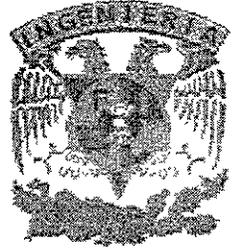


**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

08/190



**FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**

**LA PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE EN LA
TRANSFORMACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO
MEXICANO, 1992-2000**

T E S I S

Q U E P R E S E N T A :

M. EN I. JOSÉ MANUEL BECERRA ESPINOSA

COMO REQUISITO PARA OBTENER EL GRADO DE

DOCTOR EN INGENIERÍA

DIRECTOR DE TESIS: DR. VÍCTOR RODRÍGUEZ PADILLA

CIUDAD UNIVERSITARIA

ABRIL DE 2001



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.

Miembros del Jurado Doctoral:

Dr. Fernando Cuevas Moreno
Dr. Jorge Islas Samperio
Dr. Ricardo Mota Palomino
Dr. Víctor Rodríguez Padilla
Dr. José Antonio Rojas Nieto
Dra. Claudia Sheinbaum Pardo
Ing. Jacinto Viqueira Landa

DEDICATORIA

...Hace algún tiempo, Rosa Alpha, me dijiste que para encontrarte, tenía que buscar dentro de mi ser. Hoy me siento el hombre más afortunado no sólo por entregarte esta tesis doctoral, sino por haber sido tu hijo.

A través de tus ejemplos de responsabilidad y con tus lineamientos de disciplina es como me he formado. Tu invaluable enseñanza de que el esfuerzo es la base para llegar al éxito, es lo que te dedico.

Al ser la continuación de mi vida, te reitero que mis logros son tuyos y orgullosamente te demuestro el amor que con el que me educaste realmente valió la pena. Madre mía, te llevo en el corazón que tu creaste y permanentemente refrendo el compromiso que adquirí desde el día que necesité buscarte en mi interior...

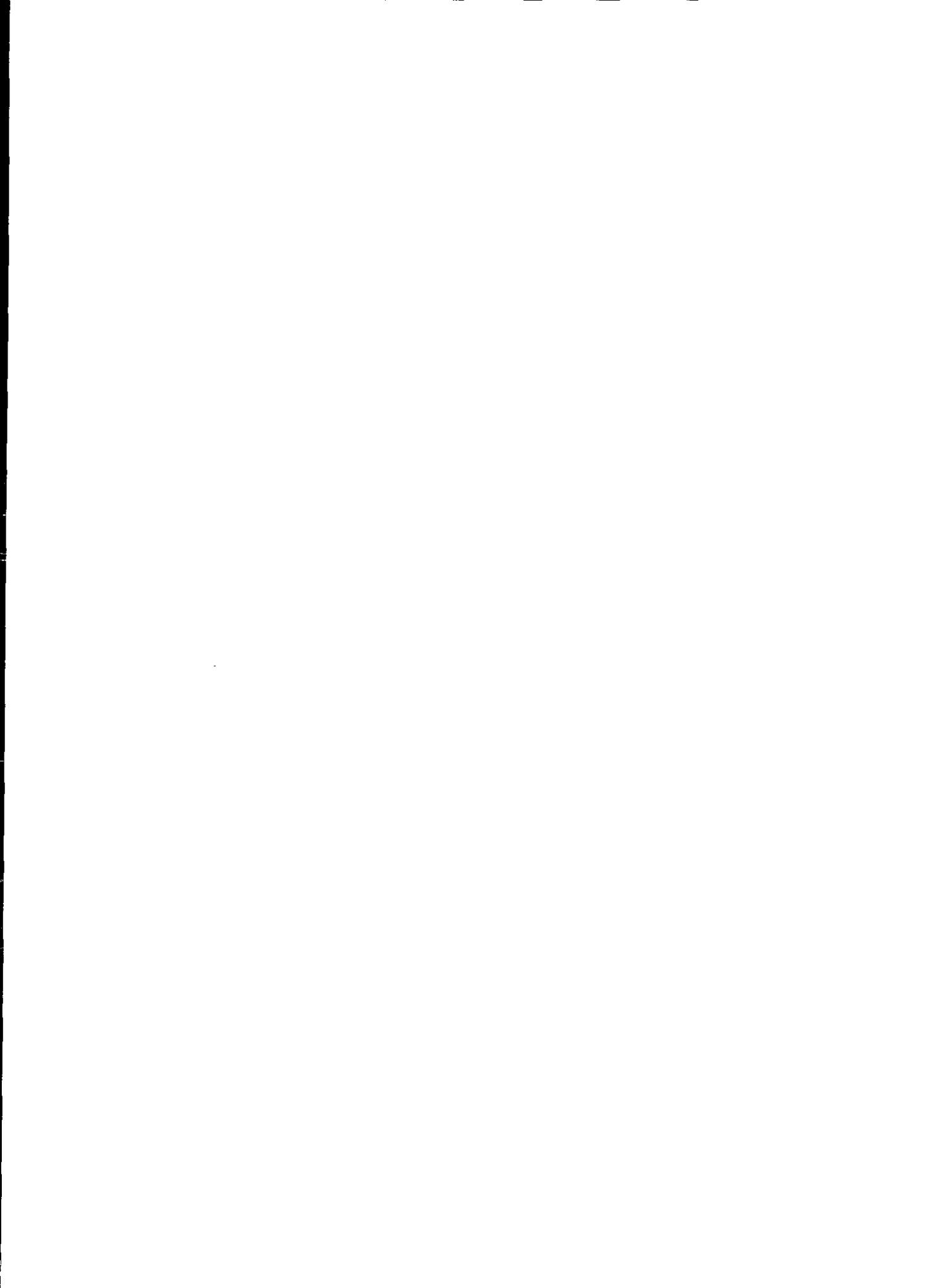
AGRADECIMIENTOS

Quiero dar gracias a todas aquellas personas e instituciones que directa o indirectamente colaboraron en la realización de este trabajo.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por haberme dado la oportunidad de formarme desde el CCH hasta el doctorado; al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, así como a la Escuela Nacional Preparatoria quienes contribuyeron de forma significativa en mi superación académica.

A mis amigos y a todos quienes me une un lazo afectivo porque creyeron en mí desde el principio y me alentaron hasta el fin del doctorado.

Sin embargo, quiero agradecer especialmente a alguien que ha sido un pilar en la consolidación de este proyecto y que sin su dedicación y amor no hubiera sido posible. a ti Ale, porque esto también te pertenece. .



ÍNDICE

PRÓLOGO	1
----------------------	---

INTRODUCCIÓN	2
---------------------------	---

CAPÍTULO I. CAMBIO ESTRUCTURAL EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN EL MUNDO

I.1 Electricidad e industria eléctrica	14
I.1.1 Particularidades técnicas de la industria eléctrica	14
I.1.2 Características económicas de un sector eléctrico	17
I.1.3 Importancia de la industria eléctrica en la sociedad	19
I.2 Origen de la reforma	22
I.2.1 Defectos del modelo verticalmente integrado	22
I.2.2 Cambio tecnológico	25
I.2.3 Imposición ideológica bajo el paradigma neoliberal	27
I.2.4 Escasez de financiamiento	29
I.3 Modelos de organización	32
I.3.1 Monopolio natural verticalmente integrado	32
I.3.2 Comprador único	34
I.3.3 Competencia en generación dentro de un mercado	37
I.3.4 Competencia total en generación y en distribución	39
I.4 Modalidades de regulación	41
I.4.1 Tarifación a costo marginal	42
I.4.2 Regulación por tasa de retorno	45
I.4.3 Regulación Price cap	47
I.4.4 Regulación por comparación	50
I.5 Experiencias internacionales de reforma más representativas	52
I.5.1 Chile	52
I.5.2 Inglaterra y Gales	53
I.5.3 Noruega	56
I.5.4 Argentina	57
I.5.5 Estados Unidos	59
I.5.6 Francia	62
I.5.7 Otros países	64
Sumario y conclusiones parciales	65

CAPÍTULO II. DESCRIPCIÓN DEL DESARROLLO DE LA PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE A NIVEL MUNDIAL

II.1 Origen, características y condiciones de establecimiento de la producción independiente	68
II.1.1 Definición, beneficios y desventajas de la producción independiente	68
II.1.2 Motivos que condujeron al surgimiento de productores independientes	73
II.1.3 Evolución reciente de los productores externos en Estados Unidos	77
II.2 Modalidades de la producción independiente, los obstáculos para su ingreso y su relación comercial	83
II.2.1 La producción independiente y su diferencia con otras concesiones	83

II.2.2 Condiciones necesarias para el establecimiento de proyectos de producción independiente	86
II.2.3 Identificación de las barreras a la entrada	89
II.2.4 Condiciones de compra-venta de energía	93
II.3 Ejemplos en el ámbito mundial de la incursión de la producción independiente	97
II.4.1 Europa	97
II.4.2 Asia	103
II.4.2 América Latina	109
Sumario y conclusiones parciales	115

CAPÍTULO III. EVOLUCIÓN Y REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO

III.1 Breve descripción de la evolución de la industria eléctrica nacional	119
III.1.1 Orígenes del sector eléctrico mexicano	119
III.1.2 Surgimiento y desarrollo de la CFE	121
III.1.3 Nacionalización de la industria eléctrica y sus beneficios	124
III.1.4 Crisis financiera del sector, su saneamiento y la necesidad de participación privada	126
III.2. Origen de la reforma de 1992	129
III.2.1 Factores internos	129
a) Necesidad de financiamiento para construir nueva capacidad. Freno al endeudamiento	129
b) Manejo equivocado de la política de subsidios	132
III.2.2 Factores externos	136
a) Influencia de las tendencias mundiales	136
b) Postura del Banco Mundial y de la banca comercial	138
c) Implicaciones del Tratado de Libre Comercio	140
III.3. Análisis de la reforma de 1992	143
III.3.1 Reforma legal y nuevas modalidades de participación permitidas	143
III.3.2 Reforma regulatoria	146
III.3.3 Reforma institucional	148
III.3.4 Reforma empresarial	151
III.4. Resultados de la reforma de 1992 y situación actual del sector eléctrico mexicano	153
III.4.1 Capacidad instalada y generación actual	154
III.4.2 Estimaciones de crecimiento de la demanda	156
III.4.3 Requerimientos de expansión del sector eléctrico nacional	158
III.4.4 Necesidades de inversión	160
III.4.5 Permisos otorgados	162
Sumario y conclusiones parciales	165

CAPÍTULO IV. FACTORES ECONÓMICOS INCIDENTES EN LA CONCUERENCIA DE PRODUCTORES INDEPENDIENTES

IV. 1 Comportamiento de la economía del sector eléctrico mexicano con la incorporación de productores independientes	168
IV.1.1 Situación económica del sector eléctrico en la actualidad	168
IV.1.2 Influencia de los productores independientes en la economía del sector eléctrico y a nivel macroeconómico	173
IV.2 Análisis económico de los proyectos de producción independiente	174
IV.2.1 Criterios de evaluación económica para proyectos de producción independiente	180
IV.2.2 Descripción general de los cargos que los productores independientes cobran a la CFE	185
IV.2.3 Precios de venta del kWh a la CFE	188

IV.2.4 Reflexiones acerca del precio de venta en los primeros permisos de producción independiente en México	198
IV.3 Disponibilidad, suficiencia y precio del gas natural como condicionante de la participación de productores independientes	201
IV.4 Eficiencia de la política tarifaria dentro del contexto macroeconómico	206
IV.4.1 Equidad y finanzas	206
IV.4.2 Dispersión de las tarifas y sus efectos en la producción independiente	210
Sumario y conclusiones parciales	214

CAPÍTULO V. MONTAJE FINANCIERO Y SUS OBSTÁCULOS EN PROYECTOS DE PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE

V.1 Proceso de formación de esquemas financieros para proyectos de producción independiente	217
V.1.1 Planteamiento financiero	217
V.1.2 Perspectivas de los inversionistas	220
V.1.3 Factores que condicionan el éxito de los financiamientos	225
V.2 Mecanismos de financiamiento, fuentes de capital, ciclo y evaluación del proceso financiero	228
V.2.1 Mecanismos de financiamiento para productores independientes	228
V.2.2 Fuentes de capital para la participación de productores externos	231
V.2.3 Ciclo financiero de proyectos de generación independiente	235
V.2.4 Proceso de evaluación financiera en proyectos de producción independiente	239
V.3 Paralelismos y diferencias entre esquemas de financiamiento para proyectos tipo BOO y BLT	242
V.3.1 Breve descripción de un proyecto BLT típico. Caso del proyecto Samalayuca II	242
V.3.2 Comparación entre los proyectos Mérida III y Samalayuca II	247
V.4 Repartición de riesgos que intervienen en el financiamiento de proyectos de producción independiente	251
V.4.1 Identificación de los principales riesgos en un proyecto	251
V.4.2 Principales mecanismos de atenuación de riesgos	259
Sumario y conclusiones parciales	265

CAPÍTULO VI. FACTORES POLÍTICOS, LEGALES Y CONTRACTUALES INCIDENTES EN LA PARTICIPACIÓN DE PRODUCTORES INDEPENDIENTES

VI.1 Diferentes perspectivas sobre la participación privada en el sector eléctrico	268
VI.1.1 La industria eléctrica nacional dentro del contexto del modelo de desarrollo actual. Postura gubernamental	268
VI.1.2 Resistencia cultural mexicana a la apertura indiscriminada a nuevos agentes en la generación. Postura de la sociedad	272
VI.1.3 Postura de los sindicatos ante la propuesta de la introducción de productores independientes	276
VI.2 Efectos de la idiosincrasia política mexicana y factible pérdida del control de la industria eléctrica	279
VI.2.1 El sector eléctrico como parte de la política energética nacional	280
VI.2.2 Posible injerencia de nuevos agentes en decisiones estratégicas	283
VI.2.3 Influencia de los partidos políticos	286
VI.2.4 Estrategias inversas: impulso a la producción independiente y la privatización del sector eléctrico	289
VI.3 Aspectos legales relevantes en la implementación de proyectos de producción independiente	292
VI.3.1 La producción independiente y su relación con los programas oficiales de expansión	293
VI.3.2 Montaje legal de proyectos de producción independiente	298
VI.3.3 Autorizaciones requeridas para la aprobación de proyectos de producción independiente	300

VII.4 Estructura contractual básica de un proyecto de producción independiente	303
Sumario y conclusiones parciales	313

CAPÍTULO VII. PERSPECTIVAS DE LA PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE EN MÉXICO

VII.1 Propuesta de 1999 para la reforma estructural del sector eléctrico mexicano	316
VII.1.1 Modelo actual insostenible a largo plazo	316
VII.1.2 Nueva perspectiva de la industria eléctrica	319
VII.1.3 Elementos fundamentales de la iniciativa de reforma de 1999	322
VII.2 Consecuencias factibles de la aprobación de la reforma de 1999	326
VII.2.1 Ventajas	326
a) Solución a problemas de inversión en el sector	326
b) Liberación de recursos para gasto social	328
c) Reducción de tarifas	331
d) Definición del papel del Estado sólo como regulador	334
VII.2.2 Desventajas	337
a) Planeación indicativa y seguridad de abastecimiento	337
b) Fluidéz de las inversiones dentro del nuevo marco propuesto y aumento en las tarifas	340
c) Pérdida de soberanía	343
d) Problemas técnicos de interconexión y costos de transacción	346
e) Factible abandono de la electrificación rural	349
VII.3 Propuesta de reforma del sector eléctrico del nuevo gobierno	352
VII.4 ¿Está agotado el modelo de producción independiente en México?	359
VII.4.1 La producción independiente como solución al problema de carencia de capacidad	359
VII.4.2 La producción independiente como solución transitoria, inflexible e incompatible con el modelo de reforma propuesto	361
VII.4.3 Reflexiones finales	364
Sumario y conclusiones parciales	368

CONCLUSIONES	370
---------------------------	-----

BIBLIOGRAFÍA	375
---------------------------	-----

ANEXOS	397
---------------------	-----

Anexo A. Permisos concedidos a la iniciativa privada por la CRE	397
Anexo B. Cálculo del costo unitario de generación de la Comisión Federal de Electricidad	400
Anexo C. Procedimiento para el pago mensual de capacidad y energía a productores independientes	406

SIGLAS, ACRÓSTICOS Y UNIDADES	416
--	-----

GLOSARIO	418
-----------------------	-----

PRÓLOGO

Desde hace poco menos de dos décadas, en México el modelo de desarrollo se ha orientado a restringir la participación del Estado en la actividad económica y a limitar su papel de rector de la misma. A través de la desregulación de la economía y con la ampliación de la esfera de influencia de la iniciativa privada, se busca que sean los mecanismos del mercado los que comanden la reestructuración y el crecimiento de la economía. En teoría, el objetivo principal continúa siendo la maximización del bienestar de la población lo que necesariamente lleva a la búsqueda de una mayor eficiencia económica.

Desde mediados de los años ochenta, se presentaron crisis sucesivas que revelaron que se había llegado a una situación límite de la cual era imprescindible afrontar mediante una profunda reestructuración del sector público. Particularmente, la reforma de la industria eléctrica se inscribe dentro de un cambio todavía más importante en la política económica del país.

La producción independiente de electricidad es un tipo de generación que se ha incrementado de forma significativa en varios países del mundo. En lugar de privatizar a los generadores existentes, algunos gobiernos prefieren crear un ambiente para fomentar el ingreso de nuevos inversionistas. Esto tiene dos objetivos. Primero, usando la oferta competitiva para construir nueva capacidad de generación, los gobiernos buscan minimizar los costos de la expansión del suministro. Y segundo, introduciendo la motivación de la rentabilidad y la competencia en el sector, se busca una mayor ganancia en la eficiencia operacional que conduzca a disminuir los precios para los usuarios.

La importancia de la producción independiente de electricidad en México hace necesario el estudio de las razones que pueden impedir su pleno desarrollo. Al no contar con ningún estudio especializado en este tema, se consideró conveniente elaborar una investigación detallada al respecto, en formato de tesis doctoral, que pretende contribuir a la discusión en torno al futuro de la industria eléctrica y cuya aportación concreta es presentar a esta modalidad como una alternativa digna de considerar ante las propuestas de reforma sectorial recientemente planteadas.

INTRODUCCIÓN

Durante décadas, la provisión del servicio de energía eléctrica por parte del Estado fue vista como un instrumento necesario para garantizar el desarrollo económico de muchos países. Sin embargo, recientemente se ha gestado una creciente preocupación por los problemas económicos, financieros y técnicos que atraviesa. Ante esta situación, el modelo neoliberal considera que existen dos grandes razones que posibilitan una reforma en la industria eléctrica¹. En primer lugar, considera que los monopolios estatales integrados no son la forma más eficiente de producir electricidad al mismo tiempo que no se protege a los consumidores de los potenciales abusos de las empresas por la tendencia de acaparar rentas. En segundo lugar, al ser intensiva en capital esta industria está obligada a realizar grandes inversiones para garantizar un servicio confiable y cuya sostenibilidad es cada vez más difícil, debido a los recurrentes recortes de inversión pública que efectúan los gobiernos.

Por ello, desde hace cerca de veinte años, este modelo ha promovido la apertura a la competencia de los sectores eléctricos en el mundo bajo el argumento de que al implantar la economía de mercado se incrementaría la eficiencia, se reducirían los costos de producción y suministro de la electricidad, además que posibilitaría el financiamiento de su expansión. Una de las soluciones con mayor consenso en los países en los que se ha reestructurado el sector eléctrico, ha sido la de separar los segmentos potencialmente competitivos, posteriormente se ha procedido a la desregulación, y en su caso, a la liberalización.

No se puede negar la importancia que tiene la industria eléctrica en la sociedad moderna ya que representa un pilar importante de desarrollo y bienestar de los pueblos. Por sus características trasciende en el crecimiento de cualquier país, sin embargo, históricamente ha sido dependiente del comportamiento del resto de la economía y particularmente del suministro y precio de otros energéticos con los que tiene una interdependencia. Los cambios relevantes que ha sufrido la industria eléctrica en las últimas tres décadas, requieren ubicarse dentro del entorno energético y económico en el que se ha desenvuelto.

Hoy en día se tienen múltiples ejemplos de países que han reestructurado sus sectores eléctricos, pero el primer cambio trascendente lo experimentó Estados Unidos ya que a partir

¹ Recientemente, los avances tecnológicos, la imposición ideológica del libre mercado, así como el diseño de esquemas de regulación modernos y más eficientes, han impulsado un proceso donde la inversión privada participa ahora en muchas actividades antes reservadas al Estado. En particular, se tiende a la definición precisa de los derechos de propiedad y de un marco institucional que propicie condiciones de competencia.

de los años setenta, y después de un sostenido crecimiento del 7% anual promedio durante 30 años, su industria eléctrica entró en etapa de crisis².

Como respuesta al desequilibrio de los mercados energéticos en el mundo y después de una larga estabilidad en el crecimiento del mercado petrolero, a principios de la década de los setenta el sector eléctrico norteamericano se empezó a resentir profundos cambios en su abastecimiento, los precios se elevaron y esto influyó en la forma de producir energía eléctrica. En octubre de 1973, las naciones árabes productoras de petróleo impusieron una prohibición en exportaciones de petróleo a los Estados Unidos. Aunque la prohibición sólo duró hasta el marzo de 1974, se elevó significativamente el costo de los combustibles utilizados para generar electricidad. Con esto, se inició una preocupación por la conservación del medio ambiente que se reflejó en el establecimiento de normas ambientales más estrictas lo que también aumentó los costos de generación.

Durante muchos años, las tarifas eléctricas que estaban basadas en costos promedio fueron superiores a los costos marginales de largo plazo, es decir los costos de expansión de su sistema eléctrico. Esta condición favoreció el desarrollo del sector y a los consumidores gracias a sus costos decrecientes. Pero esto terminó en los años setenta, ya que este fenómeno de costos se invirtió y industria entró en una crisis financiera dada la rigidez en la regulación al evitar que se reflejaran los aumentos de los costos en las tarifas.

Los efectos del shock petrolero efectos aumentaron la conciencia de los problemas energéticos, contribuyó a la inflación y actuó como un catalizador para la aprobación de la National Energy Act por el Congreso. Esta Acta que se firmó como ley en noviembre de 1978, comprende cinco estatutos diferentes: la Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA), la Energy Tax Act, la National Energy Conservation Policy Act, la Power Plant and Industrial Fuel Use Act y la Natural Gas Policy Act.

Un aspecto medular que incidió en la promulgación de la National Energy Act fue la prohibición de utilizar grandes cantidades de combustible derivado del petróleo para generar energía eléctrica. Al aprobar la Power Plant and Industrial Fuel Use Act, el Congreso limitó el uso de gas natural y combustóleo para generar electricidad y exigió a las empresas efectuar sustituciones de sus centrales con fuentes de combustible alternas.

² Una gran cantidad de países han desregulado o privatizado dicha industria. Esto incluye la aprobación de nuevas concesiones a inversionistas privados y la venta de activos en manos estatales. El objetivo teórico de las reformas es mejorar de forma significativa de la fortaleza financiera, la eficiencia operacional y un aumento de la inversión en la industria eléctrica, a fin de dotarla de mejor calidad y ofrecer menores precios a los consumidores

A finales de la década de los setenta, en Estados Unidos disminuyó el crecimiento en el consumo de electricidad, y como consecuencia, se presentó una sobreoferta además de un excesivo programa de inversiones.

El objetivo de la ley PURPA fue la de impulsar el uso de fuentes alternas de energía y de fomentar la eficiencia energética y fue parte fundamental del plan global para ayudar a solucionar la crisis de energía. A fin de motivar el uso de nuevas fuentes de producción de energía, se creó una nueva figura de generador de electricidad, que se conoce como *qualifying facility*, y se exigió a las empresas establecidas a comprar la totalidad de la energía eléctrica que estos generadores especiales quisieran vender. Además, este nuevo marco legal impulsó la competencia en la generación apoyando proyectos de cogeneración y ofreció facilidades para la aparición de pequeños productores que utilizaran fuentes renovables de energía³. Este fue el nacimiento de los productores independientes de energía (PIE's) que con el tiempo tomaron la forma de empresas de inversión propia que generan electricidad para la venta en bloque a una compañía eléctrica, a clientes industriales o a otros usuarios bajo condiciones específicas⁴.

A mediados de la década de los ochenta, crecía la demanda y la capacidad en exceso paulatinamente fue absorbida por lo que se requirieron nuevas inversiones. A partir de 1987, la autoridad regulatoria federal legalizó y fomentó el ingreso de productores independientes al ser exentos de la regulación tradicional, para provocar un ambiente atractivo y poder beneficiarse de los contratos a largo plazo con empresas eléctricas.

Los alcances de esta modalidad se significaron como la punta de lanza para la apertura de muchos sistemas eléctricos en el mundo, y aunque su incursión no rompió con el modelo verticalmente integrado, si logró que de ahí se derivaran una serie de cambios que condujeron al replanteamiento total de la organización de la industria eléctrica.

Para el caso de México, durante muchas décadas, la expansión de la industria eléctrica fue sometida a los lineamientos del gobierno basados en políticas económicas, industriales y energéticas que exigía el desarrollo nacional, asumiendo su carácter estratégico. El Estado se

³ El núcleo de esta ley fomentó la competencia en la generación a través de proyectos de cogeneración y con el ingreso de pequeños productores con una capacidad menor de 80 MW que usaran fuentes renovables de energía. Con el objeto de tipificarlos, se acordó que las plantas de cogeneración debería generarse al menos el 5% de energía térmica con respecto a la totalidad de energía eléctrica y calor. La electricidad producida de esa forma debía ser comprada por las empresas eléctricas a un precio equivalente al costo evitado de no producir esa energía.

⁴ Las empresas eléctricas se adaptaron al nuevo marco regulatorio y se dieron cuenta de las ventajas que significaban las políticas de ahorro de energía a los consumidores como una vía alterna a desarrollar capacidad de generación adicional.

orientó a satisfacer el acelerado crecimiento de la demanda, producto del auge que imponía la industrialización, al mismo tiempo que estableció una política tarifaria dirigida a promover el desarrollo económico del país. Esto contribuyó a crear un sistema eléctrico nacional que evolucionó satisfactoriamente de acuerdo con el crecimiento de la demanda.

Desde finales de los años ochenta, el gobierno mexicano puso en marcha una serie de reformas estructurales que han permitido la apertura de su economía a la competencia internacional. El incremento de la participación de la iniciativa privada ha sido uno de los elementos más importantes de un nuevo modelo económico, que surgió para dar respuesta a los problemas de estancamiento económico y de deuda externa que el país presentaba⁵.

La ideología dominante en la actualidad considera que el anterior proyecto de desarrollo del país, sustentado en un protagonismo gubernamental que condujo a un alto nivel de endeudamiento, está agotado y que las fuerzas del mercado deben predominar en la asignación de recursos. No obstante, la aplicación del modelo neoliberal no responde a necesidades reales de las empresas eléctricas públicas. El vector de desarrollo de las reformas más bien obedece a las necesidades de expansión de las grandes corporaciones multinacionales y de las poderosas instituciones financieras mundiales como el Banco Mundial y el Fondo Monetario Internacional.

En la actualidad, hay una tendencia mundial en que los grandes monopolios internacionales tengan una integración energética gas-electricidad. Recientemente se han incrementado el número de alianzas estratégicas entre multinacionales eléctricas e importantes empresas de gas natural. Bajo esta nueva conformación, el mundo está dominado por un reducido grupo de 43 grandes empresas transnacionales, de las cuales 29 de ellas tienen presencia en 2 o más continentes⁶.

Este puñado de multinacionales eléctricas ha tenido mucho que ver con la expansión de la producción independiente puesto que han encontrado la forma de ingresar a mercados que empiezan a tener apertura y que a futuro pretenden tener una presencia activa y determinante en los procesos de privatización.

⁵ Este nuevo modelo se basa en una fuerte apertura de la economía al exterior con acciones tendientes a lograr, disminuciones arancelarias y mayor competencia, un creciente papel del mercado en la economía, una mayor eficiencia de las empresas, estabilidad macroeconómica (a través del control de la inflación) y reformas en los mercados de factores (laboral y financiero)

⁶ Dentro de este grupo destacan 12 grandes multinacionales con presencia en 4 continentes: la National Power, AES, Edison International, Enron, Suez Lyonnaise, Tractebel, GdF, EdF, GPU, NRG, Vivendi y Unión Fenosa

El interés de este selecto grupo de multinacionales eléctricas no está centrado en resolver los problemas de desarrollo económico y social de los países, sino en controlar el mercado eléctrico mundial.

Los grandes organismos internacionales condicionaron el otorgamiento de nuevos préstamos al gobierno de México, a cambio de que en los programas de reforma económica se incluyeran *iniciativas de privatización en sectores donde existían monopolios naturales a cargo del Estado*, como en las comunicaciones, los servicios financieros y el sector de energía.

En el sector eléctrico mexicano, desde mediados de la década de los setenta hasta 1987 prácticamente no se produjeron recursos internos. Los recursos propios no fueron capaces de satisfacer el gasto corriente y el servicio de la deuda contraída. Hasta 1982 la principal vía de financiamiento de la inversión provino del endeudamiento y se complementó con transferencias gubernamentales. Pero en el periodo 1983-1987, la conformación de la inversión fue al revés, ya que las transferencias del gobierno se constituyeron como la fuente principal de financiamiento. En 1986, se presentó el primer esfuerzo del gobierno por sanear la industria al asumir una buena parte de la deuda de la CFE, que ascendía a poco más de 9,500 millones de dólares.

La erosión que causó la inflación sobre la estructura de tarifas tuvo efectos negativos muy severos sobre las finanzas de las empresas del sector eléctrico y, por ende, sobre su capacidad de crecimiento con recursos propios. Los recortes recurrentes al gasto de inversión en la industria eléctrica redujeron el margen de maniobra financiero de las empresas, al tiempo que se fue alentando la inversión de particulares.

Los principales argumentos internos para apoyar la transformación de la industria eléctrica nacional y permitir la participación privada fue el agotamiento de las fuentes de financiamiento tradicionales, la de modernizar y mejorar las condiciones operativas de la CFE, la de reducir la carga financiera para las finanzas públicas y liberar recursos para actividades de gran repercusión social.

El primer paso del gobierno fue a través del diseño de esquemas alternos de financiamiento en donde la iniciativa privada tuviera mayor participación. Por ello, desde finales de la década de los ochenta, los proyectos de construcción, arrendamiento y transferencia (BLT por sus siglas en inglés), se convirtieron en una importante fuente de financiamiento externo para la inversión de infraestructura en la industria eléctrica. El primer proyecto financiado de esta forma se

implementó en 1989, pero su regulación se definió hasta 1996⁷. Estos proyectos impulsaron el desarrollo de nueva capacidad de generación, pero al paso del tiempo, las autoridades se dieron cuenta que con la sola aplicación de este esquema no se podía construir toda la capacidad de generación requerida. Se necesitaba de la instrumentación de otros mecanismos de financiamiento.

La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica fue modificada en diciembre de 1992 para permitir principalmente la participación de la inversión privada en proyectos de autoabastecimiento, cogeneración y generación independiente de electricidad⁸.

El resultado inicial de la reforma legal de 1992 fue que no propició la construcción de ninguna central debido a que el marco jurídico no estaba completo y los primeros intentos no funcionaron. Para corregir esto, se empezó a dotar de flexibilidad a las leyes para fomentar una mayor participación del capital privado. Particularmente, el proceso de montaje de plantas de producción independiente no fue fácil ya que tomó más de tres años la adjudicación del primer proyecto. Sin embargo, este lento aprendizaje condujo a que se agilizará el proceso de concurso de otras plantas. Esto contribuyó a compensar el rezago de los años anteriores y demostró que este esquema es viable en México. El éxito de estos proyectos despertó la euforia de las autoridades y en todas las publicaciones oficiales antes de 1999 señalaron sus bondades a tal grado que se contempló la construcción de prácticamente toda la generación bajo esta modalidad.

A medida que las principales modalidades permitidas por la ley se consolidaron, provocó que el uso del esquema BLT se redujera para la generación básicamente por tres razones: porque CFE los consideró como proyectos costosos⁹, porque su montaje financiero y contractual fue muy complicado, y porque los inversionistas privados consideraron a la producción independiente más atractiva y como un paso más evolucionado dentro de su participación en el sector¹⁰. No obstante, los proyectos BLT siguen siendo una considerable fuente financiera privada para la transmisión.

⁷ A través de la Ley de Contabilidad del Gasto Público Federal que regula los Proyectos de Impacto el Diferido en el Registro del Gasto (PIDIRÉGAS).

⁸ Dicha reforma no puede considerarse como de radical sino más bien adaptativa porque preservó la estructura fundamental de organización

⁹ De acuerdo con las experiencias, un proyecto BLT ofrece el costo del kWh cercano a 5 centavos de dólar, en cambio un proyecto de producción independiente típico no rebasa los 3 centavos de dólar.

¹⁰ A partir de la apertura al capital privado en la generación de energía eléctrica, con el esquema BLT, se adjudicaron ocho proyectos: Samalayuca II, Cerro Prieto IV, Rosarito III, Monterrey I, Chihuahua, San Carlos II, Guerrero Negro II y Tres Virgenes, que representan una inversión, de 1992 a 1997, de más de 18 mil millones de pesos con cerca de 2,100 MW de capacidad nueva

Desde que se modificó el marco legal, el sector privado ha contribuido de forma relativamente satisfactoria con 9,085.27 MW de capacidad potencial. En cuanto a productores independientes se refiere, se han otorgado once permisos que, una vez en operación, totalizarán 4,965.5 MW y cuya expansión ha sido reciente a raíz de que se otorgó la primera concesión¹¹. La siguiente tabla muestra las principales características de los permisos de producción independiente otorgados hasta diciembre de 2000.

Permisos de producción independiente otorgados desde 1992

	PROYECTO	FECHA	EMPRESA	UBICACIÓN	CAPACIDAD (MW)	INVERSIÓN (MILLONES DE DÓLARES)
1	Mérida III	Feb. 1997	AES Mérida III	Mérida, Yuc.	531.5	213.0
2	Hermosillo	Nov. 1998	Unión Fenosa	Hermosillo, Son.	252.7	180.0
3	Río Bravo	Dic. 1998	EDF	Río Bravo, Tamps.	568.6	360.0
4	Saltillo	Mar. 1999	EDF	Saltillo, Coah.	247.5	120.0
5	El Sauz	Jun. 1999	InterGen	San Luis de la Paz, Gto.	545.0	245.0
6	Tuxpan II	Jun. 1999	Mitsubishi	Tuxpan, Ver.	553.6	240.0
7	Monterrey	Oct. 1999	Iberdrola	Monterrey	490.0	256.0
8	Campeche	Abr. 2000	Transalta	Palizada, Camp.	275.0	200.0
9	Altamira	Abr. 2000	Mitsubishi	Altamira, Tamps.	565.3	254.0
10	Naco-Nogales	Jul. 2000	Unión Fenosa	Agua Prieta, Son.	339.3	136.0
11	Rosarito 10 y 11	Ago. 2000	InterGen	Mexicali, Baja California	597.0	262.0
				Total	4,965.5	2,204.0

Fuente: CRE (2000)

A pesar del reciente incremento en el otorgamiento de permisos, su número todavía no es suficiente como para afirmar que es una modalidad que ha sido explotada en todo su potencial. Las concesiones otorgadas a la fecha representarán un porcentaje que no superará el quince por ciento de la capacidad de generación del sistema eléctrico nacional cuando entren en su fase de operación comercial. Además, por tipo de permiso, la producción independiente sigue estando muy por debajo de las expectativas originales, ya que de 180 permisos otorgados, sólo el 6.11% corresponde a esta modalidad.

El desarrollo del parque de generación no ha sido homogéneo porque existe una alarmante carencia de inversión pública. Además, se han presentado retrasos en las licitaciones de nuevos proyectos generación. Esto induce a pensar que el motivo principal que explica la caída de inversión en generación obedece a una política deliberada de propiciar una crisis de insuficiencia en el sector.

¹¹ De los ocho años que tiene de modificada la ley sectorial, la primera mitad fue de aprendizaje en donde no se otorgó ningún proyecto de producción independiente, pero en los últimos cuatro años, ha crecido de manera sostenida.

