico aplicable a los servicios públicos”⁷.

Así, todos los actos de las empresas del Estado que estén fuera del ámbito expresamente contenido en su legislación específica regulatoria de las áreas estratégicas, serán actos del ámbito de la Ley de Competencia. La participación del Estado queda reducida al ámbito regulador, mediante el mecanismo de la licitación de concesiones vía concursos públicos, bajo las reservas y limitaciones de la participación de capital extranjero. Se suponía que la rectoría del Estado sobre el sector energético se mantendría a través del control, desarrollo, planeación y regulación con la colaboración de los sectores social y privado.

De esta forma, la apertura del sector energético se acelera con la aprobación de la reforma anticonstitucional a la LSPEE de 1992; dejando el proceso en una etapa avanzada, que debía ser concluido por la administración de Vicente Fox, quien desde antes de su toma de posesión, ordenó a su gabinete de transición preparar un documento para la Reorganización de la Industria Eléctrica Nacional, documento basado en las recomendaciones de ENRON, que concluía con la recomendación de que la industria eléctrica debía ser “abierta” a la inversión privada.

Los cambios en el sector eléctrico en México en el período 1980-1991, se han señalado como necesarios para resolver los problemas de déficit gubernamental y la deuda externa del sector público, que desencadenaron la crisis de inicios de 1982. Según el diagnóstico oficial la política de subsidios ocasiona problemas de sobreendeudamiento que comprometen el crecimiento de la economía. De ahí que se haya procedido a eliminar los subsidios y a disminuir la inversión pública, para alcanzar la disciplina fiscal y la estabilidad monetaria que exige el capital financiero internacional, para evitar devaluaciones que atenten contra la valorización de su inversión. Sin embargo, el problema de la deuda externa no fue generado por el sector

⁷ Elizondo, Ricardo C. “El derecho de la competencia en materia de energía”. *Regulación del Sector Energético. México 1992*.

eléctrico, sino por la incapacidad del sector industrial para desarrollar una industria de bienes de capital basada en encadenamientos productivos internos que elevará la productividad y competitividad de las exportaciones de manufacturas. Además la falta de una política fiscal adecuada que gravará más al capital e incrementara el ingreso del sector público para financiar la política de inversión y subsidios se encuentra en el origen del déficit público.

En 1983 el gobierno procedió a revisar y eliminar la política de subsidios y a subdividir sectores estratégicos para su posterior privatización⁸. En estos años se inicia el proceso de la reforma del sector eléctrico se inicia en México en 1992, bajo la administración de José López Portillo, se propone en el Plan Nacional de Desarrollo una Política Energética Nacional, con base en el dominio de la nación; sin embargo con Miguel De La Madrid el Plan Nacional de Desarrollo 1983-1988, traspone el mejoramiento de la eficiencia del sector eléctrico basadas en el fomento de la cogeneración (cuando no constituya servicio público) y el autoabastecimiento (mediante fuentes no convencionales) destinadas a la población dispersa. Con estas modificaciones se estaba preparando la firma del Tratado de Libre Comercio de América del Norte, de hecho en el apartado de energético de este Tratado los términos autoabastecimiento, cogeneración y Producción Independiente de Energía Eléctrica.

La liberalización del mercado de energía implica la desregulación de sus precios y la participación del capital privado en la generación de energía, condiciones necesarias para que fluyan los préstamos de instituciones internacionales, para modernizar la infraestructura nacional, en condiciones no vistas en décadas atrás, y bajo las reglas del mercado.

Cuadro 7
Generación de energía eléctrica por tipo de sector
1980-1991

Año	Gigawatts				Estructura porcentual			
	Total	Público	Privado	Mixto	Total	Público	Privado	Mixto

⁸ Huerta, Arturo. "La privatización de la industria eléctrica: una consecuencia más de la globalización". *Momento Económico Instituto de Investigaciones Económicas UNAM Mayo-Junio 1999 No. 103*.

1980	66,924	61,868	3,857	1,199	100	92.4	5.8	1.8
1981	73,559	67,879	4,444	1,236	100	92.3	6.0	1.7
1982	80,577	73,225	6,057	1,295	100	90.9	7.5	1.6
1983	82,272	74,831	7,046	395	100	91.0	8.6	0.5
1984	86,971	79,507	7,044	420	100	91.4	8.1	0.5
1985	93,053	85,352	7,244	457	100	91.7	7.8	0.5
1986	97,241	89,383	7,858	n.d.	100	91.9	8.1	n.d.
1987	104,002	96,310	7,692	n.d.	100	92.6	7.4	n.d.
1988	109,862	101,905	7,957	n.d.	100	92.8	7.2	n.d.
1989	117,746	110,103	7,643	n.d.	100	93.5	6.5	n.d.
1990	122,749	114,317	8,432	n.d.	100	93.1	6.9	n.d.
1991	126,962	118,412	8,550	n.d.	100	93.3	6.7	n.d.

Fuente: INEGI El Sector Eléctrico en México. Edición 1992.

Bajo la presión de los organismos financieros internacionales para desregular los sectores estratégicos de electricidad e hidrocarburos, el gobierno acelera la reforma del sector tendiente a estimular la inversión privada.

4. Reformas de segunda generación: Reestructuración del marco regulatorio y jurídico.

Con los contratos CAT se inicia la apertura del sector energético, en 1983 se inicia el proceso de capitalización del sector a través de la participación de la inversión privada. Dichos contratos CAT consisten en el desarrollo del proyecto desde la construcción, arrendamiento y transferencia, bajo responsabilidad del contratista; esto es, el diseño del proyecto (ingeniería, suministro de equipos y materiales), financiamiento y construcción de la obra. Una vez concluida la obra se elaboran contratos de arrendamiento con un período de vigencia de los 10 a 20 años, dependiendo del importe de la inversión, así como de las expectativas para el pago de la misma, mediante un contrato de arrendamiento con CFE, que es la encargada de la operación y riesgos inherentes a la operación y control de la central. Este tipo de proyectos no arrojaron los resultados esperados en términos de la generación de energía, ya que el crecimiento en la

demanda fue mayor al esperado, como consecuencia del acelerado proceso de urbanización⁹.

Ante tal situación, en 1991 se replantea la reestructuración del sector eléctrico en términos de profundizar el proceso de privatización del mismo. De esta forma, en 1992 se iniciaron las reformas de primera generación orientadas a promover la creación de un marco normativo que privilegia la participación de la inversión privada en obras relacionadas con la generación de energía eléctrica. Esta iniciativa tiene sus antecedentes en 1989, con modificaciones a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), cuyo objetivo era permitir la participación privada, nacional y extranjera, en las actividades de generación de energía eléctrica, bajo las modalidades de:

- Generación de energía eléctrica por parte de los productores independientes convenida con Comisión Federal de Electricidad o Cía. de Luz y Fuerza del Centro.
- Generación de energía eléctrica para autoabastecimiento en cogeneración o en pequeña producción.
- Generación de energía eléctrica para exportación derivada de: cogeneración, producción independiente y la pequeña producción.
- Energía eléctrica de importación destinada exclusivamente para el abastecimiento.
- Generación de energía eléctrica destinada al uso de emergencias derivadas por interrupciones en el servicio público de energía eléctrica.

El marco jurídico del sector ha sufrido cambios radicales. A pesar de conservar vigentes los ordenamientos constitucionales de 1917. En efecto mediante la llamada “legislación secundaria”, se ha desvirtuado los preceptos constitucionales fundamentales, como el concepto del Servicio Público de Energía Eléctrica (SPEE), para crear un escenario Normativo ambiguo en beneficio de inversionistas privados. Bajo este nuevo marco normativo el Estado abandona su responsabilidad social básica de proveer un bien público fundamental como lo es la energía. Renunciando a ejercer la rectoría sobre las

⁹ Briceño, López Santiago. “La CFE en el contexto de la apertura del sector”. *Tesis 2004*.

áreas estratégicas y prioritarias, suponiendo que la participación privada realizará esta función de manera eficiente, tanto económica como socialmente.

En el siguiente cuadro presentamos la normatividad jurídica básica que rige el sector eléctrico.

Cuadro 8
Normas constitucionales en materia eléctrica
Legislación Eléctrica en México

Artículo	Refiere:
25	La rectoría económica del estado, así como la reserva exclusiva para el sector público de las áreas estratégicas
28	Establece que no constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza en las áreas estratégicas(entre ellas la electricidad) y que el estado contara con los organismos y empresas que requiera para el eficaz manejo de las áreas estratégicas a su cargo
26	Dispone la organización de un sistema de planeación democrática del desarrollo nacional y la obligación de sujetar el Plan Nacional de Desarrollo todos los demás planes y programas de la administración pública federal (incluidos los sectoriales, como el de electricidad)
27	Párrafo VI, que establece la exclusividad de la Nación para generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público
73	Establece la facultad exclusiva del Congreso Federal para legislar en materia eléctrica (Fracc X) y también en materia fiscal, estableciendo contribuciones por los rendimientos generados por concepto de impuestos sobre energía eléctrica (Fracc XXIV)
74	Determina la facultad exclusiva del Congreso para examinar, discutir y aprobar el presupuesto federal, incluido el de las empresas paraestatales del sector (Fracc IV)
90	Que determina la forma de organización de la administración pública, que es centralizada y paraestatal y está determinada por la Ley Orgánica expedida por el Congreso, asignando las funciones y prerrogativas que ejercerán las diversas secretarías del ejecutivo para la operación correcta (CFE y LFC pertenecen al sector paraestatal coordinado por la Secretaría de Energía)
93	Que establece la facultad del Congreso para citar a comparecer en el Poder legislativo a los funcionarios de las empresas paraestatales, así como de integrar comisiones investigadoras para estudiar su funcionamiento.
	Que define como servidores público a quienes desempeñan un cargo o

108	comisión en la administración pública, sujetándolos a responsabilidades por cualquier violación constitucional o a las leyes federales, así como por el manejo de fondos y recursos federales.
110	Que nomina como sujetos de juicio político a los directores de las empresas paraestatales
134	Que determina que los trabajadores de la industria eléctrica, de las empresas descentralizadas, estamos sujetos a la jurisdicción de las autoridades federales (Fracc XXXI Apartado A)

Cuadro 9
Legislación Secundaria en Materia Eléctrica

Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica	Promulgada originalmente el 22 de diciembre de 1975. Reformada el 23 de diciembre de 1992. Acota el concepto del SPEE, definiendo qué actividades NO se consideran Servicio Público.
Reglamento de la Ley del Servicio público de Energía Eléctrica	Promulgado el 26 de mayo de 1993. Contiene todo un capítulo, el IX, dedicado a definir lo que NO constituye Servicio Público, en un intento por regular las figuras creadas para otorgar concesiones privadas en generación de electricidad.
Ley de la Comisión Regulatoria de Energía	Promulgada el 31 de octubre de 1995, para crear a la CRE el órgano desconcentrado, pero con autonomía técnica y operativa, para promover el desarrollo eficiente, entre otras cosas, de la generación, exportación e importación de electricidad que realicen los particulares; las ventas de primera mano de gas natural y participar en la determinación de tarifas.

Existen otras leyes que regulan diversos aspectos, como la operación de las empresas públicas del sector eléctrico en el ámbito de la administración pública, entre las principales:

- Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, la Ley de Planeación,
- Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal,
- Ley Federal de Entidades Paraestatales,
- Ley de Adquisiciones y Obras Públicas (Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público y Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas y sus respectivos reglamentos) y por supuesto, Estatutos Orgánicos de CFE y LyFC.
- Manual de Servicio al Público en Materia de Energía Eléctrica.¹⁰
- Manual de Disposiciones Relativas al Suministro y Venta de Energía Eléctrica destinada al Servicio Público.¹¹

Finalmente, están los tratados y convenios internacionales de índole primordialmente económica: Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN).

La LSPEE de 1975, sin embargo, excluyó del SPEE al autoabastecimiento de energía eléctrica con las reformas del 22 diciembre de 1992 a la LSPEE.¹²

En aquella reforma se creó lo que no se considera servicio público (Art. 3) para otorgar concesiones a los particulares

I.- La generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción;

II.- La generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la Comisión Federal de Electricidad;

III.- La generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción;

IV.- La importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios;

V.- La generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el SPEE.

¹⁰ *Diario Oficial de la Federación del 29 de julio de 1993, reformado en el año 2000.*

¹¹ *Diario Oficial de la Federación del 20 de octubre de 2000.*

¹² *Diario Oficial de la Federación del 23 de diciembre de 1992.*

Actualmente la concesión de permisos para generar electricidad, asciende a más de 100 plantas en la modalidad de Autoabasto (más otras 17 en construcción); además de 8 “productores independientes” (y 7 más en construcción). En total, son más de 200 las concesiones otorgadas a la fecha. La expedición, el 26 de mayo de 1993¹³, del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (RLSPEE) ratificó: “por objeto reglamentar la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en lo que se refiere a la prestación de dicho servicio y a las actividades previstas en la propia Ley que no constituyen servicio público” (Art. 1).¹⁴

A partir de la LSPEE de 1992 y de su reglamento del 1993, los “permisionarios” pueden poner a disposición de CFE, toda su capacidad de generación (en el caso de los Productores Independientes Externos) o su “capacidad excedente” -hasta por 20 MW o menos-, fuera de convocatoria (Art. 126). Para ello, se fijaron “reglas de adquisición” de energía eléctrica para el servicio público que estipulan que será mediante convenio, “comprometiendo” con CFE su capacidad o sus excedentes, “conforme a las reglas de despacho”, aclarando que en el cumplimiento de dichos convenios CFE no gozaría de privilegios o trato *preferencial alguno* “fuera de los que la Ley y este Reglamento establecen” (Art. 135), o sea ninguno.

En lo anterior ha jugado un papel determinante la Comisión Reguladora de Energía, creada en octubre de 1993¹⁵ como un órgano consultivo, desconcentrado de la Secretaría de Energía, para “resolver las cuestiones derivadas de la aplicación de las disposiciones reglamentarias del Artículo 27 Constitucional en materia de energía eléctrica”, particularmente en materia de regulación de energía eléctrica (Art. 2). Entre sus funciones esta la de opinar sobre el otorgamiento de permisos para autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, pequeña producción y generación para exportación e importación de energía eléctrica (Art. 3 Fracc. VIII); Evaluar y comparar los

¹³ *Diario Oficial de la Federación del 31 de mayo de 1993.*

¹⁴ Bahen, Francisco. “Legislación eléctrica en México” www.fte.energia.org

¹⁵ *Diario Oficial de la Federación del 4 de octubre de 1993.*

niveles de eficiencia técnica en la operación de plantas generadoras de energía eléctrica de las entidades paraestatales y los particulares (Art. 3 Fracc. VIX) y otras similares, referente a la participación de particulares en el sector y su relación con las paraestatales del sector.

La Comisión Reguladora de Energía (CRE), cuya función inicial era básicamente *opinar* y *asesorar* a la Secretaría de Energía (SE) sobre los programas sectoriales, regionales y especiales de energía eléctrica, mas concretamente sobre el otorgamiento de permisos privados de generación de energía eléctrica, más concretamente sobre el otorgamiento de facultades de regulación y supervisión, con la justificación de que era necesaria su participación con el fin de que en la prestación del servicio público de energía eléctrica se aprovechen las opciones que resulten de menor costo para la Comisión Federal de Electricidad y que ofrezcan la mayor estabilidad, calidad y seguridad, en los términos de las disposiciones legales y reglamentarias aplicables. Además se delegó en la CRE actividades de alto impacto social, como “participar” en la realización de estudios relativos al establecimiento de los precios y tarifas de los productos y servicios relacionados con la energía eléctrica, su ajuste, modificación o reestructuración a fin de promover la eficiencia y la competitividad del sector, así como aquellos sobre el comportamiento de los precios y tarifas de energía eléctrica y la evaluación del impacto de los mismos en la economía nacional.

Con todos estos atributos en la práctica la CRE realizó funciones que superaron con mucho su objetivo central consistente en establecer y “regular” un presunto mercado eléctrico, que implicaba establecer los criterios para la determinación de los cargos por los servicios de transmisión que la CFE proporcione a los particulares; supervisaría el cumplimiento de los contratos de adquisición de capacidad y de energía eléctrica celebrados entre los permisionarios y la Comisión Federal de Electricidad; fungir como instancia conciliadora en las controversias entre las empresas permisionarias entre sí, o entre éstas y la CFE; e inclusive, atender, para fines de conciliación y arbitraje, las quejas y reclamaciones de los usuarios del SPEE.

La CRE recibiría la autonomía formalizando lo que en la práctica ya venía haciendo, esto es con la expedición de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía en octubre de 1995¹⁶, actividades estratégicas del sector eléctrico, como el suministro y venta de energía eléctrica a los usuarios del servicio público; la generación, exportación e importación de energía eléctrica, por los particulares; la adquisición de energía eléctrica destinada al servicio público; los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica, entre las entidades a cargo de la prestación del SPEE y entre éstas y los titulares de los permisos para la generación, exportación e importación de energía eléctrica.

Como vemos, la CRE recibió el control de amplias y estratégicas funciones no sólo del proceso de trabajo eléctrico, sino del propio SPEE, tales como la determinación de las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica; la aprobación de los criterios y las bases para determinar incluso el monto de las aportaciones de los gobiernos de las entidades federativas, ayuntamientos y beneficiarios del SPEE; la aprobación de las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por la adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público, así como en las contraprestaciones por los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica. Esto, aunado a sus funciones reguladoras en materia de hidrocarburos, consistentes en las ventas de primera mano de gas natural y gas licuado de petróleo; el transporte y el almacenamiento de gas natural, así como de expedir las metodologías para la determinación de sus precios, dieron con la CRE un amplio poder para introducir cambios radicales en el sector energético. La única "limitante" de la CRE es la no violación de las "condiciones de competencia efectiva" la Comisión Federal de Competencia, otro organismo no menos discrecional, cumplía tales condiciones, la CRE cuenta con autonomía, poder y capacidad para fijar los términos y condiciones del mercado de energéticos.

¹⁶ *Diario Oficial de la Federación del 31 de octubre de 1995.*

Bajo este amplio margen de libertad de acción la CRE adquirió el control absoluto sobre dos áreas básicas para el desempeño del sistema eléctrico nacional: el Gas Natural y la Electricidad. Para ellos se “diseñó” una estructura dividida eufemísticamente en “materia regulada” (que abarca cuestiones como las ventas de primera mano, el transporte, la distribución, la determinación de precios, tanto internacionales como al público) y “materia no regulada” (para abarcar lo sustraído al SPEE: la producción, el mercado interno, el consumo, y el comercio exterior). Con esta infraestructura institucional que tiene a la CRE a la cabeza, se inició la privatización furtiva del sector eléctrico; desde 1995 el número de permisos creció de manera alarmante, aunque la construcción de las primeras plantas importantes comenzó hasta 1997. Antes de eso, la actuación de la CRE consistió en “gestionar” infinidad de permisos y llevar un puntual registro de lo que sería el escenario para un pretendido “mercado eléctrico”. Ninguna cifra escapó al escrutinio de la CRE para la justificación de una propuesta desintegradora del sector eléctrico: ventas de energía eléctrica, precios medios, subsidios, etc.

La CRE diseñó los modelos de convenios y contratos de adhesión para la realización de las actividades reguladas y elaboró las disposiciones administrativas para las personas que realicen dichas actividades. A partir de 1995, los proyectos de iniciativas de leyes, decretos, disposiciones reglamentarias y normas oficiales mexicanas relativas a las actividades reguladas elaboradas por la SE, habrían de elaborarse desde la CRE.

Debemos señalar que a partir de 2002 la CRE ha venido reduciendo su accionar, ante el temor a la reacción social al conocerse públicamente los alcances de la privatización furtiva. Hasta abril del 2002 esta comisión había concedido un solo permiso PIE y desde entonces se ha concretado a administrar los proyectos pendientes. En cuanto a permisos de autoabasto la CRE interrumpió súbitamente el ritmo de 7 permisos otorgados de enero a abril de 2002, y desde entonces solamente ha autorizado dos proyectos creíbles de autoabasto (uno de PEMEX y otro eoloeléctrico). No se ha otorgado un sólo

permiso de cogeneración en todo el 2002. En el mismo mes de abril la CRE autorizó el último permiso de importación de electricidad.

5. Estructura de mercado y distribución de energía.

La industria eléctrica integra la infraestructura primordial para el desarrollo de la actividad económica, de la misma depende la conformación de la cadena productiva nacional. Para ello es necesario disponer de una mayor capacidad de generación de energía eléctrica y una adecuada administración financiera. Este ha sido el argumento para justificar la intervención privada en el sector energético, de un marco normativo que privilegia la participación de la inversión privada en obras relacionadas con la generación de energía eléctrica a partir de 1989, con modificaciones a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE). La apertura y liberalización comercial del sector no solo incluye la participación de los inversionistas nacionales sino de los organismos financieros internacionales para el financiamiento de las empresas eléctricas.

En este marco, el sector eléctrico mexicano queda sujeto a las condiciones y lineamientos de los grandes inversionistas internacionales. Dichas disposiciones quedaron planteadas en el Tratado de Libre Comercio para América del Norte, en el capítulo sobre energéticos donde se plantea lo siguiente:

- a) En México, la prestación del servicio público de energía eléctrica es un área estratégica reservada al Estado. Las actividades que comprende la prestación del servicio público de energía eléctrica comprenden: la generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica, excepto lo que establece el Artículo 602.3 punto 5 inciso b)¹⁷.
- b) Las oportunidades para la inversión privada en México en plantas de generación eléctrica incluyen: Producción para autoconsumo, Cogeneración, Producción Independiente de energía eléctrica.

¹⁷ Viqueira, Jacinto. "El desarrollo futuro de la industria eléctrica en México en el contexto del TLC de América del Norte" *Economía Informa* Mayo 1993.

Este último inciso deja clara la influencia de los Estados Unidos en los acuerdos sobre electricidad del TLC de América del Norte.

Dado que la energía eléctrica no puede almacenarse económicamente en cantidades significativas, por lo que la potencia eléctrica debe ser igual en cada instante a la potencia demandada por los consumidores más las pérdidas del sistema. Esta demanda está modulada por las actividades humanas en el territorio servido y presenta variaciones muy amplias, siguiendo los ritmos de las actividades diarias, semanales y anuales y la influencia de los cambios estacionales. Para minimizar los costos de producción de energía eléctrica es necesario tener un parque de generación diversificado. Se requieren unidades generadoras que suministren la energía para la base de la curva de carga y que en consecuencia operen a plena carga en forma casi continua, unidades que suministren la energía para los picos de la demanda y que por lo tanto operarán durante muy pocas horas del día y unidades para cubrir la energía correspondiente a la parte media de la curva de carga, que deberán tener características intermedias entre las dos primeras referidas. La energía eléctrica debe suministrarse con una calidad adecuada, de manera que los aparatos que la utilizan funcionen correctamente. La calidad del suministro queda definida por los siguientes aspectos: continuidad prácticamente total del servicio, regulación del voltaje dentro de los límites aceptables y control de la frecuencia eléctrica a su valor nominal (60 ciclos por segundo en México, Estados Unidos y Canadá). Para la continuidad del servicio y el funcionamiento de los sistemas eléctricos se ha recurrido a la interconexión de las plantas generadoras mediante la extensión del sistema retransmisión lo que permite obtener economías de escala al utilizar unidades generadoras más grandes y compartir la reserva de generación para casos de emergencia, reduciendo así las inversiones necesarias en capacidad de generación ¹⁸.

La interconexión tiene una serie de consecuencias sobre la operación de los sistemas eléctricos:

¹⁸ *Texto preliminar del Tratado de Libre Comercio de América del Norte, Capítulo VI Energía y petroquímica básica, Secretaría de Comercio, México 1992.*

1. Hay que concebir y operar el sistema de manera que las corrientes que circulan por los elementos de la red no los sobrecarguen, en caso de falla del generador, línea de distribución o transformador, la nueva distribución de las corrientes no debe provocar una desconexión en cascada de otros elementos, que podría conducir al colapso del sistema.
2. En los sistemas eléctricos de corriente alterna todos los generadores deben funcionar sincronizados, o sea girara a la velocidad angular de rotación nominal, proporcional a la frecuencia eléctrica del sistema y al número de polos magnéticos de los generadores y deben mantener esa sincronización tanto en operación normal, con cambios graduales de la carga, como en condiciones anormales, cuando pueden producirse cambios bruscos debidos a fallas de aislamiento en algún punto u otras causas.

La preservación del equipo y de las instalaciones en caso de falla hace necesario disponer de un sistema de protección automático que desconecte rápidamente la sección del sistema eléctrico afectada por la falla, para limitar los daños y para conservar el funcionamiento en sincronismo de los generadores y evitar así la desarticulación del sistema. Este sistema de protección es actuado generalmente por señales de corriente y de voltaje locales y actúan a su vez, también localmente, sobre dispositivos de interrupción. Otro de los factores que contribuyen a la calidad del servicio: el control de la frecuencia eléctrica del sistema. Una variación de la frecuencia con respecto a su valor nominal refleja un desequilibrio entre la potencia eléctrica total que están generando las unidades generadoras y la potencia total que están demandando las cargas eléctricas más las pérdidas reales del sistema. Este desequilibrio se manifiesta en cada unidad generadora por una variación de su velocidad de rotación. Los reguladores de velocidad o gobernadores de cada turbina u otro promotor que impulse al generador, registran esta variación de velocidad y actúan sobre las válvulas de admisión de fluido al promotor, llegándose a un nuevo estado de equilibrio; sin embargo esto se logra a una frecuencia ligeramente distinta de la nominal.

Adicionalmente al control de frecuencia eléctrica del sistema la regulación del voltaje contribuye en la calidad del servicio. Los aparatos conectados a los sistemas eléctricos están diseñados para operar a un valor determinado del voltaje, característica que ya se cumplía en el sistema de voltaje constante con cargas conectadas en paralelo concebido por Edison. El funcionamiento de esos aparatos será satisfactorio que el voltaje aplicado no varíe más allá de ciertos límites; una variación de $\pm 5\%$ en los puntos de utilización, con respecto al voltaje nominal, se considera generalmente adecuada.