Tal parece que existe una obsesión por una apertura total en el sector de forma que posibilite mayores oportunidades a la iniciativa privada. A pesar de que el desarrollo de casi toda la nueva generación está en manos del capital privado, las autoridades afirman que la ley actual ha sido insuficiente para facilitar la inversión privada en el sector eléctrico. Además, para generar alarma, elevan de forma sistemática el monto necesario que se necesita para modernizar y ampliar las redes de distribución y capacidad instalada en los próximos años¹².

La problemática que envuelve a la producción independiente no sólo está determinada por los obstáculos naturales de su aplicación. A esto hay que agregar que en febrero de 1999, el entonces titular del Ejecutivo envió al Congreso una iniciativa de reforma estructural de la industria eléctrica cuyos efectos han generado una serie de discusiones en torno a las consecuencias de su factible aplicación.

Esta propuesta plantea una nueva estructura de organización del sector en la que se desintegraría vertical y horizontalmente. Además se introduciría la competencia en aquellos niveles de actividad donde sea factible, se abandonaría la tradicional planificación del sector y se sustituiría por una descentralización en la toma de decisiones. También contempla la posible privatización de las empresas estatales.

Bajo este escenario, de aprobarse esta iniciativa, la producción independiente tiende a desaparecer. Los contratos celebrados con las empresas licitantes ganadoras en los respectivos concursos podrían renegociarse, rescindirse o podrán formar parte de un mercado eléctrico mayorista como un productor más.

Con el cambio de administración a finales del año 2000, las nuevas autoridades, han dado a conocer otra propuesta de reforma para el sector eléctrico. A diferencia de la anterior iniciativa, no se privatizarían ni la CFE ni LFC, pero sus alcances también necesitarían de modificaciones legales de fondo. Para el subsector generación, CFE se segmentaría en cuatro entidades de negocios, se crearía un mercado y casi la totalidad de la nueva inversión en generación se abriría a la inversión privada. La red eléctrica permanecería bajo propiedad estatal, pero se crearía un operador independiente del sistema. Por su parte, los sistemas de distribución y la comercialización se darían en concesión. En este proyecto, el futuro de la producción externa, estaría determinado por las cláusulas de salida de los contratos, y

¹² No conforme con maquillar las cifras, el gobierno amenaza que si se responsabiliza al sector publico de toda esta inversión implicaria que el Estado dejara de atender sus responsabilidades sociales. Particulariza con la afirmación que la producción independiente es una solución transitoria, inflexible y que no representa una real inversion del sector privado ya que el gobierno toma demasiados riesgos

mientras no se conviertan en un productor más del mercado podrían vender su energía al organismo que se denominaría CFE-PIE's.

Independientemente del modelo a seguir, la industria eléctrica nacional debe afrontar su futuro considerando los siguientes aspectos:

- 1) De acuerdo con las estimaciones oficiales se enfrentarán elevadas tasas de crecimiento de la demanda eléctrica en los próximos años
- 2) No se cuenta con la suficiente disponibilidad presupuestaria del sector público y la capacidad financiera es limitada.
- 3) Mientras no se apruebe alguna de las propuestas de reforma del sector, se necesita seguir invirtiendo mediante los esquemas de inversión que marca la legislación vigente a fin de cubrir el aumento en la demanda
- 4) El avance tecnológico posibilita que el sector privado siga complementando al Estado en la tarea de impulsar la generación de energía eléctrica
- 5) La Comisión Federal de Electricidad ha adquirido experiencia con los nuevos agentes que han ingresado a la industria eléctrica y su relación no ha provocado conflictos ni desequilibrios.

Si se analiza cada aspecto de la problemática que se tiene, puede percibir que el esquema de producción independiente es compatible y que puede ofrecer una de las soluciones que necesita la industria eléctrica en México. Rechazarla de antemano es dogmático y puede resultar peligroso desechar una alternativa que ha demostrado que funciona con un modelo de organización sectorial que presenta menos riesgos para el país.

Aparentemente en México no se han dado las condiciones adecuadas para que dicho esquema tenga mayor impulso. El que hayan sido inicialmente difíciles de instrumentar no significa que siempre lo sean. Puede ser factible si cambian las condiciones para que representen el interés de todas las partes involucradas mediante procesos de licitación abiertos y transparentes.

De acuerdo a su potencial, esta tesis analiza la importancia de la inserción de los productores independientes en el sector eléctrico mexicano. Su fundamento esencial se basa en investigaciones personales que se han efectuado al respecto y a los datos e informes que aún no son de dominio público.

En el entorno de discusión sobre el futuro de la industria eléctrica surge la siguiente pregunta fundamental en este trabajo: ¿cuáles son los factores que realmente limitan el crecimiento de la producción independiente?

Al existir distintas causas que pueden dificultar el desarrollo armónico de generación privada en el sector eléctrico nacional, del planteamiento general, se derivan varias preguntas al respecto: ¿A quién no conviene su mayor introducción?, ¿La razón obedece a falta de garantías gubernamentales?, ¿La inadecuada repartición de riesgos puede ser una limitante?, ¿Es el precio de venta el punto clave?, ¿Representa un obstáculo para la implantación de alguna de las dos propuestas de reforma?, ¿Realmente es un modelo agotado?

Las hipótesis básicas se orientan a pensar que las razones que pueden impedir el desarrollo pleno de la producción independiente obedecen a un efecto combinado de tres factores: i) el establecimiento de una reforma estructural futura puede ser la principal incompatibilidad con este modelo ya que el establecimiento de un mercado elimina el concepto de producción independiente con comprador único; ii) mientras no suceda lo anterior, su existencia estará limitada por la capacidad de pago de la CFE y sólo será sostenible en la medida que el gasto corriente que se deriva pueda ser solventado a través de las tarifas¹³. Mientras la SHCP siga aprobando este tipo de proyectos es un buen síntoma ya que todavía no comprometen las finanzas de la CFE, sin embargo, su desarrollo puede suspenderse cuando esto se revierta; y iii) su futuro también dependerá de las necesidades que se presenten conforme con el momento político que se viva. El aspecto político ha influido permanentemente en la industria eléctrica a lo largo de su historia porque ha sido utilizado de acuerdo con las necesidades del gobierno, y al no tener algún indicio que esto pueda cambiar, la producción externa estará determinada por decisiones discrecionales de la nueva administración. El Ejecutivo ha declarado que no privatizará a la CFE lo que garantiza la existencia a corto plazo de los productores independientes, sin embargo, las condiciones políticas pueden variar y se puede ejercer una presión para eliminarlos.

Para responder a las preguntas plantadas, la tesis sigue una metodología con una coherencia lógica basada en una amplia investigación bibliográfica y de campo sobre el tema. Consta de siete capítulos y se divide en dos partes: una primera que es de tipo descriptiva y una segunda de carácter demostrativa.

¹³ Se considera que para lograr una estabilidad económica y financiera de la industria eléctrica se necesita incrementar la generación interna de recursos, a través de ajuste tarifarios paulatinos a fin de reducir los subsidios, y abatir los costos de producción a través de mejoras en la productividad. Esto evitaría las aportaciones gubernamentales de capital del gobierno y un mayor endeudamiento público.

El capítulo I inicia con un análisis general sobre el cambio estructural en la industria eléctrica en el mundo¹⁴. Esto posibilita al estudio particular del desarrollo de la producción independiente en el siguiente capítulo, a fin de establecer los elementos que la caracterizan. Posteriormente se expone a detalle, en el tercer capítulo, como está conformado el sector eléctrico mexicano, el desarrollo que ha tenido y los resultados de la reforma de 1992. Hasta este punto se plantea el contexto, a fin de ubicar la problemática de una manera detallada y que permitirá al lector contar con los elementos necesarios para el análisis subsecuente.

La segunda parte de la tesis comprende la demostración de las hipótesis. Inicia con el capítulo IV que trata del estudio de los factores económicos que son determinantes en la participación de generadores privados. A continuación, en el capítulo V, se explica cual es el montaje financiero requerido para concretar un proyecto de este tipo, se mencionan los obstáculos que se presentan y se enfatiza el problema derivado de una inadecuada repartición de riesgos. En el capítulo VI, se plantean los diversos factores políticos que inciden en la concurrencia de inversionistas privados.

Finalmente, en el capítulo VII, se exponen las perspectivas del sector y su influencia sobre la producción independiente, tomando en cuenta la posible aprobación de alguna de las dos propuestas de reforma. Las conclusiones de esta investigación responderán a la pregunta básica y se probarán, en su caso, las hipótesis planteadas.

¹⁴ Cuando se describen temas ampliamente conocidos, tales como los motivos de las reformas y los distintos modos de regulación, se hace con el objeto de exponer de manera global sus características más relevantes, a fin de sentar las bases para abordar el tema central. Por ello, no es el objetivo de esta tesis reiterar los estudios que han sido muy tratados por diversos autores.

CAPÍTULO I

CAMBIO ESTRUCTURAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN EL MUNDO

El contenido del presente capítulo está orientado a establecer de manera general el marco conceptual que describe los principales elementos que constituyen a la industria eléctrica e identifica los orígenes y desarrollo de su cambio estructural, a fin de construir una sólida base para poder abordar posteriormente el tema central de la tesis. Las preguntas fundamentales que se pretende contestar son: ¿cuáles han sido las causas que han motivado la transformación de la industria eléctrica a nivel mundial? y ¿cuáles han sido las soluciones más utilizadas que afrontan su desarrollo?

Para conocer lo anterior, este capítulo inicial se divide en cinco partes. La primera expone las características técnicas y económicas de la industria eléctrica, además de ubicar su importancia en la sociedad. La segunda parte analiza los diversos orígenes de la reforma. Posteriormente se abordan los modelos de organización desde el verticalmente integrado hasta el de competencia total en generación y distribución. A continuación se exponen las modalidades de regulación más relevantes. Finalmente se detallan diferentes ejemplos de reformas instrumentadas en varios países.

I.1 ELECTRICIDAD E INDUSTRIA ELÉCTRICA

I.1.1 Particularidades técnicas de la industria eléctrica

Un sistema eléctrico cualquiera puede ser definido por el desplazamiento de cargas electrostáticas de magnitud constante ó variable a través de un medio apropiado para su uso al otro extremo, produciendo movimiento, luz ó calor¹.

Un sistema eléctrico de potencia es el conjunto de elementos interconectados que llevan la energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo. Los elementos principales son: plantas generadoras, subestaciones de potencia, líneas de transmisión, subestaciones de distribución, redes de distribución y los centros de carga o de consumo.

De lo anterior, se puede deducir que desde el lado del suministro existen cuatro actividades en que se divide el servicio eléctrico: generación, transmisión, distribución y comercialización.

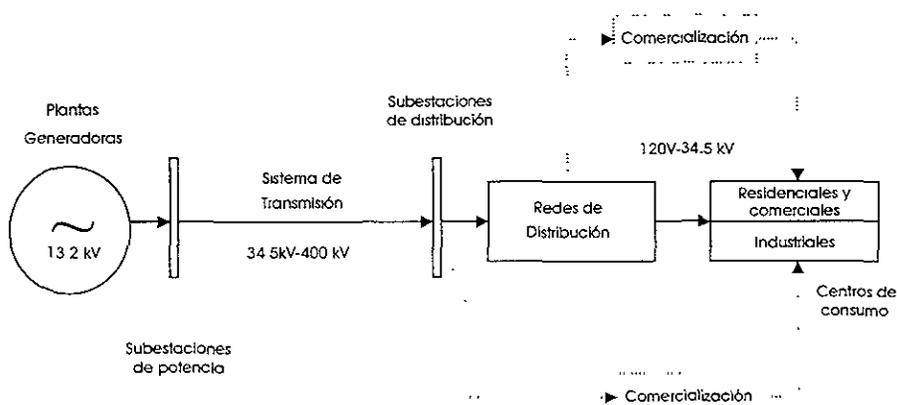
¹ Básicamente existen dos tipos de sistemas eléctricos, los cuales se pueden definir como: corriente directa y corriente alterna. Cada uno de ellos posee características particulares de operación: en el sistema de corriente directa la magnitud del voltaje se mantiene constante en el tiempo, caso contrario al de la corriente alterna, donde la magnitud de la diferencia de potencial oscila en el dominio del tiempo.

Las plantas generadoras son el conjunto de elementos que convierten una porción de la energía prima en energía eléctrica.

Las líneas de transmisión de alto voltaje hacen posible la transportación económica de la electricidad a largas distancias, el desarrollo de grandes redes interconectadas y la explotación de los recursos de generación a nivel nacional o regional.

Un sistema de distribución es el conjunto de instalaciones, desde 120 Volts hasta tensiones de 34.5 kV, encargadas de entregar energía a los usuarios (Espinosa, 1990).

La comercialización se define como la adquisición de energía eléctrica para su venta a los usuarios finales o la intermediación entre los productores y los compradores de energía. Esquemáticamente, el diagrama de la figura I-1 muestra las fases descritas.



Fuente: Palacios (1992)

Figura I-1. Fases de un sistema eléctrico

La energía eléctrica generada en los sistemas de corriente alterna no se puede almacenar en grandes magnitudes, esto significa que la potencia producida debe ser igual en todo momento a la potencia que demandan los usuarios más las pérdidas del sistema. El

comportamiento de la demanda tiene amplios rangos de variaciones, determinadas por las actividades horarias y estacionales de los consumidores².

Para optimar los costos de generación de electricidad se requiere tener un parque de producción diversificado. Se necesitan plantas generadoras para cada una de las partes en que se puede dividir la curva de carga (base, media y pico), lo cual significa que el tiempo de operación depende de su costo.

Una característica esencial de los sistemas eléctricos de potencia de corriente alterna es que para permitir la interconexión de varios generadores se necesita que operen a la misma frecuencia, es decir, que estén sincronizados.

En estado normal, la producción de los generadores en cualquier instante difiere ligeramente de la carga del sistema. Si la salida es más elevada de lo que la demanda exige, las máquinas tenderán a aumentar su velocidad y la frecuencia aumentará y viceversa, por lo tanto, la frecuencia no es una magnitud constante sino que varía continuamente; estas variaciones son normalmente pequeñas y no son percibidas por la mayor parte de los consumidores. Sin embargo, técnicamente los desfases entre generadores requiere de un estricto control para la frecuencia.

Históricamente, el funcionamiento y continuidad de los sistemas eléctricos fue mejorando a medida que se logró la integración de una red interconectada nacional de varios sistemas productores aislados, obteniendo así economías de escala debido a la utilización de grandes plantas generadoras. Esto se tradujo en una disminución de las inversiones necesarias gracias a que se compartió la reserva de generación.

La integración de un sistema eléctrico deriva en dos problemas complejos:

Primero, se necesita medir en tiempo real la oferta del productor para igualarla a la demanda del usuario y por consiguiente, requiere la transmisión instantánea de información en la red desde cualquier nodo mediante métodos sofisticados. Para esto, todos los equipos que conforman la cadena productiva deben estar en permanente monitoreo³.

² La carga total del sistema está cambiando en cada instante, de manera aleatoria, debido a la distinta variación de los requerimientos de cada uno de los consumos parciales y a la conexión y desconexión de cargas, todo esto provoca alteraciones en la cantidad de potencia demandada que afecta a la frecuencia.

³ Las dificultades de organización derivadas de una multiplicidad de transacciones presentan importantes externalidades que se traducen en la imposibilidad de una operación adecuada, si no se dispone de los mínimos instrumentos de transmisión de información.

Segundo, el sistema de transmisión no solamente brinda el servicio de transporte, sino también requiere dotar de servicios auxiliares indispensables que no puede ofrecer el productor (como calidad del servicio o seguridad de las instalaciones). Además, la calidad del suministro en un sistema eléctrico debe ser la adecuada para que todos los elementos interconectados funcionen correctamente⁴.

Viqueira (1997) considera que las características que describen a los sistemas eléctricos deben diseñarse y operarse como un conjunto donde todos sus elementos y funciones que lo integran, estén interrelacionados. Concluye que las particularidades que han conducido a su estructura actual condicionan cualquier modificación futura.

I.1.2 Características económicas de un sector eléctrico

Las características económicas distintivas de la industria eléctrica son de modo enunciativo pero no limitativo, las siguientes:

- 1) Es una industria de capital intensivo
- 2) Exige inversiones continuas, cuantiosas y crecientes
- 3) Sus tarifas están reguladas
- 4) Recupera sus inversiones en el largo plazo
- 5) El servicio lo prestan empresas de servicio público que, dependiendo de su actividad, suelen ser monopolios naturales
- 6) Debe anticipar la oferta a la demanda para evitar el racionamiento y atender una demanda siempre creciente
- 7) Requiere de extensos periodos de tiempo para poner en operación comercial sus instalaciones.

La electricidad puede clasificarse como un bien *no transable*. La fase de producción en la cadena eléctrica permite una competencia parcial. Sánchez y Altomonte (1997) exponen que existen economías de escala en generación, cuya intensidad depende de las dimensiones de las centrales y de las tecnologías empleadas.

La actividad de transmisión eléctrica se distingue de la generación, en particular por la presencia de indivisibilidades. Las líneas y equipos asociados tienen claras economías de

⁴ Por calidad eléctrica se entiende al conjunto de parámetros físicos y técnicos que quedan determinados por la continuidad del servicio, regulación de voltaje en rangos razonables y control de la frecuencia

escala, en la medida en que el costo promedio de transmisión se reduce a medida que crece el voltaje. Esto es remarcado por la necesidad de duplicar instalaciones por condiciones de estabilidad y seguridad de la red. Para Rudnick (1997), estas características llevan a la configuración de monopolios naturales de transmisión que, mediante la interconexión de las diferentes plantas de generación, puede ofrecer el abastecimiento suministro de menor costo y mayor seguridad.

Cuevas (1993), coincide con lo anterior y agrega que las fases de transmisión y distribución poseen propiedades de economías de escala, subaditividad de costos y costos irrecuperables dentro de una área determinada.

El segmento de transporte puede combinar una integración vertical con el de la generación, dotando a ambos de considerables economías de coordinación, de escala y de variedad. Por ello, las empresas de ambas fases han tendido a fusionarse y así poder explotar dichos beneficios, buscando al mismo tiempo, disminuir las incertidumbres de precios y de mercado. Además, esta estrategia aminora los costos de transacción entre ambos segmentos⁵.

La industria eléctrica es una industria de redes con la misión de servicio público. Esto significa que es una actividad organizada sobre una infraestructura con costos fijos relativamente elevados en relación con los costos variables. Como las redes la dotan de la característica de monopolio natural, la duplicación tendría un elevado costo.

Percebois (1997) establece que la existencia de rendimientos de escala crecientes (economías de variedad) justifica la presencia de una sola empresa, cuya función de costos es en general subaditiva. Además, las industrias de redes tienen atribuciones de servicio público, es decir servicios esenciales. Justifica una diferenciación de las tarifas en el tiempo y en el espacio mediante la adopción de una tarificación a costo marginal.

Por otra parte, la demanda de este sector se caracteriza por presentar una alta fluctuación y ser inelástica. Así, la demanda de electricidad responde muy débilmente a las fluctuaciones de precios de la energía eléctrica, debido a que prácticamente no existe posibilidad de sustitución⁶.

⁵ La definición de costos de transacción, así como de otros términos, se presenta en el glosario al final de esta tesis.

⁶ Sólo en los casos de consumidores industriales, se puede plantear la posibilidad de autogeneración de electricidad, lo cual es una manera de sustituir al proveedor de este servicio.

El óptimo económico se logra sólo cuando hay un equilibrio en el funcionamiento del mercado que genera un bienestar colectivo máximo. Las condiciones necesarias para su cumplimiento son:

- 1) El precio de venta del bien o servicio debe ser igual a su costo marginal y el precio de compra de un factor de la producción debe ser igual a su productividad marginal
- 2) Cada una de las unidades que participan en el proceso de producción deben funcionar con rendimientos marginales decrecientes y por ende, con costos marginales crecientes
- 3) Se requiere que la función de producción de las empresas y la función de utilidad de los consumidores sean totalmente independientes, además, para que el mercado pueda funcionar adecuadamente, los bienes producidos deben consumirse en forma individual.

Las empresas eléctricas no cumplen con estas condiciones, porque como ya se dijo, no es económico duplicar una red eléctrica en un mismo territorio y porque han funcionado durante mucho tiempo con costos marginales decrecientes. Esto significa que no puede obtenerse el óptimo económico que beneficie a toda la colectividad con monopolios naturales.

Para Tenenbaum (1995), el carácter público del suministro eléctrico, unido a la condición de monopolio natural de la transmisión y distribución, incluso la generación en ciertos rangos, hace necesaria la reglamentación de su funcionamiento. La regulación se vuelve indispensable tanto para incorporar las externalidades derivadas de la producción y uso de la energía de los parámetros que condicionan las decisiones de los distintos actores que operan en este mercado, como por el hecho que las señales de precio, por su perspectiva de corto plazo, no aseguran necesariamente una suficiente diversidad de fuentes que contribuyan a consolidar la sustentabilidad del sistema y la estabilidad de precios a largo plazo⁷.

1.1.3 Importancia de la industria eléctrica en la sociedad

La industria eléctrica es un pilar de progreso y bienestar que afecta todas las actividades de la sociedad moderna. Su costo incide normalmente en un pequeño porcentaje del costo de los productos industriales o del presupuesto familiar, pero a pesar de ello, si se suprime su

⁷ La regulación es un nuevo fenómeno para muchos países pero hay mucha confusión acerca de que significa por dos acepciones: hay un viejo estilo (coordinación, control rígido y supervisión de las inversiones en los países con monopolios verticalmente integrados) y un nuevo estilo en donde los inversionistas privados tienen reglas claras de participación transparente. En la sección 1.4 se exponen los modos de regulación más frecuentemente utilizados.

suministro, provocaría graves daños a la productividad a nivel país. La energía eléctrica es esencial para cualquier sociedad. Su suministro influye, de manera directa, en el sector productivo y es un factor de bienestar en la población.

En casi todos los países del mundo la energía eléctrica ha sido un aspecto prioritario para sus gobiernos. Es por esta razón, que el sector eléctrico es motivo de interés general, especialmente si se tiene en cuenta que la electricidad es la forma de energía más económica de transportar, de transformar y de usar que se dispone en la naturaleza.

El aumento en el consumo de energía eléctrica está estrechamente ligado con el crecimiento económico y demográfico de un país siendo el grado de electrificación una medida para su desarrollo. Arriola (1995) afirma que su uso es indispensable para el desempeño de actividades productivas, culturales y recreativas, además que contribuye en forma importante a mejorar la calidad de vida de la sociedad en general.

Los problemas de orden social y económico que afrontan todos los países tienen relación con el adecuado suministro de electricidad. Sin embargo, para su desarrollo intervienen una serie de recursos (humanos, de capital y de infraestructura) que requieren ser provistos oportunamente con eficacia por la misma sociedad.

Por su trascendencia dentro de la economía, la expansión de los sistemas eléctricos normalmente está relacionada a los planes nacionales de desarrollo, tomando en cuenta la previsión de la demanda, que considera el pronóstico del comportamiento de la actividad económica, el crecimiento de la población y la influencia de otros factores que inciden en su consumo a través del tiempo.

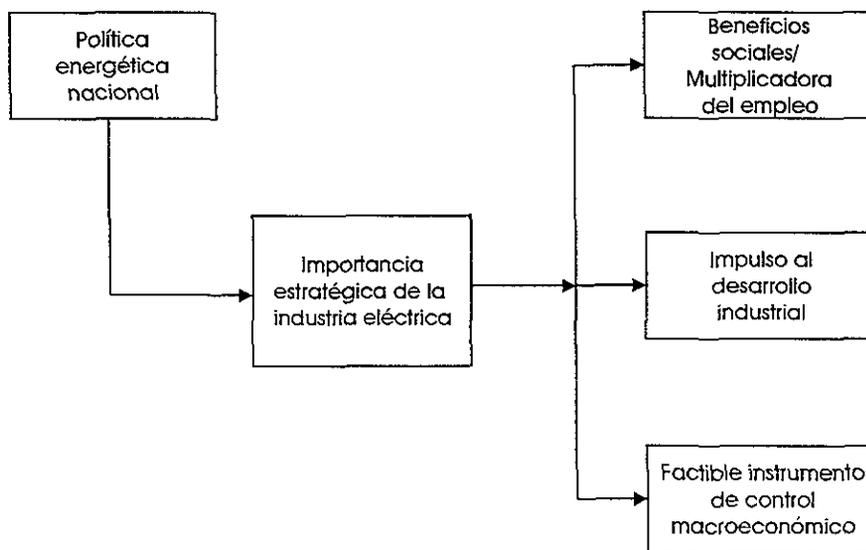
El sector eléctrico desempeña su papel estratégico en el camino al progreso de las naciones. Entre sus objetivos sobresale el de satisfacer la demanda nacional que requiere la producción de bienes y servicios con calidad y al menor costo para que sea accesible a toda la población, respetando las normas ambientales.

Como este sector presta un servicio público de primordial importancia para el desarrollo, tiende a establecer estrategias de largo plazo que fomentan la inversión, es multiplicador del empleo y condicionante de la calidad de vida de un país⁸.

⁸ Adicionalmente, puede contribuir a la creación de industrias de fabricación de equipos y materiales para ser utilizados en su infraestructura.

Dubois (1990), considera que con frecuencia la aplicación de las tarifas eléctricas se utilizan como un medio de redistribución del ingreso a través del subsidio del consumo de electricidad a los sectores sociales más necesitados. También ayuda a las industrias nacionales con el objeto de fomentar su desarrollo e incrementar su competitividad.

En la implantación de una política energética global, este sector juega un importante papel en muchos países, puesto que puede promover el uso de aquellas fuentes de energía que tengan mayor abundancia y que sean más limpias al ambiente. Gráficamente, la importancia de la industria eléctrica para un país se aprecia en la figura I-2.



Fuente: Moreno (1990)

Figura I-2. Importancia del sector eléctrico en la sociedad

Las empresas que integran la industria eléctrica ante todo son empresas de servicios públicos, es decir, compañías públicas o privadas que producen un servicio público esencial y opera bajo las obligaciones estipuladas en una concesión⁹.

⁹ Las características de dichas concesiones son: a) que poseen un área de servicio exclusiva, b) que tienen la obligación de servir, c) que existe necesidad del público a los servicios, d) el servicio proporcionado es un monopolio natural y e) están sujetas a regulación pública de precios y condiciones de servicio

I.2 ORIGEN DE LA REFORMA

Una vez conocidas las características técnicas y económicas de la industria eléctrica, además de su importancia en la sociedad, se tienen los elementos para discutir las diversas causas que han modificado la estructura del modelo tradicional.

I.2.1 Defectos del modelo verticalmente integrado

Los diversos sectores eléctricos de los países evolucionaron teniendo como punto de partida compañías aisladas, de propiedad municipal o privada, llegando a ser empresas más grandes, de alcance nacional, concentradas en manos del Estado, en las décadas de los cincuenta y sesenta. Su formación se basó en la necesidad de mejorar la coordinación, lograr economías de escala y responder a presiones políticas para eliminar la propiedad extranjera y extender el servicio a las zonas rurales, donde el suministro no era rentable (Olade, 1991b).

Como consecuencia, el sector eléctrico se organizó en un monopolio o duopolio, generalmente de propiedad estatal. Este modelo prevaleció en muchas naciones hasta mediados de los setenta, cuya situación se caracterizaba por una inflación baja, una deuda también baja, una menor incertidumbre y un razonable grado de autonomía.

En casi todos los países, históricamente el Estado adoptó el papel principal como planificador central y propietario directo de las empresas de servicio público de electricidad¹⁰. El modelo fue adecuado en muchos casos en sus etapas formativas y su financiamiento se efectuó a través del sistema impositivo al no haber mercados de capital eficientes y reuniendo los escasos recursos administrativos y técnicos existentes.

A medida que transcurrió el tiempo, las industrias eléctricas crecieron, pero también se derivaron diversos problemas. Por ejemplo, en muchos países, el objetivo principal del sector se comprometió por motivos políticos¹¹. De esta forma construyeron grandes proyectos sin considerarse debidamente sus costos y beneficios económicos, las nóminas de las empresas fueron usadas como generadoras de empleos (no importando la eficiencia) y los precios se fijaron por debajo de los costos de producción.

¹⁰ Las empresas nacionales de servicio público de electricidad llevaron a cabo grandes programas de inversiones para ampliar su capacidad y extender la cobertura del servicio.

¹¹ En algunos países, las industrias eléctricas fueron usadas como medio para obtener préstamos en divisas y que fueron destinados a otros sectores.

Luego de la fuerte expansión del sector durante los setenta, la siguiente década mostró un estancamiento significativo en varios de los principales indicadores sectoriales y un severo estrangulamiento financiero. Los problemas fiscales se acumularon y decayó capacidad gerencial, causando un deterioro general de la calidad del servicio eléctrico. (Hartley, 1998) establece que el desempeño relativamente pobre de los sectores eléctricos desde inicios de la década de los ochenta y la aparente incapacidad del Estado para resolver sus problemas, condujo a un replanteamiento de la estructura institucional del sector y al reclamo de una mayor participación del sector privado.

Para Hernández (1991), el sector llegó a absorber crecientes proporciones de la inversión pública; lo que, aunado a los posteriores efectos de la crisis económica de los ochenta (sobre todo a través de efectos inflacionarios, a desequilibrios cambiarios y fiscales), al continuo deterioro de los niveles reales de los precios y tarifas, a la menor liquidez y condiciones más duras del financiamiento externo, condujeron al sobreendeudamiento del sector que entró en una severa crisis financiera.

Esta crisis se tradujo en insuficiente generación interna de recursos, bajos niveles promedio de autofinanciamiento de las inversiones, altas cargas financieras y elevada incidencia del servicio de la deuda¹².

El desempeño de las empresas públicas del sector y de la administración estatal en general estuvo inmerso dentro de la problemática económica y financiera del mismo. La gestión de las empresas eléctricas estatales se desarrolló en un entorno económico en que las cambiantes reglas del juego fueron casi siempre desfavorables y distintas a las que regulan la actividad del sector privado.

Cuevas (1996b) analiza las motivaciones para un proceso de reforma y concluye que se tienen dos motivos, uno de carácter estructural y otro de carácter coyuntural. Como los estructurales se incluyen la crisis financiera, la búsqueda de mayor eficiencia sectorial y modernización, la adecuación a la estructura de los mercados, así como factores ideológicos. Como coyunturales se incluyen la búsqueda de credibilidad política, la solución de crisis fiscal e impulso a los programas de estabilización de la economía, así como la liberación de las restricciones de inversión para la expansión sectorial y las presiones externas.

¹² Por ejemplo, la Olade (1991a) menciona que el sector eléctrico aportaba más del 60% de la deuda externa total de América Latina

Es difícil que los sistemas eléctricos organizados de esta forma se puedan adaptar a los cambios dinámicos que se generan en su entorno y que tengan una adecuada administración para que las entidades posean funciones comerciales y de servicio público claramente definidas¹³. Además, cuando se tienen monopolios verticalmente integrados, normalmente no se establece una clara separación entre las funciones regulatorias y empresariales del Estado.

La tabla I-1 sintetiza los principales síntomas que frecuentemente presenta el modelo eléctrico tradicional.

Tabla I-1. Diagnóstico de problemas del sector eléctrico con el modelo verticalmente integrado

PROBLEMA	SÍNTOMAS
Planificación	Constantes y considerables sobreestimaciones de la demanda; prolongación antieconómica de redes de distribución; falta de coordinación de las inversiones para la generación, transmisión y distribución y elección de tipos y ubicaciones de centrales según criterios frecuentemente políticos, sin tener debidamente en cuenta en todos los casos los factores económicos y ambientales.
Adquisición y construcción	Costos unitarios crónicamente altos, grandes sobrecostos y retrasos en los tiempos de entrega
Administración	Poca confiabilidad del servicio a pesar de un gran margen de reserva de capacidad instalada sobre la demanda máxima; ciclo de mantenimiento postergado, seguido por la necesidad de una rehabilitación prematura; bajos factores de disponibilidad de centrales, incluso una alta proporción de mantenimiento no programado y paralizaciones forzosas; alto porcentaje de pérdidas no técnicas; cobranzas reducidas y lentas; mucho personal, particularmente poco calificado.
Tarifas bajas	Tarifas inferiores al promedio de los niveles de los costos incrementales a largo plazo por alguna de dos razones: a) por debajo del nivel necesario para cubrir los costos de explotación, el servicio de la deuda y algunas inversiones a corto y mediano plazo; o, b) por debajo de nivel necesario para operar, atender el servicio de la deuda y cubrir un alto porcentaje de las inversiones a largo plazo.
Flujo de fondos	Las tarifas pueden ser lo suficientemente altas como para satisfacer las necesidades a largo plazo, pero se requiere financiamiento a corto o mediano plazo, que no está disponible para las actuales condiciones de la empresa.
Fijación de tarifas	Tarifas demasiado bajas. Limitaciones jurídicas o normas establecidas que imponen demasiadas restricciones. El gobierno se encuentra en situación de tener que fijar o aprobar tarifas sin normas o directrices claras, ya que se expone a mayores presiones políticas. La empresa de servicios públicos no tiene facultades para cobrar tarifas reales.

Fuente: Olade (1991b)

¹³ Sin una nueva visión empresarial del sector y sin una estructura jurídica e institucional adecuada, hoy en día es no es fácil que se puedan conseguir préstamos para lograr la expansión del sector.

I.2.2 Cambio tecnológico

Dos cambios técnicos sustanciales se presentaron a partir de la década de los ochenta que han incidido significativamente en el proceso de reorganización de la industria eléctrica.

El cambio inicial lo constituye el desarrollo tecnológico en la manera de producir electricidad que ha conducido a plantas de menores dimensiones, menos caras y con una mayor eficiencia, tales como son las de ciclo combinado. Estas centrales tienen la ventaja de ser menos intensivas en capital que las térmicas convencionales. De acuerdo con Rojas (1999c), pueden alcanzar niveles de reducción de costos de entre 20 y 35% aún en condiciones extremas.

Las plantas de ciclo combinado actualmente son las que gozan de mayor preferencia dado que se pueden obtener eficiencias cercanas al 50%, que en comparación a cualquier tecnología de generación son significativamente mayores. Además estas plantas tienen la ventaja de preservar el medio ambiente al utilizar gas natural.

Otros factores importantes que inciden en la expansión de centrales de ciclo combinado son sus reducidos tiempos de construcción y que a ciertas capacidades, posibilita la introducción de productores independientes de energía.

La eficiencia de este tipo de tecnología de generación está conduciendo a algunos países a modificar su parque de producción eléctrica, lo que de paso sirve para fomentar el uso y la expansión en el mercado de otros energéticos¹⁴.

El segundo cambio radica en el avance tecnológico en el campo de la informática a través del almacenamiento, manejo y administración de datos, al mismo tiempo que se redujo su costo unitario.

En consecuencia, la estructura tradicional de la industria se está redefiniendo influido por el advenimiento de esta moderna tecnología de la información que posibilita la competencia en generación, incrementa los rendimientos de las economías de escala en transmisión y mejora el manejo administrativo tanto en la comercialización como en la distribución.

¹⁴ Esto sucede particularmente en América Latina en donde muchos países con un alto porcentaje de producción hidroeléctrica, ahora están construyendo plantas de ciclo combinado, independientemente que tengan aún un gran potencial hidráulico

En forma paralela, también los sistemas de transmisión y distribución de las empresas eléctricas han comenzado un período de cambio, debido principalmente a la aplicación de la electrónica de potencia, microprocesadores y comunicaciones en general. Esto los ha llevado a una operación más segura, controlable y eficiente¹⁵.

Los nuevos sistemas de control están basados en la posibilidad de manejar los parámetros interrelacionados que restringen los sistemas, permitiendo además operar las líneas de transmisión cerca de sus límites térmicos, lo que anteriormente no era posible sin violar las restricciones de seguridad del sistema.

Las acciones que tienden a mejorar la eficiencia operativa del sector están muy relacionados con los avances tecnológicos y que en términos generales pretenden una mayor:

- Calidad del servicio
- Confiabilidad de los sistemas
- Productividad (empleado/cliente servido, empleado/kWh, etc.)
- Reducción de pérdidas técnicas y no técnicas.