Si un sistema tuviese una carga fija y un régimen de generación fijo, sería posible mantener un voltaje determinado en cualquier punto del sistema mediante la elección adecuada de la relación de transformación de los transformadores. Sin embargo, la carga de un sistema eléctrico varía considerablemente durante el transcurso de cada día. En los sistemas de corriente alterna esa carga está constituida por la potencia real o activa que requieren los aparatos que utilizan la energía eléctrica (entre los que los motores representan una proporción elevada) y también por la potencia reactiva, que es el resultado de la oscilación de potencia entre las inductancias y las capacitancias del sistema debido al cambio de polaridad de la corriente, que ocurre 120 veces en cada segundo en un sistema con frecuencia de 60 Hz. La variación de la carga obliga a variar la generación para adaptarla en cada instante a la demanda de los consumidores, todo lo cual modifica la potencia real y reactiva que circula por las líneas de transmisión y los transformadores, lo que causa una modificación de las caídas de voltaje en los distintos elementos del sistema eléctrico. En efecto la variación de voltaje en cualquier punto del sistema es función de la variación de la potencia real y la potencia reactiva en ese punto.

Las características de los sistemas eléctricos indican que deben concebirse y operarse como un conjunto donde todos los elementos y funciones están estrechamente relacionados. Estas características han determinado la estructura actual de los sistemas eléctricos y condicionarán cualquier cambio

que se pretenda hacer a esa estructura. La economía del suministro de energía eléctrica y la calidad de ese suministro requieren que en el territorio servido exista un solo sistema eléctrico, lo que restringe la posibilidad de competencia y conduce a una situación de monopolio natural.

5.1 El mercado de energía eléctrica

Los sistemas eléctricos dan origen a una renta económica, el monto de dicha renta depende del modo de organización y regulación aplicado. Existen diversos modelos, mismo que a la fecha no se puede señalar cual es el más eficiente desde el punto de vista económico de corto y largo plazo. La práctica demuestra que los modelos desintegrados y competitivos mejoran notablemente la productividad, lo cual permite un incremento significativo de la ganancia en todos los eslabones de la cadena eléctrica. Sin embargo la distribución de los beneficios es desigual, en particular porque al poco tiempo de entrar en funcionamiento surgen intensos procesos legales e ilegales de reintegración vertical y concentración industrial entre empresas, que buscan una mayor captación de renta. La renta se desplaza de los consumidores y empleados hacia los accionistas y directivos de las empresas privatizadas o de nuevo ingreso, que lo acontecido en Inglaterra, Chile, Argentina y Colombia; con modelos desintegrados y competitivos la industria eléctrica no hace más que internalizar el fenómeno de concentración de la riqueza que se observa cuando la economía se abandona a las fuerzas del mercado.

Al organismo regulador le es difícil neutralizar los procesos de captación desigual de la renta eléctrica porque no cuenta con información precisa, situación que no acontece en la empresa privada. Circunstancia que tarde o temprano repercute en beneficio de las empresas, ya que el Estado como organismo regulador termina por beneficiarlo a través de los propios instrumentos jurídicos, situación frecuente en los países con crisis económica, donde las instituciones del Estado se han debilitado.

La creación de un mercado no garantiza necesariamente el abasto de electricidad en el largo plazo. En Chile, Colombia y Argentina, la adopción de modelos de corte desintegrado y competitivo (como el de México) motivó una sobrecapacidad de producción que en efecto redujo a su mínima expresión la posibilidad de des-abasto en un horizonte inmediato. Sin embargo, dicho excedente, que no es otra cosa que una ineficiencia productiva de largo plazo, provocó la desaceleración de las inversiones, la fusión de empresa y la eliminación de las centrales menos rentables, de tal manera que el parque de generación racionalizado no pudo responder al crecimiento de la demanda, resultado ha sido los racionamientos aplicados en los dos primeros países después de un boom de inversiones en generación. En conclusión, dejar a las fuerzas del mercado la seguridad en el suministro es riesgoso. En caso de falla, los costos económicos podrían ser considerables. Recordemos que el Kwh. más caro es el que no se suministra cuando el usuario lo requiere.

El Estado asegura que la creación de un mercado mayorista en la generación permitiría bajar los precios de la electricidad, como ejemplo Inglaterra y Argentina. La experiencia internacional demuestra que aún no se ha descubierto un mecanismo eficaz para transferir a los pequeños y medianos consumidores la baja de los precios de la electricidad en el mercado mayorista. En el modelo propuesto por la reforma en el sector eléctrico por el Estado, la devaluación del peso y las variaciones en los precios de los combustibles no podrán transferir inmediatamente al precio final de la electricidad, lo cual podría tener graves consecuencias en la economía de los usuarios. El precio del gas natural en México fluctúa en torno al mercado estadounidense, mismo que se caracteriza por una fuerte estacionalidad que tarde o temprano se transferirá a los precios de la electricidad. Por lo tanto la propuesta para la reforma del sector energético por parte del Estado contribuye poco o nada al logro de objetivos centrales de la política energética: seguridad, mínimo costo, obtención de recursos para financiar el desarrollo, cuidado de la naturaleza y bienestar social.

Cuadro 10

**Capacidad instalada para generación de energía eléctrica por tipo de proceso
1980-1991**

Año	Mwh					Estructura presupuestal				
	Total	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	Geotérmica	Carboeléctrica	Total	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	Geotérmica	Carboeléctrica
1980	14,625	5,992	8,483	150		100	41.0	58.0	1.0	0.0
1981	17,396	6,550	10,666	180		100	37.7	61.3	1.0	0.0
1982	18,390	6,550	11,335	205	300	100	35.6	61.6	1.1	1.6
1983	19,004	6,532	11,667	205	600	100	34.4	61.4	1.1	3.2
1984	19,360	6,532	12,023	205	600	100	33.7	62.1	1.1	3.1
1985	20,807	6,532	12,950	425	900	100	31.4	62.2	2.0	4.3
1986	21,266	6,532	13,299	535	900	100	30.7	62.5	2.5	4.2
1987	23,145	7,546	13,749	650	1,200	100	32.6	59.4	2.8	5.2
1988	23,554	7,749	13,955	650	1,200	100	32.9	59.2	2.8	5.1
1989	24,444	7,760	14,784	700	1,200	100	31.7	60.5	2.9	4.9
1990	24,623	7,804	14,919	700	1,200	100	31.7	60.6	2.8	4.9
1991	26,123	7,931	16,272	720	1,200	100	30.4	62.3	2.8	4.6

Fuente: INEGI El Sector Eléctrico en México. Edición 1992.

CAPITULO II

LA REFORMA DE DESREGULACION EN EL SECTOR ELECTRICO EN MEXICO

La industria eléctrica en el mundo experimenta una serie de problemas como parte de la crisis estructural del capitalismo, misma que se manifiesta en una reducción del crecimiento económico y la explosión de crisis sectoriales, como la energética y financiera. Especialistas destacados coinciden en que la década de los setenta constituye un punto de quiebre en lo que hasta entonces, había sido una continua tendencia histórica de creciente mejora tecnológica y disminución de los precios reales de la electricidad¹.

Desde mediados de los años setenta prácticamente la productividad del sector se estanco, en tanto que los costos de capital y combustible crecieron; lo que se reflejo en problemas para abastecer la creciente demanda.

Los años setenta se caracterizaron por el alza de los precios de las energías primarias necesarias para la generación eléctrica, provocando un aumento de costos de la industria eléctrica que, dado el contexto de recesión económica internacional de los años 1974-1975, indujo a los consumidores de los países desarrollados a racionalizar su consumo y reducir la demanda eléctrica. A partir de entonces, se abre, en estos países un horizonte de disminución del ritmo de crecimiento de la generación de electricidad.

En el cuadro 1 se observa la perdida de dinamismo del sector eléctrico; sobresale el caso de América Latina y África.

¹ MacKerron, Gordon. "El enfoque del Banco Mundial sobre la Reforma *Estructural y la Privatización de la electricidad en Inglaterra*" Desarrollo y Energía 1993.

Cuadro 1

Crecimiento de la generación de electricidad 1971-1986 Tasa de crecimiento promedio anual

Región	1971-1980	1981-1986
América Latina	9.4	5.5
África	8.1	0.7
Asia	9.4	7.5
Mundo Árabe	13.6	11.3
Países en vías de desarrollo	9.8	7.1
Europa	4.3	2.2
Mundial	5.2	3.3

Fuente: Internacional Energy Agency. World Energy Statistics and Balances, Paris. 1989

1. Segmentación del mercado mundial de energía eléctrica

Las propuestas de desregulación del sector energético a nivel mundial se han centrado en los beneficios del mercado de libre competencia en contra del monopolio del Estado. Este ha sido el argumento central en el caso de Argentina, Chile, Inglaterra y Estados Unidos. Sin embargo, el desarrollo específico de los modelos utilizados para el desarrollo del sector con la participación de la iniciativa privada ha demostrado que la operación se dificulta en los sistemas interconectados, lo cual se manifiesta en grandes problemas de suministro eléctrico e incrementos exorbitantes en las tarifas de consumo doméstico. Esta situación tanto en países desarrollados como en desarrollo, obligaron a revisar las reformas en el sector eléctrico aplicadas por los gobiernos neoliberales.

1.1 Reforma del sector eléctrico en los países industrializados

La declinación en los ritmos de crecimiento llevó a las grandes empresas de los países desarrollados a buscar mercados externos, en los cuales la demanda eléctrica perfilaba un alto crecimiento futuro, como son los países

subdesarrollados, tendencia que se observó en la década de los noventa. Ello explica la mayor presencia de empresas europeas (EDF, Endesa y otras) y de Estados Unidos (Enron y otras) en América Latina.

Como resultado de la política de ahorro energético emprendida por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) en respuesta al alza de precios del petróleo, se introduce el advenimiento de la renovación de la industria eléctrica basada en la tecnología de turbina aeronáutica, que permitieron que las pequeñas y medianas unidades turbo gas pusieran fin a las economías de escala sustentador en la generación de grandes centrales de vapor de más de 800 MW. La nueva tecnología desechó las grandes centrales termoeléctricas a nivel mundial. En este contexto, que aparecieron auto-productores en Estados Unidos, que pudieron reducir sus costos en insumos a partir de proveer la energía eléctrica con módulos pequeños más eficientes que los grandes grupos térmicos, dejando a la red pública la función de respaldo ante contingencias de su generación propia. Esta situación fue rápidamente detectada por diferentes empresarios medianos que vieron la posibilidad de participar, en forma parcial y en escala reducida, en el negocio eléctrico, hasta entonces reservado a las muy grandes empresas. Es evidente que en la reorganización de las empresas eléctricas el desarrollo tecnológico alcanzado en la informática y tecnología de mediciones, así como su constante abaratamiento, estimularon la incorporación de procesos de control y medición complejos que han innovado los métodos de distribución y consumo del sector eléctrico.

Estas transformaciones produjeron cambios importantes en la filosofía de la organización empresarial, ya que la generación de energía eléctrica tenía muchas posibilidades de convertirse en una actividad competitiva al alcance de medianos empresarios. Las nuevas tecnologías, así como la desregulación del sector fue puesta en práctica primero en Inglaterra y luego en Chile, con importantes resultados en cuanto al incremento de la oferta, no así en la baja de los precios medios ².

² González, M. Luis. *EL funcionamiento del mercado de energía eléctrica en Argentina*. 1998.

1.1.1 Desregulación en Estados Unidos

En Estados Unidos el sistema eléctrico había estado en manos de numerosas empresas públicas y privadas, como generadores independientes y cooperativas distribuidoras, sobre todo en las áreas rurales. Durante la segunda posguerra y hasta principios de los años setenta, el sistema eléctrico mantuvo una estabilidad basada en un elevado grado de integración vertical por regiones. Una empresa suministraba electricidad, tanto a clientes finales como a los clientes al por mayor; realizaba inversiones para generación y tendido de redes de transmisión y distribución. Este sistema garantizó la estabilidad de las ganancias de las empresas, altas tasas de crecimiento de la demanda y disminución progresiva de los costos derivada de la construcción de plantas más grandes y más eficientes³.

A principios de los años setenta, en el marco de la crisis energética, el aumento de precios de los combustibles provocó un incremento en el costo del kwh, que al trasladarse a las tarifas se convirtió en fuente de conflicto, debido a que muchas empresas no pudieron trasladar dicho costo, lo que debilitó sus finanzas. Por otro lado, la pesada carga financiera de los trámites del comercio intercompañías e interestatal, inhibió dicho comercio y la construcción de redes de interconexión. Las diferencias de tarifas de las empresas generadoras provocaron protestas de los grandes industriales, quienes buscaban comprar a las menores tarifas.

Para enfrentar este problema, el gobierno instrumentó una política de precios más adecuada, la reducción de la dependencia del petróleo, incentivar el uso eficiente de energía y desarrollar la competencia en la generación. Como parte de esta política, en 1978 el Congreso aprobó la Public Regulatory Act, que establecía la obligación para las empresas eléctricas de comprar la energía producida por generadores independientes a partir de recursos renovables y residuos o la proveniente de instalaciones de cogeneración. El precio de venta

³ Ruchansky, Beno. "Notas sobre la Reforma del sector eléctrico". *Instituto de Economía Energética*.

de la energía debía corresponderse con el precio pactado con la empresa compradora.

Con dicha ley se inicia la entrada al mercado de generadores independientes, que no utilizaran energías renovables, y se permite que las empresas eléctricas, compren a terceros evitando así arriesgar su propio capital para invertir en la producción. Con estos cambios se sentaron las bases para el surgimiento de una oferta competitiva, *competitive bidding*, para la construcción de nuevas instalaciones.

La reforma del sistema eléctrico estadounidense llevado cerca de 20 años. Se inicia en 1978 y en 1992 el Congreso aprobó la Energy Policy Act para corregir las limitaciones de la Ley Public Regulatory Act y la falta de acceso a las redes de transmisión, que constituían barreras de entrada a los nuevos generadores. En 1996 se dicta la norma final 888 sobre promoción de la competencia en generación al por mayor, mediante el acceso a las redes de transmisión del transporte y la recuperación de los costos varados.

1.1.2 Reestructuración eléctrica en Europa

La crisis energética puso de relieve los altos costos de la industria, atribuida a la sobre-inversión y a la sobrecapacidad instalada que venía funcionando con el modelo de la posguerra. El crecimiento económico promedio de 6por ciento anual, durante tres décadas impulsó la expansión continua de la demanda eléctrica, obligando a las empresas eléctricas a mantener una elevada capacidad de plantas de generación, como respaldo para atender el alto crecimiento de la demanda y posibles contingencias; lo que dio por resultado tarifas relativamente altas. La crisis del capitalismo al reducir el crecimiento económico, hizo más evidente esa sobrecapacidad instalada de la industria.

Ante esta situación la Comisión Europea promueve en los años ochenta, la creación del mercado único de energía, para lo cual impulsa el desmantelamiento de los monopolios, la introducción de la competencia y el desarrollo intercomunitario de la electricidad. Dos modelos de gestión de los

sistemas eléctricos han estado en discusión, uno como el aplicado en Inglaterra y otro el de comprador único sostenido por Francia y propuesto en 1994, como forma de organización del sector eléctrico europeo. En noviembre de 1996 se aprobó la coexistencia del modelo de comprador único y el acceso negociado a la red. Los estados que designen comprador único a una empresa integrada verticalmente deberán establecer disposiciones, para que operen en forma separada la generación y la distribución, asegurando así que no existan intercambios de información entre ellas y el comprador único⁴.

1.1.3 Reforma Eléctrica en Inglaterra.

El sistema eléctrico en Inglaterra es el modelo que el Banco Mundial promueve en América Latina. Antes de la privatización, la empresa estatal Central Electricity Board (CEGB) abastecía el 95 por ciento de la demanda con sus centrales nucleares y de carbón. Siguiendo una política de utilizar sus recursos internos, no obstante que los precios fueran relativamente más altos, había rechazado a utilizar gas para la generación eléctrica. Tenía la propiedad y operaba la red nacional de transporte, incluyendo las interconexiones con Francia (2 000 MW) y Escocia (800 MW). La CEGB estaba obligada a suministrar la energía solicitada por las dos compañías de distribución: la Área Borrada, el precio aplicado era la tarifa de suministro al por mayor, la Bulk Supply Tariff, compañías distribuidoras que contaban con franquicias territoriales y estaban obligadas a su vez a poner a disposición del sistema las redes de baja tensión, para la distribución de la energía y suministrar energía a todo el que la solicitara. Cada distribuidora fijaba su propia tarifa para los consumidores finales. La estrategia del sector la coordinaban un Consejo de Electricidad (Electricity Council) y 12 Consejos Consultivos de Electricidad (Area Electricity Councils), designados por el gobierno.

Durante el gobierno de Margaret Thatcher se introduce el modelo neoliberal de funcionamiento capitalista, bajo la lógica neoliberal de que lo privado gestiona mejor que lo público y que los mecanismos de mercado son

⁴ Ruchansky, Beno. "Notas sobre la Reforma del sector eléctrico". *Instituto de Economía Energética*.

mejores asignadores de recursos que las decisiones del gobierno. La propuesta es el desplazamiento del Estado de su función empresarial, con el propósito de privatizar el sistema eléctrico. En este marco, emprende una serie de críticas, puntualizando que los altos costos de la electricidad, se debían a la deficiente gestión del gobierno; que en la fijación de tarifas había interferencias políticas; que éstas se manipulaban en función de tiempos electorales y de objetivos macroeconómicos; que la política comercial de adquisiciones era restrictiva porque se abastecía de carbón nacional y protegía a la industria de bienes de equipo al comprar a la British Rail; que la planificación de la generación era mala porque había sobreestimación de la demanda; que había baja productividad y retrasos e ineficiencias de la construcción de instalaciones; que los costos de construcción de las grandes térmicas de carbón eran muy superiores a los de Estados Unidos y Alemania.

En 1988 se establece la privatización del sector eléctrico en el libro blanco (*Privatizing electricity*), y en 1989 se dicta la *Electricity Act*. Los objetivos básicos fueron: acabar con los monopolios de generación y suministro de energía eléctrica, y reducir de manera sustancial los costos a partir de la promoción de la competencia.

En 1989 se dividió a la empresa eléctrica estatal (CEGB) en tres generadoras: National Power, con 34 centrales térmicas y 2 hidráulicas; la PowerGen, con 20 centrales térmicas y una hidráulica, con 30 por ciento de la generación, y la Nuclear Electric, con 13 centrales nucleares, una hidráulica y una TAG que aportaban el 20 por ciento de la generación. En 1991 se privatizaron National Power y PowerGen. Ante la guerra del Golfo Pérsico, el gobierno mantuvo el 40 por ciento de las acciones de ambas compañías y la propiedad de Nuclear Electric que no había podido vender.

La distribución que estaba en manos de las 12 Area Boards, con sus respectivas redes, se transfirió a 12 compañías regionales denominadas REC's (Regional Electricity Companies), las cuales se privatizaron en 1990. Estas compañías distribuidoras tienen derecho a generar hasta un 15 por ciento de sus respectivas demandas de electricidad. Además, se les asignó la obligación

de comprar una fracción prefijada de su potencia a centrales nucleares y tecnologías renovables de generación. Las generadoras National Power y PowerGen podían poseer entre las dos, el 15 por ciento de la electricidad que generara cada REC; posteriormente se eliminó esa restricción. Cada REC tenía cinco áreas de negocios separados: distribución, comercialización, generación, comercialización a terceros y otros negocios, como conexiones, servicios de respaldo, etcétera.

Se asignó a la National Grid Company (NGC) la transmisión, operación de la red de alta tensión y dos estaciones de bombeo. La propiedad de la NGC sería compartida por las 12 REC's, a través de un *holding* que funciona como empresa privada. Se le concedió una licencia con duración mínima de 35 años, y funciona autónomamente como una compañía suministradora de servicios de transporte, no compra ni vende energía. Tiene cinco áreas de negocios (servicio de transporte, coordinación del despacho de generación, servicios auxiliares, servicios de bombeo y gestión de interconexiones con sistemas externos) que administra en forma separada. Se le impusieron dos restricciones básicas: no discriminar a ningún usuario, ni permitir subsidios internos entre los distintos negocios de dicha compañía.

Se trató de inducir la competencia en todas las etapas de la industria eléctrica, pero sobre todo en la generación y distribución. La transmisión y la distribución de pequeños consumidores con demanda menor a los 100 kwh, quedaron como áreas de monopolio natural.

En cuanto a los consumidores, se estableció que podían generar la electricidad que demandaran. Para los distintos niveles de consumo se fijaron distintas reglas. Si la potencia contratada era menor de 10 MW, el consumidor tenía derecho a tarifa regulada y a compensaciones económicas, si la calidad del servicio era inferior al estándar. Los clientes con consumos mayores de un MW, posteriormente se extendió a los consumidores de más de 100 kw, podían escoger distribuidora u otro suministrador. Los demandantes con potencia contratada superior a los 10 MW tenían que realizar contratos específicos con su distribuidora o cualquier suministrador con licencia,

permitiéndose incluir cláusulas de calidad de servicio. Los productores independientes, se estableció que tenían derecho a generar y acceder a la red de transmisión.

Se creó el *Pool* de Generación (Pooling and Settlement Agreement), consistente en un sistema de acuerdos que rigen la compraventa de energía al por mayor en el corto plazo. El pool es el despacho de todos los grupos que ofertan primero y luego venden su generación, a un precio único en intervalos de media hora. Los miembros del *pool* son las 12 REC's, los generadores autorizados, los sistemas interconectados y los pequeños generadores y suministradores. El *pool* lo administra la compañía de transmisión, la NGC. El *pool* fija cada media hora el precio *spot* de venta de los generadores, el cual refleja el costo marginal de generación. El precio *spot* de venta a los consumidores agrega un suplemento (*uplift*) que cubre el costo de las reservas y los gastos de gestión del *pool*.

Las tarifas por el uso del sistema son distintas, según el tipo de abonado y el nivel de tensión y se aplican a cada kwh consumido. Las REC's no pueden hacer discriminaciones entre los usuarios que requieran sus servicios de red, aunque los comercialice otra REC, y los usuarios que ella misma comercializa. Las tarifas reguladas se basan en estimaciones de precios del *pool* para el próximo año. Si resultan demasiado altas, la REC deberá devolver el exceso al siguiente año. En el caso contrario puede recuperar la diferencia al año siguiente vía intereses.

Algunos elementos del esquema básico de funcionamiento son: las REC's compran electricidad a los generadores y pagan a la compañía de transmisión NGC por el correspondiente uso de la red. Cobran a los consumidores por la energía consumida y por el uso de la red de distribución. Los consumidores que no compran a su REC local pagan a su comercializadora, según el contrato establecido. Ésta a su vez paga a la REC local y al NGC por el uso de sus redes.

En una nueva agencia reguladora, la Office of Electricity Regulation. Entre los resultados, se observa:

1. El fuerte poder de mercado de las dos empresas generadoras que se aproxima al duopolio, a pesar de que para contrarrestar su control del mercado se les obligó a la venta de 6 000 MW, y del aumento de la producción de los productores independientes.
2. La proliferación de ciclos combinados con turbinas de gas. Se estima que para el año 2000, el 60por ciento de la producción de las dos termoeléctricas que controlan el mercado, National Power y PowerGen, procederá de centrales de este tipo.
3. Las reducciones de precios han sido muy modestas. Los consumidores con una demanda menor a un MW cargaron con todos los costos adicionales. Los grandes consumidores han perdido subsidios especiales por volumen. Los consumidores intermedios (1 a 5 MW) obtuvieron una reducción de precios.
4. Los generadores han captado parte del excedente del consumidor.
5. La compañía de transmisión NGC y las de distribución REC´s han tenido ingresos muy superiores a sus costos.
6. La reducción de costos de personal afectó a las compañías de generación: National Power, 56por ciento; Power Gen, 48por ciento y nucleoelectrica, 21por ciento. En la compañía de transmisión, 18 por ciento.
7. Hay una personalización excesiva del director del ente regulador, el Offer.
8. La creación del *pool* genera volatilidad en los precios de la electricidad. Esto ha llevado a la búsqueda de estabilizar los ingresos a medio y largo plazo de los generadores existentes y los entrantes con las de las compañías distribuidoras y los grandes clientes.
9. Existe un problema sobre el método para establecer el nivel de remuneración de las nuevas inversiones en generación.
10. Se observa un proceso de reintegración vertical, mediante la adquisición de compañías distribuidoras por parte de generadoras, y una participación muy fuerte del capital estadounidense en las compañías de distribución, las cuales tienen, como se ha indicado, la propiedad de la

red de transmisión y pueden generar un 15 por ciento de la electricidad que demandan ⁵.

1.2 Reforma del sector eléctrico en los países en desarrollo

Los sistemas eléctricos de la mayoría de los países en desarrollo, se vieron afectados por el aumento de precios de los combustibles a que dio lugar la crisis energética, y por los problemas de agotamiento tecnológico. Tuvieron que hacer frente al aumento de la demanda de electricidad en los años setenta, en un contexto de rezago en la cobertura del servicio y el crecimiento de la población, recurriendo al endeudamiento externo en el marco de crisis internacional, caracterizada por el alza de tasas de interés y de devaluaciones progresivas, que hacían más pesado el pago del servicio de los empréstitos externos.

Las empresas eléctricas de estos países, en su mayoría estatales, mantuvieron tarifas por debajo del aumento de los costos, y a pesar de las transferencias estatales, las cuales al elevar el endeudamiento interno y externo del país, se revertían en última instancia, en contra de las propias empresas, cuyos ingresos fueron destinados para el mantenimiento básico de las instalaciones, acabando por ser incapaces de abastecer la demanda. Frente a esta crisis financiera de los países y de sus sistemas eléctricos, y para la renegociación de la deuda externa, el Banco Mundial reexaminó su política crediticia, sugiriendo la privatización de los sistemas eléctricos, conforme a las siguientes recomendaciones:

- Cambios institucionales para sus sistemas eléctricos, que refuercen el papel de las fuerzas de mercado. La gestión de las empresas públicas no puede resistir la interferencia política, gran fuente de ineficiencia en este sector.