En países desarrollados, en donde el crecimiento del sector eléctrico es menor, la principal motivación parece ser la reducción del costo del servicio y la introducción de mejoras tecnológicas a través de la competencia entre proveedores del sector privado. Finon (1995) establece que las estructuras de las industrias eléctricas tradicionales son desestabilizadas por diversos factores culturales, económicos así como tecnológicos, y que esto conduce a un movimiento a la privatización y desregulación.

El avance tecnológico tiene como consecuencia directa la disminución de costos, además fomenta la competencia potencial e incrementa la seguridad de los sistemas eléctricos.

En general, el desarrollo de la tecnología de generación, del cómputo y de la informática desde hace dos décadas hizo posible la formación de grandes mercados de energía y ha replanteado las antiguas formas de producción, transmisión, control y distribución de electricidad en el mundo. Esto sin duda ha influido en la creación y expansión de varias empresas independientes, rompiendo con la estructura tradicional de la industria eléctrica.

¹⁵ En estas áreas se han desarrollado dispositivos que abarcan al conjunto de equipos con capacidad de controlar el flujo de potencia o variar características de la red, empleando semiconductores de potencia para controlar el flujo en los sistemas de corriente alterna y mejorar la eficiencia del sistema.

1.2.3 Imposición ideológica bajo el paradigma neoliberal

El modelo neoliberal busca una menor intervención del Estado en la economía, mediante el creciente papel de los mecanismos de mercado en la asignación de los recursos productivos, así como en la orientación y dinámica del sector económico. Además, promueve la transferencia de propiedades de todo tipo del sector público al privado, a la vez que busca una apertura de la economía al comercio y al flujo de capitales al exterior. La doctrina neoliberal está presente en dos ámbitos muy importantes: el económico y el político, con sus respectivas implicaciones sociales.

En la teoría económica, el neoliberalismo resalta los beneficios de la existencia del libre mercado. El imperativo de la modernización bajo este modelo se caracteriza por la organización del país para producir riqueza y bienestar, distribuirlos equitativamente, respetando la iniciativa comunitaria y la superación personal. Esto significa que su principal propósito es alcanzar la eficiencia.

Respecto de la teoría política, el neoliberalismo es partidario de la reducción del Estado al mínimo, aunado al abandono de la tradicional política social, de la de subsidios y de la utilización discrecional de recursos estatales para resolver las contradicciones sociales provocadas por la acumulación capitalista.

Desde principios de la década de los ochenta, las doctrinas neoliberales ganaron muchos seguidores en todo el mundo al inspirar la liberalización y la privatización de empresas en diversos países. Se aplicó intensamente en Inglaterra, Estados Unidos, otros países capitalistas desarrollados y en la mayoría de los países, algunas veces por elección y otras tantas por presión de acreedores externos. Por regla general, estos programas han prometido que la apertura de mercados y la reducción de la intervención gubernamental harían que las economías fueran más flexibles y creativas, con lo cual ayudarían a resolver sus problemas económicos inmediatos y contribuirían a su dinamismo económico a largo plazo. Sin embargo, Chang (1996) afirma que frecuentemente, aunque no de manera general, los programas neoliberales en su mayoría no han cumplido su promesa. Los problemas que enfrenta la economía mundial siguen siendo enormes. Como resultado de dicha experiencia existe un desencanto progresivo de los programas neoliberales.

Desde hace cerca de veinte años, este modelo ha promovido la desintegración y privatización de los sectores eléctricos de los países en desarrollo y la apertura a la competencia, bajo el

argumento de que al implantar la economía de mercado se incrementaría la eficiencia, se reducirían los costos de producción y suministro de la electricidad, además que posibilitaría el financiamiento de su expansión. Intenta romper su estructura verticalmente integrada de la industria al introducir competencia en los segmentos de generación y distribución (que no los considera como monopolios naturales), sustentada en la teoría de los mercados disputables, expuesta en el libro *Mercados disputables y teoría de la estructura industrial* de W. Baumol, J. Panzar y R. Willig, publicado en 1982. Viqueira (1997) considera que esta teoría es muy frágil cuando se aplica a los sistemas eléctricos, porque aun cuando desaparecieran las barreras a la entrada en el mercado de producción al permitir competencia, presentan costos irrecuperables considerables, lo que significa que al salir del mercado se tienen altas pérdidas.

La aplicación de este modelo pretende liberar las industrias eléctricas otorgando neutralidad a su manejo¹⁶. Además fomenta la privatización de empresas y/o una apertura hacia la inversión privada, al tiempo que busca la corrección de las distorsiones tarifarias.

Al enfatizar las desventajas de la participación gubernamental en el sector eléctrico, este modelo responsabiliza a las intervenciones estatales del presente y del pasado de los males económicos recientes. Sus propuestas de solución para la mayoría de los problemas se basan en gran medida en llevar a cabo un programa de desreglamentación de esta industria y en reducir el papel del Estado sólo como regulador. Para Pérez Arriaga (1998a), las fallas que ha tenido la intervención estatal se deben a la inherente escasez de información y a conductas burocráticas inapropiadas.

Esta influencia en el sector eléctrico ha sido fundamental en el proceso de transformación por el que están pasando la mayoría de los países y de su grado de implantación actual depende su desarrollo subsecuente. En teoría, las mejoras en la eficiencia, la transformación de las empresas eléctricas en sociedades comerciales, el establecimiento de autoridades reguladoras independientes y la transferencia total o parcial de las actividades de construcción, operación y mantenimiento al sector privado, representa para el Estado una menor presión sobre los recursos fiscales y lo relevaría de la administración de las empresas.

Los organismos financieros internacionales, promotores de la implantación del neoliberalismo, aducen que la planeación centralizada no constituye la manera más racional de manejar la industria eléctrica. Sin embargo, no se puede afirmar que todas las formas de intervención

¹⁶ Hoy en día, la tendencia es que el Estado intervenga sólo para garantizar la libre competencia bajo un entorno económico, social y político estable que dé confianza, estimule la inversión y promueva una mayor eficiencia.

estatal están destinadas al fracaso, ya que ésta funciona mucho mejor que la economía de mercado para algunos casos¹⁷.

El modelo neoliberal ha cuestionado la viabilidad de las formas de intervencionismo estatal. Sin embargo, no ha ofrecido hasta la fecha un programa ideológicamente exitoso ni políticamente factible para hacer que el Estado se replegara, para lograr el objetivo de un mayor bienestar social.

Izaguirre (1998) concluye que sin un Estado sólido no es posible que haya un cambio económico considerable, por lo tanto, lo que se necesita es una reforma del aparato estatal y la reconstrucción de las instituciones públicas destruidas. Indudablemente, tal reforma implicaría el retiro del Estado de algunas áreas, pero también será necesario el fortalecimiento de sus funciones en otras.

Kahn y Gilbert (1994) establecen que se desee o no, el Estado está obligado a desempeñar papeles de primordial importancia en el fomento empresarial y el manejo de conflictos en las economías modernas. Aún con la aplicación del modelo neoliberal en el sector eléctrico, sus simpatizantes reconocen que el Estado debe intervenir para corregir las permanentes imperfecciones del mercado, cuyas características no permiten un suministro competitivo pleno en toda la cadena eléctrica.

1.2.4 Escasez de financiamiento

Uno de los principales motivos para reformar el sector obedece a la imposición de quienes implementan el modelo neoliberal a través de las condiciones en los préstamos de capital para desarrollar a la industria. La necesidad de modificar el antiguo modo de organización se traduce por la introducción de mecanismos capaces de asegurar la capacidad de autofinanciamiento y el restablecimiento de la eficiencia económica.

Anteriormente, los préstamos de los organismos financieros internacionales para el sector generalmente se destinaban a empresas estatales de servicio público. Dichas empresas tuvieron bastante éxito en el logro de economías de escala, en la obtención de financiamiento

¹⁷ El manejo de la compleja economía moderna tiende a los mercados casi independientes del Estado, aunque todavía no se sabe hasta qué punto necesita el libre mercado de la propiedad privada. La forma y el alcance del intervencionismo varían según las circunstancias. Esto significa que aunque se puede hablar de ciertos principios generales, no existe una regla rápida y sólida que determine el grado óptimo y las áreas convenientes para aplicar el intervencionismo estatal. Eso sólo se puede determinar en cada contexto histórico, institucional y geográfico.

ante la ausencia de mercados de capital y, en el uso efectivo del poco personal directivo y técnico disponible.

Hasta mediados de la década de los ochenta, su funcionamiento fue relativamente eficaz en una situación en la que había menos incertidumbre, niveles de endeudamiento más bajos y los gobiernos dejaban a las empresas públicas un cierto margen de autonomía, tanto administrativa como financiera (Dussan, 1996). No obstante, dado el entorno cambiante de hoy en día, el modelo tradicional del sector eléctrico ofrece pocos incentivos adecuados para reducir consistentemente sus costos de producción y para sanearlo financieramente a través de la reorientación de las políticas de precios y tarifas¹⁸.

La insuficiente generación de recursos internos, junto con los altos costos operativos de algunas empresas y los sobrecostos de los proyectos, han hecho que el financiamiento del sector se haya convertido en un problema delicado, que ha obligado a muchos gobiernos a través de los años a transferir del presupuesto central al sector eléctrico cuantiosos subsidios. Buena parte de ellos ha ido a atender costos generados por la ineficiencia y la burocracia, entre otros fenómenos.

A pesar de tales inyecciones de recursos, el decaimiento financiero de diversos sectores ha continuado acumulándose hasta llegar a niveles preocupantes, que exigen nuevos y cuantiosos aportes para permitirle cumplir con sus objetivos.

Los nuevos objetivos financieros se establecen bajo la presión del mercado de capitales: principalmente metas en cuanto a la tasa de rentabilidad, las tarifas, la generación de fondos, la estructura del capital y la cobertura del servicio de la deuda. El propósito es que las empresas de servicio público cubran sus costos de explotación, que contribuyan razonablemente a sus necesidades de expansión y que manejen los préstamos responsablemente.

Muchas de las políticas actuales se orientan en dotar al sector de viabilidad financiera y técnica que permita a los gobiernos atraer capital de fuentes comerciales. Una forma de medir el éxito logrado por los países en sus sectores eléctricos es la capacidad de las empresas de servicio público para obtener recursos en los mercados de capital locales e internacionales.

¹⁸ Si el esquema tarifario no permite adaptaciones frecuentes, los incentivos para aumentar el rendimiento generalmente se orientan en reducir los costos totales de la empresa. Las compañías que operan de esta forma tienen mayor posibilidad de participar en el financiamiento de su expansión.

Los países han adoptado medidas particulares a condición que se les siga prestando dinero para desarrollar sus respectivos sectores¹⁹. Las opciones para mejorar el rendimiento de la industria han sido variadas y dependen de las circunstancias de cada país, ya que el alcance de la reforma adoptada se ha ido adecuando a cada situación específica.

Las instituciones prestatarias presionan externamente cada vez más para que se reforme los marcos regulatorios de los sectores eléctricos, principalmente debido a una mayor conciencia del costo que representa para las economías la disminución a largo plazo del rendimiento de las empresas de servicios públicos dirigidas por el Estado y la incapacidad de los gobiernos para obtener el capital para la expansión del sistema sin aumentar la carga fiscal.

Los organismos financieros internacionales respaldaron totalmente el proceso de reforma en aquellos países que decidieron privatizar su sector eléctrico²⁰. En otros países, se apoyó la comercialización, y subsecuente conversión de las empresas de servicio público en compañías rentables, a fin de que tengan acceso a nuevos mercados de capital. También apoyan a la participación del sector privado en materia de administración de empresas y en la formulación de planes de saneamiento financiero (Banco Mundial, 1994a). Las exigencias de los organismos financieros internacionales para la reformar el sector eléctrico a los países, a condición de otorgar nuevos préstamos son:

1. La necesidad de adecuar el marco jurídico e institucional que garantice la estabilidad, al mismo tiempo que brinde suficiente flexibilidad para adaptarse a los cambios
2. La introducción de las fuerzas del mercado donde sea posible, en un sector que hasta hace poco se consideraba un monopolio natural
3. La movilización de recursos, especialmente del sector privado
4. La protección del medio ambiente afectados por los proyectos de energía eléctrica.

Un criterio importante para asignar los fondos de financiamiento son las medidas concretas de los países para reformar el sector. Las instituciones prestatarias apoyan a los gobiernos en sus intentos de formular reglas claras que den lugar a un proceso transparente, con una mayor participación privada²¹.

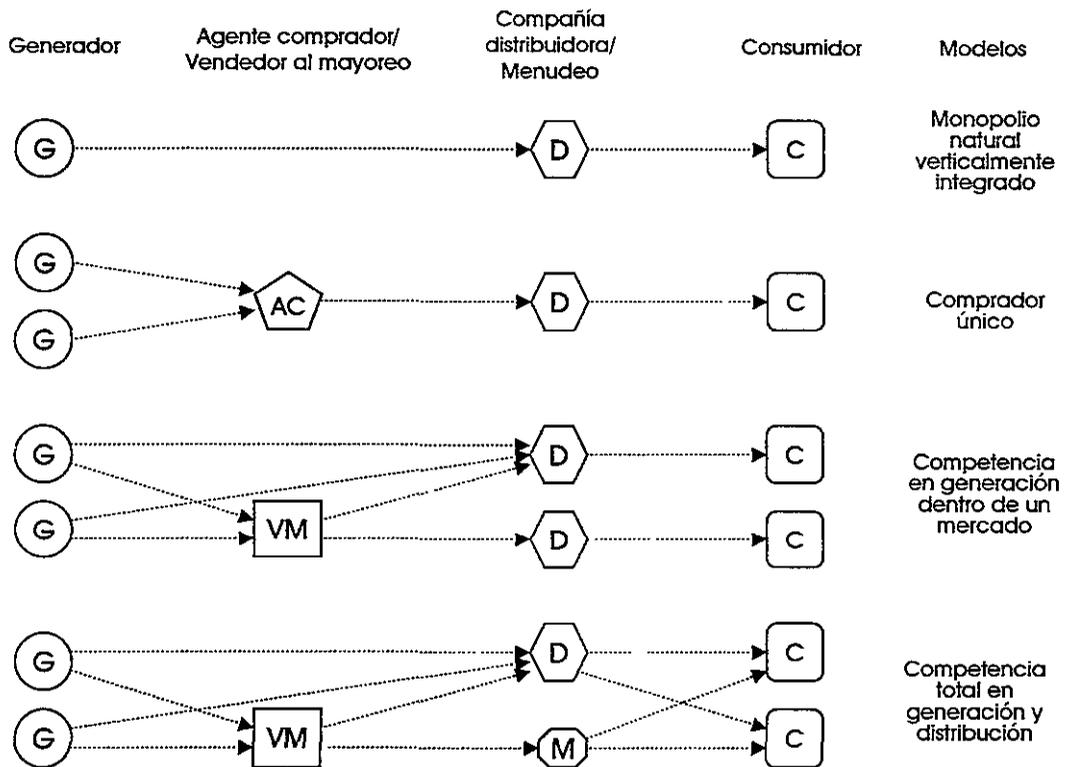
¹⁹ Esto significa que si no se comprueba algún tipo de reforma no existirá ayuda financiera para satisfacer las prioridades en materia de electricidad.

²⁰ Particularmente, la función del Banco Mundial ya no consiste en transferir un gran volumen de recursos, sino más bien en ayudar a desarrollar la capacidad de los países prestatarios para movilizar los recursos necesarios para las grandes inversiones que se requieren.

²¹ Una condición para esto es el establecimiento de procesos de regulación apropiados y de instituciones reguladoras independientes.

I.3 MODELOS DE ORGANIZACIÓN

Conociendo ya los diversos orígenes de la reforma, se analizan los cuatro modelos principales en que se puede organizar un sector eléctrico. Estos modelos corresponden a los grados de variación que puede presentar esta industria que abarcan desde el monopolio hasta la competencia. La figura I-3 muestra gráficamente cada caso.



Fuente: Hunt y Shuttleworth (1996)

Figura I-3. Principales modelos de organización del sector eléctrico

I.3.1 Monopolio natural verticalmente integrado

Este modelo de organización industrial fue el paradigma en el siglo XX. Se caracteriza por que una sola empresa es propietaria y opera la generación, transmisión, distribución y comercialización dentro de una región determinada, por lo que es la responsable de llevar la

energía a cualquier usuario dentro del sistema. Su consolidación se debió fundamentalmente a cuatro razones:

- a) La incorporación acelerada de progresos técnicos que favoreció la aparición de economías de escala hasta los años sesenta
- b) Por la internalización de todas las transacciones intermedias en el seno de la empresa, lo que simplificó los costos
- c) Por la necesidad de atender obligaciones sociales (de expandir la cobertura de servicio, electrificación rural, etc.)
- d) Por el sometimiento de los objetivos de política energética.

En este modo de organización no existe competencia en ninguna de las actividades que componen la cadena eléctrica. El servicio de transmisión está cerrado al acceso a terceros, por lo que no hay *wheeling* (porteo) en un área de servicio. Además, los consumidores no pueden elegir a su compañía de suministro.

La organización verticalmente integrada ha desarrollado sistemas de transmisión a gran escala y ha posibilitado la introducción de grandes centrales generadoras. Las tarifas están reguladas por el gobierno de forma tal que los precios del suministro tiendan a reflejar el comportamiento de los costos en los que se incurre para satisfacer los requerimientos que exige la demanda.

Por lo tanto, muchos de los riesgos son transferidos a los usuarios a través de la regulación, tal que los precios se eleven cuando los costos suben. Los consumidores implícitamente asumen el riesgo de los cambios de tecnología y remuneran por el servicio, aún con infraestructura obsoleta. Esto implica que los usuarios pueden pagar por los errores cometidos por la empresa.

Hunt y Shuttleworth (1996) resaltan que el precio por el servicio en este modo de organización puede ser más caro que en competencia por lo menos por cuatro razones:

- No captura los progresos tecnológicos
- El costo de combustible para centrales antiguas es elevado
- Se eligen plantas que cumplen con objetivos de política social, alejadas del óptimo económico
- La disponibilidad de ciertos tipos de combustible a bajos precios no fomenta el uso diversificado de tecnologías de generación.

Este modelo se presta a muchas políticas de índole social y ha sido motivo de ineficiencia debido a la imposición de objetivos macroeconómicos y de subsidios cruzados, tal como se mencionó en la sección 1.2.1. Además, el crecimiento de este sector en los países que poseen una estructura monopólica ha estado acompañado de un detrimento en el desempeño operacional y financiero. El resultado ha sido un elevado costo económico para los gobiernos, las empresas eléctricas y los consumidores.

Las deficiencias de este modelo repercuten en las dificultades que se han presentado para financiar el servicio. También influye la tendencia hacia un inapropiado manejo de los procesos operativos y de mantenimiento, que pueden afectar la disponibilidad y la confiabilidad del sistema en su conjunto, lo cual a su vez puede degenerar en onerosas consecuencias para los países.

Por lo anterior, aunado a la necesidad de mayor cobertura del servicio eléctrico (sobre todo en países en desarrollo), el desempeño deficiente y el deterioro de las finanzas públicas ha causado una creciente presión para la eliminación de monopolios públicos y su sustitución por sistemas de competencia en la prestación del servicio.

No obstante, actualmente hay quienes defienden este modelo y consideran que aún con sus fallas, es el que mejor se ajusta a sus características intrínsecas. Por ejemplo, las investigaciones de Kwoka (1996) afirman que los sistemas eléctricos tienen las propiedades clásicas que favorecen la integración vertical. Concluye: "...son importantes y decisivas las economías verticales y no deben tomarse a la ligera porque hay una sustancial cantidad de empresas responsables del suministro de energía a gran volumen. No parece adecuado implementarse la reestructuración de las entidades generadoras, mientras se posean economías de coordinación en estructuras verticalmente integradas".

1.3.2 Comprador único

Este modelo introduce la competencia en generación, pero toda la energía debe venderse a una agencia compradora que es un monopolio²². Los generadores típicamente tienen contratos con la empresa compradora, conocidos como Power Purchase Agreements o PPA's.

²² En este esquema, cada compañía continúa siendo propietaria de toda la infraestructura de distribución y transmisión, aunque limitada a poseer sólo un segmento de la actividad de generación.

Normalmente, estos contratos tienen un cargo que cubre los costos fijos y otro cargo que cubre los costos variables de generación al despacharse la planta²³.

Este modo de organización posee las siguientes características:

- La estructura se mantiene como un monopolio
- Se introduce eficiencia en la inversión
- Permanece la imposibilidad de ingresar a la red
- Tiene la habilidad de acomodar objetivos de política social
- Las consideraciones de eficiencia sugieren que la tarifa deba seguir los costos marginales del sistema
- Aparecen costos de transacción
- La regulación es por contrato
- El principal obstáculo es la repartición de riesgos entre los productores externos y el monopolio, lo que puede elevar el precio de la energía.

En esta estructura, la participación de productores externos que pueden crearse por desincorporaciones o por nuevos productores que entran al mercado cuando se necesita nueva capacidad.

Este modelo introduce cambios en el modo de organización y regulación con relación al anterior. Modifica la estructura de la industria al incrementar el número potencial de productores y las barreras a la entrada. También altera el comportamiento de la industria al cambiar las políticas de precios, producción e inversión²⁴.

La participación de proyectos de particulares en la industria eléctrica y su relación con el monopolio, bajo esta modalidad, ocurre alguna de las siguientes formas (o de su combinación):

- Ofertas estándar del monopolio
- Negociación individual entre la empresa y el productor
- Oferta competitiva.

²³ El proceso de adquisiciones en el esquema comprador único depende de un centro de control de energía que realiza el despacho de acuerdo con las estipulaciones pactadas en el contrato.

²⁴ Mantiene los principios fundamentales de organización que son la coordinación, la planificación y la administración. No cuestiona ni modifica el carácter técnico-económico del monopolio ni su propiedad.

En un esquema de oferta estándar, el monopolio simplemente anuncia el precio por el cual está dispuesto a pagar bajo una serie de condiciones (temporales, físicas, etc.). Bajo una negociación individual el precio y otros términos se fijan bilateralmente. Con una oferta competitiva, el monopolio anuncia la cantidad de energía o capacidad requerida y efectúa una licitación pública para adjudicar un proyecto determinado. Cada participante especifica *un precio como parte de una oferta propuesta y la empresa determina quien es el ganador de la licitación y la concesión se asigna al productor que ofrezca la mejor relación precio-calidad del servicio*. Finalmente, se celebra un contrato a largo plazo de compra de energía.

Lo anterior implica que en los casos en los que no sea posible la competencia *en el mercado*, de generación, se puede implantar una competencia *por el mercado* por medio de concesiones o mecanismos de arrendamiento que permitan atender la demanda adicional, a fin de aumentar la eficiencia dentro de las condiciones que impone el monopolio natural.

Los *productores externos* representan una importante fuente de nueva capacidad de generación para muchas de las empresas que han optado por este modelo, ya que se enfrentan a una seria escasez de capacidad y energía que no puede remediarse con recursos públicos (APEC, 1996). La participación de agentes externos cubre el vacío de financiamiento inmediato, sobre todo en países en vías de desarrollo, mediante la movilización de inversión extranjera en el sector.

Su principal ventaja es la de que los generadores privados han encontrado nuevas formas de financiación en mercados de capital internacionales. Además, los proyectos de producción independiente de electricidad apropiadamente estructurados también pueden estimular el desarrollo de mercados de capital locales y conduce a un aumento de eficiencia operacional.

La principal desventaja de este modelo es que los proyectos nuevos que se desarrollan por parte de la iniciativa privada pueden tener costos mayores que los ejecutados por la empresa compradora, puesto que las fuentes de financiamiento correspondientes aplican tasas *mayores de interés y además, se requiere una rentabilidad mayor que la exigida al monopolio*.

Este modelo es una buena transición a otros donde se necesitan arreglos más sofisticados para una estructura de mercado más completa, cuyo establecimiento de inicio es difícil. Los contratos PPA de las nuevas plantas pueden ser el primer paso para de una reforma regulatoria, legal, institucional y empresarial.

1.3.3 Competencia en generación dentro de un mercado

Este modelo se caracteriza por la competencia en generación y la venta directa a las empresas distribuidoras. Frecuentemente se le denomina competencia al mayoreo (wholesale competition).

Se implantan sistemas de transmisión interconectados que unen a generadores con consumidores para que estén disponibles para el uso por terceros. De aquí se deriva el libre acceso abierto a las redes. La regulación obliga a los propietarios de las líneas de transmisión a permitir esta libertad de ingreso de terceros a las redes a cambio del pago de un derecho de conexión y transmisión²⁵, basados en distintos esquemas de asignación, por ejemplo como una proporción del uso físico de las instalaciones pertinentes.

Este modelo presenta las siguientes características:

- Un mercado spot
- El despacho se efectúa a través de un operador independiente
- Los precios de transmisión reflejan costos marginales
- Los participantes del mercado pueden contratarse bilateralmente
- Se tiene la libertad de ingresar y salir del mercado
- Se incrementan significativamente los costos de transacción debido a que se requieren acuerdos en el mercado y en la red.

El mecanismo de comercio es una forma de mercado spot o intercambio de energía del cual se denomina: pool de costos totales. Se llama a sí porque todos los costos de los generadores, por lo menos en teoría, son recuperados a precios del mercado. Los altos costos de generación pueden orillar a un productor a cerrar su planta y cubrir sus obligaciones a través de la compra de energía del mercado spot (estrategia para conseguir mayor eficiencia de generación). Esto significa que los riesgos son absorbidos por los propios generadores.

Por su parte, existe una separación de las empresas de distribución²⁶, pero mantienen el monopolio de venta de energía a los usuarios finales a través de una franquicia o concesión y

²⁵ Los clientes referidos son solo los que pueden retirar sus consumos directamente de las grandes redes de transmisión, es decir, clientes finales que consumen grandes volúmenes de potencia y energía, así como empresas distribuidoras.

²⁶ En este modelo se ha llegado a plantear que el negocio de la distribución puede ser dividido en dos partes, una que sigue siendo monopolica como es la de poseer, construir y mantener las redes físicas; y otra que es la operación comercial de la distribución minorista

pueden vender la energía procedente de cualquier productor²⁷. Las empresas distribuidoras operan sin competencia física, por lo que en este modo de organización no se tiene el libre acceso a redes de bajo voltaje. Por lo tanto, éstas toman el papel de intermediario que compra al por mayor y vende al detalle a los clientes finales más pequeños a un precio fijado por el Estado²⁸.

Por lo general, se reconoce la existencia de dos tipos usuarios finales de electricidad: los clientes libres y los clientes regulados. Los primeros son todos aquellos que estando conectados a instalaciones de transmisión o distribución, tienen una carga conectada superior a una cierta capacidad de MW. Los segundos son aquellos que tienen una potencia conectada inferior a este límite y están conectados a una empresa distribuidora.

Los clientes libres negocian el precio al cual compran. Si están conectados directamente a instalaciones de transmisión, son abastecidos por un generador, quien paga porteo a los transportistas para llegar hasta dicho cliente. Los clientes regulados deben comprar a las distribuidoras a un precio fijado por la autoridad (precio regulado). Este precio puede descomponerse en un precio de nodo (precio al cual compra la distribuidora), más un valor para pagar el costo de inversión y operación de la empresa distribuidora.

Para Maldonado y Jaques (1997), un mercado mayorista plenamente competitivo conduce necesariamente a una situación en la que la actividad de generación está completamente desregulada, por lo que no existe fijación de precios en este caso (la recuperación de precios es definida por el mercado y no por el regulador). Además, como resultado de la introducción de la competencia en el sector eléctrico se abandona el planeamiento normativo de la expansión por parte de la empresa eléctrica, reemplazándolo por la planeación indicativa y por la planeación estratégica en el ámbito de empresa. En otras palabras, las fuerzas del mercado determinan su crecimiento.

Virtualmente desaparecen las obligaciones en materia de política social, aunque puede discriminarse a favor de algunos consumidores. Permite algunos subsidios y pueden mantenerse las obligaciones de servicio público que son la obligación de servir, el acceso a todos los usuarios y la igualdad de trato.

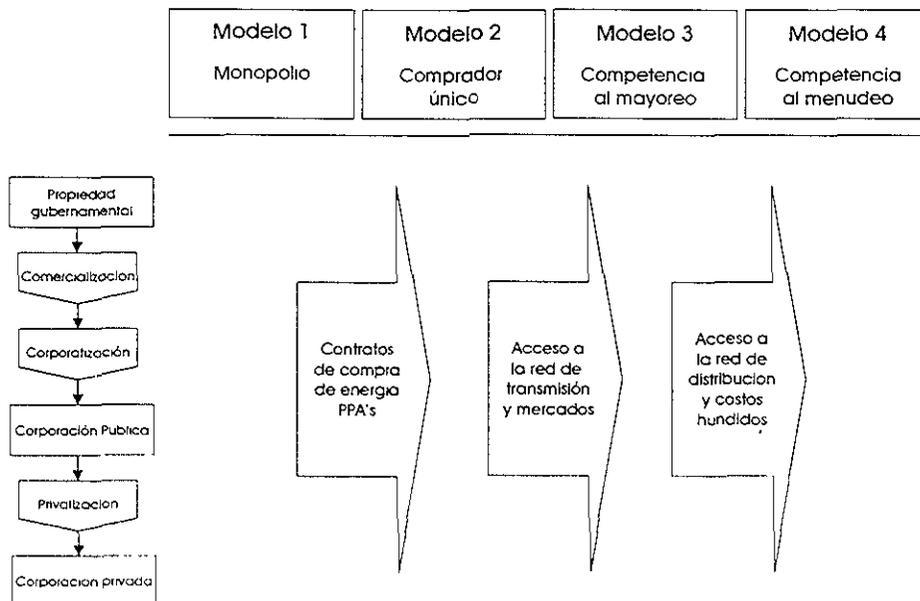
²⁷ Esto en teoría es posible, sin embargo, hay que tener presente que la introducción de medidas de liberalización y competencia se halla fuertemente limitada por razones físicas y técnicas.

²⁸ A los distribuidores se les fijan sus ingresos de tal forma que siempre cubran sus costos de compra, sus costos de inversión, operación, mantenimiento, pérdidas técnicas y sus ganancias.

La opinión cada vez más generalizada de los expertos en cuanto a desregular lo más posible los mercados eléctricos, ha hecho que en muchos países se haya decidido bajar progresivamente el límite mínimo de potencia conectada que permite a un cliente ser o no libre de pactar su precio y de elegir su suministrador. Es decir, cada vez clientes más pequeños tienen la oportunidad de ser "clientes libres". Esto significa que este modelo es transitorio para alcanzar una competencia total en generación y en distribución.

1.3.4 Competencia total en generación y en distribución

En este modelo la competencia plena se incorpora al nivel del mercado minorista, por lo que se modifica el vínculo tradicional entre los clientes y la distribuidora "local", eliminando la obligación de estas últimas de abastecer una zona de concesión, correspondiendo al cliente la responsabilidad de seleccionar y contratar libremente su abastecimiento eléctrico con uno o más generadores, o distribuidores. Este modelo es el más radical de los analizados, tal y como se ilustra en la figura I-4.



Fuente: Hunt y Shuttleworth (1996)

Figura I-4. Tendencia en la propiedad de las empresas y características de transición de los modelos

En este esquema tampoco la autoridad fija el precio de la electricidad, ya que éste deberá resultar de una negociación entre las partes. Las empresas distribuidoras no poseen el monopolio sobre sus usuarios finales. Hunt y Shuttleworth (1996) establecen sus características principales:

- Se tiene libertad de ingreso y salida a los generadores
- Necesita libre acceso en todas las redes (alto y bajo voltaje)²⁹
- La medición es un problema considerable
- Los costos de transacción de negociar todos los contratos requeridos no son despreciables³⁰
- No hay obligación de suministrar
- No hay garantía de precios remunerativos para las plantas
- Para los pequeños usuarios, los costos pueden fácilmente sobrepasar los beneficios.

El propietario de las líneas de distribución cumple la misma función que el transmisor, pero a otra escala. Por lo tanto, tal como sucede en la transmisión, aquí también se deben establecer pagos por parte de los generadores hacia los propietarios de las redes por concepto de uso de las mismas.

El cambio de proveedor se efectúa cuando el nuevo proveedor utiliza las líneas y los medidores existentes y cobra directamente al cliente. El distribuidor local sigue siendo responsable de la seguridad y las emergencias. En general muchas de las empresas que han entrado a la competencia participan también en el negocio de distribución de gas. Lo que ha significado un factor importante al momento de seleccionar un nuevo proveedor, pues se ofrecen descuentos combinados, tanto por electricidad, como por combustible.

Por todo lo anterior, se requiere de una compensación económica para los dueños de las redes tanto de transmisión como de distribución, sin embargo, las metodologías a seguir para calcular los montos precisos que se deben pagar son variadas. Este tema no es irrelevante, ya que la mayor o menor dificultad de estas metodologías determinarán su aplicabilidad práctica, en términos de lograr o no, una mayor eficiencia en los costos y preservar la transparencia del mercado.

²⁹ Con el libre acceso a las todas las redes se incrementa la complejidad de las metodologías de cobro por su uso y eso repercute en mayores costos. A medida que un modelo sea más sofisticado será más preciso en sus resultados, pero también será más caro. Por tanto, los beneficios de su implantación pueden ser menores que los costos del modelo.

³⁰ Para los grandes usuarios, los costos de transacción son relativamente pequeños por unidad de electricidad.

Como los clientes regulados se transforman en libres y negocian directamente con un generador, el distribuidor recibe un peaje que pagaría sus costos y su inversión, incluyendo su rentabilidad. No obstante, con esta modalidad de cobro pueden salir beneficiados aquellos distribuidores ineficientes que tienen costos por arriba de la empresa eficiente.

Actualmente parece haber acuerdo respecto de que es positivo fomentar la competencia en el sector distribución, al menos eso indica la tendencia de los países quienes han iniciado la reestructuración en su industria. Sin embargo, no hay acuerdo en el cómo implantarla, ya que no existe consenso alrededor de un esquema único de tarificación que garantice todos los objetivos que se persiguen al desregular. Esto es, lograr mayor eficiencia y por lo tanto menores costos que se traduzcan en precios más bajos, pero también lograr incentivos adecuados para mantener un nivel de inversión que garantice estándares mínimos de seguridad y calidad de suministro en largo plazo.

Con relación a los problemas genéricos de la introducción total de la competencia, el problema mayor estriba en las condiciones de acceso equitativas (no discriminatorias) para garantizar un desarrollo y sin desequilibrios de información en un juego normal de fuerzas.

De acuerdo con Finon (1996), las funciones del regulador de monopolios de servicios públicos de control de precios (a nivel de precios y estructura), de protección de los consumidores, de control de las decisiones de inversión, se reemplazan por las incitaciones creadas para una competencia efectiva.

I.4 MODALIDADES DE REGULACIÓN

La regulación económica se define como toda intervención coactiva de los poderes públicos del Estado o de las colectividades territoriales en la actividad de los agentes económicos, con relación a la asignación de los recursos³¹ (Cuevas, 1993).

Cuando un gobierno regula, impone directa o indirectamente controles en las acciones de las empresas estatales o privadas en un sector particular. La regulación previene el exceso de poder de un monopolio. Además, pretende evitar la discriminación en la provisión del servicio para que pueda ser disfrutado por todas las clases sociales, aún las que no estén en la

³¹ La regulación se clasifica de acuerdo a tres paradigmas. 1) el de la eficiencia económica (maximizar bienestar), 2) el del apoyo político, y 3) el de la equidad

capacidad de pagarlo, bajo el precepto de la eficiencia económica en la asignación de los recursos. La regulación es un instrumento que permite a un gobierno formalizar e institucionalizar sus obligaciones de proteger a los consumidores e inversionistas³².

El monopolio cobra un precio superior al de competencia (y por lo tanto superior al costo marginal) y ofrece cantidades inferiores a las que se ofrecen en competencia. Entonces, para regular a un monopolio, se debe hallar el punto de intersección de las curvas de costo marginal del monopolista y la demanda del mercado, y establecer una tarifa igual al valor del costo marginal en dicho punto de intersección. Por esta razón, se inicia este tema con una breve explicación de la tarificación a costo marginal antes de exponer las formas de regulación más notables que se han instrumentado en los principales modelos de organización industrial previamente expuestos.