⁵ Rodríguez, Padilla Víctor. "Una Propuesta de reforma eléctrica cuestionable". *Momento Económico 1999 Instituto de Investigaciones Económicas*.

- La privatización eliminará la interferencia gubernamental en la gestión, introducirá la competencia y descentralizará el proceso de toma de decisiones, estableciendo por ende el ambiente necesario para la mejora del rendimiento financiero y tecnológico de los servicios en los países en desarrollo.
- Acuerdos financieros: los precios de la electricidad deberán subir en gran medida para reflejar el costo marginal.
- Los fondos privados, tanto locales como internacionales, tendrán necesariamente un papel primordial en el sector eléctrico.
- Se sugiere además que la expansión futura podría orientarse primordialmente hacia tecnologías de baja intensidad de capital, como el gas natural, para así reducir el plazo de vencimiento de los proyectos eléctricos.
- Revisión de la gestión. Las prioridades de la gestión deberían reorientarse hacia la reducción de pérdidas, disminución de la demanda las empresas deberían incorporar medidas para la conservación de la electricidad y para la mejora en los factores de carga.

El Banco Mundial promovió la desintegración y privatización de la industria eléctrica de los países en desarrollo y la apertura a la competencia, con la justificación de utilizar los mecanismos de la economía de mercado, para aumentar la eficiencia, bajar los costos de producción y suministro de la energía eléctrica, con lo que se ha pretendido modificar la estructura misma del sector eléctrico de los países en desarrollo; lo anterior para presionar a estos que poseían una industria eléctrica verticalmente integrada y monopolizada por el Estado con enormes deudas externas y por lo tanto crisis, circunstancia que impedía conseguir financiamiento para la expansión de la industria, para que permitieran la participación del capital privado en algunas o todas las fases de su industria eléctrica. Por lo que ya se observa que los monopolios verticales conformados bajo esta normatividad han sido o están siendo sustituidos por mercados estructurados sobre principios de competencia.

A continuación nos referimos a dos países latinoamericanos donde se han aplicado estos criterios del Banco Mundial.

1.2.1 Caso de Chile

A partir de 1978, durante el gobierno militar de Pinochet, se inicia el proceso de reforma y privatización del sector eléctrico en el contexto internacional de la puesta en marcha del modelo de reorganización capitalista inducido por el capital transnacional predominante, el llamado neoliberalismo, cuya aplicación da lugar a una escalada de privatizaciones de las empresas estatales emprendidas por el régimen militar desde que toma el poder en 1973.

Según el discurso oficial, el proceso de privatización se planteó con el objetivo principal de promover una mayor eficiencia en el desarrollo de la industria eléctrica por medio de:

1. Separar el papel regulador del papel empresario del Estado.
2. Abrir la posibilidad de competencia mediante la incorporación del sector privado a la industria.
3. Introducir el concepto de eficiencia en la fijación de tarifas y, al mismo tiempo, mejorar el perfil financiero de las empresas del sector.

Primero se constituyó la Comisión Nacional de Energía (CNE) en junio de 1978, como organismo asesor del gobierno en temas relacionados con la energía. Posteriormente, se modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, mediante el DLF núm. 1 de 1982.

Años después, entre 1986 y 1987, se privatizaron varias empresas generadoras y distribuidoras filiales de la principal empresa estatal Endesa, y otras empresas como Chilgener, Chilquita y Chilectra Metropolitana. En 1989 se privatizó Endesa, la principal empresa estatal.

El Sistema Interconectado Central (SIC), integrado por las empresas: Colbún, S.A., Endesa, Chilgener, S.A., Guacolda, S.A. y Pehueche, S.A., las cuales se agrupan en el CDEC-SIC con otros generadores como Pullinque, Pilmaquen, Guardia Vieja, Aconcagua, Florida y otros. En este sistema existe

una demanda máxima de 3 400 MW, el 66.6por ciento de la cual se concentra en 60 grandes consumidores.

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) genera una oferta de 650 MW mediante las empresas: Norgener, S.A, Edelnor, S.A, ENDESA y Tocopilla, S.A. En este sistema la demanda eléctrica es de 650 MW; 80por ciento se concentra en 12 consumidores⁶.

La intervención del Estado en el sector eléctrico chileno se efectúa a través de organismos reguladores, como la Comisión Nacional de Energía que asesora al gobierno en la planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión, diseño de normas y cálculo de tarifas y precios regulados; Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), organismo fiscalizador que tiene la responsabilidad técnica en el otorgamiento de concesiones. Además, debe velar por la aplicación tarifaria y controlar la calidad del servicio eléctrico, y por medio del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que fija las tarifas y fomenta el desarrollo eficiente de los diversos sectores, mediante el mantenimiento de prácticas competitivas en todas aquellas áreas en que sea económicamente factible.

Las principales características y resultados de la reforma y privatización del sector eléctrico chileno son:

- 1) La existencia de un sistema eléctrico privado con un elevado grado de integración vertical y horizontal.
- 2) La empresa ENDESA concentra el 60por ciento de la capacidad de generación y 100por ciento de la transmisión del SIC.
- 3) Tres empresas concentran 63.36por ciento de la propiedad del sector eléctrico chileno: ENDESA, 39.81por ciento; Chilgener, 15.85por ciento y Chilectra, 7.7por ciento. El gobierno mantuvo el 14.4por ciento de la propiedad mediante su participación en las empresas que se integran en el grupo Corfo, en las que tiene la siguiente participación: Empresa Eléctrica Colbún-Machicura, 84.70por ciento; Empresa Eléctrica del

⁶ <http://www.latininvestor.com>

Norte (Edelnor), 16.53por ciento y Empresa Eléctrica de Aysén (Edelaysén), 93.28por ciento. El gobierno ha ido vendiendo parte de sus acciones de Edelnor y Colbún; así, el grupo Corfo tiene 13.73por ciento de la propiedad del sector eléctrico del país en manos del Estado.

- 4) Las administradoras de fondos de pensiones (AFP) concentran un elevado porcentaje (22) del sistema eléctrico, seguidas por los fondos de inversión de capital extranjero (FICE). Las AFP controlan 45.41por ciento de las acciones de la Empresa Chilgener, S.A., 28.79por ciento de las acciones del Grupo Enersis, 25.72por ciento de la Empresa Eléctrica de Pitmaquín, S.A., 16.83por ciento de Chilquinta, S.A., y porcentajes menores en las demás compañías del sector. La mayor parte del sistema eléctrico chileno está en manos de grandes grupos económicos privados: Enersis, Copec, Emel, AFP y Fice, y participan en todos los sectores económicos del país.
- 5) El grupo Enersis es el principal: de un total de 13 457 accionistas, 12 controlan 70.58por ciento de sus acciones; de éstos, las AFP son las principales (de ellas AFP Provida, S.A, tiene el 7.46por ciento), seguidas por el Citibank, N.A., depositario ADR´S que tiene el 9.83 por ciento de las acciones del Grupo; Compañía de Inversiones Luz y Fuerza, S.A., 6.75por ciento; ¹⁴ mantiene una elevada integración vertical y horizontal en el sector eléctrico chileno, al participar en las distintas fases (generación, transmisión y distribución) y horizontal, mediante su elevada participación directa o indirecta en varias empresas de generación y distribución, como se puede observar en el cuadro 2.

Cuadro 2**Participación de generación, transmisión y distribución eléctrica**

Porcentaje anual

Empresas de generación	%	Participación
Endesa S.A.	25.27	directa
Pehueche S.A.	21.04	indirecta
Pangue, S.A.	21.97	indirecta
Empresas de transmisión		
Transelect S.A.	25.27	indirecta
Empresas de distribución		
Chilectra, S.A.	74.96	directa
Cía. Eléctrica del Río Maipo	85.41	directa

Fuente: Memoria Enersis, S.A. 1995.

1.2.2 La desregulación del sector eléctrico en Argentina

En diciembre de 1988 y enero y febrero de 1989 el sistema eléctrico argentino entra en crisis, incapaz de abastecer una demanda de 8 000 MW. A pesar de tener un parque de 15 000 MW, tuvo que recurrir a cortes rotativos y a la restricción del servicio. Ello debido a la conjunción de la baja hidráulica que registraron las cuencas de los ríos Uruguay y Limay, junto con la puesta fuera de servicio de la central del Chocón en forma parcial, para reparar filtraciones en algunas de sus paredes, de la Central de Atucha por averías del reactor, grandes unidades generadoras de las empresas Segba y Agua y Energía Eléctrica (A y EE) ¹⁵.

En 1993 la electricidad en Argentina se generaba 50por ciento en plantas térmicas de combustibles fósiles, 16por ciento con energía nuclear y 34por ciento en plantas hidroeléctricas. Había cinco empresas integradas en generación, transmisión y distribución: Agua y Energía con presencia en todo el país; Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA), que cubría el 42por

ciento del mercado del Gran Buenos Aires; ESEBA, la provincia de Buenos Aires; EPEC, la provincia de Córdoba, y EPESF, la provincia de Santa Fe ⁷.

La industria eléctrica argentina pasaba por una serie de problemas antes de la privatización, entre las cuales se encuentran:

- Sobredimensionamiento de la capacidad instalada ocurrido en los años setenta; se planificaba a partir de una sobreestimación de la demanda y del crecimiento esperado de la economía.
- Los plazos de construcción no se cumplían; por lo general duplicaban el tiempo pronosticado.
- Desde el inicio de la crisis de la deuda externa en 1981, el sector eléctrico padece de una escasez aguda de recursos económicos en las empresas estatales. "... los pocos fondos que se dispusieron en el sector eléctrico durante los ochenta fueron aplicados en parte a completar obras de infraestructura ya comenzadas y casi ningún fondo se destinó al mantenimiento" ¹⁷

Estos factores y las presiones de los acreedores internacionales, en particular de los organismos financieros, como el Banco Mundial, para que se hiciera la apertura, la cual favorecería la entrada al capital extranjero, sentaron las bases para la reforma y privatización del sector eléctrico argentino. Según el discurso oficial, el objetivo principal fue: "lograr una sólida industria eléctrica capaz de asegurar a la sociedad energía suficiente a los mejores precios compatibles con la calidad del servicio y con los costos de mantener y expandir la actividad". Los lineamientos generales fueron:

- El paso de la industria del manejo estatal al privado. Las centrales térmicas en su totalidad y otras en forma restringida.
- Introducción de las leyes de competencia y de mercado en el tramo de la generación.

⁷ *Estadísticas Industria Eléctrica en América Latina.*

- Darle un nuevo papel a la regulación, de protección al usuario y fomento de la competencia, mediante premios y castigos, sin participar del manejo de la empresa (PRI-X).
- Mantener como actividad regulada la operación y mantenimiento de las redes. Por ahora la tecnología no permite la introducción de la competencia en este sector.
- Permitir el libre acceso al mercado a todos los agentes, eliminando todo tipo de barreras de entrada o posiciones de privilegio.
- Dejar en manos del Estado solamente la actividad de control.

Se crea el mercado eléctrico mayorista (MEM), administrado por la empresa CAMMESA, que también opera la red eléctrica. La ley que crea esta empresa establece que el Despacho Técnico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) estará a cargo del Despacho Nacional de Cargas (DNDC).

Se instauro el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) que tiene a su cargo velar por el cumplimiento de la ley, dictar reglamentos para el buen funcionamiento del sistema, prevenir conductas anticompetitivas, establecer las bases para el cálculo de tarifas, publicar los principios para asegurar el libre acceso a las redes de transporte y distribución, y establecer las bases para el otorgamiento de concesiones y adjudicaciones.

A la Secretaría de Energía se le atribuye la función de supervisor, así como la de modificar la regulación ante el avance tecnológico y del modelo mismo; preside CAMMESA, controla el ENRE y administra el Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI), del cual participan las provincias por medio del Consejo Federal de Energía, presidido también por dicha Secretaría.

Desintegración vertical de la industria eléctrica en generación, transporte y distribución: La privatización de SEGBA, la principal empresa estatal de electricidad del país fue dividida en cuatro unidades de generación, una de transmisión y tres unidades de distribución: EDENOR, para el sector norte del Gran Buenos Aires, con 48por ciento de las ventas; EDESUR, para surtir el sector sur del Gran Buenos Aires, con el 46por ciento de las ventas, y EDELAP, para cubrir el área de la Ciudad de La Plata, con 6por ciento de las

ventas aproximadamente. A estas compañías se les dio una concesión por 95 años.

El paquete accionario de EDENOR fue adquirido por un consorcio integrado por EDF (generadora y distribuidora en Francia y Europa), 25por ciento; SAUR (Grupo Bouygues), compañía francesa especializada en la distribución de agua y servicios sanitarios, 8.3por ciento; ENDESA, la compañía líder de generación de electricidad y distribución en España, con 8.3por ciento; ENEHER, subsidiaria de ENDESA, para la generación y distribución de electricidad en Cataluña, 25por ciento; ASTRA, el cuarto grupo industrial de Argentina y cuarto productor de petróleo, 25por ciento, y J.P. Morgan Capital Corp., banco internacional de inversión, 8.3por ciento.

Desintegración horizontal. Se llevó a cabo la partición de las grandes empresas en unidades medianas para establecer la competencia. En lo que respecta a distribución, SEGBA se dividió en EDENOR, EDESUR y EDELAP. A su vez, ESEBA se dividió en EDES, EDEN, EDEA.

Las empresas que se han privatizado según su área de actividad son:

- *Generación:* Central Puerto, S.A., Central Costanera, S.A., 1 260 MW; Hidroeléctrica El Chocón, S.A., 1320 MW; Hidroeléctrica Piedra del Águila, S.A., 1 400 MW; Hidroeléctrica Alicurá, S.A., 1 000 MW; Central San Nicolás, 650 MW; Central Dock Sud, 211 MW; Central Pedro de Mendoza, 58 MW; Central Alto Valle, 165 MW; Central Güemes, 245 MW; Central Sorrento, 226 MW; Centrales Térmicas del Noroeste Argentino, S.A., 214 MW; Centrales Térmicas del Noreste Argentino, S.A., 241 MW; Centrales Térmicas Patagónicas, S.A., 450 MW, y Hidroeléctrica Cerros Colorados, S.A., 450 MW.
- *Transmisión:* Transener, Cía. de Transporte de Energía en Alta Tensión, TRANSNOA, Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Noroeste Argentino y TRANSPA, S.A., Empresa de Transporte por Distribución Troncal de la Patagonia.
- *Distribución:* EDENOR, S.A., EDESUR, S.A., y EDELAP, S.A. Las empresas provinciales están en proceso de privatización.

Los resultados del proceso de privatización y desregulación del sector eléctrico en Argentina son:

- 1) Las empresas eléctricas han logrado grandes beneficios, mejorado la rentabilidad, aumentado la generación, reducido pérdidas, aumentado los clientes, etcétera, lo que contrasta con los efectos sociales, el aumento de las tarifas residenciales, los despidos, los apagones, la reintegración oligopolica del sector eléctrico y el creciente control del sector energético por las grandes empresas extranjeras.
- 2) EDENOR redujo el personal de 6 500 que había en 1992, a 4 164 empleados en 1994.
- 3) EDESUR provocó el apagón más largo de la historia de Buenos Aires: se prolongó por más de dos semanas, afectó entre 200 000 y 500 000 habitantes, a 20 000 edificios -incluido el Congreso de la Nación- y 10 000 comercios. Las pérdidas producidas por el apagón superan los 2 000 millones de dólares; no hay luz, no hay agua, no hay teléfonos en muchos casos: lisa y llanamente no hay servicios ⁸.
- 4) El grupo Pérez Companc logra una participación importante en todas las fases de la cadena eléctrica y en todo el sector energético: en generación eléctrica participa con 20por ciento en la empresa Costanera; en transmisión participa por medio de Transener y en distribución participa en un 32.5por ciento en la empresa EDESUR ⁹ Se tiende a pasar, en los hechos, de un monopolio público a uno privado.

2. La desregulación y el nuevo marco regulatorio del sector eléctrico en México:1988-2005

La estrategia de separar las etapas de generación, distribución y transmisión de energía eléctrica, como parte del proceso de de desregulación

⁸ Fernández, Menendez Jorge. "¿Privatizar: con quien y para qué?". *El Financiero*, Febrero 1999.

⁹ Díaz de Asno, Graciela. "Análisis de las privatizaciones eléctricas". *Desarrollo y Energía* 1994.

de este sector, implica perder la ventaja de contar con un sistema nacional eléctrico interconectado; ello significa someter al sistema a una alta vulnerabilidad y riesgo que en la práctica conlleva apagones masivos y prolongados. Por otro lado, el suministro de energía eléctrica a los consumidores por parte de las plantas generadoras de capital privado, conduce a que las tarifas eléctricas se determinen de acuerdo al libre juego del mercado.

La experiencia ha mostrado que la reestructuración y modernización del sector a través de la inversión privada, no ha conducido a los resultados esperados en términos de menores costos y mayor eficiencia en la generación y distribución de la energía a los consumidores finales. Tal es el caso de Inglaterra y Estados Unidos, países donde las importaciones y los precios han aumentado. En el caso de México, el proceso de desregularización del sector eléctrico ha implicado una profunda reforma del marco regulatorio tendiente a dar garantías constitucionales a las empresas privadas, para que inviertan en el sistema de transmisión. Se supone que la participación del sector privado conducirá necesariamente a la modernización del sector, asegurando un crecimiento en el volumen de generación y suministro de energía a menores costos y, por tanto, la igualación de los precios internos a los internacionales.

Durante el período del auge petrolero, 1977–1981, la capacidad de generación de energía eléctrica se incrementó, gracias a una mayor inversión en la construcción de las centrales en las áreas urbano-industriales de mayor consumo y dinamismo económico. En este período las termoeléctricas cobraron mayor relevancia, ya que utilizan combustóleo en su proceso. Para la década de los noventa el dinamismo en la generación de energía mediante el proceso termoeléctrico continúa, ahora a través del consumo de gas natural, como parte de la tendencia mundial de utilizar tecnología más limpia y eficiente.

En México el incremento en la construcción de centrales ciclo combinado, es resultado de la adopción de las recomendaciones para la apertura del sector eléctrico y del gas natural a la inversión privada nacional y extranjera, por parte

del Fondo Monetario Internacional y Banco Mundial. De lo anterior se concluye que en los últimos veinte años el ritmo medio anual de crecimiento de la capacidad de generación en plantas termoeléctricas ha sido del 5.7por ciento en comparación con el 2.6por ciento en las hidroeléctricas, debido a que las segundas requieren de mayor inversión. Los cambios tecnológicos y las transformaciones económicas y políticas mundiales referidas al proceso de globalización, propusieron un movimiento que surgió de los países desarrollados a través de los consorcios transnacionales y los organismos financieros internacionales, esto bajo la influencia de las políticas económicas neoliberales.

La política de ajuste aplicada por Miguel de la Madrid tuvo repercusiones para el sector eléctrico, ya que condenó al sector a seguir creciendo mediante el endeudamiento tanto interno como en el mercado internacional de capital. Hasta 1988, el financiamiento del sector eléctrico se hizo con recursos del gobierno federal, créditos bilaterales, préstamos de la banca internacional de desarrollo (Banco Mundial y Banco Interamericano de Desarrollo) y créditos de los proveedores; a partir de 1989 el financiamiento es fundamentalmente por la vía de la deuda externa ¹⁰. A esta situación debemos agregar la pesada carga fiscal a que se somete a las empresas paraestatales del sector eléctrico por parte del gobierno federal, así como el papel asignado de soporte y apoyo al control de la inflación, mediante la aplicación de tarifas eléctricas subsidiadas. En este sentido todo indica que el alto endeudamiento del sector es precisamente una consecuencia de esta situación.

Durante el gobierno de Carlos Salinas de Gortari, 1988-1994, las para el sector eléctrico estuvieron determinados por los recursos propios generados por el sector. Con la disminución de la inversión federal en el sector se estaban creando las condiciones para iniciar la apertura a la inversión privada nacional y extranjera del sector, favorecida adicionalmente por el Tratado de Libre Comercio de América del Norte.

¹⁰ Viqueira, Landa Jacinto. "La Revolución neoliberal en la industria eléctrica" *Política Económica para el desarrollo sostenido con equidad Tomo II UNAM – IIE 2002.*

El incremento en la carga presupuestaria de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público sobre la Comisión Federal de Electricidad se debe al llamado “impuesto de aprovechamiento, equivalente al 9 por ciento sobre el valor de sus activos, lo cual le impide reinvertir en la construcción de nuevas centrales. En el cuadro 3 se observa la evolución de la participación de las entidades paraestatales en los ingresos del gobierno federal, sobresale el incremento de la participación de la CFE que 2.7 por ciento en 1980, pasa al 28 por ciento en 2002.

Cuadro 3

**Ingresos del Gobierno Federal Procedentes de Entidades de
Control Presupuestario Directo**

1980-2002

Cifras porcentuales

Paraestatal	1980	2002
PEMEX	41.2	37.2
CFE	2.7	28.1
CLF	1.3	1.0
Total	45.2	66.3

Fuente: Tercer Informe de Gobierno. Vicente Fox. Q. (2003)

Durante las administraciones de Salinas de Gortari (1988-1994) y Ernesto Zedillo (1994-2000), el impulso a la reforma del sector eléctrico se convirtió en una política de Estado, tendiente a fomentar la participación de la inversión privada en dicho sector. Esta estratégica política se confirmó en la administración de Fox, la cual quedó formalizada en el Plan Nacional de Desarrollo 2001-2006, al establecer la intervención de la inversión privada es un complemento necesario de la inversión pública, para asegurar el suministro de insumos básicos para el desarrollo de la economía y el bienestar de la población, dentro de los insumos básicos se considera la electricidad y el gas natural.

En virtud de que el gas natural es el combustible empleado en las centrales de ciclo combinado, también ha estado sujeto a un proceso de apertura a la inversión privada, paralelamente al que se ha dado en la industria eléctrica en las actividades relacionadas con el transporte, la distribución y la

venta al consumidor. Al respecto, debe mencionarse que México nunca ha sido un importante productor de gas natural, y como resultado del incremento de la demanda interna de este energético, y dada la imposibilidad de incrementar su producción en corto plazo, el gobierno se ha visto obligado a impulsar la reforma de este sector simultáneamente a la del sector eléctrico.

Para facilitar el proceso de apertura de este sector a la inversión privada nacional e internacional, a partir de 1988 se han venido realizando reformas y adecuaciones al marco regulatorio en México, así mismo se crearon y desarrollaron las instituciones que las instrumentarían y las harán operativas, de forma muy particular la Comisión Reguladora de Energía (CRE), el Ejecutivo Federal promovió una iniciativa de Ley para llevar a cabo la reforma institucional necesaria para apoyar el desarrollo del nuevo marco para la industria eléctrica, las funciones de regulación se asignaron a la CRE a través de la expedición, en 1995, de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía. Esta Ley transformó a la CRE, de ser un órgano consultivo en materia de electricidad, como lo estableció su decreto de creación en 1993, a uno desconcentrado de la Secretaría de Energía, con autonomía técnica y operativa, encargado de la regulación de gas natural y energía eléctrica en México. En el cuadro 4 se sintetizan las principales medidas adoptadas en materia de reforma eléctrica¹¹.

¹¹ Viqueira, en Campos y Quintanilla, 1997; SENER, 2001; Breceda-Lapeyre 2002.

Cuadro 4**Cronología de las principales políticas aplicadas en materia de reforma eléctrica 1992- 2002**

Año	Política aplicada
1992	En el sexenio de Salinas se reforma la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), para incorporar a la inversión privada como complemento de los recursos públicos destinados al crecimiento del sector eléctrico. Se incluyen cinco modalidades de participación.
1993	Se decreta la creación de la Comisión Reguladora de Energía y se reforma el Reglamento de la LSPEE.
1994	Se firma el Tratado de Libre Comercio de América del Norte, con lo que se incrementa la presión de Estados Unidos sobre México para continuar la reforma eléctrica.
1994	Durante el gobierno del presidente Zedillo (1994-2000), la deuda de la CFE experimentó un gran aumento con la devaluación cambiaria del peso. Se reforma la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y se amplían las funciones de la SEMIP (Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal) hoy Secretaría de Energía (SENER), incorporando la de promover la participación de los particulares en la generación y aprovechamiento de la energía. Se constituye la empresa Luz y Fuerza del Centro S.A. como empresa pública descentralizada, luego de consumarse su nacionalización. Sus centrales se transfirieron al control de CFE y a partir de entonces se ocupa solamente de distribuir y vender la electricidad que compra a esta empresa a la capital de la república y zona conurbana, además de algunas áreas de los estados de Morelos, Puebla, México e Hidalgo.
1995	Por primera vez en la historia, la capacidad de generación eléctrica comenzó a crecer a ritmos inferiores a la demanda de manera sostenida como resultado de la reducción de la inversión federal. Se incrementan las presiones del FMI y el gobierno de EUA para profundizar las reformas del sector eléctrico, teniendo como meta su descentralización. Se reforma la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, y se otorga a este órgano desconcentrado autonomía de gestión, así como capacidad técnica y administrativa en materia de gas natural y electricidad.
1996	Se crea la Unidad de Promoción de Inversión (UPI), con la función de brindar atención al sector privado para gestionar sus iniciativas y proyectos de generación de electricidad, transporte, distribución y almacenamiento de gas natural, así como proyectos en la industria petroquímica no básica.
1998	Se publica el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en Materia de Aportaciones, el cual amplía la participación privada en obra civil e instalación eléctrica para parques industriales, centros comerciales y desarrollos turísticos.
1999	Se inicia la reestructuración interna de la CFE, mediante el Programa de Transformación Corporativa de la CFE, mediante el cual se forman 20 divisiones de negocios virtuales, en las divisiones de generación, transmisión y distribución, además del centro corporativo, la unidad de servicios especializados y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Asimismo, se elabora un proyecto de reforma del sector eléctrico mexicano, que incluye la modificación de los artículos 27 y 28 constitucionales que no fue aceptado por el Congreso.
2001	Presentación de dos proyectos de reforma eléctrica por los partidos Verde Ecologista y Acción Nacional a las comisiones senatoriales dictaminadoras que no fueron aprobados. El presidente Vicente Fox (2000-2006) decreta unas adiciones al Reglamento de la LSPEE que declaró inválidas la Suprema Corte de Justicia.
2002	Presentación de un proyecto de reforma eléctrica por el presidente Fox ante el senado, que hasta ahora no ha sido aprobado.