1.4.1 Tarificación a costo marginal

Los incrementos en la demanda de energía, considerados marginales con respecto al total, requieren respuestas inmediatas por parte de la empresa eléctrica. Este cambio en la demanda provoca costos adicionales (marginales), ya sea en la operación (costos variables: de combustible, uso de equipos más caros, etc.) o en la inversión (por una necesaria expansión).

El costo de la energía generada está en función del día de la semana y el periodo del año en que se consuma³³. Esto justifica el establecimiento de precios diferenciados de la electricidad en relación del periodo en que el consumidor demanda la energía, a fin de que estos precios reflejen los costos de producción.

Para determinar los precios de la energía eléctrica suministrada también se requiere considerar factores espaciales (ubicar las regiones que demandan mayor energía), temporales (el costo de suministrar la energía eléctrica no es constante en el tiempo: es menor en la base de la curva y mayor a las horas de demanda máxima) y de niveles de voltaje (es más caro alimentar a clientes en baja tensión que en alta).

³² Los sectores con características de monopolio natural, al no tener la presión competitiva, no tienen incentivos para hacer innovaciones tecnológicas para reducir costos y/o prestar un servicio de mejor calidad. De esta manera, sin una regulación, la sociedad se vería afectada en una pérdida general de bienestar.

³³ Esto significa que depende de la parte de la curva anual de carga a la que corresponde esa energía. La energía generada para cubrir la base de la curva de carga es más económica que la generada para satisfacer los picos de la demanda.

Las tarifas eléctricas están constituidas generalmente por dos términos: el de la *energía* a nivel de generación y el de la *capacidad* de suministro de la potencia eléctrica. En ambos casos se incluye la transmisión y la distribución total, integrándose así, el costo marginal total. Si el aumento en la demanda sólo modifica la política de operación que genera costos adicionales, variables o de falla, éstos se definirán como los *costos marginales de corto plazo* (CMCP)³⁴.

Si, por otro lado, es necesario realizar inversiones para minimizar los costos totales y, esto se traduce en una política de expansión de capacidad, con sus consiguientes costos de inversión, de combustible y de falla, se tendrán, entonces, los *costos marginales de largo plazo* (CMLP)³⁵.

Para Salinas (1990), los costos marginales son señales de precio que inducen a los usuarios a una correcta asignación de sus recursos, dado que los incita a trasladar sus consumos a horarios más baratos.

En un sistema que funciona de manera óptima, el costo marginal es igual al de largo plazo, porque si el $CMCP > CMLP$ conviene ampliar la capacidad instalada y si el $CMLP > CMCP$ conviene utilizar la capacidad instalada disponible, sin realizar nuevas inversiones hasta que los dos costos se igualen³⁶.

En un esquema tarifario bien diseñado, se reparte equitativamente el costo marginal sobre los grupos horarios-estacionales. La importancia de estas distribuciones es que deben adaptarse a los objetivos que se establecen. Para orientar bien las decisiones de los consumidores, la tarifa necesita ser comprensible.

De acuerdo a Dubois (1990), las etapas de la asignación de los costos marginales a los parámetros tarifarios presentan el siguiente comportamiento:

1. Caracterización de la oferta por las curvas de carga de las subestaciones en algunos días típicos (hábiles, semihábiles y feriados) de los elementos tipo del sistema

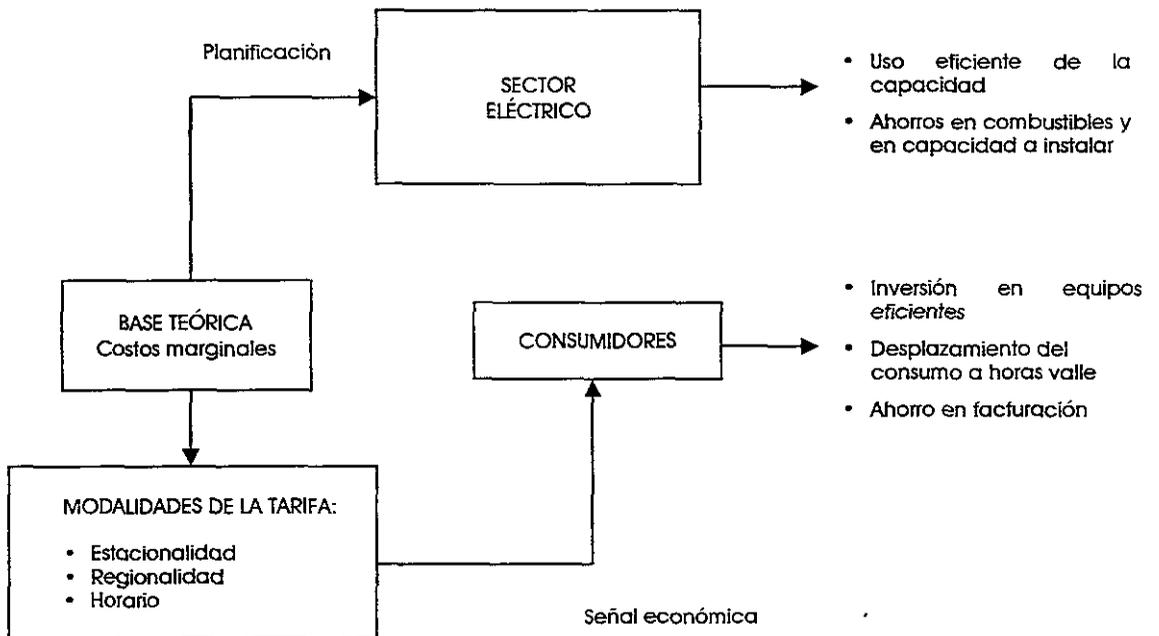
³⁴ El CMCP es el costo suplementario que implica la producción, el transporte y la distribución de un kWh adicional, en un año dado, cuando la capacidad del equipo es fija.

³⁵ El costo marginal de largo plazo CMLP es aquel correspondiente a los mismos rubros que el CMCP, pero en el que el productor puede ajustar el tamaño de sus equipos, dado que la demanda está suficientemente distante en el tiempo, permitiendo realizar estas modificaciones.

³⁶ Si el $CMCP > CMLP$, se enfrenta una situación de subadaptación y, la inversión suplementaria permitiría disminuir el costo medio. Si el $CMCP < CMLP$, se tiene una situación de sobreadaptación y la inversión suplementaria implica un incremento en el costo medio.

2. Caracterización de la demanda por la tipología de las curvas de carga de los clientes tipo
3. Cálculo de las probabilidades de la asociación de los clientes tipo a los elementos tipo
4. Cálculo de las potencias relativas de los clientes
5. Cálculo de las responsabilidades de los clientes sobre la potencia
6. Cálculo de los costos marginales anuales.

El uso de los costos marginales en las etapas de evaluación y diseño de proyectos conduce a una correcta asignación de los recursos, dado que son indicadores de la eficiencia de operación y, por lo tanto, un instrumento de planificación de la industria eléctrica, como se puede apreciar en la figura I-5.



Fuente: Salinas (1990)

Figura I-5. Tarificación a costo marginal

De acuerdo con el enfoque marginalista, se subraya la necesidad de tomar en cuenta en los cobros las diferencias estacionales, regionales y horarias. La tarificación a costos marginales es una condición necesaria pero no suficiente para lograr el óptimo de la producción. Esta medida requiere ser complementada con otros instrumentos de política energética.

Si la energía y la potencia se venden a un precio igual al costo marginal, los ingresos totales que se obtienen resultan suficientes para cubrir todos los costos del sistema, incluidos los de capital. Lo anterior es verdadero si se cumplen, para el sistema, las dos condiciones siguientes: i) que esté diseñado óptimamente (costo mínimo para satisfacer el consumo); y ii) que opere económicamente.

I.4.2 Regulación por tasa de retorno

La regulación por tasa de retorno es simple y se basa en los costos históricos, pero es detallada en su aplicación y requiere de una investigación amplia de la contabilidad de la empresa para determinar cuales costos deben ser incluidos en la tarifa base (BM, 1994a). Este modo de regulación ofrece incentivos en incrementar la eficiencia sólo si el ambiente es estable (sin inflación, sin cambios técnicos, y ningún cambio en tasas de interés).

En Estados Unidos la mayoría de las autoridades en esta materia actualmente practican la regulación por tasa de retorno, en la que el nivel de precio establecido a la empresa cambia sólo si la tasa sobre capital se desvía en una tasa permitida. Esto significa que la regulación por tasa de retorno se basa totalmente en costos.

Las tarifas son fijadas por las comisiones reguladoras correspondientes y permiten a la empresa recuperar sus costos de operación, estableciendo una rentabilidad asegurada que sea justa y razonable por su capital invertido.

La tasa de retorno distribuye justamente las reducciones y aumentos del costo entre clientes y la empresa regulada, pero puede dar pocos incentivos a las reducciones del costo debido a las imperfecciones en la práctica de regulación. Dos imperfecciones destacan. La primera es que la tasa de retorno permitida normalmente excede el costo de capital. Como resultado, las empresas públicas reguladas pueden tender al efecto Averch-Johnson (subcapitalización) La segunda imperfección es que las tarifas pueden ser costosas y consumidoras de tiempo, produciendo un retraso en la regulación. Durante ese retraso la empresa puede dejar de tener beneficios por sus mejoras en la eficiencia.

Cuevas (1993), expone que la tarifa basada en este modo de regulación procede en tres pasos: 1) la empresa documenta sus gastos (operación, mantenimiento, depreciación, impuestos, salarios, etc.) y costo del capital invertido; 2) Los requerimientos de ingresos se ubican en distintas clases de usuarios (residencial, comercial e industrial); y 3) Los requerimientos de ingresos por usuario se trasladan a las tarifas³⁷.

La metodología de la tarifa base por tasa de retorno tiene como objetivo encontrar el costo para proporcionar el servicio y para distribuirlo entre los clientes de la empresa de servicio público. En la fijación de precios de tarifa por tasa de retorno, el concepto principal es que el ingreso total anual obtenido de los consumidores eléctricos debe ser igual al costo (C) de generar, transmitir y distribuir esa electricidad más un rendimiento sobre la inversión neta en la empresa.

$$C = G + r \cdot V$$

Los gastos (G) se refieren a gastos necesarios para el funcionamiento del negocio, tales como gastos de operación, combustible, gastos de mantenimiento, depreciación, impuestos (renta, propiedad y otros). V es la *tarifa base* y representa la cantidad neta invertida en la empresa de servicio eléctrico que es considerada como necesaria y apropiada para servir a los clientes. La tasa de retorno global (r), se fija para que sea igual al costo de capital promedio ponderado de la empresa eléctrica.

La regulación por tasa de retorno incluye un rendimiento suficiente para cubrir los dividendos de los accionistas (y los rendimientos de cualesquiera otras fuentes de capital). Se calcula como los costos de las fuentes de capital de una empresa eléctrica (tales como deuda y patrimonio) ponderados por su contribución porcentual a la estructura de capital. La atracción es el costo de oportunidad del capital, es decir aquella tasa que el empresario deja de ganar en un proyecto con un riesgo similar.

El funcionamiento de esta forma de regulación se basa en la información que suministra la empresa al ente regulador. Así, en el caso de que la empresa regulada desee modificar las tarifas que aplica a los usuarios del servicio debe realizar una solicitud anticipada al regulador, para lo cual deberá presentar ante este un cálculo de los costos de operación y los costos de

³⁷ Este mismo autor establece las desventajas de este sistema de regulación: 1) crea una mentalidad de cost plus; 2) no estimula la eficiencia; 3) se basa en información asimétrica; 4) es deficiente en competencia parcial; y 5) necesita de calibración periódica.

capital. El regulador auditará esta información y establecerá una tasa de retorno razonable sobre el capital.

Esta solución presenta serios inconvenientes, ya que no fomenta la reducción de costos, pues el mecanismo permite que la empresa compense cualquier aumento de costos simplemente apelando al recurso de subir los precios.

Por otra parte, este tipo de regulación propicia la realización excesiva de inversiones de capital, con el objeto de aumentar el flujo de beneficios, en la medida que la tasa de retorno fijada sea superior a la tasa costo de capital. Ello desincentiva la empresa para incorporar tecnologías de punta que reduzcan los costos en el mediano plazo.

Finalmente, este mecanismo no resuelve los problemas de asimetrías de información, ya que las empresas conocen mejor su estructura de costos que el regulador. En efecto, el suministro de información para establecer la regulación del caso dependerá de las empresas reguladas, sin que sea posible, o sea excesivamente costoso, para el regulador comprobar su veracidad. Además, ello exige un elevado presupuesto para la entidad reguladora.

1.4.3 Regulación Price cap

El tipo de regulación por precios tope surgió como resultado del denominado *Informe Littlechild*, y fue concebido por C. S. Littlechild en 1983, como el más apropiado para controlar los beneficios de la empresa de telecomunicaciones británica (British Telecom). El mecanismo permite a la empresa regulada incrementar sus precios cada año y dentro de un período dado, hasta el límite de la variación de un índice de precios elegido, menos un factor variable (denominado X) consistente en la valoración que realice el órgano regulador de la disminución de costos por mayor eficiencia.

Percebois (1997) explica como el control de precios RPI-X en la industria eléctrica no permite que los precios medios se incrementen más allá de un nivel específico de X bajo la tasa de inflación, medida por el índice de precios al consumidor (Retail Price Index). El control de precios refleja los niveles anticipados de costos operacionales y gastos en capital futuros en los cuales deberá incurrirse y están fijados para proveer dividendos adecuados a los accionistas, consistente con un desempeño eficiente.

La regulación por precios tope fue considerada por su autor más ventajosa que la de tasa de retorno debido a que:

- a) Ofrece la empresa regulada incentivos para obtener una mayor eficiencia productiva
- b) Promueve la innovación
- c) El manejo de la regulación es más práctico puesto que: sólo requiere de un sencillo cálculo en relación con un índice de precios; no hay necesidad de efectuar ningún tipo de medición del capital ni de la tasa de retorno; no se necesita la asignación de costos entre las porciones competitivas y no competitivas; y no es necesario prever futuros cambios de costos y de demanda. Puesto que la regulación es más simple, existe menor peligro de *captura regulatoria*, es decir de arreglos entre el regulador y la empresa regulada, que con el sistema de tasa de retorno

Respecto a los primeros dos incisos, al establecer un límite a los ingresos a través de la fijación de un precio tope, las empresas son inducidas a reducir costos como forma de elevar sus ganancias. Controlar precios y no ganancias, permite a la empresa retener los beneficios derivados de las mejoras de eficiencia.

Con relación tercer inciso, esta regulación ha sido calificada como un sistema de control de precios, que regula sus incrementos y no los valores absolutos. Sin embargo, ha sido criticada porque provoca un incentivo a subinvertir, ya que al fijarse tarifas máximas, podría inducir a que la empresa regulada reduzca la inversión con el objeto de bajar sus costos y así obtener mayores ganancias.

Un sistema de precios tope puro no permite el traslado de costos por parte de las empresas proveedoras a la tarifa final. Sin embargo, en la práctica este tipo de regulación suele incluir el traslado de las variaciones de algunos costos dentro del período comprendido entre cada revisión tarifaria³⁸.

La parte de los costos que se traslade a la tarifa final depende del grado de riesgo que se estime pueda soportar la empresa y del valor que se le otorgue a la incertidumbre en el momento de diseñar la tarifa. Sólo cuando la empresa se comporta con neutralidad frente a la variación de sus costos podría no haber traslado de los mismos. Por lo tanto, la autorización a

³⁸ Este tipo de control de precios provee incentivos a través de la eficiencia, que a las compañías les está permitido quedarse con las ganancias producto de una mejor eficiencia durante el período de control de precios. Los clientes se benefician con la eficiencia siempre y cuando el RPI-X o alguna otra forma de control de precios sea la más apropiada para la regulación de la compañía.

trasladar costos suele funcionar como un mecanismo que protege a la empresa contra factores que ella no pueda controlar.

El mecanismo de traslado de variaciones de costos ha recibido críticas, entre las que se cuenta el hecho de proveer escasos incentivos a la empresa para contratar en forma eficiente, puesto que siempre se encuentra en condiciones de trasladar los incrementos de sus costos a la tarifa final. En efecto, si los costos disminuyen los consumidores se ven beneficiados puesto que cualquier baja de costos que se produzca antes de la revisión general de tarifas implicará la reducción de las mismas³⁹.

Otro aspecto importante que hace a la regulación por precios tope está dado por la determinación del valor del factor de reducción de la tarifa, representado por el llamado factor X. Pese a que los detalles del cálculo de este factor no siguen un procedimiento uniforme, existen modelos básicos para su determinación, vinculados a estimaciones contables con base en cuentas de ganancias y pérdidas o a estimaciones de flujo de fondos que la firma generará⁴⁰.

Dussan (1996), expone que para hacer sus proyecciones, el regulador debe efectuar estimaciones relativas a mejoras de productividad, cambios en la demanda, gastos de capital, además de estimaciones de factores macroeconómicos, tales como futuras tasas de interés y variaciones del salario real.

El procedimiento para determinar el factor de reducción consiste en otorgar un valor inicial que es incorporado al modelo, sobre el cual se efectúan las proyecciones de estimaciones contables y de flujos de fondos. Si éstas resultan inaceptables para el órgano regulador, se modifica el valor de X.

Otro aspecto importante de la evaluación tarifaria es la extensión de los intervalos que median entre las diferentes revisiones. Si son demasiado extensos pueden resultar rentas excesivas para la empresa regulada o bien dificultades para cubrir los costos. En ambos casos, ello se podría deber a cambios en el entorno de la empresa que no se traduzcan en consiguientes correcciones de las tarifas, sino hasta el momento de una revisión.

³⁹ Sin embargo, para que este beneficio se produzca es necesario que los mercados funcionen en forma competitiva. En caso contrario son los consumidores los que soportan el riesgo del aumento en los costos.

⁴⁰ En Inglaterra, uno de los problemas vinculados a la determinación del porcentaje de reducción fue el de su coincidencia con la política de privatización del servicio. De ahí que su valor inicial no dependió solamente de la estimación de la potencial reducción de costos sino también de los objetivos propios del programa de privatizaciones. Entre estos, se consideró la necesidad de obtener un precio más alto por la venta de la empresa pública.

1.4.4 Regulación por comparación

Este enfoque de regulación, también conocido como *yardstick competition*, fue esbozado a mediados de la década de los ochenta por Andrei Shleifer que sugirió que comparando el desempeño de empresas similares, un regulador podría estimar referencias que generalmente inferirían en los costos y niveles de precio para las empresas en esa industria.

Desde su establecimiento, se ha discutido mucho en determinar el número suficiente de proveedores tal que permita al regulador hacer su trabajo. El mismo Shleifer creyó que dos empresas pudieran ser suficientes permitir la comparación y que el comportamiento colusivo se vuelve menor a medida que el número aumenta. En este sentido, la regulación se basa en el criterio del interés público, al tratar de generar los incentivos adecuados para mejorar la gestión de las empresas de servicio público.

En este tipo de regulación se busca, a través de un gran número de empresas independientes (sin tendencias a la colusión), efectuar una comparación de desempeño entre ellas en cuanto a costos y calidad de servicio⁴¹. Usa un patrón de referencia de eficiencia o modelo óptimo con la que se mide la empresa, reduciendo los requerimientos de información de ésta. El modelo óptimo mantiene costos lineales, esto es, que para mayores costos se tienen mayores utilidades (Banco Mundial, 1994a).

Las comparaciones del costo con otras empresas permiten al regulador proporcionar incentivos óptimos y no dejar excesivas rentas a las empresas reguladas en relación a las empresas que tienen demandas y funciones de costo similares bajo las mismas condiciones. Sin embargo, lo más común es que las compañías operen en condiciones diferentes que reducen su eficacia. En general, las diferencias más relevantes entre las compañías son:

- a) La calidad de servicio que afecta directamente al costo de operación
- b) Condiciones hidrológicas y geográficas
- c) Las condiciones de la infraestructura tales como su tiempo de vida, su conservación, etc.
- d) La naturaleza del consumo, esto es, su temporalidad, las demandas máximas y mínimas, la mezcla de usuarios (residencial, industrial, etc.)
- e) Las economías de escala.

⁴¹ El nivel del precio de la empresa se compara con respecto a una referencia. Este patrón puede ser un nivel del costo eficaz, tal como el costo incremental promedio de largo plazo, el nivel promedio de los costos alcanzados o los precios cobrados por empresas comparables dentro de la misma industria.

La habilidad del regulador para emprender comparaciones de eficiencia y los incentivos de las empresas para esforzarse en lograr ganancias de eficiencia, podrían potencialmente afectarse por una reducción en cualquiera de los siguientes tres factores:

- La cantidad de datos disponible (es decir, el número de observaciones)
- La calidad y exactitud de los datos
- La independencia de las observaciones (esto es, si los datos provienen de compañías que se controlan independientemente).

El problema es que las empresas reguladas, como las de transmisión de electricidad, pueden enfrentar demandas y funciones de costo totalmente diferentes (por ejemplo, debido al terreno diferente) y pueden estar sujetas a situaciones particulares. En este caso, esta regulación pierde su efectividad en proporcionar incentivos y limitar las rentas de las firmas⁴².

La regulación comparativa es una manera de lograr algunos de los beneficios de la competencia de mercado en un ambiente regulado. El precio fijado para cada firma depende de su desempeño relativo respecto al de las otras empresas en la industria.

Esta modalidad de regulación pone en evidencia la carencia de transparencia y la subjetividad en la selección de la firma eficiente y el cálculo de sus costos, por lo que demanda un gran esfuerzo inicial para determinar las referencias. Y aunque este modelo considera los problemas de asimetría de información, para Cuevas (1993), la limitación de este modelo incitativo es que ofrece una representación muy limitada de la complejidad de la reglamentación entre los diversos actores económicos. Además necesita de una cantidad de información muy importante, suponen un regulador actuando en función del interés general, genera regulación múltiple (diferentes organismos dificultan la definición de mecanismos óptimos y los modelos son limitados porque son estáticos en la relación regulador-empresa.

En la realidad, como no existe un número razonable de empresas similares, la implementación de la regulación por comparación no ha funcionado todo lo bien que se esperaba, debido a que la heterogeneidad de las empresas y de la disponibilidad de información. Además, el enfoque de estimación del costo es muy laborioso para industrias de redes en las que los costos de la inversión dependen muchísimo de circunstancias locales.

⁴² Por ejemplo, una empresa con condiciones de costos muy desfavorable puede ser incapaz financiar inversiones si puede cobrar solo precios basados en empresas con condiciones promedio. Recíprocamente, una empresa con condiciones del costo muy favorables puede poder tener ganancias excesivas.

I.5 EXPERIENCIAS INTERNACIONALES DE REFORMA MÁS REPRESENTATIVAS

El análisis de los orígenes de la reestructuración de la industria eléctrica, de los diversos modelos de organización industrial y de los tipos de regulación, fue desarrollado a partir de las experiencias más representativas de las reformas instrumentadas en el mundo, mismas que a continuación se exponen brevemente para completar este capítulo inicial.

I.5.1 Chile

La reforma de la industria eléctrica chilena es considerada como el *modelo a seguir* y es el parámetro de referencia que dicta las directrices de los cambios que se están promoviendo en toda América Latina.

A finales de los setenta inició el proceso de reestructuración y privatización su sector eléctrico. En 1978 se dio el primer paso institucional al crearse la Comisión Nacional de Energía (CNE) que es un organismo asesor del gobierno en materia de energía, cuyas facultades van desde dictar la política energética del sector hasta la proposición de normas técnicas y económicas, así como el cálculo de precios y tarifas.

En 1982 se privatizó la industria eléctrica, asumiendo el Estado la facultad de regular a través de la CNE. Se fragmentaron las dos empresas públicas en seis empresas de generación y de transmisión y en trece empresas de distribución. Se creó un centro de control de energía para coordinar la operación y se permitió el acceso a las redes de transmisión y de distribución por parte de cualquier agente que no fuera propietarios de la red pagando el respectivo porteo.

La ley ordena el mercado de energía eléctrica cuya operación consta de dos modalidades. Una parte del mercado que es regulado a través de la fijación de precios por las autoridades respectivas del gobierno y el otro es libre. La potencia es el criterio que distingue a los mercados ya que se clasifican en pequeños y grandes consumidores. Los usuarios finales cuya potencia conectada es menor o igual a 2 MW son los consumidores regulados. Todos los demás son los grandes usuarios, cuyo precio de suministro es libre se negocia con la respectiva empresa generadora. El sistema tarifario, basado en costos marginales, es el elemento medular que da coherencia a la organización de los mercados de energía eléctrica y e introduce los criterios que dotan al sector las condiciones de competitividad.

La empresa generadora más grande que es Endesa, controla la mayor parte de la red de transmisión ha dificultado su acceso a quienes no son propietarios. Los precios a los usuarios alimentados por una compañía de distribución se calculan sumando a los costos marginales, los costos por pérdidas en su red, los costos de inversión, operación, mantenimiento y administración. Se constatan resultados positivos al suprimir subsidios y operar con criterios comerciales.

El éxito ha sido la incorporación del sector privado y el ambiente empresarial al negocio eléctrico, manteniendo al mismo tiempo la seguridad del suministro. La vinculación del ahorro interno a la inversión del sector es también uno de los aspectos novedosos y únicos en la región. También se incrementó la eficiencia interna de las empresas, en particular el significativo ahorro en pérdidas de energía. Sin embargo, el grado en que estas ganancias en eficiencia se ha trasladado al consumidor no es claro todavía. Las tarifas al consumidor final en Chile continúan siendo muy elevadas y los beneficios de los grandes consumidores no han sido significativos en parte por la falta de competencia.

Rudnick (1997) afirma que las reformas desregulan la actividad de generación, buscando facilitar la competencia para lo cual se establece un régimen de acceso abierto a los sistemas de transmisión. En el nuevo marco regulador, prácticamente no existen barreras a la entrada para las empresas generadoras y éstas no están obligadas a dar suministro⁴³. La regulación se introduce sólo para: i) exigir una coordinación centralizada de la operación física y económica, y ii) establecer precios a los consumidores sujetos a regulación de precios.

1.5.2 Inglaterra y Gales

En estos países nació la cultura del *desempeño* que se mantiene por los incentivos y las presiones del comercio diario en el mercado eléctrico. La industria fue privatizada mediante la *Electricity Act* y el nuevo sistema ha operado desde abril de 1990. Previamente, la *Central Electricity Generating Board* (CEGB) era un eficiente monopolio en generación así como de transmisión. Había 12 *Area Boards*, con monopolios de distribución regionales, también del sector público. Aunque la integración vertical no era completa, en la práctica la CEGB era dominante dentro de la industria. La privatización introdujo la desintegración vertical así como todos los elementos de competencia y de suministro final a los consumidores. La generación se dividió en tres compañías: la *National Power*, la *Power Gen* y la *Nuclear Electric*.

⁴³ Sus responsabilidades frente a los clientes serán aquellas que se hayan comprometido por un contrato

La transmisión está ahora separada activamente: la *National Grid Company* primero fue propiedad de las compañías de distribución y desde 1995 es de propietarios independientes. Las 12 Area Boards son ahora 12 compañías de electricidad regionales (REC's), con un monopolio de largo plazo en la distribución en bajo voltaje y monopolios de corto plazo o franquicias en la venta al menudeo.

Los dos organismos más importantes involucrados en la regulación son la *Office of Fair Trading* (OFT) y la *Monopolies and Mergers Commission* (MMC). El regulador específico de la industria es la *Office of Electricity* (Offer), cuya principal función es promover la competencia dentro de la industria. La regulación ahora es vista como un fenómeno transitorio una vez que se establece la competencia. El principal enfoque de la regulación es el control de precios a través de la fórmula RPI-X. El propósito es presionar a la industria a mejorar la eficiencia, tal que los niveles de precio, crezcan menos rápido que la inflación.

Viqueira (1997) expone claramente la operación del sistema así: "...todos los días las empresas generadoras proporcionan al operador una lista de las unidades generadoras que estarán disponibles al día siguiente y una oferta del precio de la energía eléctrica para cada media hora del día. Los precios se ordenan de forma ascendente y se programan las unidades con los precios más bajos para satisfacer la demanda esperada. El precio más caro es el precio marginal del sistema de esa media hora. Así, todas las plantas generadoras, excepto la más cara, logran un excedente que contribuye (para que sea suficiente y equilibre los ingresos de la empresa, se incluye un cargo por capacidad) a cubrir sus gastos fijos. Las empresas generadoras pueden vender libremente a cualquier consumidor".

Han ocurrido muchas mejoras de la eficiencia y reducciones de costos cuando se unen la introducción de la competencia y los nuevos sistemas de incentivos. A nivel generación, ha habido mejoras impresionantes en productividad. Un ejemplo excelente se refiere a la British Energy (central nuclear), que fue privatizada en 1996: las mejoras fueron debidas a la reducción de las interrupciones, al reaprovisionamiento de combustible mejorado y a eficiencia de piezas fundamentales de centrales nucleares. National Power y PowerGen también han registrado aumentos considerables de eficiencia. Como caso particular están los aumentos en productividad de trabajo⁴⁴.

⁴⁴ La productividad laboral aumentó significativamente con la disminución de empleados de tiempo completo que cayó de 8,197 en 1992 a 6,516 en 1996. Principalmente se tuvieron reducciones en los mandos medios y en investigación.

Ha habido diversos programas detrás de la caída observada en precios de la electricidad. Algunos de estos programas son directamente atribuibles a la reforma de la industria eléctrica, y otros son indirectamente, como por ejemplo las reducciones sustanciales en los costos de combustible, al incremento de la eficiencia de las plantas de ciclo combinado y los costos de capital de las nuevas plantas de generación que han ocurrido desde 1990.

Se redujeron los costos de capital y por el abaratamiento del carbón que ha disminuido un 25% en términos reales desde 1989. Los precios a los usuarios domésticos no han tenido tendencias uniformes, debido a que son suministrados por mercados distintos, pero en términos generales han tendido a disminuir después de los incrementos iniciales. Los pequeños comerciantes y usuarios industriales (menos de 1 MW) experimentaron incrementos significativos de precios⁴⁵.

Según Mackerron (1995), los resultados de la privatización son: 1) los principales beneficiarios indudablemente han sido los accionistas de las nuevas compañías, especialmente aquellos propietarios de las REC's que han combinado muy bajos riesgos con grandes beneficios; 2) algunos usuarios industriales han tenido significativas reducciones de precios, pero otros han tenido beneficios muy bajos y pudieron ser mejores si se hubiera continuado bajo la propiedad pública; 3) los procesos de revisión de precios han sido largos e inflexibles; y 4) se han tenido presiones hacia la baja en los costos, pero su actualmente su tendencia es a lenta y a largo plazo.

La idea del regulador de irse retirando con la entrada de la competencia ha sido se ha posponiendo reiteradamente. En la practica, la autoridad ha tenido que intervenir y ahora tiene una mayor influencia en todos los precios de la industria. El regulador más que llegar a ser un árbitro con una influencia que se desvaneciera, como originalmente se pensó, ahora es el actor más importante en la industria.

Desde el punto de vista del regulador, el fomento de la competencia al menudeo plantea diversas implicaciones. Las preocupaciones principales se refieren al mercado de potencia, que debe ser vigilada continuamente, y la otra preocupación es el diseño del mercado al por menor⁴⁶.

⁴⁵ Los consumidores tardaron en adaptarse al nuevo sistema durante ocho años. La competencia fue limitada inicialmente a los consumidores con las cargas que excedían 1 MW, en 1994 el limite fue reducido a 100 kW y se espera que en un futuro próximo se abra a todos los consumidores.

⁴⁶ Si la competencia se ofrece en beneficio de los consumidores, éstos deben tener el derecho de cambiar de proveedor. Esto significa que los medidores deben ser propiedad de los distribuidores y no de los suministradores.

I.5.3 Noruega

En 1991 se introdujo competencia al mercado en la generación a través de un proceso de desregulación pero sin privatización. Se basó en una propuesta del gobierno conservador pero fue implantada por el gobierno laborista sin ningún cambio de dirección. Una de las razones fue que no contemplaba un cambio de propiedad, dominada por el gobierno (estatal o municipal) y con una estructura organizacional descentralizada y que se mantiene después de la reforma.

Noruega tiene un gran número de pequeños productores y pequeños distribuidores que representan cerca de la mitad del mercado de servicio. Todos los miembros de la *Norwegian Power Pool* tienen derechos de porteo en la red de propiedad estatal. La *Norwegian Electricity Board* tiene la responsabilidad de coordinar la expansión, pero las presiones por intereses y políticas ambientales han obstaculizado su crecimiento al menor costo. La naturaleza fragmentada de la industria y las negociaciones locales de los precios de contrato de largo plazo para una mejor uso de la energía conduce a altos precios de dispersión y grandes pérdidas potenciales.

Wangenstein y Holtan (1995) citan que los argumentos para el cambio de estructura fueron: 1) evitar la inversión excesiva (los precios no reflejaban los costos marginales); 2) buscar mejoría en la selección de los proyectos de inversión; 3) crear incentivos para la reducción de costos (precios basados en la recuperación de costos); 4) equidad entre consumidores (evitar subsidios cruzados de usuarios comerciales a los residenciales, cuyos precios son fijados por las municipalidades que no reflejan los costos reales); y 5) variaciones geográficas razonables (evitar diferencias de precios significativos entre vecinos).

En la capital noruega la competencia ha sido particularmente feroz. *Oslo Energi* discriminó tradicionalmente a favor de los clientes domésticos desde 1991. Con la competencia y por la facilidad de los consumidores de cambiar de suministrador bajaron las tarifas. En 1995 los costos de la energía para todos sus clientes disminuyeron en términos reales 33%. *Oslo Energi* ha implementado políticas drásticas para reducir todos los componentes del costo total⁴⁷.

Un aspecto interesante es que su sistema eléctrico está basado en un 99% de capacidad hidráulica y su reforma ha sido acompañada por mejoras sustanciales en eficiencia que se ha

⁴⁷ Por ejemplo, redujo su mano de obra de 1,860 empleados en 1990 a 1,360 en 1994.

reflejado en los precios. Esta es una evidencia es que la competencia funciona independientemente de la propiedad y de la tecnología de generación.

Su sistema hidráulico ha forzado la coordinación en la construcción y la operación de sistemas de transmisión de alta tensión. Esto promueve incentivos para la cooperación, contratos de largo plazo y regulación propia, donde los intereses públicos están representados generalmente por la parte municipal o por la parte estatal del sistema. Los principales problemas surgen cuando la transmisión y la expansión no están integradas al país o a un nivel multinacional. Muchos esfuerzos se concentran en revertir la tendencia a la inversión excesiva.

1.5.4 Argentina

El caso extremo de las ventajas de la reforma es el ejemplo de Argentina. Antes del inicio de la reforma, la industria eléctrica fue caracterizada por tener déficit en el suministro y una baja inversión. La ausencia de objetivos claros, de motivos políticos en las compañías propiedad del gobierno y de un ambiente económico de hiperinflación fueron las razones de la degradación del servicio de su industria eléctrica.

La reforma de la industria fue basada en la introducción de un pool, con ofertas de plantas térmicas y la privatización de las mayores plantas de generación y las empresas de distribución en Buenos Aires. El resto de los activos y los sistemas de la distribución fueron transferidos a las provincias, los cuales subsecuentemente han privatizado sus activos.

Antes de reforma, la industria argentina eléctrica fue caracterizada por su baja eficiencia y por falta de capacidad instalada. La indisponibilidad promedio de las plantas había alcanzado 60% a mitad de 1990. Con la combinación del mecanismo de precios en el pool y la nueva propiedad de la industria, la indisponibilidad había sido decaído cerca 20% al principio de 1995. Los nuevos propietarios iniciaron un programa de reestructuración corporativa tenido como objetivo el mejorar la eficiencia y la disponibilidad de las plantas.

Con la reforma, el gobierno persiguió varios objetivos: proteger a los consumidores promoviendo la competencia para aumentar la eficiencia, estimular las inversiones privadas de largo plazo, promover el acceso libre del servicio, reglamentar los precios del transporte y la distribución a niveles de beneficio justos y razonables. Desde el punto de vista institucional, el nuevo marco regulatorio impuso una desintegración horizontal y vertical para fomentar la

conurrencia. Las autoridades nacionales transfirieron progresivamente la propiedad de la mayor parte de los activos de las empresas eléctricas al sector privado.

Los nuevos actores, reales o potenciales, del sector eléctrico son: i) los productores privados o públicos (nacionales o provinciales) y las sociedades binacionales; ii) los autoprodutores dispuestos a vender sus excedentes al mercado de mayoreo; iii) los distribuidores, que son los grandes consumidores nacionales; y iv) los transportistas concesionarios de las redes. Los agentes participantes de un segmento de la cadena eléctrica no pueden ejercer actividades en otro segmento. Se asegura la independencia de los transportistas de asegurar un libre acceso de terceros a la red. La distribución y el transporte están reglamentadas a causa de las características monopólicas y que están sujetas a concesión.

Díaz de Hasson (1995) explica como el Despacho Nacional se transformó en una sociedad anónima, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) con una participación de diferentes actores del mercado de mayoreo. El control y la reglamentación general de la industria eléctrica dependen del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) que es un organismo autónomo.

Toda la energía generada en el sistema eléctrico argentino interconectado fluye al mercado de mayoreo que comprende un mercado a plazos y un mercado spot. El mercado de los consumidores finales está segmentado en una parte reglamentada y otra parte abierta a la competencia. Actualmente el límite del consumo para acceder al mercado de mayoreo está fijado en 1 MW, aunque las autoridades han manifestado su intención de reducirlo próximamente a 100 KW.

En el segmento regulado, al monopolio titular de la concesión se le obliga a satisfacer toda la demanda. Cuando no exista capital privado en la distribución de electricidad en una zona, el Estado asegura el servicio. Los contratos de concesión especifican las obligaciones de los concesionarios para dotar el servicio con una cierta calidad técnica y comercial del servicio.

Según la legislación vigente, las tarifas deben cubrir todos los costos de distribución y comprende el desarrollo de redes y aseguran una tasa de rentabilidad razonable fijada por el ENRE. Las tarifas son ajustadas trimestralmente sobre las variaciones de precios sobre los precios del mercado spot.

Para satisfacer el crecimiento de su demanda, el sector ha mejorado la disponibilidad de la capacidad existente y se emprendió nueva inversión⁴⁸. Los resultados más representativos de la reforma argentina son: i) los precios vigentes en el mercado mayorista son cerca de la mitad de lo que eran en 1992; ii) la indisponibilidad de las unidades de generación térmica se ha reducido de 60%, a principios de 1992, a 25% en 1996 (aunque en febrero de 1999 se presentaron graves problemas de suministro de electricidad en la capital); iii) la cantidad de energía no servida se ha reducido de 50 GWh en 1991 a prácticamente cero en la actualidad; y iv) el número de participantes en el mercado mayorista se ha incrementado, pasando de menos de 50 en 1992 a cerca de 800 hoy en día.

1.5.5 Estados Unidos

Existen cuatro tipos de empresas de servicio público de electricidad (*utilities*) que operan en Estados Unidos: 1) las de propiedad de inversionistas privados, que operan como monopolios regulados; 2) las de propiedad no federal sin fines de lucro, que son administradas por los estados o municipios, cobrando a los consumidores a costo marginal; 3) las pertenecientes a cooperativas que proveen electricidad a sus miembros; y 4) las agencias federales de energía, que son generadoras, vendedoras mayoristas y transmisoras de electricidad.

Poco más de las tres cuartas partes de la generación total de energía eléctrica lo producen las empresas privadas, las empresas federales generan aproximadamente el 10%, otro 10% lo aportan las cooperativas y el porcentaje restante por las compañías municipales. Cada empresa eléctrica suministra al servicio eléctrico a un territorio, constituyendo un monopolio natural y en la mayoría de los casos está verticalmente integrada, comprendiendo todas las modalidades: generación, transmisión, distribución y comercialización.

Sus *utilities* están reguladas en cada estado por una Public Utility Commission (PUC), que fija los precios de la electricidad de cada empresa teniendo en cuenta sus inversiones y considerando una tasa justa de remuneración de capital. También las empresas eléctricas están sometidas a una reglamentación nacional a través de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), que es un organismo que acata las resoluciones del Congreso con base en la ley y que supervisa las tarifas eléctricas y estándares de servicio en ventas al mayoreo, así

⁴⁸ Antes de reforma los costos laborales eran demasiado altos. Este problema fue atacado por las nuevas compañías como parte de un nuevo mecanismo impulsor operacional de la eficiencia. Además, hubo una reducción notable en el número de empleados, mientras que los aumentos iniciales de la productividad de trabajo fueron relativamente fáciles alcanzar debido a la naturaleza estancada de la generación en el período de la precompetencia. Actualmente, los inversionistas perciben la eficiencia de operación del pool y consideran a Argentina como un mercado eléctrico atractivo porque no existe el dominio de un reducido grupo de generadores.

como la transmisión de electricidad en comercio interestatal, de acuerdo con la *Federal Power Act* (FPA) de 1935, de la ley *PURPA* de 1978⁴⁹ y de la *Electric Power Act* (EPA) de 1992.

La industria eléctrica norteamericana es muy compleja pero con una tendencia que apunta a la disminución del grado de integración vertical de sus empresas gracias a los diversos cambios se han estado observando en los últimos años. En la tabla I-2 se presenta la evolución histórica del sistema eléctrico norteamericano.

Tabla I-2. Etapas relevantes en la evolución del sector eléctrico en Estados Unidos

ÉPOCA	1900 – PRINCIPIOS DE LOS SETENTA	PRIMER SHOCK PETROLERO	FINALES DE LOS SETENTA	1980 -1990	PRINCIPIOS DE LOS NOVENTA A LA FECHA
Características	<ul style="list-style-type: none"> · Rápida expansión de la red eléctrica · Economías de escala · Tarifas decrecientes · Rápido crecimiento en las demandas · Subsidios 	<ul style="list-style-type: none"> · Crisis petrolera · Preocupación ambiental · Incremento en tarifas · Desaceleración en la demanda por electricidad 	<ul style="list-style-type: none"> · Promulgación de PURPA · Incentivos fiscales a la industria para promover la autogeneración y cogeneración · Se crea la figura de productor independiente 	<ul style="list-style-type: none"> · La regulación promueve una economía más abierta 	<ul style="list-style-type: none"> · Crecimiento cogeneradores y productores independientes · Surgen los sistemas de subasta · Incentivos en los programas para reducir la demanda · Aumento de la heterogeneidad de la regulación
Estímulo	<ul style="list-style-type: none"> · Estímulo regulatorio a favor de mantener el crecimiento en la capacidad 		<ul style="list-style-type: none"> · Estímulo a la búsqueda de otros combustibles · Reducción de costos de generación · Estímulo a la búsqueda de alternativas de crecimiento atípicas · Los generadores están a la defensiva 	<ul style="list-style-type: none"> · Utilities renuentes a seguir construyendo bajo el sistema regulatorios de retorno a la inversión 	<ul style="list-style-type: none"> · Introducción de mayor competencia donde el sistema lo permita · Libertad de acceso a los sistemas de transmisión a terceras partes
Reguladores	<ul style="list-style-type: none"> · Federal Power Commission (FPC) a nivel federal 		<ul style="list-style-type: none"> · FERC y PUC's 		<ul style="list-style-type: none"> · FERC, PUC's, EPA, reformas al PUHCA
Actores	<ul style="list-style-type: none"> · PUC's a nivel estatal 		<ul style="list-style-type: none"> · Utilities y autogeneradores 	<ul style="list-style-type: none"> · PIE's 	<ul style="list-style-type: none"> · Utilities, autogeneradores, cogeneradores y PIE's

Fuente: Criserna, Flores y Tapia (1992)

A partir de 1992, la FERC aprobó las varias resoluciones, en la que destaca por su importancia la Orden 88-8 cuya parte medular posibilita la recuperación de los costos hundidos de las empresas, permite el libre acceso a las redes sin restricciones a cualquier agente, delimita el papel del transportista eléctrico y lo obliga a publicar sus tarifas⁵⁰.

⁴⁹ Un impulso importante en la generación de cambios fue la promulgación de la ley PURPA que impulsó a los productores independientes a entrar al mercado, con el objetivo de ganar en eficiencia estableciendo competencia en generación. En la sección II.1.2 se aborda con detalle las implicaciones de esta ley.

⁵⁰ También aprobó las siguientes disposiciones: a) abrir el acceso libre para todos los grandes vendedores y compradores de potencia; b) una separación funcional de generación y transmisión; c) fomentar deseconomías por desintegración vertical; y d) ningún productor debe ser discriminado al acceso a redes de transmisión regionales, al despacho económico asociado y a los servicios auxiliares. Estos elementos proporcionan una buena base para mover a la industria hacia una estructura más competitiva y justa para todos los agentes que intervienen.

La FERC ha emitido resoluciones para lograr una adecuada estructura de mercado promoviendo la generación económica más eficiente. Ahora, los mercados de potencia regionales o estatales pueden llegar a organizarse en mercados de corto plazo y lograr muchos de los beneficios del libre acceso⁵¹.

Bajo la suposición de que algún productor continúe vendiendo con tarifas basadas en costos, la FERC considera las formas de aplicar la regulación incitativa. Esta incitación está basada en el desempeño y podría ser más efectiva que su típica regulación por tasa de retorno.

Estos cambios refuerzan la necesidad de adaptar los esquemas regulatorios para que permitan reforzar la competencia, donde fuera posible. Se aprecia una tendencia a la disminución de los servicios que antes tenían precios regulados, así como se está tratando de adaptar la regulación de los sistemas de transmisión para que no presenten barreras a generadores que quisieran entrar al mercado. Esto también implica que se está tratando de impulsar la creación de centros de despacho de carga que optimicen económicamente los sistemas interconectados.

Lewis (1997) afirma que la piedra angular de una mayor competencia en generación radica en justamente la libertad de acceso de los generadores a las redes de transmisión, lo que parece más relevante, que procesos forzados de desintegración vertical. Por ello concluye que las causas de la reforma son: 1) promover la competencia donde sea factible, 2) proveer de vías reguladoras típicas con la suficiente flexibilidad en la fijación de precios para responder a las presiones competitivas, 3) disminuir el riesgo de los inversionistas, 4) asegurar que el control por parte del monopolio natural no inhabilite el desarrollo de la competencia, 5) garantizar que las firmas reguladas tengan incentivos adecuados para invertir eficientemente, y 6) evitar subsidios cruzados entre los consumidores de los monopolios existentes.

Los cambios más recientes en el sector eléctrico norteamericano se refirieron a la reventa y al papel de la competencia en vendedores mayoristas de energía y a los cambios en la regulación que promueven la competencia para futuras ofertas de capacidad de generación, sobre la base de acuerdos con utilities que venden a clientes residenciales, comerciales e industriales.

⁵¹ La FERC ha establecido los límites del servicio de transmisión con el de distribución, que está bajo jurisdicción estatal. Ha propuesto varios indicadores (relacionados principalmente a las características físicas observables) para distinguir la transmisión de la distribución. Sin embargo tiene la desventaja de fomentar la ejecución de inversiones antieconómicas para evitar cargos de distribución. El establecimiento de una clara definición de distribución (que es normalmente la entrega de electricidad al usuario final) puede ser el mejor camino de evitar la incertidumbre legal.

I.5.6 Francia

El caso francés es el mejor ejemplo del buen funcionamiento del sector en manos del Estado. La industria es regulada mediante un sistema basado en el rendimiento de la empresa estatal verticalmente integrada *Electricité de France* (EdF).

EdF posee más del 90% de la generación, todo el monopolio de transporte, la importación y la exportación y casi la totalidad de la distribución⁵². Está bajo la tutela del Ministerio de Economía y Finanzas así como el de Industria y funciona como una empresa con sus propios funcionarios con un grado de autonomía similar al de una típica empresa industrial o comercial francesa, lo cual ha supuesto el establecimiento de una estructura en el cual el Estado actúa como regulador y accionista.

La regulación se aplica mediante una comparación del rendimiento real con varias metas básicas, que incluyen objetivos de productividad, compromisos tarifarios, estrategias de ventas e inversiones, estrategias de autofinanciamiento, de endeudamiento y escalas de salarios.

Se promueve la eficiencia mediante comparaciones de rendimiento de unidades similares. Las reformas efectuadas han tratado en particular de reducir el costo de la electricidad, aumentar la productividad, mejorar el servicio, descentralizar la gestión y mejorar la coordinación con otras empresas del sector.

Las tarifas están basadas en el costo marginal del desarrollo de la red. Por lo tanto, el sistema ha sido formulado para transferir el costo del abastecimiento a cada cliente. El nivel tarifario se fija de acuerdo con una simulación económica y financiera de los objetivos financieros de la compañía, es decir, en cuanto al autofinanciamiento, préstamos, etc.

En general, EdF ha logrado una independencia considerable con respecto a las restricciones reguladoras burocráticas. En su lugar, ha establecido una estrategia basada en la negociación para lograr una eficiencia económica y financiera. Por varios años la reforma francesa se limitó a fomentar la competencia bajo el esquema de comprador único, es decir sólo contempló adaptaciones a su estructura de integración vertical sin cuestionar el modelo de propiedad pública.

⁵² El sistema es centralizado en un monopolio público integrado horizontal y verticalmente. A finales de 1998 EdF suministraba el 92% de la producción y el 96% de la distribución. La autoproducción representaba el 8% restante junto con los pequeños concesionarios hidráulicos.

En 1999, después de años rechazar las advertencias de la Unión Europea para permitir una mayor participación a los competidores extranjeros, el gobierno francés aceptó abrir su mercado, aunque de manera muy restringida. El proyecto de ley para abrir el sector eléctrico francés a la competencia, en aplicación de la normativa comunitaria europea, fue aprobada por el poder legislativo después de las múltiples amenazas de represalias por parte de sus vecinos.

Esta apertura del mercado es considerada como moderada y con un retraso en relación a las estipulaciones que sobre la materia dispuso la Unión Europea, ya que desde hace 1998 Francia debió modificar sus leyes para aplicar las normas sobre la apertura del mercado eléctrico.

La permanente oposición del gobierno originó amenazas de sanciones por parte de la Comisión Europea a EdF, así como presiones como la que hicieron los gobiernos vecinos (especialmente España) de retirarle la licencia con la que operaba en otros países.

Según esa ley, los mayores consumidores de electricidad (es decir, los industriales) en Francia son libres de optar por otros proveedores diferentes al operador público EdF desde finales de 1999.

Los grandes clientes libres de escoger representan actualmente un 30 por ciento del mercado, porcentaje que se estima que subirá a un 34 por ciento en el año 2003. Sin embargo, los competidores de EdF podrán abrir instalaciones de producción de electricidad en Francia, con el permiso del Ministerio de Energía, que decidirá si el proyecto es conforme con la programación plurianual de las inversiones definida por el Gobierno y sometida al Parlamento cada cinco años.

EdF conserva el monopolio del transporte (mediante líneas de alta tensión) y distribución de electricidad pero debe separar en sus libros de contabilidad la gestión de sus actividades de producción, transporte y distribución.

Son las autoridades las que fijan las tarifas eléctricas aplicadas por EdF a los clientes que no pueden buscar otros proveedores. Una comisión de regulación independiente, con poder para aplicar sanciones, vela para que el acceso a las redes públicas se conceda sin discriminación y con transparencia. Con esto, EdF pretende mostrar su disposición de apertura ante la Unión Europea, pero sin modificar sustancialmente su tradicional organización industrial.

1.5.7 Otros países

Hoy en día, la reforma del sector es un hecho que no se discute en la mayoría de los países del mundo⁵³. Las experiencias en los países pioneros, junto con el continuo cuestionamiento del modelo público para suministrar la energía eléctrica ha provocado la modificación de la estructura tradicional. En consecuencia, las industrias eléctricas en todo el mundo han experimentado durante la última década profundos cambios en su marco institucional, organizacional y regulatorio⁵⁴.

Las diversas experiencias en el mundo conducen a establecer que no existe una receta única para mejorar las bases estructurales, financieras y administrativas y operativas del sector. No obstante, se ha tendido a privilegiar una reforma caracterizada por la desintegración de la industria eléctrica y la privatización como elementos básicos para garantizar una mayor eficiencia sectorial.

Cuevas (1996a) plantea que las estrategias implementadas en diversos países con algún tipo de reforma han tenido menores problemas en obtener financiamiento para la expansión del sector⁵⁵. Sánchez y Altomonte (1997) añaden que un aspecto medular en el financiamiento de nuevas capacidad de generación lo constituyen los ajustes en los cambios de los criterios para la determinación de los precios de la energía. El saneamiento financiero se ha visto favorecido en buena medida por la reorientación de precios y tarifas.

Entre las consecuencias positivas de las reformas y en particular de las privatizaciones, Levy y Spiller (1994) destacan que ha sido el desarrollo de mercados locales de capital, porque las empresas eléctricas privatizadas de algunos países no pueden acceder a los mercados internacionales de capital.

De acuerdo a las características y al grado de la reestructuración de los mercados, las reformas a los sistemas eléctricos en el mundo pueden clasificarse en tres grupos, como lo ilustra la tabla I-3.

⁵³ Las reformas del sector eléctrico difieren por el grado de la implantación de los nuevos marcos reguladores, por la participación del sector privado y en el tipo competencia.

⁵⁴ Estos cambios iniciaron la transición hacia un sector más competitivo y con alta participación del sector privado, aunque con grandes diferencias en el ritmo de implantación y aún con importantes problemas por resolver como son su sostenibilidad ambiental y social.

⁵⁵ Han buscado mejorar la operación aplicando políticas de disminución de la planta laboral para reducir costos. Al separar unidades productivas se ha transparentado el desempeño de las etapas del proceso productivo y se ha evitado los subsidios de una actividad a otra, impidiendo decisiones discrecionales que generaban fuertes sesgos en la economía.

Tabla I-3. Las reformas en los sistemas eléctricos en el mundo

GRUPO	CARACTERÍSTICAS	REFORMAS	EJEMPLOS DE PAISES
1	Sistemas legalmente segmentados con mecanismos de competencia y poca restricción para la propiedad de inversión privada	Apertura amplia para la inversión privada, competencia en la generación, acceso abierto a las redes	Inglaterra, Chile, Argentina, Perú, Bolivia, Colombia, España
2	Sistemas integrados o regionalmente segmentados con apertura limitada para la inversión privada	Apertura parcial en la generación	Filipinas, Malasia, Tailandia, Pakistán, Costa Rica, México
3	Sistemas integrados de propiedad estatal	Sin apertura	Bangladesh, Kenia, Nigeria, Uruguay, y Paraguay.

Fuentes: Banco Mundial (1994b) y Sánchez y Altomonte (1997)

Los países que realizaron reformas estructurales en el sector poseen las siguientes características: apertura, establecimiento de un mercado mayorista libre y competitivo entre los agentes sin restricciones del sistema de transmisión y del despacho central, segmentación de la cadena, sin que las empresas distribuidoras no estén sujetas al suministro de una sola empresa (pública o privada, integrada o únicamente generadora) para que puedan comprar a cualquier generador). Los países con reformas parciales presentan una apertura parcial del capital privado en la generación, cogeneración con venta de energía a las empresas eléctricas con precios regulados y cuyas tarifas se han fijado ubicando los precios iguales a los costos medios. En cuanto a los países que no han ejecutado reformas, indirectamente se dirigen hacia algún tipo de reestructuración debido a que enfrentan serios problemas para obtener nuevos préstamos para expandir sus industrias eléctricas y porque acusan severos deterioros en la calidad de su servicio.

Sumario y conclusiones parciales

La electricidad se caracteriza por ciertos elementos que la diferencian de otras formas de energía: 1) no es una fuente primaria de energía; 2) su generación requiere de grandes inversiones; 3) no puede ser almacenada; 4) puede ser transmitida y distribuida a través de largas distancias, pero solamente por medio de redes especiales de alto costo y complejidad técnica, lo que implica una infraestructura intensiva en capital y que no permite la conveniencia técnica ni económica de duplicar dichas redes (características de monopolio natural); 5) tiende a generar pérdidas considerables por transporte, los cuales aumentan con la distancia y el volumen transportado; y 6) la industria eléctrica es un pilar de progreso y bienestar que influye en cualquier actividad de la sociedad moderna.

Los orígenes de la reforma del sector eléctrico surgen de dos motivos: los estructurales y los coyunturales. Entre los primeros se tienen la crisis financiera, la necesidad de mayor eficiencia sectorial y modernización, la adecuación a la estructura de los mercados y doctrinas ideológicas. Los coyunturales comprenden el avance tecnológico, los requerimientos de credibilidad política, la solución de crisis fiscal, apoyo a los planes de estabilización económica, fomento a la inversión para su expansión y presiones de organismos externos.

Los principales modelos de organización, que se han planteado como solución a los diferentes tipos de reforma, clasifican a la industria eléctrica en: 1) el verticalmente integrado sin competencia, 2) el de comprador único, 3) el que permite a las compañías distribuidoras elegir a su suministrador, los cuales compiten en un mercado mayorista, y 4) el que permite a todos los usuarios elegir a su suministrador, el cual implica una completa competencia al menudeo. Por su parte, las tres formas de manejo de la propiedad son: la propiedad estatal directa (o una corporación propiedad del gobierno), una corporación privada y una propiedad mixta.

En cuanto a regulación se refiere, se tienen básicamente tres tipos: el primero es *la tasa de retorno*, que se basa en los costos históricos, pero es detallada en su aplicación y que necesita de una investigación amplia de la contabilidad de la empresa para determinar cuales costos deben ser incluidos en la tarifa base. Fija el precio del servicio regulado incrementado en una predeterminada tasa de rentabilidad y su principal defecto es que ofrece pocos incentivos para reducir los costos e innovar tecnologías. El segundo es el *Price-cap* que intenta evitar los problemas anteriores y permite a los precios incrementarse de acuerdo con la fórmula $RPI-X$, que es el índice de precio al menudeo menos el factor de eficiencia. El tercero es la *regulación por comparación* que usa un patrón de referencia de eficiencia o modelo óptimo con la que se mide la empresa, reduciendo los requerimientos de información de ésta. El modelo óptimo mantiene costos lineales, esto es, que para mayores costos se tienen mayores utilidades.

El cuanto al grado de reestructuración de los sistemas eléctricos, los países se pueden clasificar en tres grupos. Los primeros son aquellos que presentan una reforma radical, con una desintegración vertical y horizontal total, con apertura a sus redes y que han privatizado. El segundo grupo son aquellos que tienen una reforma moderada, con una desintegración vertical parcial, con apertura de la producción a nuevos actores y con ciertas privatizaciones. Finalmente el tercer grupo lo constituyen aquellos que no han efectuado ninguna reforma, es decir, cuya organización no ha sido modificada.

CAPÍTULO II

CARACTERÍSTICAS Y EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE A NIVEL MUNDIAL

El capítulo anterior describió el origen de las reformas de la industria eléctrica y analizó los modelos alternativos a la organización industrial que estuvo vigente por varias décadas. Como consecuencia de esto, los productores independientes de electricidad (PIE's) surgieron como una opción para mejorar la eficiencia del sector, teniendo una evolución progresiva gracias a los avances tecnológicos, a los nuevos esquemas financieros y a la ideología neoliberal.

Este capítulo analiza el papel de la producción independiente en los sectores eléctricos que han adaptado su organización industrial para posibilitar su ingreso. Además, por su trascendencia, se aborda con especial énfasis el origen y desarrollo de la producción independiente en Estados Unidos. El objetivo principal será conocer las características principales de la producción independiente, así como responder dos preguntas básicas: ¿Cuáles son los motivos que condujeron a la aparición de la producción externa? y ¿Qué condiciones se necesitaron para su desarrollo?

Con el objeto de responder a estas preguntas, el capítulo se divide en tres partes. La primera expone el concepto, origen y evolución reciente de la producción independiente. Posteriormente se abordan sus diversas modalidades, las condiciones para su instauración, los obstáculos para su ingreso y sus relaciones comerciales. Finalmente, se describen las experiencias derivadas de su implementación en las regiones del mundo donde se ha desarrollado con mayor intensidad.

II.1 ORIGEN, Y EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE

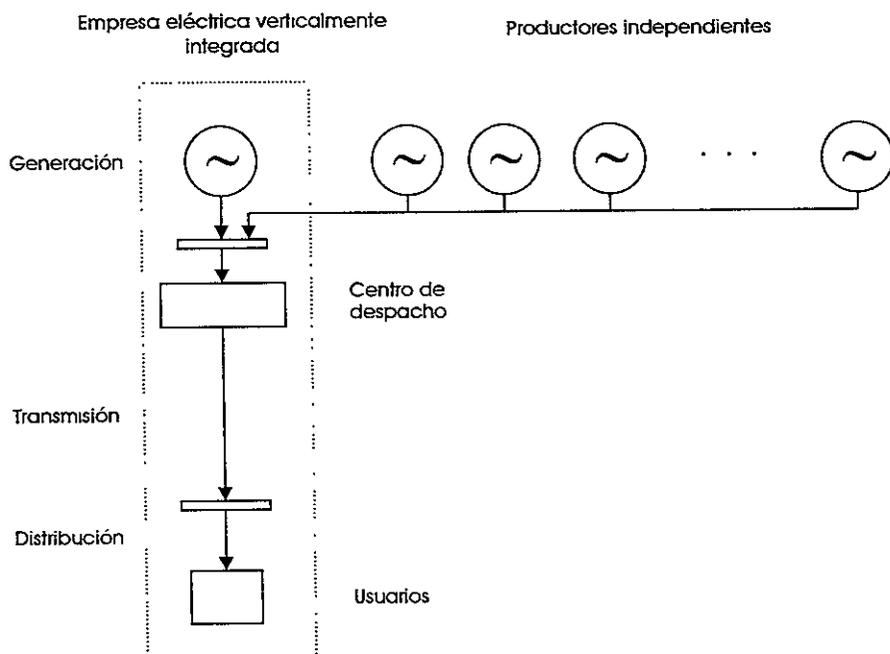
II.1.1 Definición, beneficios y desventajas de la producción independiente

Los productores independientes de energía se definen como empresas de inversión propia que generan electricidad para la venta en bloque a una compañía eléctrica, a clientes industriales o a otros usuarios bajo condiciones específicas (Guislain y Kerf, 1995)¹.

La compañía dueña del proyecto consiste típicamente en un consorcio de patrocinadores que son inversionistas extranjeros y/o locales, suministradores de equipo y contratistas privados que

¹ Esta definición es de carácter general. Para fines de esta tesis, cuando se mencione a la producción independiente se hará referencia a un comprador único, a menos que se especifique lo contrario.

construyen y operan una o varias plantas generadoras. El esquema básico de la relación de productores independientes con un sistema eléctrico integrado se muestra en la figura II-1.



Fuente: Hunt y Shuttleworth (1996)

Figura II-1. Modelo de comprador único de energía proveniente de productores independientes

Las plantas de producción independiente son financiadas con base al flujo de caja y a los riesgos asociados con cada proyecto y no sobre otros activos de los propietarios. La deuda es ejecutada por la compañía dueña del proyecto con recursos provenientes de instituciones financieras bajo el respaldo de agencias que garantizan el crédito de exportación o donantes multilaterales. Las relaciones deuda-patrimonio están normalmente en el rango de 70 a 85% para la deuda y de 15 a 30% para el patrimonio. La principal preocupación de los inversionistas se concentra en la seguridad del flujo de caja de los ingresos del proyecto necesarios para pagar la deuda y los intereses de los préstamos, por lo que recurren a los activos del proyecto como forma de garantía².

² En países en vías de desarrollo, dado que existe generalmente solamente un comprador de electricidad, es decir, la empresa pública, los patrocinadores del proyecto requieren compromisos gubernamentales que respalden el contrato de compra de energía de la empresa pública y aseguren el pago de este contrato, en caso de incumplimiento de la empresa pública. Además, cada gobierno necesita garantizar el acceso suficiente a divisas para cumplir con los compromisos con los inversionistas de deuda y de patrimonio

La producción independiente tiene la característica de durabilidad puesto que la compañía privada tiene propiedad indefinida sobre sus bienes y posee los derechos de proporcionar el servicio³. Para que funcione dentro de la legalidad, regularmente se necesita una licencia de operación que el gobierno puede renovar y se reserva la facultad de revocar permisos por incumplimiento.

En muchos países, la reforma de sector eléctrico involucra la separación de la generación de la transmisión e introduce capital privado. Bacon (1995) expone como en lugar de privatizar a los generadores existentes, algunos gobiernos prefieren crear un ambiente para habilitar a los inversionistas. Esto tiene dos objetivos. Primero, usando una oferta competitiva para construir nueva capacidad de generación, los gobiernos buscan minimizar los costos de la expansión del suministro. Y segundo, introduciendo la motivación de la rentabilidad en el sector, buscan ganancias en la eficiencia operacional que conduzca a bajar precios para los usuarios de electricidad que no serían posibles sin la aplicación de subsidios⁴.

Los productores externos han sido una fuente de nueva capacidad de generación en varios países del mundo. De acuerdo con Maihotra y Roseman (1996), debido a una seria escasez de capacidad y energía que no puede remediarse con recursos públicos, muchas economías en desarrollo han mirado a los inversionistas privados para extender el suministro de electricidad. Esta modalidad ha cubierto una buena parte del vacío de financiamiento inmediato en países con economías emergentes mediante la movilización de inversión extranjera al sector vía mercados de capital internacionales. Estos proyectos apropiadamente estructurados también estimulan el desarrollo de mercados de capital locales y fomentan la competencia en el sector.

La participación del sector privado en el sector ha llevado a la construcción y a una notable ganancia de eficiencia operativa y regularmente ha sido precedida por reformas que se dirigen a la estructura y propiedad del sector.

La introducción de productores externos siembra la semilla para un cambio a fondo en la estructura y funcionamiento de las compañías eléctricas estatales y es difícil detener su crecimiento una vez que se establecen (Izaguirre, 1998). Cuando ingresan nuevos agentes, se tiende a explorar nuevas alternativas de cambio en la industria y se inicia el proceso de

³ Este esquema no sólo se usa para financiar plantas de energía, también se ha implementado en proyectos de autopistas de cuota, suministro de agua e instalaciones portuarias.

⁴ El segundo resultado es especialmente difícil de conseguir, y cuando lo logra, puede ser aún más difícil sostener. Para atraer inversión privada se requiere de registros contables claros y de una regulación transparente.

reforma⁵. Esta característica es una de las notorias ventajas que presenta esta modalidad. La tabla II-1 muestra otras consecuencias positivas del ingreso de productores externos de electricidad.

Tabla II-1. Beneficios de la introducción de la producción independiente

PROBLEMA	BENEFICIO
Déficit de capacidad instalada	Cobertura de la necesidad de capacidad adicional y rehabilitación de plantas
Problemas de restricciones presupuestarias	Reducción del gasto público
Problemas de acceso al financiamiento externo	Introducción de capital privado y acceso a mercados internacionales de capital
Explotación deficiente de recursos	Mayor eficiencia económica
Marco regulatorio rígido y reglas con poca transparencia	Introducción de competencia
Obsolescencia de equipos	Transferencia de tecnología
Instrumentación de proyectos de alto riesgo	Repartición de riesgos entre los participantes.

Fuente: Sullivan (1993)

De lo anterior, se derivan potenciales ventajas a los actores que integran el proceso:

1. Los consumidores pueden ser ganadores de todo este proceso si la confiabilidad aumenta y si se presenta una disminución de los precios (la caída en las tarifas depende de los subsidios de la compañía eléctrica, de qué tanto pueda mejorar su desempeño y de su capacidad de transferirlo a la economía).
2. La compañía eléctrica gana al reestructurarse para ser más competitiva.
3. Los políticos pueden ganar si apoyan un cambio que repercuta en un servicio más barato y más eficiente.
4. Los bancos comerciales y las compañías extranjeras abastecedoras de combustible y proveedores de equipo también pueden obtener mayores utilidades.

Heywood (1995) considera que desarrollar un proyecto de infraestructura privada es una tarea compleja que exige a las empresas y a los gobiernos preparar propuestas, realizar labores de mercadeo, negociar tratos y consolidar acuerdos. Los costos incurridos en estas transacciones

⁵ Los beneficios de la reestructuración a veces pueden ser difíciles demostrar y cuantificar, así que dependiendo del enfoque y de intereses particulares se valora o no su aportación

incluyen costos del personal y de financiamiento, costos de suministro y cuotas para asesores bancarios en inversiones, abogados y consultores. Estas características conducen a establecer que la participación de productores independientes también origina desventajas⁶.

La tabla II-2 muestra las principales consecuencias adversas de la producción independiente.

Tabla II-2. Principales desventajas de la producción independiente

CARACTERÍSTICA	CONSECUENCIA
La existencia de contratos de compra de energía	Pueden esclerosar la estructura del sector
En países con urgencia de capacidad	Se pueden tener contratos desventajosos para la empresa compradora
Precio de venta del productor independiente	El precio de la energía puede ser mayor que el de la empresa compradora
Rígidos contratos de compra de energía	Pueden alterar el despacho económico
Inadecuada repartición de riesgos	Pueden conducir a una exposición adicional de riesgos
Al permitir nuevos actores de generación	Aparecen costos de transacción

Fuente: Sullivan (1993)

A partir de lo anterior, se derivan varias reflexiones:

1. Con la introducción de agentes privados, los empleados locales pueden aprender nuevas habilidades, pero también pueden perder fuerza sindical y en consecuencia, su trabajo.
2. Se pueden presentar posibles incumplimientos del cronograma de entrega de energía por parte del vendedor. Además, el precio contratado puede resultar más alto en el futuro que con generación propia.
3. Los costos de transacción pueden ser muy altos porque reflejan la complejidad legal y financiera de alcanzar acuerdos contractuales entre las numerosas partes principalmente en ambientes esencialmente nuevos⁷.
4. El proceso de desarrollo de los proyectos puede ser prolongado y costoso si se tiene una alta incertidumbre, además, se corre el riesgo de adquirir una baja calidad de suministro.

⁶ La apertura del segmento de producción a los productores independientes es complicada puesto que las demandas de garantías relativas a la toma de riesgos y del régimen de propiedad obliga a los Estados a desarrollar un régimen jurídico conforme a la nueva realidad del sector. El problema principal de los gobiernos es respetar la coexistencia de nuevos organismos público/privados de su industria.

⁷ Esto no es una regla general puesto que los incrementos en los costos de transacción asociados con la introducción de nuevos actores pueden ser rebasados por los beneficios de la competencia.

La falta de un ambiente de transparencia puede derivar en consecuencias drásticas. Los estudios de Klein, Jae y Shin (1996) concluyen que los costos de transacción representan en condiciones favorables rangos relativamente pequeños (1 a 2% del costo total del proyecto), pero que en proyectos mal diseñados pueden representar hasta más del 10%⁸.

II.1.2 Motivos que condujeron al surgimiento de productores independientes

La producción independiente surgió y ha tenido su mayor impulso en Estados Unidos. La trascendencia que esta modalidad ha tenido en su industria eléctrica ha influido al resto del mundo debido a la aplicación de diversas medidas que buscan una mayor eficiencia sectorial. Por esa razón, se aborda a detalle el origen y evolución de la producción externa en ese país, a fin de ubicar un marco de referencia sólido que sirva de contexto para análisis posteriores en esta tesis.

La estructura inicial de la industria eléctrica norteamericana se basó en el concepto de un monopolio natural como suministrador central de energía por su eficiencia y sus bajos costos de generación, transmisión y distribución.

Como consecuencia de que los monopolios en Estados Unidos fueron prohibidos por la Ley Sherman, la regulación de las empresas fue una necesidad. Además, por su intrínseco diseño para proteger a los usuarios, la regulación generalmente fomentó la confiabilidad y justicia en la rentabilidad. El resultado fue la regulación tradicional por tasa de retorno.

Las empresas eléctricas de este tipo se fortalecieron y expandieron durante los primeros años de existencia y llegaron a controlar la mayoría de la industria.⁹ Originalmente formada para aprovechar los beneficios (básicamente de naturaleza económica, y financiera) de la propiedad centralizada de una multitud de subsidiarias, esas empresas desreguladas estuvieron en posición de abuso sobre sus subsidiarias¹⁰.