3. La estructura de inversión privada en el sector eléctrico

Con las reformas realizadas y el marco jurídico vigente en materia de energía eléctrica, el sector privado puede intervenir en actividades que

anteriormente estaban reservadas en forma exclusiva al Estado, y que actualmente no están considerados como servicio público. En este nuevo marco regulatorio se han autorizado seis modalidades de participación de la inversión privada para generar electricidad, que son:

3.1 Modalidades de participación de la inversión privada en la generación de electricidad.

Los proyectos de inversión bajo la modalidad de productores independiente de energía (PIE) ha permitido incrementar la capacidad de generación, por el proceso de ciclo combinado, mediante el financiamiento privado. El inversionista diseña, financia, construye y opera la planta, proporcionando la energía a la CFE, con opción de destinar una parte de la capacidad excedente para generar energía para la exportación. La capacidad asociada y la energía las compra CFE por un período de 25 años mediante un proceso de licitación. Ello permite a los productores externos recuperar su inversión en tanto que el Estado asume los riesgos de dicha inversión, además de tener que garantizar el abastecimiento del gas natural necesario para la operación de las centrales, bajo este supuesto la planta permanece como propiedad de los inversionistas privados.

La capacidad instalada autorizada para los PIE era de 8,326.6 MW, generación que incluye a las centrales ciclo combinado en operación, con una capacidad de 6,033.6 MW, así como las que se encuentran aún en construcción con una proyección de generación de 2,295 MW. Hasta septiembre del 2003 se contabilizaban 17 centrales con ubicación en el oriente, noreste, noroeste y la península de Yucatán. Las instalaciones cuentan con una capacidad de generación entre 500 MW y 1000 MW¹².

¹² *Estadísticas de CRE y SENER, 2002 y 2003. Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional.*

Cuadro 5

Centrales eléctricas promovidas por la CFE con proyectos de inversión privada

Central	Tipo de proceso	Empresa país de origen	Proyecto	Entidad federativa	Capacidad MW	Estatus
Mérida III	CC	AES-EUA	PIE	Yucatán	484.0	Operación
Hermosillo	CC	Unión Fenosa-España	PIE	Sonora	250.0	Operación
Saltillo	CC	Edf – Francia	PIE	Coahuila	247.5	Operación
Tuxpan	CC	Mitsubishi-Japón	PIE	Veracruz	495.0	Operación
Bajío (El Sauz)	CC	Intergen-EUA	PIE	Guanajuato	591.7	Operación
Río Bravo II	CC	Edf – Francia	PIE	Tamaulipas	495.0	Operación
Monterrey III	CC	Iberdrola-España	PIE	Nuevo León	488.0	Operación
Altamira II	CC	Edf-Mitubishi Fcia/Japón	PIE	Veracruz	495.0	Operación
Agua Prieta I	CC	Unión Fenosa-España	PIE	Sonora	258.0	Operación
Campeche	CC	Transalta-Canadá	PIE	Campeche	252.4	Operación
Tuxpan III y IV	CC	Unión Fenosa-España	PIE	Veracruz	983.0	Operación
Rosarito IV	CC	Intergen-EUA	PIE	Baja California	499.0	Operación
Río Bravo III	CC	Edf – Francia	PIE	Tamaulipas	495.0	Operación
Chihuahua III	CC	Transalta-Canadá	PIE	Chihuahua	259.0	Construcción
Altamira III y IV	CC	Iberdrola-España	PIE	Veracruz	1,036.0	Operación
Río Bravo IV	CC	Edf – Francia	PIE	Tamaulipas	500.0	Operación
La Laguna II	CC	Iberdrola-España	PIE	Durango	500.0	Operación
Samalayuca II	CC	Intergen-EUA	CAT	Chihuahua	522.0	Operación
Cerro Prieto IV	GT	Mitsubishi-Japón	CAT	Baja California	100.0	Operación
Monterrey II	CC	ABB Energy- EUA	CAT	Nuevo León	450.0	Operación
Chihuahua II	CC	Mitsubishi-Japón	CAT	Chihuahua	445.0	Operación
Tres Vírgenes	GT	Alstom-Francia	CAT	Baja California	10.0	Operación
Rosarito III	CC	ABB Energy- EUA	CAT	Baja California	497.0	Operación
Pto. San Carlos II	D	Andesa-España	CAT	Baja California	39.0	Operación
M. Moreno T. II	HE	Alstom-Francia	OPF	Chiapas	930.0	Construcción
Los Azufres II	GT	Alstom-Francia	OPF	Michoacán	100.0	Construcción
Guerrero Negro II	D	Hyundai-Corea	OPF	Baja California	10.7	Construcción
El Sauz	TG a CC	Westinghouse-Alemania	OPF	Querétaro	133.0	Construcción
El Sauz	V a CC		OPF	Querétaro	139.0	Construcción
El Cajón	HE	ICA/Energo	OPF	Nayarit	750.0	Construcción
Total					12,454.3	

CC: Ciclo combinado, GT: Geotérmica, D: Diesel, TG:Turogas, HE: Hidroeléctrica, V: Termoeléctrica convencional.

Fuente: SENER 2002. <http://www.ciepac.org/analysis/luzinvex.htm>

La capacidad total de generación de PIE la concentran siete empresas de cinco países, siendo los más destacados: España, Francia y Estados Unidos con 42.9por ciento, 21por ciento y 17.9por ciento de la capacidad total, respectivamente; por su Canadá y Japón en inversión individual y mixta con

Francia, cuentan con el 6.2por ciento, con 6por ciento y 6por ciento de la capacidad instalada, respectivamente. En el Cuadro 5 se relacionan las centrales de acuerdo al tipo de proceso, así como el país de origen del inversionista, tipo de proyecto, capacidad, ubicación geográfica, capacidad de generación, así como el estatus.

La ubicación geográfica de las centrales eléctricas para el desarrollo de las actividades económicas, ya que en lo regiones que se localizan fomentan el desarrollo de industrial, como es el caso de Campeche, donde se ha instalado la maquiladora, química, petroquímica, e incluso se exporta energía al mercado centroamericano.

De los consorcios extranjeros que han invertido en la construcción y operación de centrales eléctricas, sobresalen: Electricité de France, empresa líder a nivel mundial por su capacidad instalada, con inversiones en Francia y otros siete países europeos, además de Estados Unidos, Brasil, Argéctica, Costa de Marfil, Egipto y China.

Dentro de los análisis y proyecciones de CFE¹³, se estima que el crecimiento de consumo eléctrico para los próximos diez años será del 5.4por ciento anual, por lo que se requiere elevar la capacidad de generación para el servicio público por 28,862 MW al Sistema Eléctrico Nacional. Para enfrentar esta situación, el gobierno federal ha recurrido a otros esquemas de financiamiento de la infraestructura eléctrica, además de los Productores Independientes de Energía (PIE), se han fomentado los proyectos de Construcción-Arrendamiento-Transferencia (CAT), y los proyectos de Obra Pública Financiada (OPF), como es el caso específico de la inversión realizada en la Central Termoeléctrica Tula en las Unidades 3 y 4.

Las inversiones realizadas por proyecto CAT, es la inversión privada la que financia el diseño y construcción de la planta, de acuerdo con las especificaciones técnicas y licitación publicada por CFE. Cuando la planta se

¹³ CFE, *Informe Anual*, 2002.

encuentre funcionando, se renta a CFE por un período de 25 años, al término forma parte de los activos de CFE. En ese período CFE es responsable de la operación y mantenimiento de la planta.

Los proyectos realizados bajo la modalidad de Obra Pública Financiada, el proyectista realiza todas las inversiones requeridas por el proyecto, y cuando las instalaciones están listas, la CFE debe liquidar el monto total invertido, mediante la obtención de un financiamiento de largo plazo.

Al igual que con los PIE, el Estado asume la totalidad de los riesgos de estas inversiones, las cuales forman parte de los Proyectos de Infraestructura de largo plazo con Impacto Diferido en el Registro del Gasto mejor conocidos como PIDIREGAS. Una vez que entran en operación, estos proyectos generan obligaciones de pago para el gobierno, mismas que deben incluirse en el Presupuesto de Egresos de la Federación para cada año, registrándose como deuda pública¹⁴.

Bajo la modalidad de PIE y los esquemas CAT yOPF, se han construido o están en construcción 30 centrales eléctricas, en cuyo financiamiento ha participado la inversión extranjera, que representan un total de 12,454.3 MW, equivalentes a 33.5por ciento de la capacidad total de la CFE y LFC.

La capacidad efectiva de generación en México en 2001, considerando tanto la del sector público como la del privado, era de 42,411MW, de la cual CFE y LFC sumaban 87.4por ciento, en tanto que los PIE, junto con los generadores para autoabastecimiento, cogeneradores y otros, concentraban una capacidad de 5,348, que representa 12.6por ciento¹⁵. De acuerdo a las estadísticas e informes de CFE, para el 2004 la capacidad de las inversiones privadas era de 14,024.4 MW, y la total para el Sistema Eléctrico Nacional se calculaba en 45,369 MW; lo que significa que la capacidad de generación se

¹⁴ CFE. Dirección de Finanzas. Con informe al 30 de junio 2003, la deuda comprometida por concepto de PIDIREGAS por CAT y OPF era de MMUSD\$3'287 equivalentes al 48por ciento de la deuda de CFE.

¹⁵ *Secretaría de Energía. Informe Anual, 2002.*

ha incrementado en un 30 por ciento de la total. De acuerdo a estas cifras y a las proyecciones del crecimiento de la participación privada en la generación, se calcula que para el cierre de la década la capacidad de generación del sector privado alcanzaría los 32,000MW, lo que repesaría casi la mitad de la capacidad instalada del país¹⁶.

En el cuadro 6 se presenta un resumen de los tipos y características de las modalidades de inversión privada para la generación de energía eléctrica.

Cuadro 6
Modalidades de inversión privada para la generación de energía eléctrica

Modalidad	Características
Producción Independiente	Generación de electricidad en plantas propias con capacidad mayor a 30 MW. Su venta se destina exclusivamente a la CFE o a la exportación. Para la instalación de la planta se requiere de una licitación convocada pro la CFE
Pequeña Producción	Generación de electricidad en plantas propias con capacidad menor a 30 MW. Su venta también se destina exclusivamente a la CFE. Para instalar la planta no se requiere de la convocatoria de CFE.
Cogeneración	Producción de electricidad simultáneamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria para ser usada en un proceso industrial, o a partir de calor residual producto de los procesos industriales. Los establecimientos asociados a una instalación de cogeneración pueden beneficiarse de la electricidad que genere ésta.
Autoabastecimiento	Electricidad generada en plantas propiedad de uno o varios copropietarios o socios, cuyo destino es ser utilizada para satisfacer las necesidades propias.
Importación	Electricidad proveniente de fuentes ubicadas en el extranjero, destinadas a cubrir las necesidades propias del permisionario. Esta modalidad puede ser atractiva para consumidores ubicados en las áreas próximas a las fronteras.
Exportación	Energía generada por permisionarios de cogeneración, pequeña producción y producción independiente, destinada para su venta en el extranjero.

Si bien hasta ahora el Estado mantiene la exclusividad en la generación de electricidad para el servicio público, lo que significa que el sector privado no puede vender electricidad a los usuarios en el mercado libre, esta restricción puede ser eliminada con la aprobación del Congreso de la nueva propuesta de reforma eléctrica que se han elaborado.

En el cuadro 7 se observa que, de los 234 permisos, 87 de ellos (37.2 por ciento) corresponden a permisos para generación de electricidad para usos propios otorgados antes de 1992. Desbancando el de Petróleos Mexicanos, empresas del ramo azucarero, Altos Hornos de México, e Hylsa, en el ramo siderúrgico, así como a empresas cementeras, químicas y del ramo

¹⁶ Breceda, M. "Informe para la Comisión para la cooperación ambiental". *Programa Medio Ambiente, Economía y Comercio. México. 2004*

manufacturero, cuya gran capacidad productiva y la naturaleza de sus procesos industriales las obligan a asegurarse un abastecimiento de energía eléctrica continuo y sin problemas de suspensión de servicio e incluye también empresas mineras caracterizadas por su aislamiento geográfico, para las que es imposible abastecerse de electricidad interconectándose al sistema nacional. Todas ellas optaron por la alternativa de autoabastecimiento para asegurar sus necesidades de consumo eléctrico, y solicitaron autorización para operar en estas condiciones desde hace más de diez años¹⁷.

Cuadro 7

Permisos de participación de inversión privada en el sector eléctrico Septiembre 2003

Modalidad	Permisos	
	Número	%
Producción Independiente y pequeña	17	7.3
Cogeneración	33	14.1
Autoabastecimiento	169	72.2
Importación	9	3.8
Exportación	6	2.6
Total	234	100

Fuente: Comisión Reguladora de Energía. Informe Año 2003.

La generación de energía eléctrica autorizada en estas modalidades, sobresale el crecimiento de la modalidad de productores independientes, cuya producción se inició en el 2000, cuando entro en función la primera planta construida bajo este esquema. La generación de energía para la exportación y la cogeneración y autoabastecimiento muestra un crecimiento lento, que se debe al monopolio que mantiene el Estado en materia de electricidad, así como a las limitaciones del marco jurídico sobre la venta de la producción de excedentes de electricidad directamente al mercado de consumo (ver cuadro 8). Ambos factores, hacen que la inversión mediante esta modalidad sea poco atractiva, ya que solo puede ser rentable cuando el productor aprovecha toda su capacidad en generación para usos propios.

¹⁷ Comisión Reguladora de Energía año 2003.

Cuadro 8
Capacidad de Generación Autorizada
2003

Modalidad	Capacidad	
	MW	%
Producción Independiente y pequeña	9,277.1	47.2
Autoabastecimiento y cogeneración	8,151.3	41.4
Importación y exportación	2,252.3	11.4
Total	19,680.7	100

Fuente: Comisión Reguladora de Energía. Informe Año 2003.

La generación de energía eléctrica autorizada en estas modalidades, sobresale el crecimiento de la modalidad de productores independientes, cuya producción se inició en el 2000, cuando entro en función la primera planta construida bajo este esquema. La generación de energía para la exportación y la cogeneración y autoabastecimiento muestra un crecimiento lento, que se debe al monopolio que mantiene el Estado en materia de electricidad, así como a las limitaciones del marco jurídico sobre la venta de la producción de excedentes de electricidad directamente al mercado de consumo. Ambos factores, hacen que la inversión mediante esta modalidad sea poco atractiva, ya que solo puede ser rentable cuando el productor aprovecha toda su capacidad en generación para usos propios.

En el cuadro 9 se muestra el comportamiento de la generación de energía por tipo de permisionario. Hasta 2000 era claro el predominio de la generación para el autoabastecimiento; sin embargo a partir de ese año los productores independientes han venido adquiriendo una mayor participación. Por otro lado, la cogeneración de energía muestra una tendencia muy irregular, ya que de representar el 23 por ciento de la producción total durante el período 1992-2001, para los años 2002-2003, solo participa con el 12 por ciento.

Cuadro 9

Generación de energía eléctrica autorizada a permisionarios**1992-2003**

Año	Total	Mwh				Tasa de crecimiento					Estructura presupuestal			
		Autoabastecimiento	Cogeneración	Productores independientes	Exportación e importación	Total	Autoabastecimiento	Cogeneración	Productores independientes	Exportación e importación	Autoabastecimiento	Cogeneración	Productores independientes	Exportación e importación
1992	10,667	8,745	1,922	0	0	0					82.0	18.0	0.0	0.0
1993	10,667	8,745	1,922	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	82.0	18.0	0.0	0.0
1994	10,832	8,758	2,074	0	0	1.5	0.1	7.9	0.0	0.0	80.9	19.1	0.0	0.0
1995	10,967	8,758	2,209	0	0	1.2	0.0	6.5	0.0	0.0	79.9	20.1	0.0	0.0
1996	11,233	8,971	2,244	0	18	2.4	2.4	1.6	0.0	0.0	79.9	20.0	0.0	0.2
1997	11,240	8,971	2,244	0	25	0.1	0.0	0.0	0.0	38.9	79.8	20.0	0.0	0.2
1998	12,092	8,976	3,091	0	25	7.6	0.1	37.7	0.0	0.0	74.2	25.6	0.0	0.2
1999	12,425	9,020	3,352	0	53	2.8	0.5	8.4	0.0	112.0	72.6	27.0	0.0	0.4
2000	18,031	9,114	5,464	3,400	53	45.1	1.0	63.0	0.0	0.0	50.5	30.3	18.9	0.3
2001	25,623	9,454	5,559	10,557	53	42.1	3.7	1.7	210.5	0.0	36.9	21.7	41.2	0.2
2002	46,637	15,007	5,559	25,973	98	82.0	58.7	0.0	146.0	84.9	32.2	11.9	55.7	0.2
2003	68,078	15,125	7,882	36,706	8,365	46.0	0.8	41.8	41.3	8,435.7	22.2	11.6	53.9	12.3

Fuente: Comisión Reguladora de Energía. Informe Año 2003.

La inversión autorizada para generación de energía hasta diciembre de 2003, ascendió a 12,206 millones de dólares, de los cuales el 89 por ciento se concentro en los productores independientes, autoabastecimiento y cogeneración (ver cuadro 10)

Cuadro 10

**Inversión para la generación de energía eléctrica
Por tipo de permisionario
2003**

Proyecto	Inversión	
	Millones dólares	%
Producción Independiente y pequeña	5,102.1	41.8
Autoabastecimiento y cogeneración	5,749.0	47.1
Importación y exportación	1,354.9	11.1
Total	12,206.0	100

Fuente: Comisión Reguladora de Energía. Informe Año 2003.

La capacidad de generación de energía mediante la modalidad de producción independiente, autoabastecimiento y cogeneración se concentra en la industria de la transformación y la industria petrolera, petroquímica y

química; en su conjunto estos dos sectores concentran estas dos industrias representan el 77 por ciento de la capacidad de generación total (Ver cuadro 11).

Cuadro 11

**Capacidad de generación de energía eléctrica autorizada a permisionarios
Por actividad económica
2003 (MWh)**

Actividad económica	Capacidad	
	MWh	%
- Industria de transformación	3,707.9	45.5
- Industria petrolera, petroquímica y química	2,548.0	31.3
- Sector terciario	771.1	9.5
- Minería	561.6	6.9
- Industria siderúrgica	309.7	3.8
- Industria de la construcción	252.7	3.1
- Total	8,151.0	100.0

Fuente: Comisión Reguladora de Energía. Informe Año 2003. Desarrollo del Mercado Interno

4. Análisis de las propuestas de reforma eléctrica para México

En noviembre de 2002 el gobierno federal y los partidos políticos PRI y PRD presentaron sus respectivas propuestas de reforma del sector eléctrico. A continuación realizaré un extracto de dichas exposiciones de forma que se aprecie cada una de las posiciones.

4.1 Propuesta el Gobierno Federal.

Proyecto del Gobierno federal para la Reforma Legal al sector eléctrico comprende:

- Reformas y adiciones a los artículos 27 y 28 constitucionales en materia de electricidad
- Reformas y adiciones a la Ley del Servicio público de Energía Eléctrica
- Reformas y adiciones a la Ley de la Comisión Reguladora de Energía
- Ley Orgánica de la Comisión Federal de Electricidad

- Ley Orgánica del Centro Nacional de Control de Energía

La reforma constitucional es necesaria para subsanar el débil sustento constitucional de las modalidades que actualmente se permiten ¹⁸ :

- La resolución de la Suprema Corte de Justicia y los visos de inconstitucionalidad detectados en las reformas a la LSPEE de 1992, ponen en entredicho el modelo de crecimiento del sistema eléctrico mexicano.
- La incertidumbre genera el débil sustento constitucional prevaleciente propiciará que otros países capten las inversiones en energía eléctrica que necesita el país.
- Dicha situación, originaría el encarecimiento de las ofertas presentadas en los proyectos pendientes a licitar bajo este esquema.
- Se originaría un incremento substancial en los compromisos de pago de Comisión Federal de Electricidad y del gobierno federal, al igual que una concentración mayor de riesgos en manos del sector público presionando negativamente el riesgo del país, el mercado de deuda y las tasas de intereses.

En el diagnóstico de la propuesta del gobierno federal se destaca la insuficiencia financiera que deberá enfrentar el sector eléctrico en términos del incremento de su demanda, se señala que en el período 1980-2000, las ventas de electricidad crecieron a un promedio anual el 5.5por ciento, es decir, casi al doble del crecimiento del producto interno bruto (PIB); en tanto que los ingresos públicos, provenientes de los recursos de inversión del sector eléctrico, sólo se incrementaron a una tasa de 1por ciento anual. Comportamiento que en la última década, provoco que la capacidad instalada no haya crecido al mismo ritmo de la demanda máxima. La producción per capita de electricidad en México es de 1997 kwh al año, lo que se traduce en un consumo per cápita de alrededor de 1700 kwh; para alcanzar niveles de desarrollo y consumo de otros países sería necesario adicionar cantidades substanciales de capacidad.

¹⁸ Claus von Wobeser. Presidente de la Barra Mexicana, Colegio de Abogados.

Con base en este diagnóstico, el gobierno plantea sus perspectivas de desarrollo del sector, considerando los siguientes indicadores:

- Para 2002-2011 se estima que habrá un crecimiento promedio anual de 5.5 por ciento de la demanda máxima del sistema interconectado.
- Los requerimientos de inversión para los próximos 10 años son aproximadamente 560 millones de pesos.
- En 2002-2011 se tiene programada la entrada en operación comercial de 61 nuevas centrales de generación, que significan 28,862 MW.

En el Cuadro 12 se presenta la propuesta de requerimientos de inversión por 564,000 millones de pesos de la Comisión Federal de Electricidad. En dicha proyección la mayor proporción de la inversión se destinará a la generación y transmisión de la energía.

Cuadro 12
Proyección de Inversión Física de CFE
2002-2001
Millones de pesos

Año	Total	Generación	Transmisión	Distribución	Mantenimiento	Otras Inversiones
2002	53,130	16,441	17,390	12,693	5,745	861
2003	45,391	10,485	14,437	13,206	6,393	870
2004	49,900	20,068	10,959	10,719	7,276	878
2005	49,825	19,343	10,955	11,096	7,544	887
2006	53,214	20,644	11,555	11,754	8,365	896
2007	55,432	24,128	12,186	8,789	9,424	905
2008	60,563	27,598	12,568	9,420	10,063	914
2009	65,568	31,289	13,323	9,715	10,318	923
2010	68,203	32,375	14,255	9,935	10,706	932
2011	62,774	29,179	13,083	9,465	10,128	919
Total	564,000	231,550	130,711	106,792	85,962	8,985

Fuente: Análisis de la Propuesta de Reforma del Gobierno Federal presentada por Alberto Pani.

Los requerimientos de inversión del sector eléctrico asciende a 56,000 millones de pesos anuales, sin considerar las deudas ni el pasivo laboral de la Comisión Federal de Electricidad y Compañía de Luz y Fuerza del Centro. La Comisión Federal de Electricidad con autonomía de gestión, sólo podría afrontar el 40 por ciento de ese requerimiento; pues el endeudamiento de Comisión Federal de Electricidad representa el 130 por ciento de sus ventas

totales de la empresa, en tanto que el pasivo laboral asciende a 80,000 millones de pesos, lo que equivale a más de 60 por ciento de los pasivos totales de la entidad.

La propuesta del gobierno federal sostiene que con la modificación constitucional, se fortalecerá el servicio público de energía eléctrica, ya que se abrirán espacios a las necesidades de usuarios que por sus características de consumo son distintas a las de los consumidores de servicio público. Para ello, se propone reestructurar el marco institucional del sector, el cual debe considerar los siguientes aspectos:

- Crear la figura de auto consumidor.- Usuarios con requerimientos de consumo superior a 2,500 MWH por año en actividades industriales, comerciales o de servicios y que se encuentren registrados en la Comisión Reguladora de Energía.
- Convertir a la CFE y LFC en empresas de Estado.
- Fortalecer a la Comisión Reguladora de Energía, para que brinde seguridad jurídica y transparencia en la administración del sector eléctrico.
- Transformar al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) en un órgano independiente del Sistema para garantizar transparencia en el despacho eléctrico.
- La concurrencia y colaboración de los sectores públicos y privado propiciarán un mejor servicio en calidad y precio.
- El despacho de generación propuesto con los siguientes lineamientos:
 - a. Usuarios distintos al servicio público
 - b. Existencia de contratos bilaterales
 - c. Se aligeraría la carga del servicio público
 - d. Mecanismo de incentivos efectivo
 - e. Disminución en la utilización de plantas antiguas

Este nuevo marco institucional permitirá la participación de la inversión privada, para que, según la visión del gobierno, la CFE y LFC concentren sus recursos en la disminución de costos y recuperación de sus márgenes de

utilidad. CFE y LFC podrán repotenciar y reemplazar sus plantas antiguas mejorando substancialmente los costos de venta de energía, así como invertir en el mantenimiento de sus líneas de transmisión y distribución; mejorando la confiabilidad del sistema y concentrar recursos en política social y electrificación rural, para atender a la población que aún no cuenta con acceso al servicio de energía eléctrica.

La apertura a la participación privada y social, así como el fortalecimiento y especialización de las empresas públicas propiciarán, según el gobierno federal:

- Fortalecimiento de las empresas públicas del sector, con autonomía de gestión y un régimen fiscal diferenciado
- Un suministro del servicio de energía eléctrica confiable y sustentable
- Atraer inversión privada sin garantías del Estado
- Liberar recursos públicos para atender rezagos sociales
- Satisfacción de la demanda y reemplazamiento de la infraestructura existente con nueva tecnología bajo el esquema costo-eficiente.
- Impulsar el desarrollo nacional
- Mejorar la competitividad de la industria nacional
- Innovación tecnológica en todos los procesos productivos de la energías eléctrica

Esta propuesta tiene el propósito de dividir el servicio de energía eléctrica entre grandes consumidores, con un consumo superior a 2500 mwh al año que no pertenecerían al servicio público, de aquellos que tienen un consumo menor a dicho volumen, los cuales constituirán el servicio público. Con ello se iniciaría el proceso de transferir la parte más rentable de la prestación del servicio de energía eléctrica a las empresas extranjeras. Situación histórica que origino la nacionalización de la industria eléctrica en la década de los treinta, debido a que el control de la industria eléctrica por parte de las compañías extranjeras en ese entrono, solo desarrollo el servicio para los grandes consumidores, donde obtenían mayores ganancias.

Respecto a la autonomía de gestión, se les suprime a la planeación, el despacho de generación, la programación de mantenimientos, la capacidad para proponer tarifas, la emisión de convocatorias y especificaciones para obras de infraestructura, la ejecución directa de obras importantes. Elevándose el grado de dependencia con la creación de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

En contraste con el diagnóstico pesimista del gobierno federal sobre la situación económico-financiera del sector eléctrico, existen datos que indican que el sector es capaz de generar los recursos para su operación y para cubrir sus compromisos de pago por deuda, y aún genera el excedente para realizar obra pública (ver cuadro 13). Durante el período 1999-2003 los ingresos de la Comisión Federal de Electricidad fueron mayores a su presupuesto autorizado. Al respecto, cabe señalar que en el caso del Estado de Resultados de la Central Termoeléctrica Tula con una vida útil de más de 25 años, los ingresos por la venta de energía superan los costos por la generación de energía eléctrica, lo que significa que es una empresa eficiente.

Cuadro 13
Comisión Federal de Electricidad
Aplicación de recursos
1999-2002
Millones de pesos

Año	Ingresos	Presupuesto		
		Autorizado	Ejercicio Gasto Corriente	Ejercicio Inversión
1999	82,046	68,584	51,891	16,693
2000	96,953	82,493	66,521	15,972
2001	101,313	98,314	82,067	16,247
2002	107,120	91,107	84,092	7,015
Total	387,432	340,498	284,571	55,927

Fuente: SHCP. Ley de ingresos para el año 2002.

4.2 Propuesta del Partido Revolucionario Institucional (PRI) y Partido Revolucionario Democrático (PRD).

Las propuestas de reestructuración del PRI y PRD parten de la necesidad de consolidación del servicio público de energía eléctrica, como una actividad

estratégica y propiedad de la nación¹⁹. En consecuencia, se toma como referencia lo establecido en la Constitución para fortalecer el servicio público y revisar lo establecido en el Tratado de Libre Comercio de América del Norte, en materia de producción independiente de energía. En ambas iniciativas se parte de los siguientes principios básicos:

- Mantenimiento y consolidación del servicio público en los términos de la Constitución
- El Servicio público como un derecho de todos
- La unidad de servicio público como una integración vertical de los organismos públicos encargados del suministro del servicio.
- La complementariedad de los productores privados con respecto al sector público y no la sustitución.
- La transparencia
- La participación social
- La voluntad de hacer de la CFE una empresa que pueda competir en los mercados internacionales.

En la propuesta del PRI sobresale la necesidad de preservar la CFE y LFC integrados en sus monopolios geográficos, modelo que ha permitido hasta ahora el desarrollo del sector, pero se debe definir cómo intervendrían los operadores, la regulación y el sector privado. Así mismo se señala el riesgo que conlleva la participación del sector privado, debido a éste adquiera poder de mercado en perjuicio de los usuarios. De ahí que se considere que el autoabastecimiento, cogeneración y producción independiente son modalidades de generación complementarias y no sustitutivas del servicio público de electricidad. No se permite el transporte de electricidad privada por las redes de la CFE y LFC. El autoabastecimiento se autoriza para una central y un solo establecimiento, no se permiten sociedades de autoabastecimiento, en tanto que los excedentes de generación deben entregarse a la CFE, y los mismos no podrán exceder de 10 por ciento. Se permiten los proyectos de cogeneración, pero limitados a la capacidad real de lo que es un proyecto de

¹⁹ Rodríguez, Padilla Víctor. "Comentario a la propuesta de Reforma Eléctrica del PRI". *Facultad de Ingeniería UNAM*.

cogeneración, y siempre y cuando aumente la eficiencia energética del proceso. No se acepta el incremento de capacidad para vender. Respecto a la producción independiente, se acota la participación del conjunto de productores independientes en el parque de centrales, para servicio público con la participación de una empresa individual. Por otro lado, la CFE decide si un proyecto para servicio público lo realiza por administración directa o lo encarga a un productor privado. Decisión que actualmente efectúan en conjunto la Secretaría de Energía y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con el resultado de que todas las nuevas centrales se construyen bajo la modalidad de productores independientes externos. La licitación es responsabilidad de la Comisión Reguladora de Energía, organismo encargado de fijar tarifas. Es posible la autorización de proyectos de producción independiente para exportación, pero la CFE sirve de intermediario porque tiene el control de la importación y exportación.

N cuanto a la importación de energía eléctrica se propone que se rijan por los siguientes principios:

- Electricidad importada sea más barata que la ofrecida por el servicio público
- Que el lugar del consumo no esté conectado a la red pública
- Se realice para autoconsumo

Con esta propuesta no está de acuerdo el sector privado debido a que cierra espacios a inversión privada.

En general la propuesta del PRI plantea hacer de CFE una empresa con capacidad para competir en el mercado de energía, tal como Electricite de France, con autonomía administrativa y financiera. Con la obtención de una "renta eléctrica", definida como el excedente reflejado en el estado de resultados considerando las obligaciones fiscales, así como su papel social, desarrollo científico, tecnológico y financiar operaciones internacionales de la empresa. En la parte social se propone mantener los subsidios a los usuarios, situación que genera polémica, toda vez que es necesario que esta situación la

otorgue la Cámara de Diputados. En cuanto al cuidado de la ecología, la propuesta resulta débil, no así la diseñada por el Partido Verde Ecologista.

Mientras la propuesta del gobierno federal se sustenta en el retiro gradual del Estado de las actividades del sector, incrementando la participación de la inversión privada, las iniciativas presentadas pro el PRI y el PRD, plantean un crecimiento del sector con recursos públicos generados por la misma CFE y LFC, complementándolos con participación de particulares; es decir el sector energético debe estar liderado por estas paraestatales, ya que financieramente son autosuficientes. En el cuadro 14 se sintetizan las características de las propuestas de reforma del sector eléctrico.

Cuadro 14
Características de las propuestas de la reforma del sector eléctrico

Propuesta Gobierno Federal	PRD y PRI
Concepción	
Retirar gradualmente al Estado de la actividades del sector, transfiriéndolas a la participación privada	Empresas públicas autosuficientes para sostener el crecimiento del sector con recursos públicos fundamentalmente generados por ellas, complementándolos con participación de particulares.
Marco Jurídico	
Modificar los artículos 27 y 28 de la Constitución	Reformar la legislación secundaria
Reestructuración	
Se concibe como la operación de las empresas públicas como empresa privadas, con mayor subordinamiento al Ejecutivo Federal	Otorgamiento de mayores facultades a las empresas públicas para decidir sobre su funcionamiento y por tanto, mayor independencia del Ejecutivo Federal.
Control y vigilancia	
Exclusivamente del Ejecutivo	Participa el legislativo e instancias sociales.
Consecuencias esperadas en independencia energética	
Continúa la tendencia a perder capacidad para determinar la política energética	Fortalecimiento de la capacidad para determinar la política energética
En tarifas eléctricas	
Riesgo inminente de incremento para domésticos, pequeña y mediana industria (25 millones de usuarios) Posible reducción para grandes consumidores.	Posible incremento para grandes consumidores. Básicamente estructura tarifaria actual para resto de consumidores.
Afectación a recursos fiscales	
Se requirirían para electrificación y subsidio de áreas rurales y urbanas marginadas.	No afectarían recursos provenientes de otras fuentes fiscales, ni para subsidios.

Fuente: Martínez, Gómez Angelberto. Comparación de las propuestas para reformar el Marco de la Industria Eléctrica Mexicana. Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Electrónica IPN.

Las conclusiones respecto a las diversas propuestas y las discusiones realizadas sobre las mismas, aún no son claras, ya que las cifras presentadas, tanto en publicaciones como en estudios del gobierno federal no coinciden en

datos tan importantes, como proyección de demanda, inversión requerida, costo de generación; sin embargo, existe coincidencia en un aspecto importante como el reconocimiento en las propuestas de la necesidad de brindar capacidad de autogestión a la CFE, ya que con base en los datos de su Estado de Resultados es demostrable que es rentable y que cuenta con capacidad para el endeudamiento. Por lo tanto, no es necesario las transferencias del gobierno federal debido a que tiene remanentes derivados de la diferencia entre sus ingresos y sus costos. Técnicamente es confiable y tiene acceso y capacidad para emplear las mejores y más adecuadas tecnologías. De 1960 a 1982, la CFE creció a una tasa promedio anual del 7 por ciento; así mismo, desarrolló un sistema unificado superior a cualquier empresa. Su capacidad de abastecimiento es superior a la Comunidad Económica Europea; sin embargo deben hacerse esfuerzos por generar la energía a un menor costo.

La propuesta del gobierno federal ha conceptualizado el costo de generación con la eficiencia termodinámica, de ahí el interés en promover el proceso de generación a través del ciclo combinado. Si bien los costos de inversión de las plantas de ciclo combinado (consumo de gas natural) son inferiores a las termoeléctricas convencionales y carbo eléctricas; no obstante, en México los costos de generación son más baratos utilizando combustibles derivados de la refinación del petróleo crudo.

Los costos de inversión de plantas hidroeléctricas son más altos y mayor el tiempo de instalación de éstas; su costo financiero es también más alto, pero su costo de operación es el más bajo de todos los sistemas. A largo plazo ésta es la mejor opción para México, además de que las plantas producen menos emisiones contaminantes. Los análisis de la reforma eléctrica coinciden en que en México no hay producción de gas natural en cantidades suficientes, para aumentar la capacidad requerida en generación con plantas ciclo combinados. El valor de las importaciones de gas natural, depende de las variaciones en los precios, pero es claro que estos se elevarán debido a que México no tiene autosuficiencia en la producción de éste; de tal forma que se aumenta el

número de plantas con proceso de generación de ciclo combinado la dependencia de las importaciones se incrementará.

CAPITULO III

PROYECTO DE REHABILITACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA TULA

La Central Termoeléctrica Tula pertenece a la Comisión Federal de Electricidad y forma parte de la Gerencia Regional de Producción Central, integrada a su vez por las Centrales Termoeléctricas de Salamanca y Valle de México, así como las Centrales Ciclo Combinado Tula y El Sauz.

La Central Termoeléctrica Tula (CTT) se encuentra a 83 km. al norte de la Ciudad de México y a 8 km al sur de la Ciudad de Tula de Allende, Hidalgo, a una altura de 2,100 metros sobre el nivel del mar. La construcción de la Central se realizó en tres etapas. La primera etapa abarcó las Unidades 1 y 2, que iniciaron su operación el 29 de junio de 1976 y el 27 de septiembre de 1975, respectivamente. En la segunda etapa, se construyeron las Unidades 3 y 4, que entraron en operación el 14 de septiembre de 1977 y el 12 de abril de 1978, respectivamente. Por último, la construcción de la Unidad 5 que inició en 1982, concluyendo el 20 de octubre del mismo año, fecha que empezó a operar con toda su capacidad.

Los factores que influyeron para la ubicación de la Central Termoeléctrica Tula fueron, entre otros: la cercanía a la Ciudad de México que es el mayor centro de consumo del país, la existencia de vías de comunicación, la disponibilidad de aguas negras y de pozo para alimentar los sistemas de agua de circulación, la casi paralela construcción de la Refinería Miguel Hidalgo de PEMEX, que representa una ventaja en el suministro por bombeo directo del combustóleo, por una parte, y el paso de los ductos del gas natural, por la otra.

En 1992 la Central Termoeléctrica Tula era la más grande de la Comisión Federal de Electricidad, integrada por cinco unidades generadoras de 300 MW, lo que hace un total de 1,500 MW de capacidad instalada. Su modo de operación es el llamado de carga base, que consiste en que la mayor parte del tiempo que una unidad se encuentre en línea estará a

máxima carga, solamente durante la época de mayor afluencia de agua a las centrales hidroeléctricas o durante días de muy baja demanda, como son semana santa y fin de año, la generación llega a ser menor a la máxima, cuando menos durante la noche. Cada una de las unidades opera con sus controles de presión de vapor en automático y regulando carga con el gobernador de la turbina, el cual responde dentro de sus características de estatismo a las variaciones de frecuencia del sistema: Además, las unidades cuentan con sistemas de control de generación remota, los cuales permiten modificar la generación desde el Area de Control Central mediante un sistema informático de control en tiempo real, que tiene información de flujos de carga de la red eléctrica y puede a partir de ello, ajustar continuamente la potencia de salida de las unidades.

El tamaño y localización de la Central son de suma importancia para el sistema interconectado nacional, ya que son una fuente principal de energía y regulación, tanto de potencia como de tensión y de frecuencia localizados en la propia red de alimentación de la Ciudad de México, que es el anillo doble de líneas de 400 kV. Este anillo que rodea el área metropolitana, comprende las subestaciones de Texcoco, Santa Cruz, Topilejo, Nopala, Victoria y Tula.

1. Proceso de generación de energía eléctrica

La operación de una central termoeléctrica esta compuesta por tres sistemas: generador de vapor, turbinas de vapor y generador eléctrico. La evaluación de cada uno de estos sistemas es importante en un Proyecto de Inversión, ya que su eficiencia o falla determinará la rentabilidad de las unidades generadoras.

Generador de Vapor.

En este proceso se lleva a cabo la transformación de la energía química contenida en los combustibles utilizados. Primero en calor, mediante

combustión y luego en energía de flujo, contenida en el vapor generado. Los combustibles utilizados son: combustóleo y gas natural. El análisis químico del combustóleo permite conocer y comparar sus características contra las de diseño del generador de vapor; las diferencias en dichas características, pueden ocasionar disminución en la eficiencia del equipo por aumento de ensuciamiento de superficies externas de diferentes elementos, así como su desgaste acelerado por corrosión. Dentro de los indicadores del comportamiento termodinámico¹ se consideran:

- a) Consumo térmico unitario (CTU) en base a balances térmicos de diseño. Es el valor en kilocalorías por kilowatt-hora obtenido al realizar un balance térmico del ciclo termodinámico, y puede obtenerse a diferentes cargas (25, 50, 75 y 100%), con servicios o sin servicios. Se expresa en kcal/kWh.
- b) Consumo específico de combustóleo en base a datos de diseño. Es el valor de diseño determinado en kilogramos de combustóleo, necesarios para generar un kWh, y puntualmente se determina, al dividir la cantidad de litros consumidos en un período de 24 horas entre la generación en kWh durante ese período. Se expresa en Kg/kWh.
- c) Régimen térmico en base a consumos específicos de diseño. Indica la cantidad de kilocalorías de combustóleo necesarias, de acuerdo al consumo específico para lograr generar un kilowatt-hora. Pudiéndose determinar puntualmente, mediante la relación de kilocalorías utilizadas al haber empleado un determinado combustible (combustóleo-gas) dividido entre la generación alcanzada en ese período.
- d) Curvas de comportamiento en base a balances térmicos de diseño. Las curvas de diseño nos sirven de referencia contra la real de operación. Indican la gama de valores obtenidos mediante los datos de diseño, dentro de los cuales se debe comportar una unidad termoeléctrica, y tienen como objetivo primordial trabajar lo

¹ Termodinámico: proceso de movimiento de fluidos por temperatura.

más cercano a los mismos indicados, en la gráfica y en diferentes cargas.

El generador de vapor esta integrado por los siguientes sistemas: aire y gases, gas - combustible. Combustoleo, condensado. agua de alimentación, agua – vapor. vapor – auxiliar y sopladores de hollín. Dosificación química,

Turbinas de vapor.

Son el equipo encargado de llevar a cabo la segunda etapa de transformación de energía del ciclo termodinámico. En ellas, las etapas de impulso y reacción del rotor, la energía cinética y el trabajo de flujo del vapor, se convierte en trabajo mecánico sobre la flecha. Las turbinas de vapor se componen de los siguientes sistemas: Aceite- lubricación, Agua de circulación Agua de enfriamiento, Hidrógeno.

Generador eléctrico

Constituyen el tercero de los tres elementos principales de las unidades generadores En cada generador, por efecto del movimiento relativo entre el campo magnético giratorio del rotor y las bobinas conductoras del estator, se lleva a cabo la transformación de la energía mecánica que se recibe de la flecha de las turbinas, en energía eléctrica. La energía del generador se presenta como tensión eléctrica en las terminales de las bobinas, capaz de efectuar trabajo si se conecta al circuito adecuado. Se conforma por los siguientes sistemas: Sistema de excitación y Sistema de aceite de sellos.

2. Estudio de mercado

El análisis para la evaluación del proyecto de inversión es para la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF), en las Unidades 3 y 4 de la Central Termoeléctrica Tula.

De acuerdo con el estudio de desarrollo del mercado eléctrico, se estima que el Área Central tendrá un crecimiento promedio anual de 4.2 por ciento a 4.9 por ciento, durante el periodo 2003-2012, por lo que en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico de CFE (POISE), contempla

mantener en esta Central 1500 MW además de los MW adicionales que se generarán en esta región. Este proyecto se localiza en el Área Central de México, que se integra por los estados de México, Querétaro, Hidalgo, Guerrero y Guanajuato. La determinación de seleccionar a las unidades 3 y 4 de la Central Termoeléctrica Tula para el desarrollo del proyecto de rehabilitación y modernización, obedece al aumento esperado de demanda en la zona, por lo que para suministrar la energía requerida al sistema interconectado será necesario mantener las cinco unidades con una generación de 300 MW cada una.

El proyecto se localiza en el Km. 27.5 de la carretera Jorobas Tula en la colonia 2a Sección del Llano, Tula de Allende Hidalgo. El alcance del proyecto solo incluye las Unidades Generadoras 3 y 4, cuya capacidad de generación bruta es de 300 MW cada una, (neta de 278 MW), y consume como energético primario combustóleo y gas natural como combustible alterno.

De acuerdo a los elementos, sistemas y equipos que integran las unidades generadoras seleccionadas, se determina el alcance del proyecto, que se presenta en el cuadro 1.

Cuadro 1

Central Termoeléctrica Tula
Alcance del proyecto de rehabilitación y modernización
Unidades 3 y 4

Descripción	Unidad	
	3	4
RM* Generador de vapor	X	X
RM* Turbina de vapor	X	X
M* Condensador principal	X	X
M* Torre de enfriamiento	X	X
M* Sistema de Agua de circulación y enfriamiento de auxiliares	X	X
M* Devanado en Generador Eléctrico	X	X
R* Laminado del Estator	X	
M* Sistema de Limpieza en Condensador Ppal.	X	X
M* Sistemas de Control	X	X

El esquema contractual previsto para la realización del proyecto es el de Obra Pública Financiada para la Central, el procedimiento de contratación será mediante Licitación Pública Internacional, bajo la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las mismas (LOPSRM), en tanto que las afectaciones, estudios y supervisión de las obras, se cubrirían con recursos presupuestarios propios.

El monto instantáneo de inversión (overnight cost), para la Central generadora es de 120,418.00 miles de dólares. Desde el punto de vista económico, el proyecto resulta rentable con una relación beneficio-costos (B/C)² de 1.7 y una tasa interna de rendimiento (TIR)³ de 17 por ciento. Este indicador se calcula considerando como costos las inversiones necesarias, así como los gastos de supervisión; en tanto que los beneficios se cuantifican los ahorros en costos de producción y por reducción de energía solicitada no suministrada.

Financieramente, el proyecto es factible. La evaluación financiera compara el resultado neto de operación de la Central con los pagos financieros que deberá realizar CFE por el pago (principal e intereses) de los financiamientos de los proyectos. Para este efecto, el resultado neto de operación de los proyectos se determina como la diferencia entre los ingresos por ventas y los costos de explotación de los proyectos. De acuerdo con los flujos anuales de pagos financieros y de resultado neto de operación, el proyecto tiene una relación B/C de 2.23 y una TIR de 27 por ciento. Asimismo, anualmente el resultado neto de operación es mayor que los pagos financieros durante toda la operación del proyecto. Se realizó un análisis de sensibilidad, tendiente a determinar el incremento máximo en las inversiones del proyecto, de manera que se siga cumpliendo con los lineamientos dictados por la SHCP, que son:

² B/C: relación beneficio-costos = VPN resultados netos de operación / VPN de los pagos financieros de la deuda. VPN= resultados netos de operación – costos de inversión. VPN= valor presente neto.

³ TIR= tasa interna de rendimiento. Es un índice de rentabilidad ampliamente aceptado. Es equivalente a la tasa de interés de un crédito que se aplica sobre un saldo insoluto.

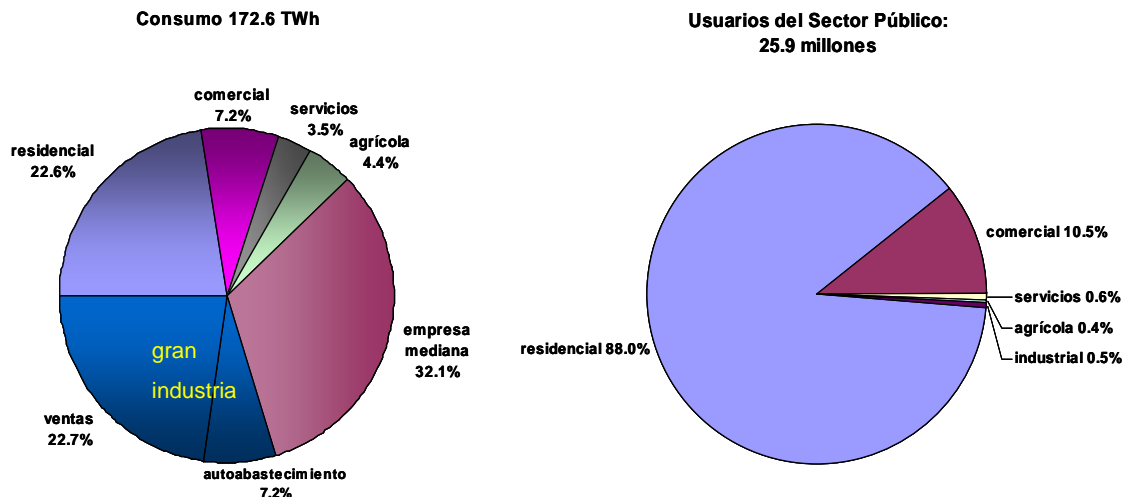
- a) La relación B/C, tanto en la evaluación económica como en la financiera, sea mayor o igual a 1;
- b) El resultado neto de operación, anualmente sea mayor que los pagos financieros de la OPF de la Central. En el caso de las unidades generadoras No. 3 y 4, dicho incremento resultó del 9.743 por ciento, en las inversiones lo que asegura que el proyecto siga siendo rentable. Sin embargo, debido a la restricción de que año con año el resultado neto de operación debe ser mayor que los pagos financieros, no se puede aceptar ningún incremento en las inversiones.

2.1 Análisis del Consumo Nacional de Electricidad y de las Ventas del Sector Público.

En el año 2002 el consumo nacional de energía eléctrica en México fue de 172,600 MWh. Este consumo es la suma de 160,200 MWh suministrados por las empresas eléctricas de servicio público a los 25.9 millones de usuarios de los sectores industrial, comercial, servicios, residencial y agrícola; y de 12,400 MWh consumidos por 201 autogeneradores registrados actualmente en el país, como se observa en la gráfica 1.

Gráfica 1

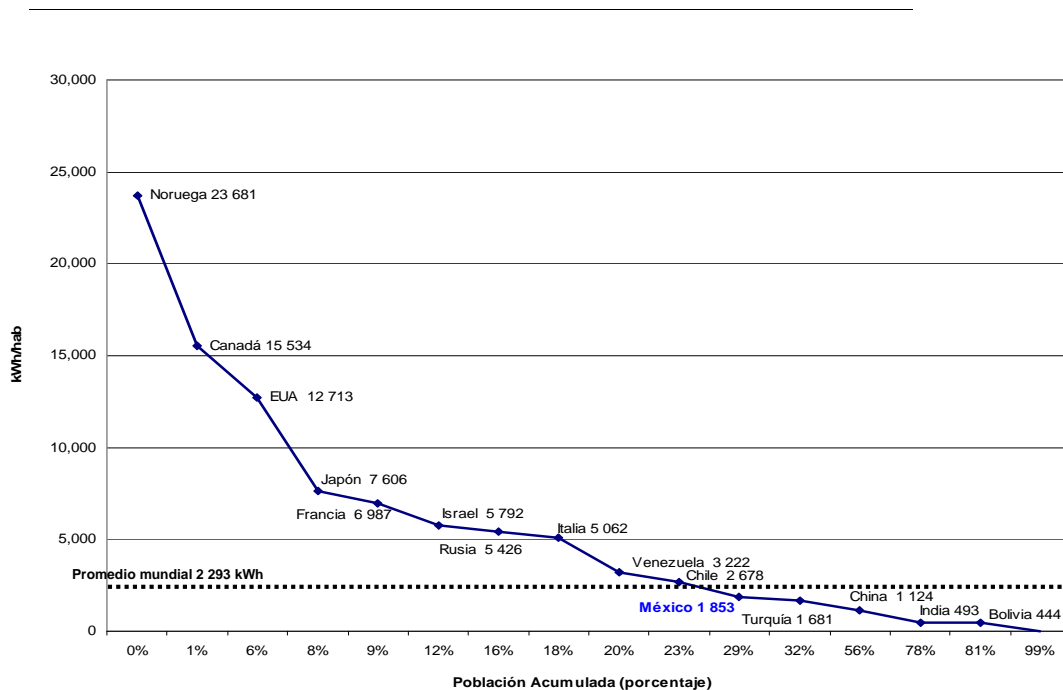
Consumo nacional de electricidad Año 2002



Se estima que el consumo anual per cápita en el país es cercano a 1,853 KWh; poco menos de la quinta parte del consumo anual por habitante en los países más desarrollados y un poco más bajo que el observado en países con economías en desarrollo similares a México, como Argentina, Brasil y Chile.