⁸ Los costos normalmente son aproximadamente del 3 al 5 por ciento en ambientes políticos bien desarrollados, mientras que en proyectos iniciales pueden ser del 10 al 12 por ciento. Establecen también que hay poca relación entre el tamaño del proyecto y los costos de transacción. Concluyen que las características técnicas de proyectos no afectan de manera significativa los costos de transacción.

⁹ A principios de la tercera década del siglo pasado, las empresas privadas proporcionaban el 94% del total de generación y el resto por compañías estatales. Además, 16 grandes empresas controlaban más del 75% del total de la generación del país.

¹⁰ Debido a que los estados no podían regular una compañía interestatal, el gobierno federal puso orden. A través de la Federal Trade Commission se aprobó la *Public Utility Holding Company Act* (PUHCA) en 1935 que reguló el comercio a través de los sistemas de transmisión

Por muchos años las grandes empresas o *utilities* fueron capaces de satisfacer el incremento de la demanda a precios decrecientes. Se interconectaron los grandes sistemas, se desarrollaron mejores equipos y se redujeron los costos (aún en los periodos de severas crisis económicas). Ante el ambiente monopolista en el cual operaban esas empresas, desaparecieron las preocupaciones que habían creado sus potenciales competidores.

Durante más de tres décadas, las utilities norteamericanas afrontaron una sostenida etapa de crecimiento a una tasa del 7% anual. Se lograron economías de escala a través de la incorporación de adiciones de capacidad, a los avances tecnológicos y a los costos decrecientes. Esta tendencia continuó hasta los finales de los años sesenta cuando la situación empezó a cambiar.

A partir del shock petrolero de 1973, se incrementó significativamente el costo de los combustibles utilizados para generar electricidad. Por su parte se gestó una creciente preocupación por la conservación del medio ambiente que se reflejó en el establecimiento de normas ambientales más estrictas lo que también elevó los costos de generación. La industria intentó atenuar los efectos del incremento de los precios de los combustibles y para ello, el Congreso legisló para que se redujera la dependencia norteamericana del petróleo extranjero, para desarrollar fuentes de energía renovables y alternativas, para sostener el crecimiento económico y fomentar el uso eficiente de combustibles fósiles.

Las tarifas eléctricas basadas en costos promedio por muchos años fueron superiores a los costos marginales de largo plazo interpretados como los costos de ampliación de sus sistemas eléctricos, situación que favoreció la expansión del sector y a los usuarios debido a sus costos decrecientes. Pero esto terminó en los años setenta, ya que este fenómeno de costos se invirtió. La crisis financiera de la industria se manifestó por la poca flexibilidad en la reglamentación del sector al impedir reflejar estos aumentos en las tarifas.

Como respuesta a esta crisis, el Congreso norteamericano aprobó en 1978 la Public Utility Regulating Policies Act (ley PURPA) con el objetivo de fomentar el uso de fuentes alternas de energía y de promover la eficiencia energética. Para Perl (1997), esta ley significó un cambio en el marco regulatorio de su industria eléctrica¹¹. También considera que abrió el camino de una transformación del sector eléctrico norteamericano y modificó sustancialmente el funcionamiento de la actividad de generación.

¹¹ El éxito de esta ley se reconoció al ser prorrogada en 1987.

El espíritu de esta ley intentó incitar la competencia en la generación fomentando proyectos de cogeneración y facilitando la introducción de pequeños productores con una capacidad no mayor a los 80 MW y que utilizaran fuentes renovables de energía. Se estipuló que en los proyectos de cogeneración debe producirse el 5% por lo menos de energía térmica respecto al total de electricidad y calor. La energía eléctrica generada así debía ser adquirida por las empresas eléctricas a un precio igual al costo evitado de no producir esa energía.

Las empresas eléctricas tuvieron que adaptarse a ese nuevo marco regulatorio y empezaron a evaluar los beneficios que podían reportarles las políticas de ahorro de energía a los consumidores.

La ley PURPA se promulgó como uno de los componentes originales del Plan Carter de Energía para ayudar a resolver la crisis de energía. Para alcanzar los objetivos de fomento de fuentes alternativas de generación de energía se estableció una clase especial de generadores de energía, conocidos como *qualifying facilities* (QF's), y exigió a las empresas establecidas a comprar toda la electricidad que estos nuevos agentes desearan vender a un precio aprobado por las autoridades.

Además para alentar la eficiencia, se necesitó que las empresas compraran energía producida por los *non-utilities* a una tarifa que reflejara el costo evitado de las empresas de tener que construir sus propios recursos de generación o comprarla de otra fuente. El diseñador del proyecto cerraba contratos de 25 a 30 años. Se requirió a las empresas a que pactaran acuerdos de compra de energía a largo plazo con las *non-utilities*, lo que provocó que en algunas ocasiones resultaron ser muy costosos porque cuando muchos de estos contratos fueron firmados, se estimaron precios de energía muy altos de lo que realmente fueron. Estos contratos asignados por el gobierno han forzado a las empresas a comprar a precios que son significativamente más altos que qué ellos pagarían en el mercado de hoy o cualquier mercado competitivo.

Sin embargo, a partir de 1978 se gestó un impulso para la competencia en la generación de electricidad debido a que fue permitido el ingreso de agentes externos que pudieron (bajo ciertos criterios de propiedad, operación y eficiencia establecidos por la FERC) ingresar al mercado mayorista. Inicialmente las empresas establecidas no dieron la bienvenida a este tipo de competencia, pero poco después encontraron que comprar energía procedente de una *qualifying facility* tenía ciertas ventajas sobre añadir capacidad propia, especialmente debido al incremento de incertidumbre de recuperar costos de capital

Otro factor que influyó en el diseño de un plan global de energía fue la imposibilidad de usar grandes cantidades de gas natural para producir electricidad. Cuando se presentó la escasez de gas natural a finales de los años sesenta, la Federal Power Commission¹² requirió de ductos interestatales para la entrega de gas natural, pero limitó su uso para las plantas generadoras para que este energético tuviera prioridad en el uso residencial y de la pequeña industria. Durante la década de los setenta, los continuos recortes a las empresas eléctricas limitaron la capacidad de usar gas natural como combustible para producir electricidad. Esta política se acentuó en 1978 cuando el Congreso aprobó la *Power Plant and Industrial Fuel Use Act* que prohibió a las empresas eléctricas usar gas natural y combustóleo para generar electricidad y exigió a las empresas reemplazar las unidades de gas y las convencionales con fuentes de combustible alternas. Como consecuencia, las empresas estaban obligadas a sustituir todas sus unidades de combustóleo y gas. Las plantas tenían que convertirse a carbón, a energía nuclear o desarrollar formas alternas de producir energía.

Kliman (1995) concluye que la competencia por la generación de electricidad entre los productores independientes que no estaban sujetos a reglamentación, como de éstos con las empresas eléctricas fue consecuencia de la ley PURPA. A partir de 1978, el sector privado en Estados Unidos ha construido más de 75,000 MW de capacidad de generación bajo esta modalidad.

En la década de los ochenta, se reduce claramente el crecimiento en el consumo de electricidad, trayendo como consecuencia una sobreoferta y un excesivo programa de inversiones. Sin embargo, a mediados de esa misma década, la demanda iba en aumento y el exceso de capacidad de producción poco a poco fue absorbido por el crecimiento, por lo que se requirieron nuevas inversiones. La autoridad regulatoria federal impulsó desde 1987 el ingreso de productores independientes ya que fueron exentos de la reglamentación tradicional, logrando con ello un atractivo para beneficiarse de los contratos a largo plazo con empresas eléctricas (Cuevas, 1993).

El esquema pretendió lograr una competencia al nivel generación por medio de licitaciones para construir y operar nueva capacidad. Las autoridades establecieron una tarificación estándar del servicio de transmisión para incentivar los intercambios entre empresas y buscaron esquemas regulatorios más incitativos a través de un sistema de recompensas y penalidades. El

¹² En octubre de 1977, la FPC se convirtió en la Energy Regulatory Commission (FERC).

objetivo central fue atraer nuevos participantes, mejorar los mecanismos de regulación y repartir el riesgo financiero, sin modificar el modelo de organización tradicional del sector.

La industria de producción independiente no sólo ha crecido para convertirse en un gran competidor desde que sus orígenes en 1978, sino que también es uno sumamente rentable. Las compañías que se establecen con diez o doce plantas tienen una tasa de retorno media aproximada del 14 al 15%. Esto implica que los agentes externos están obteniendo ganancias considerables. En general, ésta es una industria saludable con fuertes flujos de dinero. Las tasas de retorno promedio de esta relativa joven industria se comparan favorablemente con los ingresos del 11 al 12% que presentan las compañías petroleras. Bajo condiciones muy particulares, los PIE's han logrado retornos de capital que han llegado al 27%, más del doble de lo que se le permite a una utility regulada por tasa de retorno.

Las utilities que han sido requeridas por ley para comprar energía derivadas de la ley PURPA, así como sus clientes, han pagado un alto precio por el éxito financiero de los QF's. El Congreso promulgó la ley PURPA con la expectativa que los consumidores no estarían peor porque el costo de la energía de los agentes externos no excedería el costo de la energía disponible de adquisición de otra utility. Sin embargo, en la realidad, las utilities han sido obligadas por la ley PURPA a comprar energía de los QF's que exceden, por miles de millones de dólares, el precio de la energía disponible de otro productor.

Dado la rentabilidad disfrutada por productores independientes bajo el régimen de la compra obligatoria de la ley PURPA, éstos se han opuesto a cualquier esfuerzo para reformar esta ley para no perder los privilegios especiales que se derivan de su aplicación.

II.1.3 Evolución reciente de los productores externos en Estados Unidos

El impacto positivo de la ley PURPA y el crecimiento de las non-utilities fue reforzado 14 años más tarde con la aprobación de la Energy Policy Act (EPACT) de 1992. Con esta ley se expandieron los mercados debido a la creación de una nueva categoría de productores de energía, los *exempt wholesale generators* (EWG's), los cuales están exentos de las restricciones corporativas y geográficas de ley PUHCA. Los EWG son productores en gran volumen que no venden al menudeo y no tienen sistemas de transmisión. Además, de forma diferente a las non-utilities calificadas bajo la PURPA, los EWG's no están reguladas y pueden cobrar tarifas basadas en el mercado y las empresas no están obligadas a comprar su energía. Además, con la EPACT se contemplaron disposiciones sobre generación de electricidad, acceso a las

redes de transmisión, uso de combustibles, conservación y uso eficiente de la energía (Miqueira, 1997).

Lo anterior amplió la posibilidad de generar electricidad no sólo a los productores que cumplen con las disposiciones de la ley PURPA, que requieren el uso de usos energéticos renovables o que se trate de un proyecto de cogeneración, sino a todos los potenciales productores independientes, utilizando cualquier tecnología y cualquier energético¹³.

Al conceder a la FERC autoridad para ordenar a una empresa eléctrica que transmita electricidad procedente de otro agente, por ejemplo un PIE, la legislación de 1992 amplió las oportunidades de libre acceso a la red de transmisión. Por su parte, las tarifas que las empresas eléctricas que cobran por ese servicio deben ser "justas y razonables" y son también determinadas por la FERC.

La EPACT dio un fuerte impulso a las non-utilities entrar en el mercado al mayoreo de electricidad exentándolos de las antiguas limitantes. Por exención de regulación, se eliminó una gran barrera para los productores afiliados y no afiliados a las empresas para quienes quieren competir con nuevas plantas y sin basarse en tarifas. Los EWG's difieren con los generadores calificados de la PURPA dos maneras. Primero, no les exigen que se encuentren en las condiciones de cogeneración o de combustibles renovables que establece la PURPA. Segundo, no se exige la compra de energía de los EWG's por las empresas. La comercialización de la energía de los EWG's se facilitó por las estipulaciones de la autoridad para pedir a las empresas que proporcione acceso a sus sistemas de la transmisión.

La EPACT se ha significado como uno de los aspectos más significantes de legislación en la historia de la industria eléctrica. Además de dar acceso a mercados al mayoreo distantes, esta ley proporciona a las empresas de transmisión capacidad de comprar energía al mayoreo y libera a las empresas, principalmente las municipales y las cooperativas rurales, de la dependencia de las grandes empresas. Se ha conducido a un acceso abierto de la red nacional de transmisión de energía eléctrica para las transacciones al mayoreo (la ley específicamente prohíbe a la FERC de ofrecer transporte al menudeo, es decir, la distribución de energía a los clientes finales). Los nuevos productores independientes, los productores industriales y en general, cualquier entidad nueva que venda energía al por mayor tiene derecho de transmitir.

¹³ Las filiales de las empresas eléctricas, deben obtener un permiso de las PUC's que supervisan el cumplimiento de la libre competencia.

Desde 1996, la FERC permitió el libre acceso sin restricciones a todo agente, delimitó el papel del transportista eléctrico y lo obliga a publicar sus tarifas. Con esto, la autoridad reguladora federal pretende alcanzar una nueva estructura de mercado fomentando una mayor eficiencia económica en generación.

Además del cambio estructural en la industria y un cuidadoso examen del mercado, la FERC ha aprobado las propuestas de muchas regiones para vender la generación existente a tarifas de mercado. El acceso libre a la transmisión, por si mismo, no justifica lo anterior. Antes de desregular la generación, la operación y el control de la transmisión requiere ponerse bajo el control de una entidad regional independiente que no esté relacionada con algún vendedor o comprador y que no tenga injerencia financiera en los mercados de generación.

El rápido crecimiento de los productores independientes y de cogeneradores ha provocado la aparición de una nueva industria de producción de energía eléctrica. Recientemente, la oferta de este servicio por parte de los PIE's ha crecido significativamente.

La diversificación es una estrategia comercial que las utilities están usando para permanecer en el mercado. Las inversiones en negocios de las non-utility han sido una característica de la industria eléctrica durante más de dos décadas. Algunas de las compañías más grandes en la industria eléctrica están extendiendo sus inversiones a la cogeneración, a la producción independiente, así como a la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas natural justificado por la necesidad de garantizar el suministro y precios estables de combustible para las plantas eléctricas.

Los productores independientes de energía representan ahora la mitad de toda la nueva capacidad generadora en Estados Unidos¹⁴. Involucran a inversionistas para construir una planta generadora para vender a la red eléctrica de una compañía eléctrica existente o a uno o varios consumidores grandes.

Cada vez más entidades de EUA requieren que toda ampliación al sistema de generación se decida en un concurso abierto, lo que ha dado lugar a la expansión acelerada de PIE's y la aparición de las figuras de *power marketers*.

¹⁴ Tomando en consideración que la ley PURPA ayudó al éxito de la industria de producción independiente eléctrica en EUA, desde 1990 los productores externos han desarrollado el 58% de la capacidad eléctrica agregada en Estados Unidos, según datos de la National Independent Energy. A finales del siglo veinte, casi dos terceras partes de la nueva capacidad agregada fue generación procedente de las non-utilities.

Los power marketers son relativamente un nuevo tipo de empresa en la industria eléctrica. Ellos son diferentes de las utilities eléctricas tradicionales. Un power marketer compra energía eléctrica, transmisión y otros servicios de las utilities tradicionales, o de otros proveedores, y entonces revende estos servicios¹⁵.

El incremento de los mercados al mayoreo ha estimulado la rápida aparición de nuevos power marketers y la tendencia actual apunta hacia el aumento de la competencia en el mercado al mayoreo permitiendo tarifas basadas en el mercado. Desde que se concedieron los primeras permisos para comercializar energía, el número de compañías que han obtenido aprobación se ha incrementado considerablemente. La mayoría de las compañías son comercializadoras de gas que ven a la generación de energía como un mercado potencialmente lucrativo. Otros tipos de compañías que entran en el negocio de comercializar energía incluyen corredores de bolsa y firmas financieras, filiales de las utilities y los empresarios independientes.

Por lo tanto, el crecimiento de los power marketers muestra el potencial para un cambio fundamental en el negocio al mayoreo de electricidad. Se espera que con el incremento del acceso a las líneas de transmisión y en un ambiente competitivo, se establecerán más power marketers. Es muy probable que a corto y mediano plazo la mayor parte de las nuevas plantas sean construidas por nuevos agentes, desplazando a las compañías eléctricas tradicionales hacia otros sectores del mercado eléctrico (Johnson, Oren y Svoboda, 1997).

El desarrollo de mercados para el comercio de electricidad indica un cambio fundamental en las estructuras de la industria eléctrica norteamericana provocado por el aumento de la competencia. Esto implica que la electricidad se está convirtiendo en un artículo como gas natural o como los productos derivados de petróleo (crudo, combustible y la gasolina). La electricidad al mayoreo se vende ahora a tasas basadas en el mercado y los precios se publican diariamente¹⁶.

¹⁵ El concepto de un power marketer apareció a mediados de los ochenta. En octubre de 1985, la Citizens Energy buscó la aprobación de la FERC para comprar y revender electricidad. Esta compañía fue la primera en proponer algo semejante. En julio de 1987, la segunda petición para comercializar energía eléctrica fue de la Howell Gas Management. Sin embargo, no fue sino hasta agosto de 1989 que la FERC aprobó un permiso que concedía el derecho de comprar y revender energía eléctrica a la Citizens Power and Light. Esta orden fue particularmente significativa porque la FERC reconoció la existencia de un nuevo participante en el mercado al mayoreo y aceptó los esquemas basados en tarifas de mercado propuestos por la compañía. Esa aprobación demostró ser la fundación para las aplicaciones subsecuentes del status de comercializador de energía.

¹⁶ La información pública sobre precios es necesaria para que un mercado spot funcione apropiadamente. Es decir, para tomar decisiones de compra informadas, los compradores potenciales de electricidad necesitan información del precio de transacciones recientes. Se ha empezado con la publicación diaria de un índice del precio en la energía por transacciones que ocurren durante horas pico del intercambio computarizado.

En relación a esto, uno de los desarrollos más interesantes en el sector eléctrico estadounidense es el desarrollo de contrato de futuros de la electricidad. Estos contratos ayudan a los compradores y vendedores de energía eléctrica a manejar el riesgo comercial. Una opción en un futuro da el derecho a la parte adquisitiva, pero no la obligación, de comprar o de vender los futuros subyacentes. Puede pensarse como una forma de asegurarse contra fluctuaciones futuras de precios. Estos eventos son relativamente nuevos y marcan el principio de una nueva era en la industria eléctrica.

Se espera que los power marketers sean usuarios de los futuros de electricidad. No obstante, con este tipo de contratos que estipulan la venta futura de energía a un precio predeterminado se corre el riesgo que el precio que debe pagar por la energía eléctrica se incremente antes de su entrega. Para atenuar este riesgo, el power marketer puede comprar futuros de electricidad que sean manejables tanto en cantidad de energía y tiempo de entrega con relación a las obligaciones de venta contraídas.

En años recientes, los economistas y autoridades del sector eléctrico norteamericano han resalado las ventajas de la competencia sobre los sistemas monopólicos regulados y han promovido la idea que los mercados libres pueden provocar una baja en los costos de generación y una reducción en los precios a los usuarios finales. Además, se tiene el convencimiento de que en una industria más competitiva se estimulan mayores innovaciones tecnológicas¹⁷.

Las acciones recientes de legisladores y reguladores en los Estados Unidos con respecto a la energía eléctrica son evidencia de la preocupación actual que existe por el monopolio regulado. Originalmente, la protección de los usuarios contra abusos monopólicos era una atención prioritaria para los reguladores de la industria eléctrica. Hoy, se están instituyendo leyes y reglas que promueven la competencia para el mismo propósito, porque creen que los consumidores se beneficiarán más de una industria, en que los productores deban competir por los clientes, que de un sector eléctrico constituido bajo una organización monopólica tradicional.

¹⁷ La reestructuración de la industria de la energía eléctrica ha sido sustentada por mejoras tecnológicas en turbinas a gas. Estas mejoras también han modificado las economías de escala en tecnologías de generación. Ya no es necesario construir plantas de generación de 1,000 MW para explotar economías de escala. Las turbinas a gas de ciclo combinado alcanzan eficiencia máxima a 400 MW, mientras que las turbinas de gas del aero-derivado pueden ser eficientes en escalas tan pequeñas como 10 MW. En este sentido, de los 302 GW de nueva capacidad generadora proyectada para ser agregada por productores eléctricos entre 1995 y 2015, más del 80 por ciento serán con tecnología de ciclo- combinado o turbina de combustión

Los ejemplos de este clima cambiante ocurren tanto a nivel estatal como a nivel federal. Muchos reguladores norteamericanos están en el proceso de instituir una mayor competencia en sus entidades respectivas. Particularmente en el estado de California se ha buscado que las autoridades respectivas permitan a nuevas compañías que generen y vendan electricidad. Este interés proviene principalmente de los grandes usuarios industriales de electricidad que se han sido afectados por los altos precios de la electricidad mientras que sus competidores en otras áreas pagan bastante menos por un kWh¹⁸. Estos diferenciales de precio han representado un factor muy significativo de la reestructuración de la industria eléctrica en California.

La estructura actual del sector eléctrico estadounidense no provee a los clientes al menudeo de las utilities, la oportunidad de comprar electricidad de generadores que pueden tener precios más bajos que sus suministradores actuales. Las autoridades reguladoras buscan que reestructuración de la industria se refleje en mayores beneficios para todos los consumidores, independientemente de su consumo¹⁹.

Los grandes consumidores industriales han desempeñado un papel substancial en la motivación de la reestructuración de la industria de la energía eléctrica. Su poder de mercado como usuarios se ve reflejado en la tendencia a la baja de los precios relativo al precio de los consumidores minoristas.

Las empresas tradicionales, una de las mayores industrias reguladas restantes en Estados Unidos, están en proceso de transición a un mercado competitivo. Típicamente con una *integración vertical*, la industria eléctrica probablemente será segmentada por lo menos funcionalmente en sus tres componentes: generación, transmisión y distribución. Las propuestas ya están siendo analizadas y debatidas en lo general por las autoridades federales y en lo particular por los legisladores estatales respectivos²⁰.

¹⁸ En EUA la renta media recibida por unidad de electricidad vendida a todos los consumidores al por menor varía substancialmente por estado. En 1995, existían estados con rentas medias de más de 9 centavos de dólar por kWh (por ejemplo California y Nueva Inglaterra). En contraste, los estados con las rentas medias debajo de 6 centavos de dólar por kWh están dispersos a través del resto del país. La mayoría tenían rentas medias (de todos los consumidores) menores a la mitad de la renta del estado con el promedio más alto. Un patrón geográfico similar existe para las rentas medias de la electricidad recibidos de consumidores industriales.

¹⁹ Los grandes industriales argumentan que las diferencias de precio entre utilities proporcionan una ventaja al competidor que se sitúa en un área con precios más bajos y han amenazado comprar energía de abastecedores a menor precio o mover la ubicación de sus compañías, o generar su propia electricidad.

²⁰ Los características de la EPACT llevaron a la FERC las órdenes 888 y 889 para fomentar la competencia del mercado de generación. La orden 888 aborda los aspectos del acceso abierto a la red de transmisión y de los costos irrecuperables. Por su parte, la orden 889 exige a las utilities establecer sistemas electrónicos para compartir información sobre capacidad de la transmisión disponible.

II.2 MODALIDADES DE LA PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE, LOS OBSTÁCULOS PARA SU INGRESO Y SU RELACIÓN COMERCIAL

Una vez estudiado el concepto, origen y evolución de la producción independiente, se tienen las bases para establecer las diferencias con otras concesiones, las condiciones para su establecimiento, identificar los obstáculos que impiden su total implantación y describir las condiciones más frecuentes de venta de energía.

II.2.1 La producción independiente y su diferencia con otras concesiones

Existen diversos tipos de concesión convenientes para introducir a la iniciativa privada a sectores con características monopólicas²¹. Bajo este enfoque, el Estado u otra entidad pública delega al sector privado el derecho para proporcionar un servicio, pero retiene algún control sobre el sector. Además, incorpora en un contrato de concesión los términos y condiciones para quien asumirá el proyecto.

En su clásico y estricto sentido, una concesión en el sector eléctrico, es la facultad que se da a una compañía para que proporcione un servicio público a los usuarios²². Dentro de las concesiones se incluye el esquema de productor independiente que vende su servicio a un solo comprador, la compañía eléctrica establecida. Guislain y Kerf (1995) exponen toda una gama de opciones para involucrar al sector privado en la provisión de servicios de la infraestructura²³.

La más básica es el suministro y contratos de servicio que tienden a ser de duración corta y requieren de escasos compromisos privados. El contratista privado no es directamente responsable de proporcionar el servicio, pero en cambio desempeña tareas específicas, como el abastecimiento de insumos, trabajos de construcción, mantenimiento de instalaciones o facturación del servicio a clientes. En esta primera categoría, la participación del sector privado es mayor en contratos de dirección. Cuando éstos incluyen la compensación del contratista para el desempeño de la compañía eléctrica y su manejo, tienden a los acuerdos tipo concesión.

²¹ La modalidad de concesión es menos conveniente en situaciones en las que la competencia puede introducirse en el mercado (donde muchas firmas deben competir entre sí para suministrar un servicio).

²² Además de generación y distribución de electricidad, ejemplos típicos de estas concesiones son puentes, túneles, transporte de pasajeros y distribución de agua.

²³ Sus estudios se basan bajo la norma de que la participación privada es minoría respecto al Estado que mantiene una fuerte influencia en el suministro del servicio

El primero de estos acuerdos es el arrendamiento y operación en el cual el contratista privado es el responsable bajo su propio riesgo de la provisión del servicio, incluyendo la operación y mantenimiento de la infraestructura, típicamente contra el pago de una cuota por el arriendo.

En el segundo tipo concesión, el contratista privado también es responsable para construir y financiar nuevas inversiones. Al final del término de la concesión, los recursos del sector se devuelven al Estado (o municipalidad). Los mecanismos BLT (*build-lease-transfer*) y el BOL (*build-operate-lease*), comprenden el desarrollo y el financiamiento privado de un proyecto energético y su arrendamiento a la empresa nacional de servicio. Este tipo de proyectos han tendido a ser complejos porque se requiere asegurar que los riesgos sean repartidos satisfactoriamente por las partes involucradas. El término BOT (*build-operate-transfer*) se usa para referirse a menudo a las concesiones nuevas²⁴.

La modalidad BOO (*build-own-operate*) o de productor independiente, es un esquema similar, pero no involucra traslado de los recursos. Aquí radica la gran diferencia porque el sector privado retiene la propiedad de recursos existentes y la responsabilidad para una eventual expansión futura, así como su sostenimiento.

Tanto en los esquemas BOT como en los BOO, la compañía privada es responsable del financiamiento y llevar a cabo las inversiones requeridas y con las obligaciones especificadas en su permiso o por el regulador.

Sólo en las concesiones de productor independiente, el sector privado toma responsabilidad operacional y parte del riesgo comercial de provisión de servicio (Olade, 1997). El concesionario tiene la responsabilidad de lograr resultados especificados en la entrega de servicio, pero a cambio, tiene ciertas libertades para escoger los medios que satisfagan sus objetivos²⁵.

Existen diferencias importantes entre los diferentes tipos de concesiones a pesar de los rasgos comunes. Estas variaciones pueden tener implicaciones operacionales significativas, además, el estado legal de los bienes construidos y financiados por el operador privado también puede variar. Bajo las concesiones francesas tradicionales, por ejemplo, el estado posee estos recursos desde el momento que se construyen. En otros casos, incluyendo muchos esquemas

²⁴ Existe otro mecanismo conocido como ROT que se usa para describir concesiones en las que las inversiones traen consigo rehabilitación en lugar de la construcción.

²⁵ Aunque la responsabilidad del sector privado bajo una concesión incluye el funcionamiento, el mantenimiento del de las instalaciones y el suministro del servicio, también puede diseñar, construir y financiar la nueva infraestructura.

BOT, ROT y algunas otras concesiones, la propiedad legal de los bienes construidos y financiados por el operador privado permanecerá bajo posesión privada hasta su traspaso al Estado al término de la concesión.

En las concesiones tipo BOO, los bienes siempre permanecen en manos del permisionario y las licencias son de largo plazo. Por su parte, las demás concesiones se conceden para periodos fijos, donde final del término especificado, los bienes (incluyendo aquéllos financiados por el concesionario), así como el derecho para llevar a cabo la actividad, se devuelven a la entidad pública libre de cualquier cargo²⁶. La duración de los contratos tiende a reflejar el número de años que los inversionistas necesitan para recuperar de su inversión.

Los contratos de arrendar y operar son más cortos (diez a quince años) que aquellos cuyas concesiones requieren mayores gastos de capital y riesgo del inversionista privado (pueden ser más de treinta años para los productores independientes).

El término del contrato de amortización de la inversión no siempre se respeta. El gobierno generalmente reserva el derecho para terminar el contrato antes de su vencimiento normal. Además, los servicios de infraestructura que requieren inversión continua no pueden predecirse adecuadamente con una anticipación de décadas.

Una opción exitosa es estipular que las concesiones otorgadas serán licitadas periódicamente (como Argentina lo ha instrumentado en su sector de distribución). Aunque las concesiones argentinas son para un periodo de noventa y cinco años, se vuelve a licitar a los primeros quince años y cada diez años. Si su propuesta ofrece el precio más alto, retiene la concesión. De no ser así, el postor más alto le paga la cantidad de su oferta al titular, no a la autoridad pública. De esta manera, recursos que no se amortizan totalmente son valorados por el mercado, no a la discreción del Estado o un regulador.

La concesión es un mecanismo flexible que puede superar diversos obstáculos de participación privada en infraestructura. La opción de permitir cierta intervención del sector privado es particularmente útil en países en que la ley o la constitución la excluye en áreas específicas.

²⁶ En Francia y otros países con una tradición larga de usar concesiones, se tiene la posibilidad de renovar los contratos antes de la conclusión del periodo.

Debido a que pueden hacerse acuerdos de concesión tan específicos como se requiera, son adecuados porque satisfacen muy bien situaciones que en otras condiciones se obstaculizaría a los inversionistas. Pueden adaptarse para repartir riesgos de distintas maneras para darles la comodidad a los inversionistas de arriesgar su capital en países y mercados determinados.

Bacon (1994) considera que la flexibilidad de cualquier modalidad, es fundamental al diseñar un esquema que equilibre correctamente los intereses de los inversionistas, los consumidores y de las entidades públicas del sector. Se requiere de una identificación clara de los objetivos y de los acuerdos que deben tenerse en cuenta para lograrlos. Raramente pueden transponerse patrones de contratos de un país a otro²⁷. La experiencia dicta que a medida que pasa el tiempo, los países han desarrollan sus propios precedentes y el proceso es más fácil.

En algunos países, los productores independientes se contratan con sólo con un comprador, lo cual puede ser una desventaja si no existen contratos bien definidos y reglas claras. En otros países, los productores deben competir en un pool para poder vender su energía y sujeto a estrictas reglas de despacho y asumiendo todos los riesgos. La situación varía de país a país y, en su caso, de la capacidad de negociación de la empresa pública.

II.2.2 Condiciones necesarias para el establecimiento de proyectos de producción independiente

Para atraer al sector privado es necesario crear un ambiente que propicie su colaboración que incluya un marco que permita la realización de todas sus actividades y asuma los riesgos²⁸. Esto contempla el establecimiento de procedimientos transparentes que aseguren eficiencia técnica y operativa. Si el gobierno fija los precios de forma clara, se generan mecanismos que amortiguan el impacto que se desprende de los riesgos inherentes al ingreso de nuevos agentes (Elwan, 1993).

El diseño del marco regulatorio necesita ser consistente con la estructura de mercado que se pretende establecer. Esto significa que debe brindar confianza de participación a la iniciativa

²⁷ Incluso tampoco se pueden traspasar patrones de un sector a otro, porque cada concesión es un caso particular que requiere atención especial por sus rasgos únicos.

²⁸ Cuando la introducción de agentes privados se efectúa en un marco regulatorio adecuado, la estructura entera de la industria se modifica. Su mayor introducción tiende a crear un marco más competitivo. En términos generales, las condiciones mínimas que se necesitan para la participación de productores independientes son:

- Política pública favorable
- Claro marco regulatorio, legal e institucional
- Disponibilidad de financiamiento.

privada para participar en los esquemas de oferta competitiva para nueva capacidad, establecer claridad en el uso de los acuerdos de compra de energía y garantizar el despacho de las centrales con base en lo estipulado en los contratos.

Otro factor importante para que se fomente la participación de productores independientes es la existencia de mercados de capitales locales (aunque en los países en vías de desarrollo no siempre se cumple). La capitalización de dichos mercados requiere estar acorde con el tamaño de los montos requeridos ya que los mercados internacionales de capitales no son suficientes para resolver los problemas de inversión (su utilización no puede ser más que complementaria).

Por lo tanto, para que un productor independiente tenga buen desempeño dentro de una industria eléctrica, deben conjugarse aspectos económicos, financieros y políticos. Además, debe existir un regulador independiente con autoridad suficiente para asegurar que las reglas sean claras, que garantice procesos de licitación transparentes para que el sistema entregue el mejor servicio al público²⁹.

La tabla II-3 detalla las condiciones necesarias para la participación privada en este esquema:

Tabla II-3. Requisitos para la participación de productores externos de electricidad

CONDICIONES	PARTICULARIDADES
Política pública favorable	Compromiso sostenido y total por parte de los funcionarios gubernamentales de más alto rango
Fuentes de capital	La existencia de mercados de capitales activos
Regulación efectiva	En los campos contable, de auditoría y de garantías comerciales
Aspectos contractuales	<ul style="list-style-type: none"> • Duración del contrato • Precio de adquisición • Aumento en el precio • Transferencia de la instalación • Pago de la interconexión • Tipos de seguros • Derechos de monitorear la construcción y operación • Resolución de disputas
Aspectos financieros	<ul style="list-style-type: none"> • Cuáles son las fuentes de deuda y de capital • Tasas de interés y de retorno • Establecimiento de garantías de los préstamos externos para el proyecto • Obligación de compra de la empresa pública • Facilidades para asegurar la convertibilidad y repatriación de los ingresos

Fuente: Hoskote (1991)

²⁹ En muchos países, las compañías eléctricas estatales son monopolios autorregulados, esto significa que ningún regulador independiente protege los intereses públicos y es la propia compañía la que vigila la calidad de servicio.

Para De Oliveira y Pinto (1995), la redefinición del modo de organización es la solución a la reestructuración de la industria. Es fundamental la elaboración de un nuevo marco regulatorio transparente y estable capaz para asegurar el desarrollo y el funcionamiento eficaz de la generación. Por ello son indispensables mecanismos de regulación para dotar de garantías a la participación privada.

El establecimiento de un nuevo marco regulatorio constituye en el punto de inflexión de la política del sector porque modifica la estructura económica de la industria y tiende a introducir la oferta competitiva. A medida que se disponga de un ambiente de certidumbre y claridad legal se tendrá una mayor participación de productores independientes en la prestación del servicio. Sánchez y Altomonte (1997) consideran que los marcos regulatorios pretenden lograr condiciones de competencia en los mercados de electricidad, buscando la seguridad del abastecimiento, el mejor servicio a mínimo costo y la protección de los usuarios³⁰.

Maldonado y Jaques (1997) coinciden con lo anterior y establecen que un sistema regulatorio además de ser eficiente, debe dar incentivos a la oferta de servicios de mejor calidad y posibilitar la ampliación de la cobertura eléctrica. Las normas reguladoras deben ser transparentes, estables y reflejar la flexibilidad necesaria para adaptarse a cambios futuros.

De acuerdo con la APEC (1996), los programas exitosos de producción independiente que han incorporado nuevos marcos institucionales y regulatorios, la búsqueda de mayor eficiencia, *contratos además de otros acuerdos financieros*, poseen los siguientes rasgos:

1. *Las políticas de sector de energía se formulan para crear un marco estable para el desarrollo del sector y facilitar la competencia a través de la reforma que contempla su reestructuración, generalmente separando las funciones de generación y transmisión.*
2. *Las reformas tratan a las compañías eléctricas como entidades comercialmente viables bajo un marco regulador que asegura el tratamiento justo entre la compañía eléctrica y participantes del sector privado.*
3. *Se simplifica el proceso de las aprobaciones para los proyectos de producción independiente a través del marco regulador para reducir incertidumbres y retrasos (a través de una agencia reguladora).*

³⁰ Los criterios de aplicación de los marcos regulatorios deben brindar: eficiencia, transparencia, calidad, continuidad, obligatoriedad, neutralidad, adaptabilidad, confiabilidad y armonía ambiental.