En los últimos diez años, el sector eléctrico ha experimentado una evolución muy dinámica, debido a que el consumo nacional creció a una tasa promedio anual del 5.0 por ciento durante el período 1993-2002, superior al crecimiento real anual de la economía, que fue de 2.7 por ciento y al de la población, que creció al 1.6 por ciento anual en promedio. Para el periodo 2003-2012 se espera que el consumo crezca a una tasa promedio anual del 4.8 por ciento. El dinamismo del sector eléctrico esta determinado por el ritmo de la actividad económica y la tasa de crecimiento demográfico así como por mejoras en el nivel de vida de la población. En México el consumo per cápita es muy bajo comparado con otros países. EN la gráfica 2 se observa que el consumo per capita esta por debajo de de Venezuela y chile; este comportamiento se explica en gran medida por la carencia de servicio eléctrico para un amplio sector de la población y de zonas rezagadas de los centros urbanos.

Gráfica 2
Consumo per cápita de energía eléctrica
Año 2002



Fuente: DOE. International Energy Annual 2002. Electricity.
<http://www.eia.doe.gov/emeu/iea/elec.html>

*Nota: Para México se presentan los datos del 2002, estimados con datos y procedimiento del DDF

El crecimiento del consumo y de la demanda máxima de electricidad está sujeto a cinco factores primordiales:

1. Crecimiento económico: con el crecimiento económico aumenta el consumo y la demanda de electricidad. Este es un insumo esencial para la producción de bienes y servicios.
2. Estructura económica: el consumo de electricidad se ve fuertemente influenciada por la intensidad energética en el sector industrial.
3. Crecimiento poblacional: Una población en aumento implica un mayor número de usuarios potenciales de un sistema eléctrico. Este elemento está positivamente correlacionado con el crecimiento del consumo y de la demanda de electricidad.

4. Estacionalidad: los ciclos económicos y los factores climáticos, temperaturas extremas, tienden a elevar el nivel de la demanda del sistema y con ella, el consumo de electricidad.
5. Niveles tarifarios: El precio observado por los usuarios de un sistema eléctrico puede modificar en forma importante el ritmo del crecimiento tanto del consumo de electricidad como de la demanda máxima.

En un país en desarrollo, como es el caso de México, el consumo de energía eléctrica y la demanda máxima del Sistema Nacional Interconectado crecen a ritmos mayores que la economía y la población. El crecimiento del consumo del sector doméstico crece de manera estable y sus horas pico de demanda se explican básicamente por iluminación, en tanto sus picos estacionales se explican por el aire acondicionado. El resto de los sectores se ve afectado por su consumo, principalmente, por la evolución de la economía. Todos tienen la posibilidad de modificar sus patrones de consumo para reducir su demanda en las horas pico y así reducir sus costos totales de energía. En zonas con temperaturas extremas, por ejemplo la región norte del país, se observa una mayor variabilidad en la demanda.

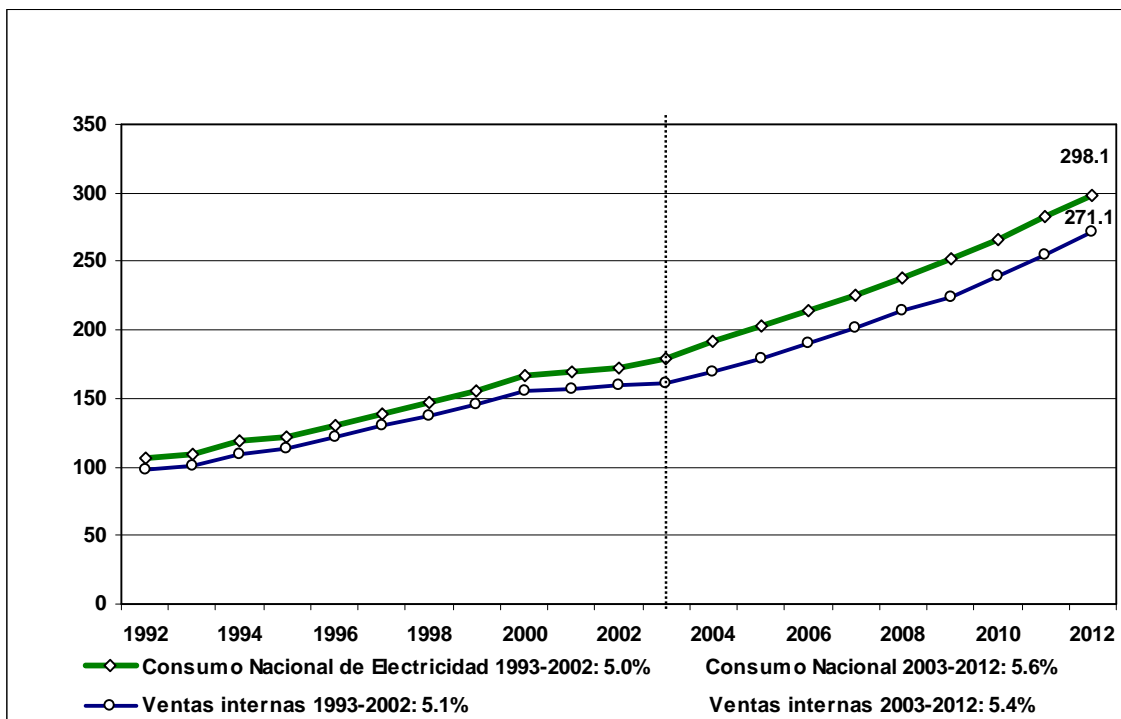
2.2 Proyección de la demanda del servicio eléctrico al año 2012

Mayores niveles de desarrollo económico implican un mayor consumo de electricidad. Según el documento de Prospectiva del Sector Eléctrico para el periodo 2003-2012, es previsible que el consumo nacional de electricidad crezca ligeramente por encima de la economía, y más rápidamente que la población. Para una tasa media anual esperada del 4.7 por ciento en el PIB y del 1.1 por ciento de la población para el periodo, se prevé una tasa media anual del 5.6 por ciento en el consumo nacional de electricidad y de 5.4 por ciento en las ventas del sector público.

Con base en estas proyecciones, se espera que el consumo nacional de electricidad alcance los 298.1 TWh, al final del año 2012; que la autogeneración crezca 8.2 por ciento en esos años y en el 2012 tenga un nivel de 27.2 TWh, un poco más del doble del nivel del año 2002 (12.4 TWh).

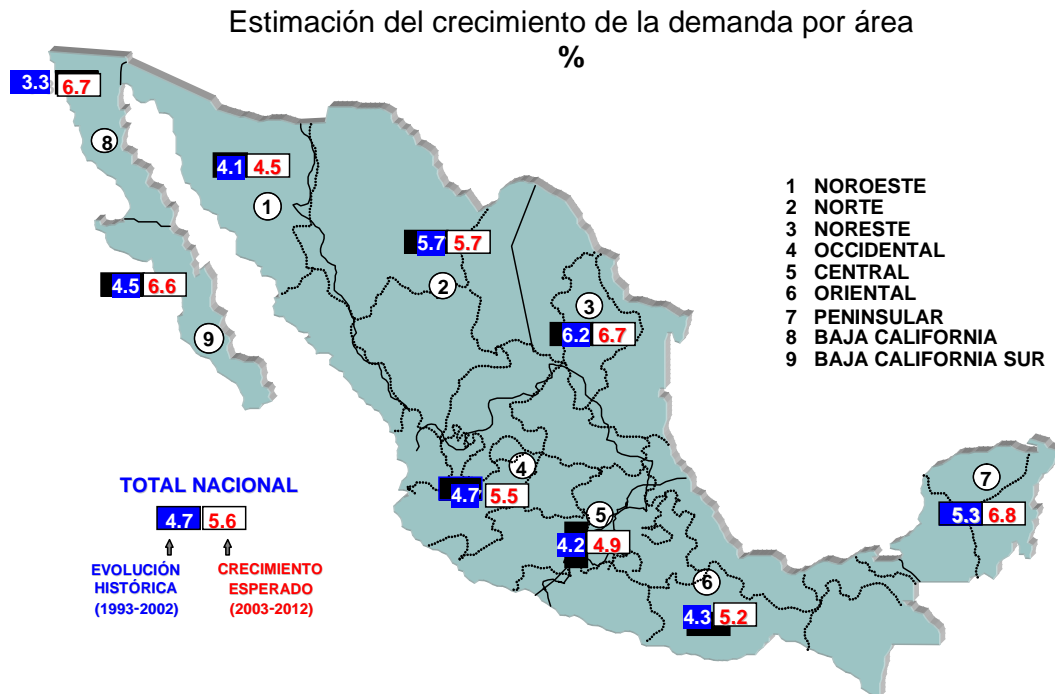
Consecuentemente, se estima que las ventas internas de electricidad, que en 2002 fueron de 160.2 TWh, llegarán a 271.1 TWh en el año 2012, como resultado del crecimiento medio anual del 4.7 por ciento del PIB y de una evolución ligeramente ascendente del precio medio de electricidad, del orden del 0.3 por ciento al año, derivada de una reducción parcial de los subsidios del precio de la electricidad en los sectores residencial y agrícola, la proyección de 1992 a 2012, tanto del consumo nacional de energía eléctrica como de la venta interna de energía se comparan en la gráfica 3.

Gráfica 3
Consumo nacional de energía eléctrica



El crecimiento estimado de la demanda para cada una de las regiones no es uniforme. Se observa que las regiones Peninsular, Noreste y Baja California tendrán un mayor dinamismo, debido principalmente al incremento esperado en los sectores de la mediana y gran industria, proyección de crecimiento que vemos en la gráfica 4.

Gráfico 4



2.3 Análisis de la oferta de energía eléctrica

Para hacer frente al crecimiento de las ventas del sector público y de la demanda máxima del sistema, la CFE a través de la Subdirección de Programación, define el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE). Este programa identifica aquellos proyectos que permitirán satisfacer los requerimientos de energía y de potencia proyectados al menor costo de suministro. La definición de este programa de inversiones se basa en la política sectorial, para inversiones establecida por la Secretaría de Energía, en la política de uso de combustibles y en las proyecciones de costos de operación y mantenimiento de obras de generación y transmisión.

Esta información es incorporada a modelos de simulación del Sistema Eléctrico Nacional, que permite en función del análisis de diferentes opciones y considerando diferentes puntos de operación, determinar y/o cuantificar la evolución de la red de transmisión con sus inversiones que

minimice el costo de suministro de energía en México. La Central Termoeléctrica Tula fue identificada utilizando éstos métodos y están registradas en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico, aprobado por la Junta de Gobierno de la CFE y por la Secretaría de Energía.

Se estima que la Demanda Máxima del Sistema crecerá al 5.6 por ciento anual durante los próximos diez años, en tanto que la demanda del Area Central del país crecerá en promedio anual, a una tasa anual de 4.9 por ciento durante el periodo 2003-2012, por lo que en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico de CFE (POISE), se contempla recuperar 212,340 MWH para satisfacer este incremento en la demanda, la rehabilitación⁴ y modernización⁵ de las unidades generadoras No.3 y 4, pertenecientes a la Central Termoeléctrica Tula.

El proyecto permitirá mantener la oferta de energía económica requerida por el sistema, considerando que el presente año, 2007, pueden presentarse fallas imprevistas del equipo que pueden ocasionar cortes de suministro. De ahí que el proyecto de generación es necesario, si consideramos que el margen de reserva en el área es menor al requerido para un suministro confiable, de acuerdo con las tasas de indisponibilidad de los equipos del sistema. Al respecto existen, varios conceptos que determinan el margen de reserva. El margen de reserva es el resultado de la capacidad efectiva bruta menos la demanda máxima bruta coincidente, es decir la diferencia entre la capacidad de generar y la demanda real de generación. El margen de reserva operativo es el resultado la capacidad efectiva bruta disponible menos la demanda máxima bruta coincidente, considerando el mantenimiento programado⁶ o, las fallas y degradación por causas ajenas,

⁴ Rehabilitación: sustitución de los componentes de un equipo, conservando el diseño original. Esta opción se aplica cuando la causa raíz de la problemática es esencialmente el agotamiento de la vida útil del equipo.

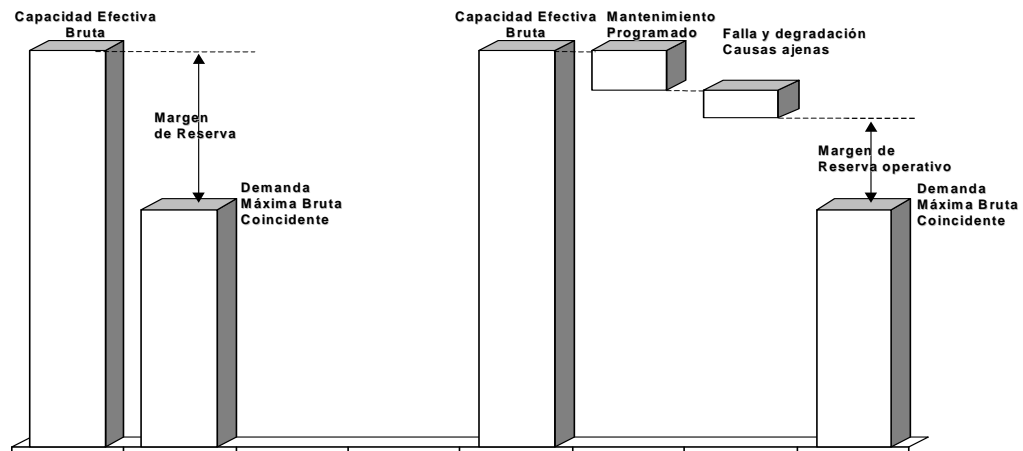
⁵ Modernización: sustitución de equipos completos o sus componentes, por diseños nuevos o de tecnología de punta. Esta opción se utiliza cuando las causas raíz de la problemática son: deficiencias del diseño, obsolescencia de modelos, agotamiento de vida útil.

⁶ Diferencias entre proyectos de rehabilitación y modernización (RM) y el mantenimiento programado: a) los mantos programados tienen como finalidad conservar en esta óptimo los equipos para el máximo aprovechamiento de la vida útil y eficiencia operativa. b) los proyectos RM tienen como finalidad recuperar la vida útil y eficiencia operativa, mediante la sustitución de

es decir el margen de reserva operativo es mas reducido que el margen de reserva. En la gráfica 5 se observa el margen de reserva y margen de reserva operativo.

Gráfica 5

Margen de Reserva y Margen de Reserva Operativo



3. Descripción Técnica del Proyecto.

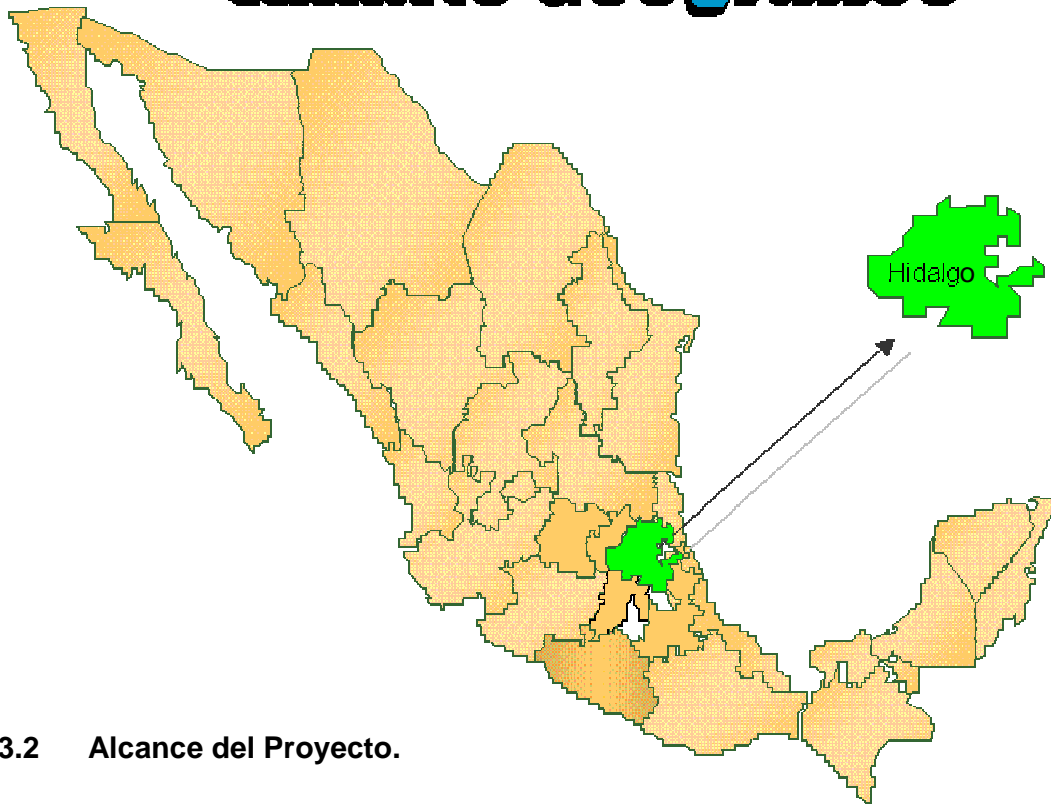
De acuerdo con los lineamientos establecidos para la elaboración y presentación de los análisis costo-beneficio de los programas y proyectos de inversión, en su sección II (tipos de programas y proyectos de inversión) el proyecto RM Central Termoeléctrica Tula Unidades 3 y 4, corresponde al tipo de Proyecto de Infraestructura Económica, y al Sector Económico Electricidad-

equipos con la alternativa de instalar equipos con diseño mejorado o tecnología de punta. c) el alcance de los proyectos RM es significativamente superior a un mantto programado. d) la realización de los proyectos RM no sustituye la aplicación del mantto programado. Esto implica que durante la ejecución del proyecto RM, con unidad fuera de servicio se debe aplicar el programa de mantenimiento correspondiente al equipo que no esta incluido, a través de la utilización de recursos autorizados vía presupuesto. Adicionalmente durante el período de explotación del proyecto se debe asegurar la aplicación de tales manttos. para no poner en riesgo la rentabilidad del proyecto.

3.1 Localización, capacidad y tecnología del proyecto.

El proyecto se realizará en la Central Termoeléctrica Tula, en las unidades Generadoras No. 3 y 4, ubicada en el municipio de Tula en el estado de Hidalgo, pertenece a la Gerencia Regional de Producción Central.

Ambito Geográfico



3.2 Alcance del Proyecto.

Los criterios que se utilizan para la identificación de equipos están basados en la normatividad que rige a los proyectos OPF, y que definen los alcances a equipos directamente relacionados con la recuperación de producción de energía y ahorro en el consumo de combustible, a través de incrementos en el Factor de Planta y Eficiencia Térmica Bruta, respectivamente. Un criterio adicional es el de considerar aquel equipo con síntomas de agotamiento de vida útil y que pueden significar un riesgo potencial de falla, que afecte el cumplimiento de los objetivos y, por consecuencia, la rentabilidad real del proyecto.

El Factor de planta a su vez esta directamente relacionado con la cantidad de energía no generada por la falla y el decremento. Por lo tanto, para la identificación de equipos, se recurre al análisis de datos obtenidos del Sistema de informe mensual (SIMO). La información es presentada en gráficos de “Pareto” en los cuales se identifican los equipos cuyas deficiencias han provocado la mayor cantidad de energía no generada. Estas gráficas abarcan un periodo de muestra de cinco años (1998 a 2002).

3.3 Problemática de las Unidades No. 3 y 4

3.3.1 Problemática Unidad No. 3

Los elementos a presión del generador de vapor representan las principales causas de fallas en las unidades generadoras, como se observa en el cuadro 2, el total de la energía no generada por la Unidad No. 3 que equivale a 561,531.9 MWh en el período 1998-2003 representa el 21 por ciento de la generación anual de una unidad de 300 MWh de capacidad.

Los equipos que se consideran con problemática vigente, y que son los principales factores que provocan energía no generada por falla en el generador de vapor como se observa en el cuadro 3.

Cuadro 2

**Unidad No. 3
Energía no generada por falla sistemas del Generador de Vapor
1998-2003**

Sistema	MWh	%
Recalentador	128,856.4	36.0
Paredes de agua	99,188.6	27.7
Condensador principal	19,972.4	5.6
Aislamiento térmico generador de vapor	16,810.8	4.7
Resto	93,186.0	26.0
Total	358,014.2	100

Fuente: Informe SIMO, Años 1998-2003.

- A. Recalentador. Equipo que ha fallado continuamente excepto en el año de 1998, del período 1998-2003 que fue el muestreado.
- B. Paredes de agua. No obstante que de los años 1999 al 2001 no se ha presentado falla en estos elementos, puede observarse que en 2002 y 2003 se presentaron fallas.
- C. Condensador principal. Este equipo solo presenta una falla en 1998, adicionalmente su comportamiento operativo en cuanto a fallas se refiere, no refleja problemática importante. Sin embargo el equipo es un factor considerable de pérdida de eficiencia a la unidad por deficiencias de diseño.
- D. Aislamiento térmico. En el período enero-julio del 2003 se presentó una falla en aislamiento térmico del generador de vapor cuya reparación requirió de poner fuera de servicio la unidad. Inspecciones termográficas demuestran que el aislamiento térmico necesita de una rehabilitación integral principalmente en el área del generador de vapor y turbina.

Cuadro 3
Energía no generada por falla en sistemas del generador de vapor
Unidad No. 3
1998-2003
MWH

Año	Sistemas del generador de vapor					Estructura porcentual				
	Total	Recalentador	Paredes de agua	Condensador principal	Aislamiento	Total	Recalentador	Paredes de agua	Condensador principal	Aislamiento
1998	64,628	0	44,656	19,972	0	100	0	69	31	0
1999	19,204	19,204	0	0	0	100	100	0	0	0
2000	20,375	20,375	0	0	0	100	100	0	0	0
2001	24,656	24,656	0	0	0	100	100	0	0	0
2002	91,572	57,064	34,507	0	0	100	62	38	0	0
2003	44,390	7,554	20,025	0	16,811	100	17	45	0	38
Total	264,825	128,854	99,189	19,972	16,811	100	49	37	8	6

Fuente: Informe SIMO, Años 1998-2003

En los elementos del generador eléctrico la principal causa de energía no generada por decremento es originada en los ventiladores de tiro forzado, equipo que origina el 52 por ciento de las fallas. Ver cuadro 4.

En el cuadro 5 se observa cronológicamente la falla para la generación de energía eléctrica en los ventiladores de tiro forzado del generador eléctrico, siendo en el año 2001 la mayor pérdida con un 53.4 por ciento.

Cuadro 4

Unidad No. 3
Energía no generada por falla en sistemas del generador eléctrico
1998-2003

Sistema	MWH	%
Ventilador tiro forzado	48,964.1	52.0
Enfriadores de hidrógeno	19,423.7	20.6
Bombas agua de alimentación	9,030.5	9.6
Extracción de gases	4,796.7	5.1
Circuito electrico pozos	3,793.3	4.0
Resto	8,066.8	8.6
Total	94,075.1	100

Fuente: Informe SIMO, Año 2003.

Cuadro 5

Unidad No. 3
Energía no generada por decremento en los ventiladores de tiro forzado
1998-2003

Año	MWH	%
1998	102.7	0.2
1999	0.0	0.0
2000	8,326.1	17.0
2001	26,151.7	53.4
2002	0.0	0.0
2003	14,383.7	29.4
Total	48,964.2	100

Fuente: Informe SIMO, Años 1998-2003.

La energía no generada por decremento se presenta por la necesidad de mantener un alto grado de limpieza en los tubos de los enfriadores, esto a su

vez tiene su causa en el déficit de agua del sistema de enfriamiento de auxiliares, que es del orden de 146.24 lts/min. Ello explica que el equipo de las bombas de agua de circulación de la torre de enfriamiento sea la principal causa de este problema. Para el caso del resto de los equipos la magnitud de la energía no generada no se considera importante, ya que cualquier problema puede ser solucionado con los recursos presupuestales propios de la Central Termoeléctrica Tula.

Se concluye que los equipos que se consideran con problemática vigente y que representan las principales causas de provocar energía no generada por falla son del generador de vapor: recalentador, sobrecalentador, paredes de agua y aislamiento térmico

3.3.2 Problemática Unidad No. 4

Los elementos a presión del generador de vapor representan la principal causa de fallas en las unidades generadoras, sin embargo es necesario hacer un análisis del comportamiento de estos componentes para cuantificar la magnitud de la problemática, de acuerdo al cuadro 6.

Cuadro 6

Unidad No. 4
Energía no generada por falla sistemas del Generador de Vapor
1998-2003

Sistema	MWH	%
Recalentador	130,272.2	22.9
Paredes de agua	201,012.9	35.3
Economizador	96,023.4	16.9
Sobrecalentador	83,138.4	14.6
Aceite combustible a quemadores	58,312.8	10.3
Total	568,759.7	100

Fuente: Informe SIMO, Años 1998-2003.

Los equipos que se consideran con problemática vigente, y que son los principales factores que provocan energía no generada por falla en el generador de vapor como se observa en el cuadro 7.

Cuadro 7
Energía no generada por falla en sistemas del generador de vapor
Unidad No. 4
1998-2003
MWH

Año	Sistemas del generador de vapor						Estructura porcentual					
	Total	Recalentador	Paredes de agua	Economizador	Sobrecalentador	Aceite combustible a quemadores	Total	Recalentador	Paredes de agua	Economizador	Sobrecalentador	Aceite combustible a quemadores
1998	136,672	36,621	14,197	17,443	13,431	54,980	100	27	10	13	10	40
1999	69,696	13,471	12,165	21,455	19,273	3,333	100	19	17	31	28	5
2000	198,277	14,408	133,851	18,222	31,796	0	100	7	68	9	16	0
2001	54,313	15,548	14,265	24,500	0	0	100	29	26	45	0	0
2002	83,519	38,346	26,535	0	18,638	0	100	46	32	0	22	0
2003	26,282	11,878	0	14,404	0	0	100	45	0	55	0	0
Total	568,759	130,272	201,013	96,024	83,138	58,313	100	23	35	17	15	10

Fuente: Informe SIMO, Años 1998-2003

De acuerdo a la cronología de las fallas en los sistemas del generador de vapor se concluye lo siguiente:

- A. Recalentador. Estos elementos han fallado en todos los años del periodo muestreado constituyendo el 22.9 por ciento del origen de la energía no generada, incluyendo el periodo del 2003. La zona de falla esta localizada en los bancos del recalentador de alta temperatura.
- B. Paredes de Agua: Estos elementos han fallado en un 35.3 por ciento en todos los años del periodo muestreado, la zona de falla esta localizada en el área de quemadores incluyendo a las rampas y cabezales inferiores. En el 2003 no se registraron fallas, sin embargo de acuerdo al comportamiento histórico es probable de que se falle.

- C. Economizador. Estos elementos han tenido un comportamiento alternado y es importante mencionar que en el 2003 se presentó un evento.
- D. Sobrecalentador. No obstante que durante los años 2001 al 2003 no se han presentado fallas en estos elementos puede observarse que durante los 3 primeros años del periodo muestreado si se presentaron eventos, llegando al 14.6 por ciento como origen de falla.
- E. Aceite Combustible a Quemadores. Este sistema presentó falla en el año 1998 con 54,980 Mwh no generados y en el 2001 con 3,332.5 Mwh. que representan el 10.3 por ciento de la falla en el período estudiado. Este sistema presenta una deficiencia de diseño en el mecanismo de accionamiento de los registros de aire de quemadores, esta condición favorece la ocurrencia de falla al no poderse conservar una diferencial de presión caja de aire / hogar adecuada.

En el cuadro 8 se muestran los comportamientos de los equipos y sistemas pertenecientes al grupo Turbogenerador y que han presentado falla:

Cuadro 8
Unidad No. 4
Energía no generada por falla en sistemas de la turbina
1998-2003

Sistema	MWH	%
Generador eléctrico	531,568.7	72.1
Turbina alta presión	118,036.5	16.0
Turbina baja presión	54,005.8	7.3
Aceite de sellos	22,366.6	3.0
Aceite lubricante	11,329.8	1.5
Total	737,307.4	100.0

Fuente: Informe SIMO, Años 1998-2003.

De acuerdo al historial de las fallas en los sistemas de turbinas, ver cuadro 8, se concluye lo siguiente:

- A. Generador Eléctrico. La falla consistió en un corto circuito entre bobinas del estator. La reparación que se llevó a cabo consistió en la sustitución del embobinado con refacciones usadas previamente rehabilitadas. La recomendación del fabricante después de la reparación consistió en que se sustituyera el embobinado del estator a corto plazo ya que existe el riesgo de la ocurrencia de una falla similar, debido a la falla este componente ocasiono una pérdida de energía generada del 72.1 por ciento.
- B. Turbina de baja presión. La falla consistió en el desprendimiento de un alabe del paso L-0 (El alabe No. 80 se rompió y el 20 se recortó) además de alabes golpeados, los cuales no se ha sido sustituido.
- C. Para el resto de los componentes la causa de la falla ha sido eliminada por lo que no se considera una problemática vigente, incluyendo la falla ocasionada en la turbina de alta presión.

Se Concluye que los equipos que se consideran con problemática de la unidad no. 4 y que representan las principales causas de provocar energía no generada por falla son del generador de vapor: paredes de agua, recalentador, sobrecalentador, economizador y sistema de quemadores. Respecto al turbogenerador son: bobinas del estator de generador eléctrico y turbina de baja presión.

3.4 Equipos y sistemas relacionados con la eficiencia de las Unidades No. 3 y 4.

La eficiencia de las unidades generadoras se supervisa y controla mediante la vigilancia del régimen térmico, para esto se recurre al Sistema SCORT, en donde se calculan de manera rutinaria las desviaciones para conservarlas en los valores óptimos. Otra fuente de información son los resultados de las pruebas de evaluación del régimen térmico que se llevan a cabo con la intervención del Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales LAPEM.

Las desviaciones que están relacionadas con el diseño y las condiciones técnicas de la unidad, es el vacío en el condensador principal, aquí existe una deficiencia por la incompatibilidad de los valores de diseño entre la turbina y el condensador las cuales se muestran en el cuadro 9.

Cuadro 9

Diferencia de valores de diseño y condiciones técnicas de los componentes

Componente	Valor	Medida
Presión de escape de la turbina de baja presión	57.15	mmHg
Presión de operación de Condensador Principal	68.07	mmHg
Diferencia	-10.92	mmHg
Carga térmica escape de Turbina de Baja Presión	346,532,056	Kcal/hr
Carga térmica del Condensador Principal	344,700,332	Kcal/hr
Diferencia	1,831,724	Kcal/hr
Flujo de las bombas de agua de circulación	354,313.4	lts/min
Flujo requerido por el sistema	354,463.6	lts/min
a.Flujo requerido por el condensador	331,605.0	lts/min
b.Flujo requerido por el condensador	22,858.6	lts/min
Diferencia	-150.2	lts/min
Temperatura de entrada de agua al condensador	22.5	°C
Temperatura de salida de agua de la torre de enfriamiento	22.5	°C
Diferencia	0.0	°C
Flujo requerido por el condensador principal	331,601.1	lts/min
Flujo de la Torre de Enfriamiento	331,601.0	lts/min
Diferencia	0.0	lts/min
Carga térmica escape de turbina de baja presión	346,532,056	Kcal/hr
Carga térmica escape del condensador principal	344,700,332	Kcal/hr
Carga térmica escape de la torre de enfriamiento	349,120,000	Kcal/hr

Fuente: SIMO, Años 1998-2003

Se observa que el Condensador Principal no cumple con los requerimientos de la Turbina y que ésta deficiencia va en contra del Régimen Térmico de la unidad. Adicionalmente se comparan los valores de diseño de los componentes del sistema de agua de circulación.

La determinación para la realización de un proyecto de inversión para los componentes se basa en lo siguiente:

- A. La capacidad del condensador principal esta por debajo de los requerimientos de la turbina.
- B. La capacidad de las bombas de agua de circulación esta por debajo de los requerimientos del sistema de agua de circulación.
- C. La torre de enfriamiento esta de acuerdo a los requerimientos del condensador principal en cuanto a flujo y temperaturas de operación.

Adicionalmente existe la problemática del agotamiento de la vida útil y obsolescencia del sistema de limpieza en línea del condensador, por lo que se requiere de una modernización en dicho equipo.

El consumo térmico unitario (CTU), es en el valor donde se refleja el estado operativo de las turbinas. Aquí no se tiene identificada problemática relacionada con el diseño del equipo, por lo tanto para disminuir este indicador se requiere de una rehabilitación, con la sola finalidad de recuperar la vida útil de los componentes y recuperar lo máximo posible los valores de eficiencia iniciales. Puede existir la posibilidad de incorporar mejoras en diseño, sin embargo no es una necesidad identificada.

En el cuadro 10 se relaciona el equipo que esta identificado con agotamiento de vida útil o que han sido declarados como modelos obsoletos por los fabricantes. Las potenciales fallas que pueden provocar representan un riesgo importante para la obtención de los beneficios del proyecto y por consecuencia de la rentabilidad real:

- A. Bobinas del Generador Eléctrico (Unidades 3 y 4).
- B. Laminación del Generador Eléctrico (Unidad 3)
- C. Quemadores, Registros de Aire y Detectores de Flama (Unidades 3 y 4).
- D. Control Lógico y Analógico del Generador de Vapor (Unidades 3 y 4).
- E. Válvulas de Seguridad del Generador de Vapor (Unidades 3 y 4).
- F. Juntas de Expansión y Aislamiento Térmico (Unidades 3 y 4).

Cuadro 10

Equipo seleccionado y su causa de falla

Descripción	Pérdida	Afectación	Deficiencia de diseño	Agotamiento de vida útil
Generador de vapor	X	X	X	X
Economizador	X			X
Preclanetadores regenerativos de aire		X	X	
Paredes de agua	X			X
Sobrecalentador	X			X
Recalentador	X			X
Quemadores, ductos de aire y det. de flama		X		X
Ductos, juntas de expansión, ais. Térmico		X		X
Control lógico y análogo				X
Turbina de vapor		X		X
Aislamiento térmico		X		X
Condensador principal		X	X	X
Sistema de limpieza del condensador ppal		X		X
Generador eléctrico	X		X	X
Bobinas			X	X
Laminado				X

Fuente: SIMO, Años 1998-2003.

3.5 Criterios para definir los beneficios esperados en las Unidades 3 y 4.

En este apartado se presentan los beneficios que se esperan obtener mediante la realización del proyecto, se parte de que el impacto de las mejoras aplicadas tienen repercusiones favorables sobre el factor de planta⁷ y la eficiencia térmica bruta⁸; sin embargo debe considerarse que no

⁷ Factor de planta: La generación disponible independientemente de la generación solicitada por el CENACE.

se están sustituyendo la totalidad de los equipos. Por lo tanto, el óptimo que se obtenga no será comparable con una unidad nueva en su totalidad (valores de aceptación o diseño).

El beneficio esperado por la recuperación del factor de planta en la unidad 3 sin la realización del proyecto de inversión, se proyecta en base a la suma de indisponibilidades como se observa en el cuadro 11.

Cuadro 11

Unidad No. 3

Factor de planta sin realizar proyecto de inversión

Concepto	Criterio	Valor porcentual
Regulación al sistema	Valor típico	6.8
Decremento	Valor ac del 2002	0.3
Falla	Valor ac del 2002	5.0
Mantenimiento	Menor de 40 días	11.0
Factor de planta	100 menos indisponibilidades	77.0

Fuente: Informe SIMO, Años 1998-2003.

La unidad generadora 3 tiene el área de oportunidad de recuperación de energía no generada, en los componentes a presión del generador de vapor, condensador principal y aislamiento térmico, por lo tanto el cálculo del beneficio se basa en la consideración de llevar al mínimo la indisponibilidad en esos elementos.

Cuadro 12

Unidad No. 3

Recuperación de energía no generada por componente

Componente	Valor porcentual
Recalentador	2.3
Sobrecalentador	1.5
Paredes de agua	1.1
Condensador principal	0.2
Aislamiento térmico	0.2
Recuperación de energía no generada	5.3

⁸ Eficiencia térmica bruta: Capacidad de generación de cada unidad sin disminuir la energía utilizada en el proceso.

Fuente: Informe SIMO, Años 1998-2003.

Por lo tanto el valor de factor de planta con proyecto se establece en:
factor de planta = factor de planta sin realizar proyecto de inversión más recuperación de energía no generada, con valores actuales es:

$$FP = 77.20 + 5.30 = 82.50 \%$$

El incremento del factor de planta al realizar el proyecto de inversión se establece con un pronóstico del 82.50 por ciento para la generación de energía eléctrica en las mejores condiciones, existen condiciones que no permiten llegar a un factor de planta del 100 por ciento como son:

- A. Regulación del sistema interconectado: significa que la generación depende de la demanda.
- B. Decremento y falla: consiste en el paro de unidad por emergencia originado por falla principalmente, condiciones que se eliminarían al realizar la rehabilitación y modernización de los equipos seleccionados.
- C. Mantenimiento: es necesario reparar en forma normal el resto del equipo no incluido en el proyecto de inversión, mediante la programación de mantenimientos que pueden ir de los 10 a los 45 días, período que la unidad deja generar energía eléctrica.

La determinación del beneficio esperado por recuperación de la eficiencia térmica bruta. El valor sin proyecto del Régimen Térmico y de Eficiencia Térmica Bruta se estableció como el resultado real obtenido:

$$\text{Régimen Térmico}^9 = 2444 \text{ Kcal / Kwh}$$

$$\text{Eficiencia Térmica Bruta}^{10} = 35.2 \%$$

⁹ Régimen térmico: capacidad para generar en valor de Kwh (kilo watt-hora).

¹⁰ Eficiencia térmica bruta: capacidad que tiene un equipo para generar energía eléctrica.

El valor con proyecto se estima de acuerdo a la identificación de los equipos en donde se localizan las áreas de oportunidad de recuperación de kilocalorías con la aplicación del proyecto como se muestra en el cuadro 13. Los valores de las desviaciones se obtuvieron del sistema SCORT para los casos de vacío en el condensador principal y para el caso del consumo térmico unitario de evaluaciones a la eficiencia por parte del LAPEM.

Cuadro 13
Equipos con área de oportunidad de recuperación de kilocalorías con aplicación de proyecto de inversión

Descripción	Desviación (kcal/kwh)	Valor de desviación esperado (kcal/kwh)	Beneficio	Actividades del proyecto
Vacío condensador ppal.	35.0	0.0	35.0	Modernización mediante rediseño del condensador ppal. Modernización de torre de enfriamiento Modernización bombas de agua de circulación Modernización sistema de limpieza del condensador ppal.
Temperatura gases de la chimenea	10.0	0.0	10.0	Modernización de calentadores regenerativos de aire
Consumo térmico unitario	103.7	77.0	26.7	Recuperación de eficiencia de la turbina
Total	148.7	77.0	71.7	

La aplicación del proyecto es posible la recuperación de 71.7 Kcal/Kwh, si esto se afecta a los valores sin proyecto el resultado se ve en el cuadro 14.

Cuadro 14
Valores con aplicación del proyecto de inversión

Indicador	Régimen térmico	Eficiencia térmica bruta
Valor hasta julio 2003	2,444.0	35.2
Beneficio por aplicación del proyecto	71.7	1.1
Valor esperado	2,372.3	36.3

Nota: el régimen térmico su valor óptimo tiende a la baja.

En el cuadro 15 se presenta el valor del factor de planta sin proyecto en la unidad 4.

Cuadro 15

Unidad No. 4

Factor de planta sin realizar proyecto de inversión

Concepto	Criterio	Valor porcentual
Regulación al sistema	Valor típico	5.3
Decremento	Valor ac del 2002	2.6
Falla	Valor ac del 2002	4.9
Mantenimiento	Menor de 30 días	8.2
Factor de planta	100 menos indisponibilidades	79.0

Fuente: Informe SIMO, Años 1998-2003.

La unidad generadora 4 tiene el área de oportunidad de recuperación de energía no generada, en los componentes a presión del generador de vapor, por lo tanto el cálculo del beneficio se basa en la consideración de llevar al mínimo la indisponibilidad en esos elementos.

Recuperación de energía no generada en los elementos del generador de vapor se establece en el cuadro 16.

Cuadro 16

Unidad No. 4

Recuperación de energía no generada por componente

Componente	Valor porcentual
Paredes de agua	1.4
Recalentador	0.9
Economizador	0.7
Sobrecalentador	0.6
Recuperacion de energía no generada	3.6

Fuente: Informe SIMO, Años 1998-2003.

Por lo tanto el valor de factor de planta con proyecto se establece en:
factor de planta = factor de planta sin realizar proyecto de inversión más recuperación de energía no generada, con valores actuales es:

$$FP= 79.0 + 3.6 = 82.6 \%$$

El incremento del factor de planta al realizar el proyecto de inversión se establece con un pronóstico del 82.60 por ciento para la generación de energía eléctrica en las mejores condiciones, existen condiciones que no permiten llegar a un factor de planta del 100 por ciento, de acuerdo a lo descrito en la unidad 3.

El valor sin proyecto del Régimen Térmico y de Eficiencia Térmica Bruta se estableció como el resultado real obtenido del 2003 que es:

Régimen Térmico = 2466 Kcal / Kwh

Eficiencia Térmica Bruta = 34.9 %

El valor con proyecto se determinó en base a la identificación de los equipos en donde se localizan las áreas de oportunidad de recuperación de kilocalorías con la aplicación del proyecto como se muestra en el cuadro 17. Los valores de las desviaciones se obtuvieron del sistema SCORT para los casos de vacío en el condensador principal y para el caso del consumo térmico unitario de evaluaciones a la eficiencia por parte del LAPEM.

Cuadro 17
Beneficios del régimen térmico y eficiencia térmica bruta

Descripción	Desviación (kcal/kwh)	Valor de desviación esperado (kcal/kwh)	Beneficio	Actividades del proyecto
Vacío condensador ppal.	45.0	0.0	45.0	Modernización mediante rediseño del cond. ppal. Modernización de torre de enfriamiento Modernización bombas de agua de circulación Modernización sistema limpieza del cond. ppal.
Temperatura gases de la chimenea	15.0	0.0	15.0	Modernización de calentadores regen. de aire
Consumo térmico unitario	103.7	70.0	33.7	Recuperación de eficiencia de la turbina
Total	163.7	70.0	93.7	

Mediante la aplicación del proyecto es posible la recuperación de 93.7 Kcal/Kwh, si esto se afecta a los valores sin proyecto se obtiene:

Cuadro 18**Valores con aplicación del proyecto de inversión**

Indicador	Regimen térmico	Eficiencia térmica bruta
Valor hasta abril 2003	2,466.0	34.9
Beneficio por aplicación del proyecto	93.7	1.4
Valor esperado	2,372.3	36.3

Nota: el régimen térmico su valor óptimo tiende a la baja.

3.6 Costos del Proyecto.

Los costos de operación están compuestos por: operación y mantenimiento, y combustible. Los costos de operación y mantenimiento para una unidad de generación de 350 MW, en proceso térmico un costo variable de 0.21 USD/MWh y uno fijo de 21,062.10 USD/MW-año, considerando un tipo de cambio de 11.6451 pesos por dólar.

En lo que se refiere al combustible, se adopta el escenario de precios de combustibles del primer semestre de 2004, elaborado por la Gerencia de Estudios Económicos de la CFE, y aprobado por la Secretaría de Energía. Conforme a este escenario, el precio correspondiente al sitio del proyecto para el año 2008 es de 17.55 USD/BBL¹¹ e incrementa en el año 2026 a 18.77 USD/BBL.

La generación neta anual adicional de las unidades, a la maduración del proyecto, es de 203.092 GWh/año, la cual resulta de la potencia media bruta anual, la cual es de 300 MW, con un incremento en el factor de planta de 77.2 por ciento a 82.5 por ciento y un factor de uso propios de 7.2 por ciento para la unidad 3 y con un incremento en el factor de planta de 78.9 por ciento a 82.6 por ciento y un factor de uso propios de 7.2 por ciento para la unidad 4.

¹¹USD /BBL: Dólar por barril.

Con la generación neta media anual y los costos unitarios estimados se calculan los costos operativos anuales de la central. En los cuadros 19 y 20, se muestran los costos de las actividades a realizar en el proyecto de inversión de la unidad 3 y 4, respectivamente.

Cuadro 19
Proyecto unidad 3: actividades y costos

Actividad	Equipo	Costos	
		M\$	M \$\$
1	RM generador de vapor	202,696.9	17,406.20
2	R turbina de vapor	208,066.6	17,867.31
3	M condensador ppal.	83,226.6	7,146.92
4	M torre de enfriamiento	46,982.7	4,034.55
5	M bombas de agua de circulación	20,135.4	1,729.09
6	R generador eléctrico	201,354.6	17,290.93
	Total	762,462.9	65,475.00

Cuadro 20
Proyecto unidad 4: actividades y costos

Actividad	Equipo	Costos	
		M\$	M \$\$
1	RM generador de vapor	206,436.5	17,727.33
2	R turbina de vapor	211,905.2	18,196.94
3	M condensador ppal.	84,762.0	7,278.77
4	M torre de enfriamiento	47,849.6	4,108.99
5	M bombas de agua de circulación	20,506.7	1,760.99
6	R generador eléctrico	68,356.5	5,869.98
	Total	639,816.5	54,943.00

En los cuadros 19 y 20, se desglosan los equipos principales del proyecto, integrando ambos proyectos en un total de 120,418.00 miles de dólares. A esta inversión se le impactan los gastos financieros, los cuales se determinaron con base al porcentaje de integración nacional del 17.55 por ciento e importado 82.45 por ciento. El programa de inversión durante el período de construcción del proyecto y la tasa de interés anual correspondiente al esquema de financiamiento aplicado durante el período. Los gastos financieros calculados para este proyecto son de 8,244 miles de

dólares, lo cual arroja un total de inversión financiada de 128,662.00 miles de dólares.

En el cuadro 21 se presenta el perfil del proyecto de inversión de la Rehabilitación y modernización de las unidades 3 y 4 en la Central Termoeléctrica Tula.

Cuadro 21

Información general del proyecto RM Unidades 3 y 4 de la Central Termoeléctrica Tula

Características de las unidades generadoras	
Capacidad:	300MW
Proceso:	Termoeléctrico
Combustibles:	Base: combustoleo nacional Alterno: Gas natural
Modalidad de contratación	Obra pública financiada (OPF)
Origen de los recursos:	Financiamiento privado para la Central y recursos propios para la supervisión.
Inversión estimada:	120,418.00 Miles de dólares.
Requisitos exigibles:	Experiencia demostrada en ingeniería, fabricación, pruebas de laboratorio, puesta en servicio de centrales y financiamiento de proyectos de generación, mantenimiento a equipos sujetos a presión.
Influencias Económicas:	Generación de empleos: 280 durante la etapa de rehabilitación y desarrollo de las actividades.
Ambientales:	Las unidades se encuentran en operación sin problemas ecológicos.

La inversión original del proyecto es de 120,418.00 miles de dólares y el financiamiento de 8,244.00 miles de dólares, dando un total de 128,662.00 miles de dólares. El total del costo del proyecto se planea liquidar en un lapso de 10 años y el resultado neto de la operación total se proyecta a 20 años con una recuperación de 166,051.00 miles de dólares.

Al final de la vida útil del proyecto, si las condiciones de reserva en el sistema de generación están dentro de los límites adecuados, el proyecto será retirado del parque de generación. En caso de que hubiera problemas de reserva, se podría decidir seguir operando el proyecto, a pesar de que la capacidad de la instalación podría estar decremada y el costo de producción resultaría mayor debido a la baja eficiencia y a los elevados costos de mantenimiento, por la edad de la unidad. Cabe señalar que el valor que pudieran tener las instalaciones al final de la vida útil considerada, no se toma en cuenta como valor de rescate en la evaluación.

3 Evaluación del proyecto.

El Programa de Desarrollo del Sector Energía 2002-2007 y la Prospectiva Del Sector Eléctrico 2003-2012, prevén un crecimiento de 5.0% en la demanda de energía eléctrica.

Para atender esta demanda, la Comisión Federal de Electricidad planea la adición de nuevas centrales generadoras, información que se encuentra documentada en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE), así como la utilización de la capacidad de generación integrada por las centrales termoeléctricas e hidroeléctricas que se encuentran disponibles para generar energía eléctrica; en el documento "Balances de Potencia" de Comisión Federal De Electricidad se encuentra la capacidad inicial como base para la determinación del margen de reserva y el crecimiento de la oferta que se requerirá para satisfacer la demanda actual más el crecimiento esperado.

El proyecto RM Central Termoeléctrica Tula Unidades 3 y 4, permitirá que las unidades mantengan el nivel de generación de la mismas (manteniendo su disponibilidad), para que en conjunto con las nuevas centrales, haga posible satisfacer el incremento futuro en la demanda de energía eléctrica.

Por lo anterior no existen alternativas de proyecto ya que se trata de unidades que actualmente se encuentran en operación y únicamente con las acciones propuestas es posible cumplir con las metas y objetivos comprometidos.

El proyecto comienza a generar beneficios a partir de la fecha de puesta en servicio de la unidad posterior a la conclusión de los trabajos de Rehabilitación y Modernización.

Se considera que la vida útil del proyecto es de 20 años, esto en base en los alcances que incluyen equipos principales tales como la turbina de vapor, condensador principal y torre de enfriamiento en los cuales se contempla su reemplazo total, así mismo dentro de la evaluación económica-financiera la vida útil sin proyecto se considera máximo de 15 años para que las unidades 3 y 4 sean retiradas del parque de generación.

4.1 Evaluación Económica.

La evaluación económica de la Central, se realiza tomando en cuenta los siguientes puntos :

- Costo de producción (combustibles, operación y mantenimiento).
- Costo de inversión de la infraestructura eléctrica de la Central.
- El beneficio económico de incorporar un proyecto al sistema, a su vez tiene dos componentes:
- El beneficio por ahorros en costos de operación del sistema, debido al proyecto.

- El beneficio por ahorro en costos por mejora de confiabilidad (energía no suministrada).

Los beneficios económicos asociados al proyecto equivalen a la diferencia en el costo de operación y el costo de la energía no suministrada, calculados con un modelo que simula la operación del sistema con y sin el proyecto. Para que el proyecto tenga un beneficio económico neto positivo, el valor presente (VP) de los ahorros en costos de operación y por mejora de confiabilidad deberán ser mayores al valor presente neto (VPN) del costo de inversión.

Cuadro 22
Descripción de los beneficios económicos

Beneficio	Descripción
Reducción del costo de despacho	Los proyectos pueden alterar el orden dedespacho de las plantas de generación, reduciendo el costo de explotación de la CFE mediante la utilización de modelos de simulación del Sistema Eléctrico Nacional, se calcula el costo de despacho con y sin el proyecto.
Reducción de energía no suministrada	Los proyectos pueden mejorar la confiabilidad de la Central y por lo tanto reducir la probabilidad de fallas
Otros beneficios no cuantificados	Existen otros beneficios no cuantificados tales como el fomento a la inversión directa en la región, creación de empleos y el consecuente impulso a la economía nacional.

La evaluación económica se presenta en el cuadro 23 en donde se muestran que la relación Beneficio/Costo para la sociedad es de 1.70 respecto a la inversión realizada del 2080 al 2010, por un importe total de MUSD 120,417.