4. El proceso de implementación de este tipo de proyectos forma parte de un desarrollo integrado del sector energía y reflejan las políticas ambientales que garantizan la identificación de proyectos apropiados.
5. Se formulan procedimientos y criterios de evaluación objetivos para adjudicar los proyectos, los cuales se diseñan para crear competencia y tener un costo efectivo.
6. Se dispone de la información detallada con respecto a los planes de la compañía eléctrica y el análisis (por ejemplo, de costo evitado) de los proyectos por ofrecer, para fomentar una verdadera competencia entre los potenciales productores.
7. Las tarifas al menudeo se fijan para reflejar el costo económico de suministro para lograr una viabilidad comercial de compañía eléctrica, incluyendo a los PIE's.
8. Se incorporan cláusulas a los contratos que permiten la transición a los mercados de electricidad competitivos. Estos mecanismos se agregan para proteger la integridad financiera y viabilidad del proyecto una vez que el acuerdo financiero se logra.
9. Se reparten los riesgos en los contratos que reflejan la capacidad de las partes de manejar el riesgo y la habilidad de mercados de proporcionar coberturas, por ejemplo los seguros.
10. Se establece una clara fijación de impuestos y un régimen del intercambio de moneda extranjera para facilitar inversión privada en el sector.
11. Se implementan políticas para alentar y diversificar el desarrollo de mercados de la capital nacionales (por ejemplo, pensiones y los fondos de seguro) disponibles para la inversión de capital en los proyectos de electricidad.

II.2.3 Identificación de las barreras a la entrada

El crecimiento de la participación de capital privado y la desregulación de los sistemas eléctricos son las dos grandes tendencias observadas en muchos países. El aumento en el número de actores directamente ligados al sector impone dificultades a la planificación (programación de inversiones) y a la coordinación a largo plazo.

Los actores actuales y potenciales influyen en el desarrollo de la producción independiente y constituyen espontáneamente una fuerza de resistencia. Los intereses de quienes están establecidos en la industria representan una fuerte barrera de desarrollo para esta modalidad.

Krause (1995) determina que la participación un productor independiente está influido por los siguientes parámetros:

- Los generadores establecidos consideran la producción independiente como obstáculo para poner en marcha las posibilidades de coordinación de corto plazo y una capacidad de programación de largo plazo. Se resisten a la susceptible evolución de incertidumbres en un sector organizado como monopolio que planifica de acuerdo con sus inversiones e interés público.
- Las características intrínsecas de la producción de electricidad (no almacenable, obligación de servir la demanda en tiempo real, etc.) son limitantes considerables que originan el modelo industrial en vigor. Los esquemas contractuales complejos necesitan cubrir todas las cuestiones de despacho como la compensación activa/reactiva, de carga baja, etc., así como la remuneración por capacidad y energía. Se argumenta que la inclusión de la producción independiente complica la planificación de la expansión del sector.
- El nivel y estabilidad de las tarifas de electricidad en productores es el punto sensible de las inversiones. Esto revela la política de sostenimiento. Para los reguladores y para los concesionarios, la definición de principios de tarificación de los precios es un aspecto particularmente importante. Los sistemas tarifarios son específicos en cada país³¹. Sin embargo, casi todos son afectados por la desregulación, más mecanismos de formación de precios consistentes de una cota de referencia con costos de oportunidad de largo plazo y de costos spot a nivel de producción que revelan los costos marginales de corto plazo.
- El financiamiento de inversiones es una limitación delicada, por la rentabilidad y disponibilidad de los capitales y las reglas de repartición de riesgos. Los banqueros aplican generalmente, en caso de financiamiento por préstamo, la tasa de interés alterada con relación a los proyectos de los concesionarios. El desarrollo de las posibilidades del

³¹ En los sistemas eléctricos desintegrados, como el inglés, la volatilidad de los precios es intrínseca y muy difícil para un inversionista advertir el riesgo.

financiamiento del proyecto atenúa ciertos problemas. Regularmente se exige la garantía de estabilidad de precios y de suministro de combustible así como transparencia en los subsidios.

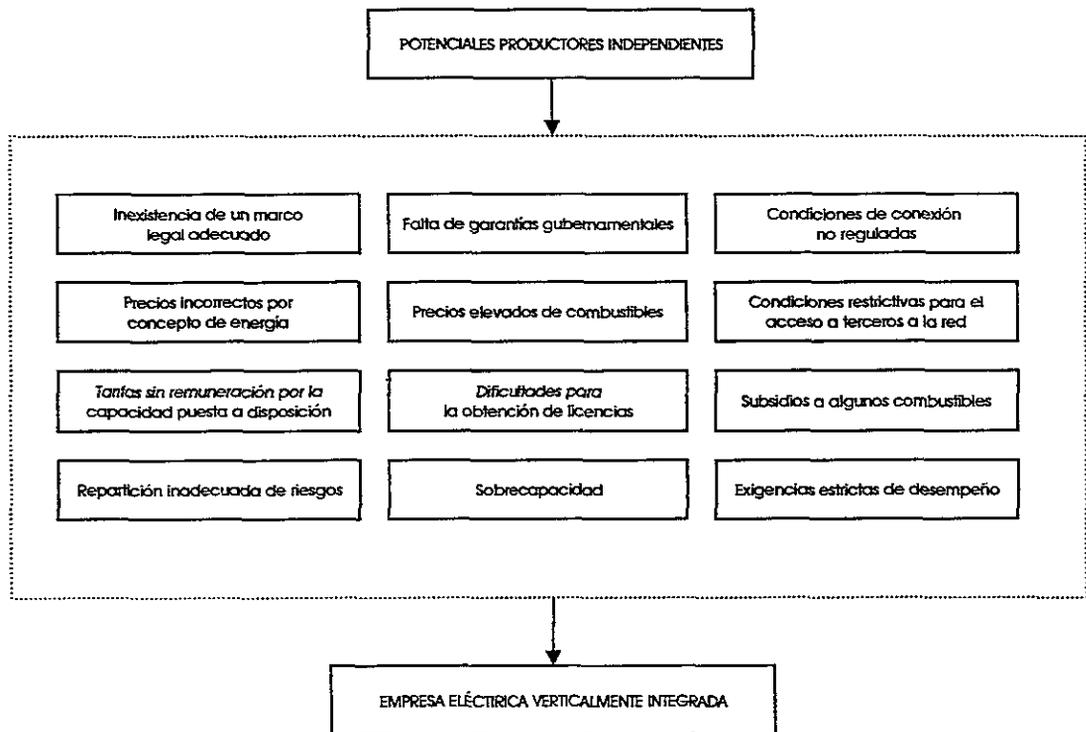
- La intervención reguladora puede constituir una barrera si no se tiene una estabilidad inspirada en la confianza.
- Otra barrera (aunque muy cuestionada) es que la industria exhibe las características de monopolio natural, esto es que uno o más servicios o bienes pueden ser producidos más barato por una sola empresa. Esto incrementa el problema de tratar con una industria de infraestructura que tiene las ventajas de producción de una sola empresa con amplio poder de mercado.

Hay pocas diferencias significativas para la construcción de una planta y su operación en los países en desarrollo y los desarrollados. En contraste, los acuerdos que relacionan al ambiente del proyecto difieren notablemente. Típicamente, en países industriales, el entorno del proyecto pertenece al marco general en que el sector y los inversionistas privados conocen la previsibilidad de decisiones gubernamentales y la solidez de los contratos, la transparencia del ambiente regulador, las tarifas de electricidad que aseguran una situación financiera fuerte para el sector, así como la convertibilidad y transferencia del dinero.

Por el contrario, en los países en vías de desarrollo muchas de las condiciones anteriores no se cumplen. Además, los gobiernos pueden desproteger a la inversión extranjera por razones políticas (como decidir no incrementar las tarifas o impulsar algunos proyectos con fines sociales y así mejorar su prestigio), o por razones económicas, si por ejemplo, decide devaluar la moneda.³² Por ello, los prestamistas perciben mayor riesgo en estos países.

Las barreras a la introducción para los productores independientes surgen de las ventajas de costos que tienen las firmas establecidas en la industria eléctrica sobre los competidores potenciales. En la figura II-2 se condensan los principales obstáculos que pueden presentarse y que se derivan de los tres tipos en que se clasifican de manera general: jurídicas (reglamentación), economías de escala y la intimidación directa.

³² A menos que prestamistas se sientan seguros de que sus préstamos son protegidos de estos riesgos, serán reacios en apoyar un proyecto en estos países



Fuente: Krause (1995)

Figura II-2. Barreras para la introducción de la producción independiente en países en vías de desarrollo

Aunque se mejoren las condiciones de mercado para la inversión en el sector de eléctrico, existen otros obstáculos para la instalación de productores independientes que incluyen:

Riesgo. Los inversionistas extranjeros perciben altos riesgos políticos, económicos y legales. Para Benoit (1996) aunque estos inversionistas estén optimistas acerca del futuro del mercado en un país en desarrollo, la razón de rentabilidad a riesgo es más alta que en países desarrollados.

Retorno sobre la inversión. Los gobiernos permiten una tasa de retorno sobre las inversiones entre 12 y 15 por ciento en proyectos de infraestructura. Los inversionistas extranjeros esperan tasas más altas basadas en los riesgos mencionados arriba. Pocas compañías extranjeras invertirán en grandes proyectos, aun en sus negocios locales, si el retorno sobre la inversión es menor a un 15%.

Complejidad. Los inversionistas extranjeros pueden no estar familiarizados con los complejos procesos de aprobación que se requieren por muchas agencias gubernamentales en diferentes niveles, cada una de las cuales toma tiempo y dinero. Este proceso no envía señales optimistas para quienes pretenden instalarse en el mercado.

Temas legales. Los inversionistas extranjeros pueden tener desconfianza en que el sistema legal sea imparcial en la eventualidad de una disputa con contrapartes locales. También les preocupa los contratos con los proveedores de combustible. Por lo general, las negociaciones de las compras de energía han sido difíciles y muy lentas.

Aranceles e impuestos. Los inversionistas esperan bajos aranceles, además, como los altos impuestos reducen las ganancias netas, los productores esperan apoyo a las políticas que incentiven la deducción y exención de impuestos.

Falta de mutuo entendimiento. Las partes locales y extranjeras a menudo no tienen un buen entendimiento de la cultura de su contraparte, así como de sus prácticas comerciales, lo que impide proyectos cooperativos (Elwan, 1993).

II.2.4 Condiciones de compra-venta de energía

Normalmente, un productor independiente se introduce a través de la negociación con una compañía eléctrica estatal verticalmente integrada. Si el PIE representa una cantidad sustancial de capacidad, producirá un conjunto de problemas que se relacionan con la construcción, el financiamiento, la operación y manteniendo de la central.

Al permitir la introducción de nuevos agentes en la industria produce que el poder y las decisiones de la compañía eléctrica estatal se reduzcan. Esto plantea preguntas iniciales de cómo negociar la venta de energía y como será el proceso de agregar capacidad de la generación. La negociación con el productor independiente puede dar a conocer debilidades de la compañía eléctrica estatal³³ (cómo se autorizan las plantas, financiamiento, adjudicación de los permisos concedidos, operación y precio) y también revelar los costos de transacción dentro de la misma empresa.

³³ Los primeros PIE's pueden provocar cambios estructurales. Sin embargo, un fracaso inicial con PIE's no necesariamente lleva a un retorno a la estructura tradicional

Los contratos denominados PPA's (Power Purchase Agreement) estipulan las condiciones en que se va a realizar la venta de energía del PIE a la empresa eléctrica. Normalmente son acuerdos de largo plazo que intentan compartir los riesgos entre las partes de un modo predecible (Dussan, 1996). Es difícil de estipular cláusulas legales que cubran incertidumbres sobre las condiciones de mercado a futuro que pueden incrementar las ineficiencias en el funcionamiento del sistema. Por ejemplo, en el momento de firma un acuerdo de compra de energía, el PIE puede ser la planta más eficaz en el orden de mérito y debe despacharse en carga de base como especificó en el contrato. Pero las circunstancias pueden cambiar y unos años después el despacho del PIE en carga base ya no puede ser óptimo.

Cuando un contrato no permite flexibilidad, la eficiencia operacional del sistema tiende a decaer. Los contratos que mantienen ventas garantizadas para reducir el riesgo de inversionistas privados pueden reducir la presión competitiva en ellos y se tiene el riesgo de perder el interés de operar sus plantas eficazmente.

Bacon (1995) establece que hay inevitablemente una tensión dentro de los contratos para lograr simultáneamente la reducción de incertidumbre del inversionista privado y tener una operación eficaz del sistema. Los detalles de las características en los acuerdos de ventas de energía son la clave que resuelve esta tensión.

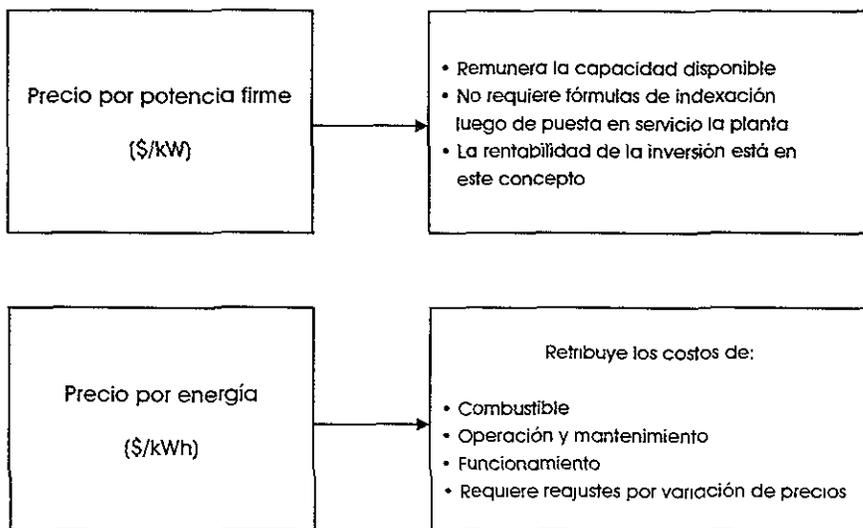
Algunos de los arreglos contractuales más comunes para PIE's no ponen presión competitiva a otros PIE's ya instalados. Estos arreglos no ayudan a mejorar la eficiencia del sector. Ellos sólo aumentarán capacidad instalada (aunque eso puede ser valioso en un sistema que enfrenta restricciones públicas de financiamiento).

Con la entrada de los productores independientes se impone cierta presión competitiva en los generadores públicos que operan en el mercado³⁴, los gobiernos necesitan diseñar otras reformas que refuercen la eficiencia para los productores que no sean privados. Esto significa que a mayores garantías en los contratos de venta, se incrementa el rendimiento del PIE, pero se crea menor presión para generar un rendimiento eficaz y una menor presión de competencia a los otros generadores. La elección de la estructura del contrato debe tener en cuenta, por consiguiente, las dos metas (a veces conflictivas) que son atraer financiamiento privado y la mejorar la eficiencia del sector.

³⁴ Y si el contrato no fomenta la competencia entre nuevos PIE's y los otros proveedores, se necesita incluir incentivos de desempeño para asegurar que todos los productores sean eficaces.

Existen tres dimensiones principales para impulsar acuerdos de las ventas: los precios de venta para la capacidad y energía, la energía vendida y los incentivos para mejorar el desempeño que asegure que no caiga debajo de un estándar.

Los acuerdos de ventas de PIE's generalmente se basan en una estructura en dos partes, con pagos separados para la capacidad y energía tal como se muestra en la figura II-3.



Fuente: Ravinovich (1999)

Figura II-3. Componentes típicos de la tarifa de un productor independiente

El precio por capacidad es la porción de la tarifa que compensa al patrocinador por los costos fijos. Este precio se relaciona a la capacidad declarada disponible, más que en la capacidad real de su central. Regularmente se fija un nivel dado de operación. Los pagos de capacidad cubren costos de capital en la vida del proyecto. Los contratos tienden a poner un nivel designado para disponibilidad (por ejemplo, ochenta por ciento) durante el año, más un pago adicional si se sobrepasa esa disponibilidad, o bien, una de la multa si está por debajo de la misma.

Estableciendo prudentemente la disponibilidad factible bajo buenas prácticas operativas se reduce el riesgo de financiación del PIE y se incentiva a los operadores en ser eficaces. Si el PIE

es uno de los generadores a bajo costo, debe usarse tanto como posible. Un pago extraordinario por la disponibilidad puede usarse como un incentivo para una producción mayor³⁵.

El precio de energía es la parte de la tarifa que compensa al patrocinador por los costos variables de operación, mantenimiento y combustible. Este precio normalmente se fija estimando el costo inicial y una serie de factores de indexación de costo. Se evalúan los costos iniciales por combustible, de operación y mantenimiento junto con los índices apropiados (por ejemplo, el índice de precio de consumidor e inflación). A menudo, el precio se pone para cubrir simplemente estos costos y mientras los índices expresen exactamente los costos reales, no hay ningún cambio en el precio neto por la unidad de energía proporcionada. El precio por energía se diseña entonces, como en algunos pools de EUA, para que el PIE sea indiferente a sí o no se despacha. En contraste, el precio por capacidad se da porque la planta se declaró disponible, no porque realmente genera.

El precio por energía es un determinante clave del patrón de despacho. Idealmente, los generadores deben despatcharse en orden de mérito y deben satisfacer la demanda. Si un PIE tiene un contrato en el cual el precio de la energía está por arriba de sus costos variables, el incentivo para un despacho eficiente es bajo.

Los principales elementos económicos de PPA's son las cláusulas relativas a los precios de la energía (deben cubrir los costos variables cuando se le requiere por el despachador) y los pagos por disponibilidad (son necesarios para cubrir los costos no variables los cuales se incurren para mantenerla lista, sea o no requerida para producir energía).

Además de los aspectos económicos y técnicos, los acuerdos paralelos que relacionan a las partes deben ser precisos en cuanto a la existencia de otras cláusulas que prevean una reforma radical, que considere lo siguiente:

- Capacidad de ajuste a un nuevo marco regulatorio y a un mercado eléctrico
- Posición de los inversionistas una vez que tenga lugar la transición
- Condiciones que no obstaculicen una transición ordenada al nuevo régimen.

³⁵ Recientes experiencias con PIE's en Estados Unidos demuestran que, en la mayoría de los casos, las multas y pagos adicionales son una parte importante del esquema de incentivos.

La relación del productor independiente con la empresa estatal no está preparada para competir. No son rivales, más bien se complementan. Se mueven en la industria pero sus fines son distintos, una participa con fines de hacer negocio y la otra actúa como motor del desarrollo nacional.

II.3 EJEMPLOS EN EL ÁMBITO MUNDIAL DE LA INCURSIÓN DE LA PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE

Como se ha visto, fue en Estados Unidos donde la producción independiente se originó y hoy en día se expande con mucha rapidez. No obstante, existen otras partes del mundo donde su implementación ha tenido mucho éxito. Por ello, para completar este segundo capítulo se describen los ejemplos de aquellas regiones donde se tiene una mayor experiencia.

II.3.1 Europa

El desarrollo de la producción independiente en Europa se debe ubicar con relación a la situación institucional en sus países, del modelo en vigor, de las estructuras de propiedad, del nivel de integración vertical y horizontal, así como de los recientes cambios. Esto explica la diversidad de situaciones³⁶.

La tendencia a liberalizar los mercados de la energía en la Unión Europea (UE) se enmarca en un proceso global de desregulación. El objetivo que persigue la Unión Europea es establecer el mercado interior de la energía que abarcará el sector eléctrico y el de gas natural.

Desde un punto de vista político podría decirse que la liberalización de la energía en general y en particular del sector eléctrico no es una idea nueva. De acuerdo con Krause (1995), aproximadamente el 6% de la electricidad en la Europa Comunitaria proviene de generadores externos, con una gran disparidad que oscila entre menos del 1% hasta cerca del 30%. El potencial de explotación de la producción independiente en los países que integran la Unión Europea es enorme. La tabla II-4 muestra las características de los principales sistemas europeos y su respectivo porcentaje de producción independiente.

³⁶ En Europa la cogeneración industrial, la autoproducción y la cogeneración se consideran parte de la producción independiente

Tabla II-4. Características del sector eléctrico europeo
y participación de la producción independiente

PAÍS	NÚMERO DE EMPRESAS	PROPIEDAD	FUENTE PRIMARIA	% DE PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE (INCLUYE COGENERACIÓN)
Bélgica	1	Privada	N/O/C	2.3
Dinamarca	120	Pública/Privada	C/G	27.5
Alemania	57 (+950)	Pública/Privada	C/N/O/G	10.2
Grecia	1	Pública	O/C	<1
España	21	Pública/Privada	C/O/H/N	2
Francia	1	Pública	N/H	1.7
Italia	1	Pública	O/C/H	6.7
Holanda	50	Pública	G/O/C	28.9
Portugal	1	Pública	O/H	3.2
Gran Bretaña	18	Privada	C/O/N	2.3
Noruega	260	Pública	H	<1
Suiza	1200	Pública/Privada	H/N	<1

Abreviaciones: N: nuclear, H: Hidroeléctrica, C: carbón, O: combustóleo, G: gas natural

Fuente: Krause (1995)

López de Silanes (1997) explica como se ha producido un cambio general en la forma de enfocar las empresas de servicio público, que se consideraban en el pasado como "especiales" y por lo tanto quedaban excluidas de las normas del mercado. En las nuevas corrientes de pensamiento se considera cada vez más a estas empresas como agentes del mercado al igual que las otras, pero posiblemente, con un papel especial que desempeñar en lo que se refiere al interés público. Así se ha procedido a desregular, liberalizar e incluso privatizar industrias de energía.

Una razón fundamental para liberalizar el sector energético es de tipo económico. Como la UE desempeña un papel tan importante en el comercio internacional, las compañías europeas tienen que competir con otros fabricantes y empresas de servicios que operan conforme a distintos factores económicos.

La introducción de PIE's en algunos países ha surgido como consecuencia de las presiones del mercado y de la competencia para que las industrias productoras de energía establecidas se vean forzadas a ser más rentables y competitivas.

Otra razón más para liberalizar la energía en Europa es de índole jurídica. El Tratado de la Unión Europea define el mercado interior como "una zona sin fronteras interiores en la que se garantice la libre circulación de mercancías, personas, servicios y capital conforme a lo dispuesto en el Tratado".

El proceso de mercado interior en general se propone acabar con los obstáculos a la actividad económica entre países, creando así más oportunidades de comercio, empleo y crecimiento económico³⁷.

Klom (1996) establece que algunos Estados miembros han liberalizado su mercado de energía o están próximos a hacerlo. Otros han adoptado una nueva legislación, pero no están aplicándola plenamente aún. Otros analizan ideas, propuestas o incluso proyectos de ley que podrían liberalizar algunos mercados de la energía. Se debe respetar esta decisión unilateral de los países miembros de avanzar de manera individual en el camino de la liberalización, pero, en virtud de las obligaciones derivadas del Tratado de la UE, se han de adoptar también las medidas adecuadas a escala europea.

Todas estas razones, que representan a distintas fuerzas y presiones de la economía mundial, conducen a una conclusión clara para Europa: por motivos políticos, económicos y jurídicos se necesita introducir más competencia en los mercados de la energía lo cual conducirá a una única decisión en todos los países, que es la supresión de los derechos exclusivos y los monopolios.

Analizando los quince sistemas que se muestran en la tabla II-4, se pueden encontrar una serie de características comunes en las estructuras y la interacción entre los sistemas. En primer lugar, en cuanto al consumo de electricidad se puede concluir que los grandes sistemas son los que superan los 100,000 GWh anuales, como los de Francia, Alemania, Italia, el Reino Unido, España y Suecia. Entre los sistemas de tamaño mediano se incluyen Austria, Bélgica, Dinamarca, Finlandia, Grecia, Holanda y Portugal. Y entre los pequeños están Irlanda y Luxemburgo.

En cuanto a la propiedad es difícil resumir en una sola palabra las principales categorías de propiedad dentro del sector de suministro eléctrico de un país miembro. La misma categoría de propiedad pública no es uniforme ya que presenta distintos niveles de propiedad tales como central, descentralizada o local. La mayoría de los miembros, es decir ocho, presentan características de propiedad pública y en siete se tiene propiedad privada o una mezcla de pública y privada. La propiedad puramente privada parece ser la excepción, apareciendo únicamente en Bélgica y el Reino Unido.

³⁷ Esto significa que la electricidad está considerada como una mercancía (como ha declarado el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas), por lo tanto, se pretende que la venta de energía eléctrica y la construcción de una central se pueda establecer en cualquier parte de la Unión Europea

Por lo que se refiere a la integración vertical, con las excepciones de Luxemburgo (que prácticamente no tiene producción), España, Portugal, Suecia y el Reino Unido, todos los demás sistemas poseen un elemento de integración entre producción y transmisión. Algunos países tales como Francia, Bélgica, Italia o Irlanda mantienen la integración vertical hasta la distribución, pero otros como Austria, Alemania y Finlandia tienen varios grados de integración entre producción y distribución³⁸. Adicionalmente, no hay una tendencia general por lo que respecta a las consecuencias de la integración en la organización del mercado, sin embargo, se aprecia que los sistemas más cerrados son los que están completamente integrados.

La introducción de la producción independiente a escala europea es difícil, no sólo por el conflicto entre la voluntad política a favor o la resistencia política en contra de gobiernos, parlamentos, industria o grupos de interés, sino también por la gran dificultad de superar las distintas estructuras nacionales basadas en la tradición y la historia que presentan los actuales sectores de suministro eléctrico de los países miembros. Estas estructuras vienen heredadas del pasado y se basan en muchos años de experiencias distintas que han producido diversos resultados en uno y otro país. Esto no se puede suprimir a corto plazo aunque fuera esa la intención de la Unión Europea. Lo que es importante destacar es el hecho de que los distintos sistemas eléctricos, aunque presenten diferencias de estructura, acaban compartiendo los mismos principios y valores respecto de la organización de la competencia y del acceso a mercados.

En el Reino Unido, concretamente en el sistema puesto en marcha en Inglaterra y Gales, el sector eléctrico ha sido objeto de una reorganización y reestructuración que empezó en 1989. De acuerdo con Lucenet (1997), esta reorganización trajo consigo la privatización parcial de la industria y una introducción de un nuevo sistema regulador que creó un mercado mayorista de electricidad. Fundamentales en este sistema son la National Grid Company y su filial la Power Pool para los pagos financieros de las transacciones. Aunque existe competencia entre los tres principales productores y una serie de pequeños productores independientes, existe también un suministro constante de electricidad importado de sistemas vecinos como Escocia o Francia. Los clientes pueden participar directamente en el mercado eligiendo su propio proveedor. Ese derecho estaba inicialmente limitado a clientes con un consumo de 1 MW, después a 100 kW y se pretende que en un futuro se suprima totalmente, con lo que aproximadamente 24 millones de usuarios tendrían la libertad para elegir su propio proveedor.

³⁸ Otros Estados miembros como Dinamarca y Holanda tienen su posición determinada por la propiedad mixta y el nivel de cooperación puede considerarse que produce un efecto parecido al de la integración vertical, aunque es discutible si incluye la distribución.

Suecia empezó en enero de 1996 con un nuevo sistema de mercado de la electricidad. Aunque quizás sea demasiado pronto para evaluar los primeros resultados de la experiencia, es interesante destacar que Suecia, como el Reino Unido, ha elegido un enfoque que entraña competencia entre productores y entre distribuidores o proveedores, una red independiente y regulada y libre acceso de los clientes a la red. El nuevo sistema ofrece muchas posibilidades a la competencia y, además, se ha desarrollado desde enero de 1996 un mercado eléctrico común entre Noruega y Suecia que podrá expandirse para abarcar a Finlandia y algunas partes de Dinamarca.

La experiencia finlandesa es similar a la sueca y data también de hace poco. En junio de 1995 entró en vigor la nueva ley en materia de electricidad y se hizo efectiva a partir de septiembre de 1995 para un grupo inicial de clientes. El período de transición terminó en 1997 en que se fue introduciendo gradualmente la competencia en el suministro para incluir a todos los clientes. Pero, como en el sistema sueco, hay competencia en la producción, en la distribución y los clientes tienen libertad de elección. Quedan por valorar las repercusiones a medio y largo plazo de la manera en que enfocan Suecia y Finlandia la competencia, pero la experiencia de un enfoque similar adoptado en Noruega hace ya unos años parece apuntar a que los sistemas basados en una apertura obligatoria de mercados ofrecen muchas posibilidades de competencia a largo plazo.

En España el Parlamento ha adoptado cambios que propician una mayor competencia. Esta legislación creó un sistema a dos niveles en el que coexisten un sistema integrado encargado del suministro público junto a un sistema independiente en el que los contratos pueden negociarse libremente. Los elementos fundamentales del proceso de liberalización y competencia en el que se basa el nuevo sistema eléctrico español son: a) libre construcción de nuevas centrales de generación de electricidad; b) competencia entre las empresas generadoras de electricidad en un mercado de producción basado en un sistema de ofertas competitivas de compra y venta de energía eléctrica; c) derecho progresivo de los consumidores para elegir el suministrador que deseen y acordar con él las condiciones y precio del kWh; d) libre comercialización de la electricidad; e) acceso libre a las redes de transporte y distribución de electricidad; y f) derecho de comprar o vender electricidad a empresas y consumidores de otros países de la Unión Europea.

En Portugal aún no se ha aplicado plenamente la nueva legislación y se pretende tener un sistema doble compuesto de elementos públicos y elementos independientes. El acceso a la red viene garantizado conforme al acceso de terceros concedido por un operador

independiente. Falta experiencia en la aplicación de la legislación y del funcionamiento real del sistema³⁹.

Otros países están considerando introducir una nueva legislación o ya la hicieron, como Alemania, Austria, Dinamarca, Holanda e Italia. Muchas de las ideas en estudio introducirán competencia en la producción y algunas también en distribución. A medida que la distribución sea independiente de los intereses de producción, facilitarán el acceso de los clientes a los mercados, aunque no en el grado que se encuentra en Escandinavia o en el Reino Unido. A estos países parece atraerles el enfoque del acceso de terceros negociado un modelo de *comprador único con modificaciones*, pero algunos pueden quizás evolucionar en la línea inglesa o noruega.

Los sistemas de otros países permanecerán en su mayor parte bajo gestión de sus actuales propietarios, aunque permitan un cierto grado de acceso a terceros, según el modelo de organización de red elegido.

Países como Francia, Irlanda y Grecia analizan y empiezan a implantar una reforma a su industria de manera que haya mayor competitividad bajo el esquema de comprador único debido a que no dan muestra de simpatizar con reformas de carácter radical.

En general, se abrirá el mercado de la producción a la competencia por dos procedimientos alternativos: los Estados miembros pueden adoptar el procedimiento de autorización o el de licitación, ambos basados en criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios. Una autoridad totalmente independiente se encargaría de organizar y decidir respecto de las licitaciones, mientras otra categoría de productores podrían obtener permisos de instalación de nuevas plantas bajo ciertas reglas muy claras. Estas dos opciones permitirán a las empresas dotarse de más capacidad de producción y establecer operaciones en un mercado nuevo en cualquier parte de la Unión Europea.

La producción independiente puede tener mucho futuro gracias a la oportunidad brindada recientemente de importar y/o exportar a sistemas vecinos si se dispone de capacidad. De hecho esta libertad refleja la verdadera situación dominante en Europa, en la que algunos países han estado exportando los excedentes de suministro de energía y otros han necesitado importar.

³⁹ Además, el gobierno está considerando la posibilidad de privatizar parcialmente Electricidad de Portugal, que es la principal compañía eléctrica estatal.

II.3.2 Asia

Asia tiene una porción muy significativa del mercado de producción independiente en el mundo al poseer 103 contratos con valor 54 mil millones de dólares. Esta modalidad se concentra en siete países: China, Indonesia, Filipinas, India, Pakistán, Malasia y Tailandia. Todos han experimentado crecimiento económico intenso pero tienen déficit para satisfacer su demanda de energía eléctrica.

En esta región del mundo, los productores externos han tenido un impacto benéfico, aunque se han presentado efectos adversos cuando crecen rápidamente respecto a su capacidad total⁴⁰. Por lo general, los productores independientes en Asia venden la energía a un único comprador estatal a través de contratos PPA⁴¹.

El análisis de Albouy y Bousba (1998), sobre esta modalidad en los siete países asiáticos mencionados, muestra que se ha transferido de una porción significativa de riesgos al sector privado. En promedio, los productores externos han aceptado el diseño, construcción, operación de los proyectos y comparten los riesgos de la disponibilidad de combustible en el 52% de las ocasiones.

Muchos productores independientes son compensados por variaciones de precio de combustible y la recuperación de sus costos fijos es protegida contra los riesgos de mercado mediante cargos por capacidad. Exceptuando Malasia, los riesgos monetarios son cubiertos mediante la indexación a monedas fuertes. Los PIE's normalmente son protegidos contra riesgos políticos (incluyendo cambios regulatorios) mediante garantías gubernamentales explícitas.

Los contratos utilizados en Asia son tipo Take-or-Pay que garantizan la venta de una cantidad estipulada de capacidad y energía para su periodo de vigencia⁴². Cuando esta garantía cubre el rendimiento proyectado de la planta, el permisionario tiene un mercado seguro que no puede perder sin una compensación, pero tampoco puede aumentar su porción en el sistema de generación.

⁴⁰ Esto significa que la introducción de PIE's ha sido exitosa en los mercados asiáticos de gran dimensión, pero han perjudicado su funcionamiento en mercados pequeños.

⁴¹ En algunos casos, las compañías estatales locales son productores independientes con accionistas privados minoritarios, como en Malasia y en China

⁴² En los contratos Take-or-Pay se establece generalmente un pago en dos partes: por capacidad comprada (\$/MW) y por energía comprada (\$/kWh). El productor indica con anticipación sus planes de mantenimiento, estando obligado a máxima disponibilidad durante los meses pico. Dentro de ciertos límites la compañía eléctrica puede solicitar al PIE reducir/cortar la generación por razones de estabilidad de la red, emergencias, etc.

Bajo estos contratos de largo plazo, los problemas de despacho económico no son tan graves en aquellos países que no cuentan con muchos productores independientes (aún cuando otras plantas tengan costos más bajos). No obstante, la entrada subsecuente de PIE's adicionales como el principal medio para añadir capacidad ha alterado el despacho económico. El comprador debe pagar por lo convenido independientemente que lo tome o no del PIE.

Este arreglo han tenido tres efectos separados en el desempeño en las industrias eléctricas asiáticas:

- a) No hay presión competitiva para que el productor externo reduzca sus costos, tal que las ganancias dependan solamente de la operación eficaz
- b) El despacho puede ocurrir fuera de orden de mérito y puede llevar a la pérdida de la eficiencia productiva
- c) La falta de la competencia para la porción del mercado entre los PIE's y otros medios de los generadores no amenaza a éstos porque no se tiene capacidad de repuesto para capturar su porción del mercado.

Los contratos Take-or-Pay implementados en Asia, aunque son atractivos a los PIE's (porque satisfacen la urgencia de satisfacer la demanda), no han contribuido a incrementar la eficiencia global de los sectores⁴³.

Los criterios derivados de estos contratos orillan a que la operación de las centrales de productores externos se realice con las siguientes características:

- Generadores de base
- Programación de las salidas por mantenimiento
- Despacho centralizado y optimizado a través de un sólo ente
- Existencia de un comprador único de la energía.

Cuando en el despacho no se respeta un orden jerárquico de costos predeterminado y no hay ninguna competencia entre los generadores para vender energía, el sistema pierde eficiencia económica.

⁴³ Para contrarrestar esto, se pretende diseñar acuerdos en función a costos para incentivar al PIE a generar eficazmente y asegurar un adecuado orden de mérito en el despacho económico.