Cuadro 23
Evaluación económica (Miles de dólares)

Año fiscal	Resultado neto de la operación del proyecto	Inversión	Flujo neto
2008		4,809	-4,809
2009		40,995	-40,995
2010	-43,698	35,301	-78,999
2011	9,722	39,312	-29,590
2012	19,732		19,732

2013	21,409		21,409
2014	23,060		23,060
2015	24,685		24,685
2016	26,286		26,286
2017	27,862		27,862
2018	29,414		29,414
2019	30,942		30,942
2020	32,446		32,446
2021	33,926		33,926
2022	35,384		35,384
2023	36,818		36,818
2024	38,230		38,230
2025	39,620		39,620
2026	125,287		125,287
2027	124,798		124,798
2028	124,309		124,309
2029	123,823		123,823
2030	123,338		123,338
SUMA	1,007,393	120,417	886,976
VP en 2007	166,051	97,535	68,516

Relación B/C: 1.70

TIR: 17.0 %

Una vez estimado el beneficio obtenido al reducir el índice de falla en los equipos modernizados y rehabilitados en ambas unidades, se observa un beneficio total del 80.9 por ciento, del cual se proyecta un beneficio neto del 41.3 por ciento, como se observa en el cuadro 24.

Cuadro 24
Beneficio económico del proyecto RM CTT U3 y U4

Concepto	Millones de dólares	Estructura porcentual
Beneficio por reducción índices de falla	205.37	100.0
Beneficio total	166.05	80.9
Diferencia costos de producción	39.32	19.1
Beneficio total	166.05	100.0
Costo de inversión	97.54	58.7
Beneficio neto	68.52	41.3

Los beneficios proyectados es considerando que las actividades se realizarán de acuerdo a lo planeado, es importante tener presente, de acuerdo a la experiencia, que existen circunstancias no controladas y que en el desarrollo real afectan los resultados.

4.2 Evaluación Financiera.

El proyecto de la Central se realizará bajo el esquema de Obra Pública financiada (OPF). La evaluación financiera se realiza comparando el resultado neto de operación de la central, con los pagos financieros que deberá realizar CFE por: el pago de los financiamientos del proyecto.

Para este efecto, el resultado neto de operación de la Central se determina como la diferencia entre los ingresos por ventas y los costos de explotación del mismo; a su vez los ingresos se estiman en función de un precio de transferencia de la energía a transmisión trazada a 74.76 (dólares de 2004/MWh) y se decrementa gradualmente hasta el valor de 61.35 dólares por MWh en 2026.

Los pagos financieros se estiman a partir de los respectivos programas de inversiones para la Central, planteados en el cuadro 23, y considerando las condiciones financieras mostradas en el escenario de financiamiento y los flujos anuales de pagos financieros; estos flujos y los correspondientes a erogaciones presupuestarias, así como los de resultado neto de operación, se presentan en el cuadro 25. De acuerdo con estos flujos, el proyecto integral (Rehabilitación y Modernización de: Generador de vapor, Turbinas, Condensador Principal, Torre de Enfriamiento, Agua de Circulación y Enfriamiento Auxiliar de las unidades generadoras No.3 y 4) tiene una relación B/C de 2.23 y una TIR del 27 por ciento. Así mismo, año con año, el resultado neto de operación es mayor que los pagos financieros totales durante toda la operación del proyecto, excepto los dos primeros años, debido al paro de las Unidades para la ejecución del proyecto, en los que se presentan déficits de 46,258 y 5,090 miles de dólares, respectivamente.

Cuadro 25
Memoria de cálculo de la evaluación del proyecto RM CTT U3 yU4
Provisiones de gasto público (miles de dólares corrientes)

Año fiscal	Resultado neto de la operación del proyecto	Pagos del financiamiento		Total pagos financieros	Inversión presupuestal	Flujo neto	Saldo insoluto	Pasivo directo	Pasivo contingente
		Amortización	Intereses						
1	2			3	4	5	6	7	8
2008	-45,910		348	348		-46,258	199,114	15,908	183,206
2009	10,470	6,412	9,147	15,560		-5,090	198,766	35,407	163,359
2010	21,781	8,947	10,900	19,847		1,934	183,206	39,694	143,512
2011	24,222	9,778	10,070	19,847		4,375	163,359	39,694	123,665
2012	26,742	10,685	9,162	19,847		6,895	143,512	39,694	103,818
2013	29,343	11,676	8,171	19,847		9,496	123,665	39,694	83,971
2014	32,027	12,759	7,088	19,847		12,180	103,818	39,694	64,124
2015	34,796	13,943	5,904	19,847		14,949	83,971	39,694	44,277
2016	37,652	15,237	4,610	19,847		17,805	64,124	39,694	24,430
2017	40,598	16,650	3,197	19,847		20,751	44,277	39,694	4,583
2018	43,636	18,195	1,652	19,847		23,789	24,430	24,430	
2019	46,768	4,380	202	4,582		42,186	4,582	4,582	
2020	49,996					49,996			
2021	53,324					53,324			
2022	56,753					56,753			
2023	60,287					60,287			
2024	195,406					195,406			
2025	199,508					199,508			
2026	203,695					203,695			
2027	207,971					207,971			
2028	212,335					212,335			
Suma	1,541,400	128,662	70,451	199,113		1,342,287			
VP en 2006	166,051	43,341	31,011	74,353		91,698			

Los flujos considerados en el cuadro 25 consideran los siguientes supuestos: precio de transferencia de transmisión variable, inflación anual 2.5 por ciento, tasa nominal 14.80 por ciento. Con ello el resultado neto de la operación del proyecto en ingresos se calculan como las ventas de la energía generada por la central, con una tarifa variable. Por otra parte los costos son el pago del financiamiento y por concepto de combustible y de operación y mantenimiento. El total de los pagos financieros es de las amortizaciones e intereses del financiamiento. En la evaluación se compara año con año el resultado neto de operación, ver cuadro 25 columna 2, con los cargos financieros y la inversión presupuestal ver cuadro 25 columna 3 y 4. La tasa interna de rendimiento (TIR) se obtiene del flujo neto del resultado de la operación del proyecto menos el total de pagos financieros menos la

inversión presupuestal en el año fiscal ver cuadro 25 (columna 5= 2-3-4). En tanto que el beneficio costo se calcula como el valor presente, columna 2, entre el valor presente columna 3 mas 4. Del análisis anterior se obtienen los siguientes resultados: año con año el resultado neto de la operación del proyecto es mayor que el total de pagos financieros; la relación beneficio costo resulta del 2.23 con una tasa interna de rendimiento 27 por ciento. Con los resultados proyectados se concluye que el proyecto resulta financieramente viable.

5. Análisis de sensibilidad y riesgos del proyecto.

El análisis de sensibilidad al costo de inversión consistió en determinar cuál es el máximo incremento en las inversiones que permite seguir cumpliendo que la relación B/C sea igual a uno. En la evaluación financiera se hizo un análisis de sensibilidad al costo de inversión, que consistió en determinar el incremento máximo en las inversiones, que permita seguir cumpliendo con los lineamientos dictados por la SHCP, que son:

- A. La relación B/C, tanto en la evaluación económica como en la financiera, sea mayor o igual a 1
- B. El resultado neto de operación, año con año, sea mayor que los pagos financieros de la OPF del proyecto.

Cuadro 26
Sensibilidad de los parámetros ante un incremento del 9.7% en las inversiones financiadas
(Miles de dólares corrientes)

Año fiscal	Resultado neto de la operación del proyecto	Pagos del financiamiento		Total pagos financieros	Inversión presupuestal	Flujo neto	Saldo insoluto	Pasivo directo	Pasivo contingente
		Amortización	Intereses						
1	2			3	4	5	6	7	8
2008	-45,910		382	382		-46,292	218,515	382	218,133
2009	10,470	7,037	10,039	17,076		-6,606	218,515	17,458	201,057
2010	21,781	9,819	11,962	21,781		0	218,515	38,857	179,658
2011	24,222	10,730	11,051	21,781		2,441	201,057	43,562	157,495
2012	26,742	11,726	10,055	21,781		4,961	179,276	43,562	135,714
2013	29,343	12,814	8,967	21,781		7,562	157,495	43,562	113,933

2014	32,027	14,002	7,779	21,781	10,246	135,714	43,562	92,152
2015	34,796	15,302	6,479	21,781	13,015	113,933	43,562	70,371
2016	37,652	16,721	5,060	21,781	15,871	92,153	43,562	48,591
2017	40,598	18,273	3,508	21,781	18,817	70,372	43,562	26,810
2018	43,636	19,968	1,813	21,781	21,855	48,591	43,562	5,029
2019	46,768	4,807	222	5,029	41,739	26,810	26,810	
2020	49,996				49,996	5,029	5,029	
2021	53,324				53,324			
2022	56,753				56,753			
2023	60,287				60,287			
2024	195,406				195,406			
2025	199,508				199,508			
2026	203,695				203,695			
2027	207,971				207,971			
2028	212,335				212,335			
Suma	1,541,400	141,199	77,317	218,516	1,322,884			
VP en 2006	166,051	47,564	34,033	74,353	84,454			

La conclusión a este análisis es que la inversión en el proyecto de la Central podría incrementarse simultáneamente hasta un 9.743 por ciento (Cuadro 26) y el proyecto seguiría siendo financieramente rentable; sin embargo, debido a la restricción de que año con año el proyecto debe generar ingresos netos superiores a los pagos financieros, no se puede tener ningún incremento en los costos. Finalmente, se realizó un análisis de sensibilidad a la duración del periodo de ejecución del proyecto de las Unidades. En este análisis se determina (para diferentes incrementos en la duración) el aumento en el costo del proyecto originado por la capitalización del costo financiero durante dichos periodos; así como el impacto de este aumento en los indicadores de evaluación. Cabe señalar que los pagos financieros (amortización e intereses) se incrementarán en la misma proporción que los costos del proyecto. En el cuadro 27 se presentan los resultados para el caso de retrasos de 2, 6 y 12 meses en el plazo de ejecución del Proyecto.

Cuadro 27
Resultados por retraso en la ejecución del proyecto

Incremento en el período de ejecución (meses)	Incremento en la inversión	Relación B/C	Valor presente neto (millones de dólares)

2	0.79	2.2	91.111
6	2.37	2.2	89.936
12	4.75	2.1	88.167

Existen riesgos asociados a la ejecución del proyecto que puedan afectar su rentabilidad, el principal riesgo es el financiero, que estriba en que si en el momento en que CFE tenga que contratar el financiamiento de largo plazo previa autorización de la SHCP, los mercados presentan condiciones más desfavorables que las supuestas, el costo de financiamiento se encarecería y, por ende, se vería afectada la rentabilidad del proyecto.

De presentarse circunstancias más críticas en los mercados financieros, podría incluso enfrentarse una situación en la que no se pudiera llegar a concretar el financiamiento de largo plazo, ya sea por su alto costo financiero o por la escasez de créditos, lo cual generaría una problemática para el pago de las obras una vez que hayan sido concluidas.

En cuanto a las obligaciones y los riesgos operativos asociados al proyecto, es conveniente señalar en primer término, que la única obligación de CFE en este respecto es la de continuar operando y manteniendo correctamente las instalaciones para generar la energía requerida por el sistema, lo cual a su vez es una precondition para la generación de ingresos y, por ende, para el cumplimiento de las obligaciones financieras asociadas al proyecto.

El principal riesgo operativo se relaciona con el mercado, en particular si se retrasa el proyecto, lo que podría afectar el suministro de energía eléctrica en el Área Central ya que se aumentaría la probabilidad de que se presenten fallas en las Unidades 3 y 4 de la Central y se generen interrupciones del servicio en este sistema, además del incremento en los costos de generación por la necesidad de operar Unidades Turbogas de emergencia. Así mismo, se podría presentar el caso de que la demanda en el Área Central no se incremente al ritmo previsto, lo cual reduciría los

beneficios esperados debido a que la Unidad no sea despachada conforme a las previsiones contenidas en el proyecto.

Otro de los riesgos inherentes al proyecto es el incremento en los montos de inversión. Por ello, se realizó un análisis de sensibilidad al costo de inversión que consistió en determinar el incremento máximo en las inversiones, que permita seguir cumpliendo con los lineamientos dictados por la SHCP, que son:

- A. la relación B/C, sea mayor o igual a 1 y
- B. el resultado neto de operación, año con año, sea mayor que los pagos financieros del OPF de la Unidad.

La conclusión de este análisis es que la inversión del proyecto podría incrementarse hasta un: 9.743 %, con lo cual el proyecto seguiría cumpliendo con los dos requisitos mencionados, excepto los dos primeros años en virtud de que es cuando se ejecuta el proyecto con paro de las Unidades generadoras.

6. Factibilidad Técnica, Legal y Ambiental.

La factibilidad técnica del proyecto está asociada a las características de las Unidades generadoras en la que será aplicado y se sustenta por no existir diferentes alternativas estudiadas para sustentar el proyecto, en virtud de que se trata de acciones muy precisas dirigidas para la rehabilitación y modernización de unidades existentes que actualmente se encuentran en operación y únicamente con las acciones propuestas es posible cumplir con las metas y objetivos comprometidos.

El proyecto se considera como parte de las funciones de la CFE, conforme a lo que se establece en los artículos 25 y 28 párrafo cuarto de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, que señalan el carácter estratégico y prioritario de la generación de electricidad.

La totalidad de las acciones incluidas en el proyecto, serán aplicadas en instalaciones que actualmente se encuentran operando comercialmente y con todas sus licencias y permisos vigentes, sin modificar sus condiciones de operación. Esto incluye la Manifestación de Impacto Ambiental así como los Estudios de Riesgo señalados en la normatividad vigente en el país.

El proyecto de rehabilitación y modernización de las unidades generadoras, es un proyecto financieramente rentable y que cumple con los requisitos establecidos para los PIDIREGAS en el Manual de Normas Presupuestarias para la Administración Pública Federal (MNP); especialmente en lo relativo a que genera ingresos netos suficientes para hacer frente a los flujos de pagos financieros, derivados de la deuda que CFE deberá contraer para pagar al licitante ganador el costo de las inversiones necesarias para la construcción de las obras.

CONCLUSIONES

La investigación realizada sobre la desregulación del sector eléctrico y durante el período 1940-1970, el sector eléctrico en México alcanzó una tasa de crecimiento promedio anual del 12.9 por ciento, bajo la modalidad de endeudamiento público del sector.

Por ello se confirma que el modelo en la reforma del sector eléctrico del Estado, la devaluación del peso y las variaciones en los precios de los combustibles no podrán beneficiar inmediatamente el precio final del suministro del servicio, con consecuencias económicas directas de los usuarios. El objetivo de la propuesta del Estado para la reestructuración del sector eléctrico contribuye poco o nada al logro en seguridad, mínimo costo, obtención de recursos para financiar el desarrollo, cuidado de la naturaleza y bienestar social.

La estrategia de desregular el sector eléctrico para permitir la participación de la inversión privada en la generación de energía someterá al sector a una alta vulnerabilidad y riesgo por los posibles apagones masivos y prolongados, debido a que las tarifas se determinaron de acuerdo al desarrollo del mercado. Las experiencias en otros países han demostrado que la reestructuración y modernización del sector con inversión privada, han generado resultados con fuertes contradicciones entre el principio de menor costo y mayor eficiencia de la inversión privada.

Pese a esas experiencias, la reforma eléctrica en México se ha llevado a cabo de manera velada a fin de facilitar la apertura total. Dan cuenta de ellos las diversas reformas y adecuaciones al marco regulatorio, así como la creación de organismos que vienen operando en la instrumentación de la participación de la inversión privada nacional y extranjera desde 1992. Las reformas al marco jurídico se enfocan a permitir la intervención en actividades de generación de energía por parte del sector privado, a través

de tres principales modalidades: Productores independientes de energía (PIE), Proyectos de construcción, arrendamiento y transferencia (CAT) y Proyecto de obra pública financiada (OPF).

El proyecto de rehabilitación y modernización de las unidades generadoras número 3 y 4, esta contemplado bajo la modalidad de obra pública financiada, para la que es necesario que una vez concluida la obra, se asegure un fondo para el mantenimiento de las unidades a efecto de que estas dispongan del resto del equipo en condiciones óptimas para continuar generando, para liquidar el capital e interés de la inversión. El principal objetivo del proyecto consiste en elevar los índices de disponibilidad y eliminar el decremento por falla, a efecto de aprovechar la ubicación geográfica de la Central como principal característica, lo que permitirá la funcionalidad y permanencia en el mercado nacional de energía.

El seguimiento al proyecto así como la correspondiente evaluación del mismo, son determinantes para que la legislación modificada sea revisada respecto a los resultados obtenidos. La intervención de la CFE es determinante ya que su experiencia y conocimiento del equipo, así como el conocimiento de las características del mercado le permitirán hacer una evaluación seria de los resultados, ya que pese a los problemas financieros, el sector eléctrico ha elevado la eficiencia en la generación y distribución de energía en un contexto de contracción aguda de la inversión pública en construcción de nueva infraestructura y para el mantenimiento de la existente. No obstante las críticas poco objetivas y altamente ideológicas por parte del sector privado, el sector eléctrico ha demostrado ser una empresa rentable, en particular la CFE, lo que confirma su liderazgo en el sector eléctrico, y en el desarrollo económico del país.

BIBLIOGRAFÍA

Acevedo, Valerio Víctor Antonio Coordinadores Navarro Chávez . “La Productividad Regional de la Generación de Electricidad en México, 1988-1998” *Globalización, Desarrollo y Región. UMSNH Págs. 315-347.*

Angeles, Cornejo Sarahí . “Memoria del seminario: Análisis de las principales propuestas de reforma eléctrica para México” *Instituto de Investigaciones Económicas- Universidad Nacional Autónoma de México*

Briceño, López Santiago Valentín. “La Comisión Federal de Electricidad en el contexto de la apertura del Sector Eléctrico en México” *Tesis.*

Campos, Aragón Leticia. “La Industria de suministro eléctrico en México: importancia, situación actual y perspectivas” *Política Económica para el desarrollo sostenido con equidad Tomo II UNAM – IIE 2002 .*

Campos, Aragón Norma, “¿Mercado versus estado en la industria eléctrica mexicana?”, *Revista Latinoamericana en Economía Problemas del Desarrollo Vol. 31 Núm. 122 UNAM Julio-Septiembre 2000.*

Chávez, Presa Jorge . “Desafíos y opciones del sector eléctrico mexicano” *Análisis Económico Primer Semestre 2003 No. 37*

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos 1917

De la Vega, Navarro Angel. “Energías de los diagnósticos y escenarios a las nuevas construcciones institucionales y regulatorias” *Economía Informa Facultad de Economía UNAM Vol. 2 Núm. 4*

De la Vega, Navarro Angel. “Hacia una política industrial y tecnológica para el sector energético. Las industrias de los hidrocarburos” *Política Económica para el desarrollo sostenido con equidad Tomo II UNAM – IIE 2002 .*

De la Vega, Navarro Angel. “Nuevos enfoques sobre el cambio institucional, organizacional y tecnológico de las industrias energéticas” *Momento Económico Instituto de Investigaciones Económicas UNAM Mayo-Junio 1999 No. 103.*

Guerrero, Mondragón Aleida , “La Reforma al Sector Eléctrico en México”, *Economía Informa facultad de Economía UNAM Núm. 299 Jul-Agosto 2001.*

Gutiérrez, Roberto R. “El sector eléctrico de México: un análisis de posibilidades y potencialidades hacia el año 2000” *Economía 15 Teoría y práctica UAM 1990*

Huerta, Arturo. "Privatización de la industria eléctrica una consecuencia más de la globalización" *Momento Económico Instituto de Investigaciones Económicas UNAM Mayo-Junio 1999 No. 103.*

Huerta, Moreno Ma. Guadalupe, "Reforma Energética", *Economía, teoría y práctica Universidad Autónoma Metropolitana.*

Jalife , Rahme Alfredo. "El mito de la desregulación" *México Julio 2002.*

Jiménez, San Vicente Armando. "Perspectivas sobre estrategias, políticas y regulaciones energéticas en México" *Secretaría de Energía Programa Sectorial Dirección General de Formulación de Política Energética 2001.*

Navarro, Chávez José C. "La Productividad de la Generación de Electricidad en México 1988-1998" *Globalidad, Desarrollo y Región. UMSNH 2003*

Ornelas, Delgado Jaime. "Acerca de la propuesta de reforma al sector eléctrico" *Economía Informa Faculta de Economía UNAM No. 320 Oct 2003 Sobre la Reforma Eléctrica*

Rodríguez, Víctor . "Una propuesta de reforma eléctrica cuestionable" *Momento Económico Instituto de Investigaciones Económicas UNAM Mayo-Junio 1999 No. 103. Págs. 46-54.*

Sheinbaum, Pardo Claudia. "Análisis de la propuesta de reestructuración del sistema eléctrico nacional" *Momento Económico Instituto de Investigaciones Económicas UNAM Marzo-Abril 1997 No. 90.*

Sheinbaum, Pardo Claudia. "Políticas de conservación de electricidad en México. Costos sociales y alternativas" *Momento Económico Instituto de Investigaciones Económicas UNAM Mayo-Junio 1993 No. 67.*

Sheinbaum, Pardo Claudia. "Retos del sector eléctrico mexicano: financiamiento y tarifas" *Momento Económico Instituto de Investigaciones Económicas UNAM Marzo-Abril 1997 No. 90.*

Téllez K.", *Revista Latinoamericana en Economía Problemas del Desarrollo Vol. 30 Núm. 118 UNAM Julio-Septiembre 1999.*

Téllez, Luis. "Electricidad, estado y desarrollo " *Momento Económico Instituto de Investigaciones Económicas UNAM Mayo-Junio 1999 No. 103.*

Thomas, Steve, "Comentarios a la propuesta de "Reforma estructural de la industria eléctrica mexicana", publicado por el Secretario de Energía Dr. Luis Tellez K.

Thomas, Steve, "El futuro de los mercados de la electricidad ¿una economía de mercado que realmente funciona o una oligarquía en

ciernes?”, *Problemas del desarrollo Revista Latinoamericana de Economía No. 115/116 1999 Vol. 29-30*

Viqueira, Landa Jacinto. “La Revolución neoliberal en la industria eléctrica” *Política Económica para el desarrollo sostenido con equidad Tomo II UNAM – IIE 2002.*

Aguilera, Gómez Manuel, “Privatización del servicio público de electricidad: experiencias internacionales”, *Revista Latinoamericana en Economía Problemas del Desarrollo Núm. 320 UNAM Octubre 2003 Sobre la Reforma Eléctrica*

Angeles, Sarahí. “Reforma y privatización de los sistemas eléctricos” *Momento Económico Instituto de Investigaciones Económicas UNAM Mayo-Junio 1999 No. 103.*

Bauer, Ephrussi Mariano. “La eficiencia energética en el futuro de los países en vías de desarrollo” *Momento Económico Instituto de Investigaciones Económicas UNAM Marzo-Abril 1997 No. 90. Págs. 5-8*

Bouchain, Rafael. “Estadísticas del Sector Eléctrico” *Momento Económico Instituto de Investigaciones Económicas UNAM Mayo-Junio 1999 No. 103.*

Butler, Silva Fernando, “Reforma de la industria eléctrica. Problemas y perspectivas”, *Economía Informa facultad de Economía UNAM Núm. 312 noviembre 2003 La Industria en México.*

Caballero, Urdiales Emilio, “Reforma eléctrica y Cámara de diputados”, *Economía Informa facultad de Economía UNAM Núm. 320 Octubre 2003.*

Calzada, Falcón Fernando. “El contexto de hoy: globalización e inversión extranjera directa” *Economía Informa Facultad de Economía UNAM Octubre 1991 No.199 .*

Churchill, Anthony. “La Reforma del Sector Eléctrico: mensaje de los políticos” *Momento Económico Instituto de Investigaciones Económicas UNAM Mayo-Junio 1999 No. 103.*

Davidson, Paul. “¿Es suficiente echar granos de arena en el engranaje financiero internacional cuando se requiere de Peñascos?” *Momento Económico Instituto de Investigaciones Económicas UNAM Mayo-Junio 1999 No. 103.*

Escalante, JC. “Integración energética hemisférica” *Foro Eléctrico Nacional Septiembre 2001 Universidad Obrera de México.*

Gershenson, Antonio. “El Impuesto a la energía” *Economía Informa Facultad de Economía UNAM, Mayo 1993 No. 217*

Gershenson, Antonio. "Energéticos: el planteamiento constitucional"
Economía Informa Facultad de Economía UNAM No. 320 Oct 2003 Sobre la Reforma Eléctrica .

Gutiérrez, Santos Luis, "El futuro de los mercados de la electricidad",
Problemas del desarrollo Revista Latinoamericana de Economía No. 117 1999 Vol. 30

Lomelí, Vanegas Leonardo. "Costos y disyuntivas de la reforma eléctrica en México"
Economía Informa Facultad de Economía UNAM No. 320 Oct 2003 Sobre la Reforma Eléctrica .

Medina, Giacomozzi Alex. "Causas de la Internacionalización de la empresa"
Análisis Económico Núm. 45 Vol. XX Tercer cuatrimestre 2005.

Plan Nacional de Desarrollo 2001-2006

Programa Sectorial de Energéticos 2001-2006

Pueyo, Abardía Silvia. "Política comercial y política de competencia en el sistema comercial mundial"
Análisis Económico Tercer cuatrimestre 2003, Núm. 39, Vol. XVIII

Quiroz, Cuenca Sara. "Competitividad e inversión extranjera directa en México"
Facultad de Economía UAEM

Rodríguez, Castellón Santiago, "Evolución y cambios en el Sector Energético en Cuba en los años noventa",
Momento Económico Núm. 121 Mayo-Junio 2002

Tépach, Marcial Reyes. "La participación privada en la industria eléctrica nacional y la propuesta de modernización del sector eléctrico"
Análisis Económico Primer Semestre 2003 No. 37 Vol. XVIII

Thomas, Steve, "¿Han reducido la privatización y la liberalización el costo de la energía eléctrica en Gran Bretaña?",
Problemas del desarrollo Revista Latinoamericana de Economía No. 117 1999 Vol. 30

Viqueira, Landa Jacinto, "El desarrollo futuro de la industria eléctrica en México en el contexto del Tratado de Libre Comercio de América del Norte",
Economía Informa facultad de Economía UNAM Núm. 217 Mayo 1993.

Viqueira, Landa Jacinto. "El fracaso de la desregulación eléctrica en California"
Revista Latinoamericana de Economía. Problemas del Desarrollo Vol. 32 Núm. 124, México IIE-UNAM Enero-Marzo 2001.