El desarrollo de proyectos producción externa en Asia tiende a su introducción en el despacho económico. A través de contratos, el precio de capacidad se relaciona a la disponibilidad y el precio de energía sólo se paga por la energía despachada según los costos. El PIE puede declarar su capacidad disponible y así puede cubrir sus costos de capital, pero no se garantizan ventas de energía. Bajo esta forma de arreglo, las plantas se despachan según su clasificación económica jerárquica. Este es el beneficio principal de los contratos que ha requerido el desarrollo de entidades para determinar el despacho en una base relacionada a los costos.

Los países asiáticos que tienen grandes contribuciones de productores independientes (por ejemplo China e Indonesia) por lo general siguen un sistema de precios de energía que se unen a índices del costo, lo que evita pasar los beneficios a los consumidores o no se reflejan en los precios que influyen en decisiones del despacho. Eso se debe a que los arreglos pactados basan el despacho en el costo de la energía contractual que relaciona al nivel inicialmente establecido y a los valores de los índices desde el inicio del contrato⁴⁴.

Según Dang (1995), son pocos los casos donde las empresas estatales tienen un buen desempeño, como en Tailandia, y eso les permite negociar con los nuevos agentes la transferencia de los riesgos de construcción y operación a través de arriendos o de contratos de concesión tipo BOO.

El financiamiento de la deuda externa y las importaciones de combustible pueden tener un impacto significativo en la conversión de moneda extranjera. Los proyectos de producción externa que han sido favorablemente apalancados, poseen una proporción media de deuda-capital de 76 a 24. Como referencia, las empresas estatales que presentan niveles de autofinanciamiento de entre el 25 y el 40% de sus inversiones, no han dependido tanto de la asistencia del Banco Mundial. No obstante, como la mayoría de las empresas estatales, los PIE's tienen una deuda interna (80% en promedio) y sus préstamos provienen de un reducido conjunto de bancos.

Actualmente se trabaja en el uso de recompensas y multas por disponibilidad de capacidad a fin de provocar presión competitiva entre las plantas. Si un PIE intenta aumentar su porción del mercado ofreciendo una disponibilidad más alta (bajo el incentivo de un pago adicional),

⁴⁴ Si los costos iniciales (por ejemplo, la proporción de calor) se estimaron incorrectamente o si los precios de combustible obtuvieran por el PIE difieren del índice, el costo real de generación puede ser muy diferente del costo considerado para el despacho. En este caso, el despacho no podría ocurrir según un verdadero orden de mérito y los costos de generación de sistema podrían ser innecesariamente altos

otros generadores pueden perder porción del mercado y pueden responder intentando reducir sus costos de capacidad para mejorar su disponibilidad⁴⁵.

Los mercados de capitales locales han proporcionado financiamiento de la deuda sólo en China, Malasia y Tailandia. El capital se mantiene por los patrocinadores (30%), desarrollo de la ingeniería y contratistas de la construcción (22%) y por la industria local (20%)⁴⁶.

Los PIE's dependen considerablemente del combustible fósil, que típicamente representa del 50 al 70% del total de los costos de operación⁴⁷. Los combustibles derivados del petróleo importados representan aproximadamente el 11%.

La mayoría de estos proyectos ha reducido o ha eliminado déficits y cortes de energía en demanda pico. Por ejemplo, en Filipinas las súbitas interrupciones de corriente cuestan alrededor de 1,000 dólares por MWh, mientras que las salidas planeadas sólo alcanzan 300 dólares por MWh. Sin los productores externos, las empresas públicas habrían podido financiar y construir menos capacidad y la demanda no habría sido satisfecha.

En por lo menos tres países, la introducción de productores independientes no redujo los cortes de energía y sólo inflaron los márgenes de la reserva. En Indonesia y Malasia los PIE's sólo han sustituido generación cara y los ahorros de combustible (10 a 20 dólares por MWh) son demasiado pequeños para justificar la inversión. En Pakistán, y a pesar de su reciente crisis económica, los PIE's han contribuido con 1,000 MW de capacidad pero con combustibles caros. En muchos países, parte de la capacidad tiene pobres costos de recuperación, debido principalmente a las bajas tarifas en la agricultura.

El análisis de costos de capacidad para PIE's muestran que varían ampliamente, incluso para tecnologías similares⁴⁸. Es más, los costos de capacidad de los PIE's a veces son más altos que los de las empresas estatales cuando eran financiadas por el Banco Mundial. Además, los PPA's incluyen a menudo costosas cuotas mediante contratos Take-or-Pay a pesar que el rendimiento de las plantas es pobre.

⁴⁵ No obstante, Hunt y Shuttleworth (1996) consideran que como el despacho basado en los costos no mantiene ningún incentivo competitivo el suministro de energía porque los generadores no pueden ofrecer precios de mercado. Los contratos que garantizan una toma mínima por abajo de la disponibilidad de capacidad normal combinan aspectos del contrato de largo plazo con aquéllos que poseen un contrato que permite un despacho económico.

⁴⁶ Como medida de comparación, Babbar y Schuster (1998) estiman que del capital total movilizado a nivel mundial para este tipo de proyectos, el 5% lo aportaron los bancos multilaterales de desarrollo, el 11% las agencias de exportación de crédito, el 7% por donantes bilaterales y el resto fue aportado por bancos comerciales.

⁴⁷ Para Pakistán que tiene gas nacional y recursos hidráulicos, esta proporción es de 74%.

⁴⁸ Por ejemplo, el precio promedio de la energía procedente de turbinas de gas en China es el 40% que en Indonesia.

Albouy y Bousba (1998) concluyen que los productores independientes han inflado frecuentemente el precio del suministro a las empresas estatales. En Filipinas el costo promedio de generación para PIE's en 1996 era 76 dólares por MWh, comparado con 57 para la empresa estatal.

Aunque las empresas estatales carecen de datos confiables de sus costos, el precio puede ser evaluado comparando el rango de precios para el PIE más grande con las tarifas de ventas. Aún cuando se promedie durante la vida del PPA, estos precios normalmente exceden la tarifa al mayoreo y son relativamente altos con relación a las tarifas al menudeo, lo que conduce a un pequeño o nulo margen para que la empresa estatal realice expansiones.

La respuesta frecuentemente ha sido minimizar los impopulares aumentos de tarifas para muchos clientes residenciales y agrícolas, mientras se les sobrecarga a los usuarios comerciales e industriales. Pero los subsidios cruzados se acercan a sus límites en muchos países porque los clientes con estos sobrecostos empiezan a evitar el suministro de la red y/o se retrasan en sus pagos, lo que reduce la base de ingresos del gobierno.

En teoría, la llegada de los nuevos productores fortalece las instituciones del sector asiático a través de la competencia, la transferencia de tecnología y por la introducción de una mayor transparencia y flexibilidad.

Con la puesta en operación de las centrales de los productores independientes actualmente se satisface del 5 al 60% de la demanda pico de las redes, por lo que han roto el monopolio (en Malasia, Pakistán y Filipinas) y dominan el mercado de la generación sobre las empresas públicas. Los defensores de la PIE ven este cambio como un punto importante de entrada para el sector privado y en muchos casos el primer paso factible en el camino a la liberalización del sector.

Aproximadamente la mitad los contratos de privados son BOO y la otra mitad son BOT. La estructuración de este tipo de esquemas es ahora más común, clara y con menos desconfianza entre las partes involucradas. Se han modernizado marcos legales, los sistemas de garantías y reglas de contabilidad. También, se han evaluado y repartido más real y transparentemente los riesgos y costos de inversión del productor independiente, en contraste con la práctica en el sector público.

Los proyectos en el sureste de Asia han introducido nuevas tecnologías para sus plantas y el manejo ambiental, al mejorar la eficiencia de las nuevas turbinas y de los combustibles⁴⁹. En otros casos, la eficiencia y la transparencia ha estado ausente en el desarrollo de proyectos, ya que comparados con el reducido dinamismo de las empresas públicas, los PIE's se supone que acelerarían la gestación de proyectos. Sin embargo, aún excluyendo los primeros proyectos en países no preparados para este tipo de inversión directa extranjera (India, Indonesia y Pakistán), los costos de transacción han tendido a ser altos y generalmente tardó el cierre financiero dos años más⁵⁰.

El desarrollo del mercado de PIE en Asia ha estado acompañado por acusaciones de corrupción y aumento del precio. Una razón de los alegatos es que los precios han variado ampliamente dentro y fuera de los países. Otra es que las reglas para las solicitudes, para el fallo y cierre de los contratos por parte de los gobiernos han sido inciertas y onerosas, lo que ha posibilitado la extorsión y un trato injusto para los competidores.

Los PPA's pueden reducir la eficiencia en la operación del sistema y liberalización del sector⁵¹. No siempre toda la energía puede despacharse libremente porque los precios por PPA se desvían de aquéllos proporcionados por un *pool* (que generalmente son precios competitivos e iguales para todos los generadores y cuyos cargos por capacidad son más pequeños que los de la carga base del PIE, además que poseen menores cargos por energía).

Países como Pakistán que están sufriendo una aguda crisis financiera, su delicada situación repercute negativamente a sus sectores eléctricos ya que se espera que la demanda se desplome significativamente con la contracción económica. Las caídas monetarias han causado que los costos de la energía se dispararen debido a su alto contenido de divisas extranjeras. Además, la crisis generada en la región, también restringe acceso a los fondos externos y amenaza en agotar a los mercados de capital.

Mientras las reglas para el futuro varían con cada país, para Bell (1995), la tendencia general se orienta a mejorar las condiciones para atraer a la generación privada a través del nuevos mecanismos de recuperación de costos, a desarrollar mercados de capital locales y a incrementar la eficiencia del sector.

⁴⁹ Por ejemplo, en China la transferencia de tecnología es notable en algunos PIE's, pero normalmente es limitada por la pesada influencia de las compañías locales durante el diseño, construcción y operación de las plantas.

⁵⁰ El rango promedio oscila en un lapso de cuatro a seis años.

⁵¹ El potencial para cubrir ineficacias será grande cuando los PIE's cubran una porción considerable de la carga.

La reestructuración de la industria se ha hecho urgente. Incluso las empresas estatales relativamente eficientes del Este de Asia, carecen de la tecnología y la flexibilidad para emprender rápida inversión (particularmente en generación), para adoptar un agresivo manejo del lado de la demanda, para maximizar ingresos y para desprenderse de bienes físicos y de fuerza laboral.

Más allá de estos pasos, la estrategia inicial ha sido liberalizar el mercado y permitir la entrada de los diferentes tipos participación privada para que en un futuro se llegue a competir en un pool y aumentar el mercado con más centrales y mayores ventas de energía. Hoy en día, ya se reconoce en Asia la necesidad crear de pools competitivos, adaptando los PPA's vigentes y favoreciendo el mercado con acuerdos más flexibles⁵².

II.3.3 América Latina

América Latina ocupa el segundo lugar de inversión en proyectos de producción independiente con 28, que representan en su conjunto una inversión de 6.6 mil millones de dólares. En la mayor parte de los países latinoamericanos es urgente la construcción de centrales eléctricas y de redes de transmisión, a fin de responder a la creciente demanda de energía eléctrica.

En casi todos los países latinoamericanos se ha presentado demoras en los planes de expansión de generación y la incidencia de las graves sequías complicó la capacidad de los sistemas para satisfacer la demanda.

Los factores que han fomentado la participación de PIE's en América Latina son consecuencia de la escasez de recursos financieros y la dificultad de los estados para continuar realizando transferencias a las empresas públicas (CEPAL, 1996).

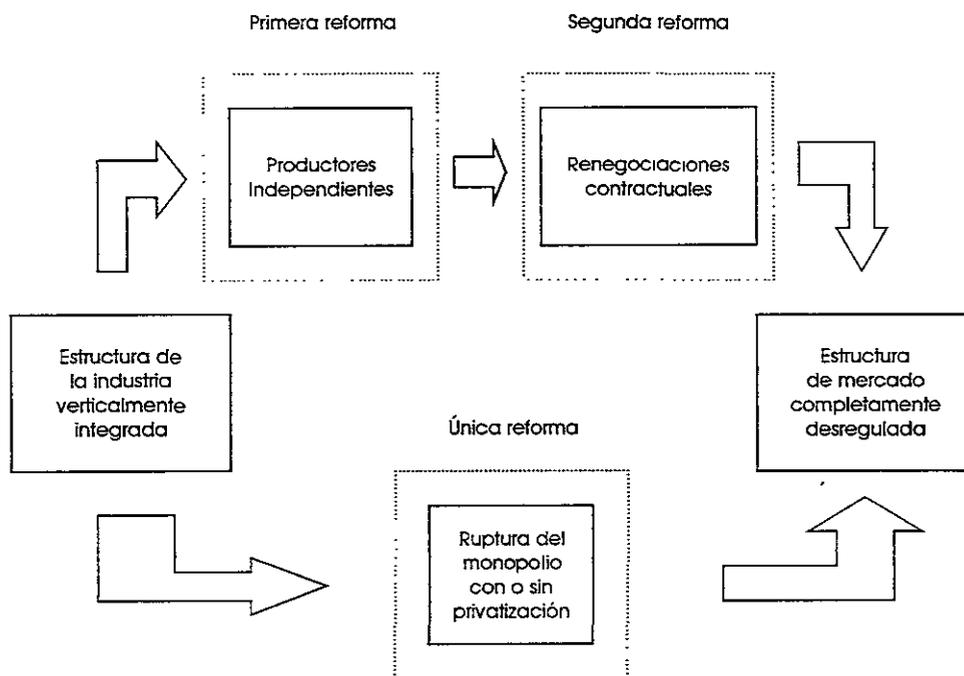
Nellis (1994) considera que los debates en la región tienden a una polarización sobre posiciones extremas (nacionalización contra desregulación). No obstante, para reactivar las economías castigadas por la prolongada crisis y afrontar las necesidades de expansión de los sectores eléctricos de la región, se ha exigido un esfuerzo en no aumentar sus deudas públicas a través de las recomendaciones de instituciones financieras internacionales encabezadas por

⁵² Los productores independientes aceptan las partes menores del mercado eléctrico actual pero poseen las mejores partes del mercado de combustible y buenas expectativas en la expansión del sistema ya que podrán construir plantas sin solicitud de ofertas

el Banco Mundial y el Fondo Monetario Internacional, tratando de que la administración pública se adecue en sus dimensiones y participación.

La apertura a la producción independiente se ubica en el proceso de cambio gradual de organización de los sectores eléctricos, evitando eliminar los sentidos nacionalistas significativos. Klein y Neil (1995) destacan que sólo la introducción de la competencia a largo plazo permitiría una total mejora de la eficiencia en la industria.

La producción independiente en América Latina se concibió inicialmente como un paso intermedio que necesita ser apoyado por una segunda reforma para conseguir una estructura de mercado completamente desregulada. En muchos países latinoamericanos se debate la incompatibilidad de este esquema con una reforma radical. Lo que queda claro es que retarda su establecimiento al necesitar de cambiar términos en los contratos para adaptarlos a un régimen de competencia en comparación a la instrumentación de un cambio estructural único como se muestra en la figura II-4.



Fuente: Banco Mundial (1998)

Figura II-4. Transición de la estructura de organización del sector eléctrico con y sin productores externos

Maldonado y Jaques (1997) afirman que en general, las autoridades en Latinoamérica, otorgan a los PIE's los permisos de generar electricidad y venderla a una empresa pública. A su vez éste tiene la obligación de adquirirla en los términos y condiciones que defina la ley o convengan las partes. Los proyectos normalmente están incluidos en un plan de obras del sistema interconectado nacional o regional.

Por otra parte, la autonomía limitada de las empresas públicas, su situación financiera y la carencia de adecuados marcos regulatorios ha restringido el rango de acción para aminorar los diversos riesgos, por lo que la mayoría de estas empresas han tenido que asumirlos casi todos. De acuerdo a CEPAL (1998), esto se presenta con mayor frecuencia en Centroamérica a través de contratos Take-or-Pay muy desfavorables⁵³.

Particularmente, los países latinoamericanos que tienen una necesidad urgente de instalar nueva capacidad de generación normalmente presentan los siguientes rasgos:

- Necesidades apremiantes de recursos financieros (generación insuficiente de recursos para sufragar los gastos)
- Riesgos altos de racionamiento (posposición de planes de equipamiento, mantenimiento y de retiro por obsolescencia)
- Ineficiencia operativa (evidente deterioro e insuficiencia de suministro debido a las altas pérdidas técnicas y no técnicas de distribución, así como falta de mantenimiento en instalaciones de transmisión, transformación y distribución)
- Problemas de interconexión eléctrica (técnicos y administrativos).

Cuando se tiene una urgencia de capacidad, normalmente se pierde mucha de la capacidad de negociación de la empresa eléctrica nacional. La consecuencia es la aceptación de contratos desventajosos con productores externos a condición de poder satisfacer la demanda. Entre estos contratos, los más comúnmente usados son los Take-or-Pay.

Este tipo de acuerdos poseen cláusulas de *cuasiobligatoriedad* de compra en las cuales la empresa se compromete a consumir como mínimo cierta cantidad de energía en un periodo de tiempo, o pagarla de todas formas, si no tiene suficiente mercado para colocarla (CEPAL, 1996).

⁵³ La situación emergente necesitó de negociaciones directas con un número reducido de oferentes y se tuvieron que elegir tecnologías termoelectricas de rapida maduracion (diesel o turbogas)

En los casos más severos, además de la existencia de un mínimo de energía a comprar, el PIE puede exigir que se le adquiera todo su potencial de producción, que está en función de su capacidad disponible. Todo ello implica una ineficiencia productiva a corto plazo, con el consecuente aumento en los costos de generación de energía eléctrica.

Las reformas latinoamericanas se pueden clasificar de acuerdo a las medidas tomadas para invitar los capitales privados en el sector de generación eléctrica:

- Venta de acciones de empresas eléctricas gubernamentales hacia el sector privado
- Venta al sector privado de la totalidad de instalaciones que integran la cadena de la industria eléctrica
- Firma de contratos de empresas estatales con las empresas privadas para la compra de energía eléctrica.

Para Bond (1994), hay un notorio interés entre los potenciales productores transnacionales para invertir en los países latinoamericanos porque consideran que tendrían ingresos más altos que en los países industriales, ya que la demanda de energía crece más rápidamente y es mayor la posibilidad de mejorar la eficiencia. Sin embargo, el aspecto difícil del problema es que los prestamistas son reacios a participar en proyectos en los que ellos están expuestos a altos riesgos. Esto significa que no les gusta prestar cuando el reembolso de sus préstamos peligra por decisiones arbitrarias del gobierno.

↗

En este sentido, los que muestran mayor interés son los patrocinadores privados norteamericanos, quienes cuentan con amplia experiencia en su país en el montaje de centrales de generación independientes.

Según Ravinovich (1995), los contratos pactados bajo esta modalidad se han negociado precios relativamente altos con relación a las tarifas medias que el sector público establece a los usuarios finales. Además, se han firmado bajo condiciones contractuales donde el inversionista privado se resguarda de riesgos potenciales, más allá de lo que una negociación equilibrada permitiría y que la empresa pública de electricidad en condiciones de régimen normal no aceptaría.

A pesar de esto, se tiene la evidencia (en los casos donde se encuentran operando centrales eléctricas en manos de la iniciativa privada), de que funcionan aceptablemente las instalaciones y presenta una sana convivencia entre las empresas. Por lo que se puede afirmar

que en el corto plazo, la producción independiente ha sido una respuesta factible a la carencia de energía eléctrica.

En Centroamérica (particularmente en Guatemala), la mayoría de la producción independiente que entró en los últimos años fue contratada para solucionar de manera urgente el problema de la subcapacidad de generación. Sin embargo, esta solución se asumió en situaciones de emergencia nacional y la contratación de energía fue realizada en condiciones que a futuro comprometerán la situación económica del gobierno.

En varios países latinoamericanos todavía existen puntos fundamentales que no han sido solucionados y que son indispensables para la materialización del contrato a largo plazo de la venta de energía eléctrica, como son los siguientes:

- Dar una definición legal a la industria de generación eléctrica privada
- Estructurar una base estable de utilidades, mediante un formato de contrato reconocido y a través de tarifas razonables
- Hacer factible la aplicación de recursos de instituciones extranjeras para la obtención de financiamiento.

Si se analiza la problemática para los inversionistas en América Latina, se observa que en primer término viene la escala de inversión. Se requiere de enormes recursos para construir grandes instalaciones de generación eléctrica y así poder vender electricidad. Para que los patrocinadores privados lo hagan, se necesita estructurar los financiamientos considerando los riesgos inherentes del proyecto y evitar la concentración desventajosa en un sólo inversionista. Esto significa que en los financiamientos en donde se reconocen los todos los riesgos, los diferentes participantes necesitan repartirse la carga de la inversión total (el constructor de la planta, el banco otorgante, el inversionista, etc.).

Por lo tanto, para un desarrollo sano de esta modalidad en la región es importante que cada participante desarrolle su parte fundado en confianza emanada de leyes y reglas claras del país en donde va a trabajar, de lo contrario dificulta el cierre financiero en forma oportuna. Dicho de otra forma, que cada participante sepa que sea satisfecho en sus justas aspiraciones mientras esté operando normalmente su empresa de generación⁵⁴.

⁵⁴ Esto significa que el gobierno apoye decididamente para que se pueda estructurar el paquete financiero considerando todos los riesgos del proyecto

En segundo lugar, la enorme inversión primaria resultará en un tiempo prolongado de amortización. En términos generales, la industria eléctrica es objeto de inversión estable y de largo plazo. Es importante que el contrato de venta de energía eléctrica a largo plazo esté estructurado de tal forma que muestre un retorno estable.

En el caso específico de mecanismo de venta al mayoreo en el mercado spot de energía eléctrica adoptado en Argentina, no parece el más adecuado para seguir fomentando la participación privada en la industria eléctrica en la región, ya que carece de seguridad de retorno estable para los inversionistas. Asimismo, en el caso de desintegración vertical de una empresa, es necesario planear nuevos proyectos de tal forma que las empresas privadas tengan libre acceso a la red.

En los países en que se desarrollaron con generación hidroeléctrica, se observa la tendencia de mantener políticas tarifarias a un bajo nivel con diversos mecanismos como el de considerar períodos largos de amortización. Cuando las empresas privadas intentan introducirse en estos países, normalmente está fuera de competencia al comparar los costos de una planta termoeléctrica nueva con los costos las instalaciones existentes. En tal circunstancia se tiene que dar respuesta mediante el establecimiento de algunos incentivos para plantas (generalmente térmicas convencionales o de ciclo combinado) o garantizar el pago mínimo en el contrato de venta de energía eléctrica.

Ruster (1996) establece que para hacer posible la participación de productores independientes, ha sido necesario hacer esfuerzos en establecer bases firmes para facilitar el apoyo de las instituciones financieras internacionales, de tal forma que el país anfitrión ha tenido que aceptar mayores riesgos, aunque su precio sea ser más dependiente del exterior.

Muchos países latinoamericanos contemplan la posibilidad de implantar proyectos de producción independiente, a través de licitaciones. Sin embargo, es muy discutible su presencia en sistemas eléctricos pequeños porque desde el punto de vista del despacho, uno o dos PIE's pueden llegar a ejercer cierta posición de dominio, afectando la economía y la seguridad de la operación del sistema.

El balance de riesgos que asume tanto la empresa pública como el generador externo, ha sido el tema más controvertido de cualquier negociación. Cuando se utilizan esquemas del tipo Take-or-Pay, de largo plazo (veinte años o más), el aporte de los productores independientes ha sido importante, pero su inserción puede desbalancear a las empresas eléctricas

nacionales si no existen lineamientos referentes al tamaño, tipo y máxima participación privada para que el incremento de capacidad no sea significativo con relación a la totalidad de la capacidad instalada (esto se presenta claramente en Centroamérica).

Sumario y conclusiones parciales

Los productores independientes de energía se definen como empresas de inversión propia que generan electricidad para la venta en bloque a una compañía eléctrica, a clientes industriales o a otros usuarios bajo condiciones específicas.

A diferencia de otros mecanismos de financiamiento (donde los operadores privados construyen una central generadora, venden energía a un precio acordado y transfieren el proyecto a la empresa a un precio nominal una vez que la deuda ha sido reembolsada), en el esquema de producción independiente no se tiene ninguna transferencia de propiedad y se establecen contratos de largo plazo con una empresa eléctrica que generalmente es un comprador único.

El periodo actual es favorable para la participación privada. Es un momento en que las estructuras organizacionales del sector son seriamente revisadas a causa de los problemas de financiamiento y tienden a la privatización radical. El desarrollo de la producción independiente es una opción intermedia. Constituye una mediación entre la opción de privatizar y la opción de propiedad pública, entre la opción centralizada y la opción de concurrencia atomizada.

La producción independiente surge en Estados Unidos a finales de los años setenta como respuesta de los intentos de promover la conservación de la energía eléctrica ante el clima inestable de los energéticos en el Mundo. Con la ley PURPA se crearon una nueva clase de generadores (non-utilities) los cuales han tenido desde entonces un desarrollo muy considerable a través de sus diversas modalidades fomentadas por la aprobación de leyes que tienden a una reestructuración del modelo tradicional de la industria eléctrica norteamericana.

La producción externa de energía representa una alternativa de respuesta para impulsar la necesidad de agregar capacidad a cualquier industria eléctrica. La experiencia dicta que si

los proyectos se instrumentan correctamente, pueden ser una opción atractiva para financiar inversiones futuras en infraestructura.

En aquellos países donde se ha desarrollado exitosamente este esquema han presentado los siguientes aspectos: transparencia, previsibilidad, reducción de riesgo (eliminación de incertidumbres y otros factores que pueden aumentar los costos innecesariamente), así como el estímulo de la competencia. Por su parte, las barreras para la introducción de la producción independiente son: la inexistencia de un marco legal adecuado, falta de garantías gubernamentales, condiciones de conexión no reguladas, precios incorrectos por concepto de energía, precios elevados de combustibles, condiciones restrictivas para el acceso de terceros a la red, tarifas sin remuneración por la capacidad puesta a disposición, dificultades para la obtención de licencias, subsidios a algunos combustibles, repartición inadecuada de riesgos, sobrecapacidad y exigencias estrictas de desempeño.

La introducción de la participación privada en infraestructura parece incrementar los costos de transacción de proyectos en desarrollo, aunque esta diferencia de costo puede ser más aparente que real. La iniciativa privada puede traer a la luz pública los costos estatales ocultos. Los costos de transacción parecen tener más que ver con las características del ambiente político que con las características del proyecto. Probablemente, tenderán a bajar con el tiempo y declinarán más donde los gobiernos adopten mejores políticas y la refuercen con conductas de regulación transparentes.

La producción independiente no es la respuesta a todas las dificultades del sector eléctrico. Es complementaria a otras respuestas. De hecho, si contribuyera de manera significativa, dejaría de ser independiente y limitado por la *despachabilidad*, éste sería un modo normal de producción bajo una competencia total. La difusión de la producción independiente en algunos países no es un fin en sí, más bien es un medio para liberalizar a la industria eléctrica.

En Europa se han estructurado este tipo de proyectos sanamente y los riesgos del proyecto han sido responsabilidad del sector privado. Por el contrario, en los países asiáticos y latinoamericanos, normalmente los gobiernos han tenido que tomar mayores riesgos a cambio de que el costo de adquisición de energía se difiera en el largo plazo, permitiéndoles en la actualidad asignar sus recursos a otras áreas de prioridad social.

En países en vías de desarrollo, las compañías eléctricas públicas indirectamente han mejorado su desempeño ante el ingreso del sector privado. Sin embargo, los contratos de

ventas de energía que son básicos para asegurar funcionamiento eficaz del PIE se contraponen con el despacho económico de centrales, ocasionado por algunos contratos como los Take-or-Pay, que no se sujetan a un verdadero orden de mérito para lograr la producción de menor costo entre los generadores. Esto ha demostrado que el establecimiento de contratos de energía no tiene como consecuencia necesaria un aumento de la eficiencia global del sector.

Las experiencias con los proyectos de producción independiente que se han implementado en los países en vías de desarrollo muestran que la iniciativa privada tiene un mejor desempeño en la realización de proyectos, una mayor disponibilidad de sus plantas y mayor eficiencia en la generación en comparación al sector público. Esto se debe a que ha tenido un mayor acceso a los mercados de capital, a que posee una mejor administración y porque aplica la tecnología de generación más reciente. No obstante las diferencias, han demostrado que funcionan dentro de sectores que presentan una organización verticalmente integrada.



CAPÍTULO III

EVOLUCIÓN Y REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO



Los capítulos previos expusieron como las reformas a los sectores eléctricos se están dando de forma progresiva y con diferentes variantes. En un mundo donde impera la globalización, México no ha escapado de la ola de reestructuraciones y ha modificado la configuración tradicional de su industria¹.

Este capítulo describe el desarrollo del sector eléctrico nacional y los efectos de la reforma de 1992. Las preguntas fundamentales que se plantean son: ¿Cuáles fueron los factores que condujeron al gobierno a instrumentar la reforma de 1992?, ¿Para su lograr su consolidación, qué estructuras necesitaron modificarse? y ¿La reforma ha tenido el éxito que se esperaba?

Para responder a tales planteamientos, el capítulo inicia con una breve reseña histórica del desarrollo de la industria eléctrica mexicana. Posteriormente se expone los diversos motivos que dieron origen a la reforma de 1992. A continuación se abordan las diversas acciones instrumentadas que reestructuraron al del sector. Para completar el estudio, el capítulo finaliza con la exposición de resultados de esta reforma y presenta la situación actual del sistema eléctrico nacional.

III.1 BREVE DESCRIPCIÓN DE LA EVOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA NACIONAL

III.1.1 Orígenes del sector eléctrico mexicano

Históricamente, la industria eléctrica ha sido factor fundamental para el desarrollo económico de México. El abasto suficiente y oportuno de electricidad es el soporte básico de la planta productiva del país. Desde hace más de un siglo el sector eléctrico ha respondido a las exigencias de crecimiento de la economía mexicana en condiciones de estabilidad y calidad. Bueno (1994) expone que esta industria inició su desarrollo a fines del siglo XIX con el empleo de la electricidad en procesos industriales con la participación de capitales privados, principalmente trasnacionales².

¹ En nuestro país, los cambios en los planes de desarrollo y las nuevas políticas de inversión han impulsado el planteamiento de formas alternativas para el manejo del sistema económico. A través de una orientación de apertura hacia el mercado, se ha pretendido reducir las tareas realizadas por el Estado y obtener fondos para las arcas fiscales, otorgándole el control de algunas porciones de la economía al libre comercio.

² En el año de 1879 se instaló la primera planta termoeléctrica consistente de un sencillo generador en una fábrica de textiles denominada "La Americana" en la ciudad de León, poco después, la energía eléctrica se utilizó para desagües.

En 1881 la compañía Mexicana de Gas y Luz Eléctrica se hace cargo del alumbrado público en la Ciudad de México, marcando con ello el principio del alumbrado eléctrico en el país (LFC, 1998). Una década después, aprovechando la caída de agua de un río, se construye la primera planta hidroeléctrica en Batopilas, Chih.

A principios de siglo, en varios estados de la República operaban plantas hidráulicas destinadas a satisfacer principalmente las necesidades del sector productivo regional, destinándose la energía excedente a servicios urbanos.

A través de una concesión del gobierno, en 1903 se promovió el primer proyecto importante para generar energía eléctrica a través de las caídas de los ríos de Tenango, Necaxa y Xaltepuxtla, originando con ello a la empresa canadiense Mexican Light & Power Company Limited, la cual posteriormente cambiaría su denominación a la de Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz.

En 1905 esta empresa absorbió a otras que operaban en su zona de influencia y puso en operación la planta de Necaxa con seis unidades y una capacidad instalada de 31.5 MW³. De esta manera, se colocaba en el centro del país como una firma dominante de capital extranjero. Un año después esta empresa vuelve a crecer al obtener nuevas concesiones del gobierno y extiende su mercado hacia los estados de Puebla, Hidalgo, México y Michoacán.

De una manera muy notable creció el uso de la energía eléctrica en México y tal fue el auge que para 1920 operaban cerca de 200 compañías de inversión extranjera en todo el país, que contaron con absoluta libertad para desarrollar sus actividades e integrar poderosos consorcios (Conexión, 1997a). Principalmente tres firmas internacionales acaparaban la industria eléctrica: la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz y sus subsidiarias, que controlaban el 47% del servicio público; la American and Foreign Power Company, que representaba el 33% y la Guadalajara Tramway Light and Power Company, que, en asociación con otras empresas, atendía el otro 20%.

Sin embargo, la falta de eficiencia y calidad de dichas empresas dieron motivo a un sin número de anomalías⁴ que originaron un clima de descontento entre los consumidores

³ El 6 de diciembre a las 15:00 horas se transmite, por primera ocasión y hasta la fecha, electricidad de Necaxa a la Ciudad de México, lo que significa que la planta ha operado cerca de 100 años, lo que el personal de LFC considera todo un récord mundial.

⁴ Las principales anomalías eran, además del abandono de las áreas rurales, los fuertes incrementos en los cobros de las tarifas, la aplicación de multas, las fallas en el suministro y la escasez del servicio.

afectando con ello el proceso de la producción industrial y agrícola. Aunado a lo anterior, amplias zonas de la provincia carecían totalmente de energía eléctrica.

En los años treinta el país empezó a estabilizarse y se tenía un acelerado incremento poblacional. Con más de veinte millones de habitantes se requería una mayor oferta de electricidad, lo que obligó a la Mexican Light and Power Co. a elevar su capacidad instalada y a modernizar sus plantas.

De la misma manera que la industria petrolera, la energía eléctrica estaba no era manejada por empresarios mexicanos y se usaba básicamente con un sentido empresarial, enfocado a la producción en las minas y la industria en general. Bastarrachea y Aguilar (1994) explican como los capitales dedicados a la generación y distribución de electricidad eran fundamentalmente de origen estadounidense, anglocanadiense, francés y alemán.

La carencia de eficiencia fue el rasgo distintivo de todas las compañías y no cubría los requerimientos del servicio en las zonas rurales, en donde se concentraba la mayor parte de la población, debido al alto costo que implicaban las obras de infraestructura. Esto les resultaba poco redituable, ya que el ingreso recibido por las ventas de energía era menor. Esta situación de carácter económico condujo a los permisionarios a concentrar su atención en los grandes centros de consumo.

Ante este panorama, el gobierno comenzó a instrumentar una serie de medidas para corregir dicha problemática. Después de un largo proceso de rescate por parte de las autoridades, los esfuerzos se vieron reflejados mediante la propuesta del establecimiento de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

III.1.2 Surgimiento y desarrollo de la CFE

El primer antecedente de la CFE data de diciembre de 1933, cuando el entonces presidente Abelardo L. Rodríguez, envió al Congreso de la Unión, la iniciativa para la creación de la CFE (Castro, 1994).

Pero fue hasta el 14 de agosto de 1937, cuando el Poder Ejecutivo Federal, encabezado por Lázaro Cárdenas del Río, decretó la fundación de la Comisión Federal de Electricidad, con el objeto de organizar un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica para el beneficio del país en general.

Esta empresa nació con el objetivo de generar energía para abastecer a un mercado en crecimiento, satisfacer la demanda de los consumidores de bajos ingresos, planear e integrar el servicio eléctrico en México y preparar un esquema que le diera a la nación el control sobre sus recursos energéticos (CFE, 1997b).

La CFE nació en un ambiente en donde se institucionalizó la Revolución. Eran los tiempos de un marcado nacionalismo cuyo precepto era el de fortalecer la soberanía del país con justicia social⁵.

La Comisión Federal de Electricidad tuvo a su cargo una misión que se resume en tres puntos fundamentales (CFE, 1997a):

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

Cuando la historia de la CFE empezó a escribirse, inició con una absoluta carencia de recursos tanto humanos como económicos. Sin embargo, al paso de poco tiempo se logró obtener una vinculación entre el suministro y los objetivos sociales del país.

La institución empezó a crecer y a electrificar al país prácticamente desde su origen. En 1938, la CFE inició la construcción su primer proyecto de gran envergadura, Ixtapantongo. Para ese año, la empresa ya tenía una capacidad de 64 KW, y para 1942 llegaba a 837 KW.

En 1946 la CFE tenía una capacidad instalada de 45.5 MW y con alentadoras perspectivas de expansión. Simultáneamente, las empresas privadas dejaron de invertir y la empresa pública se vio obligada a generar más energía.

La empresa quedó constituida como un organismo descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propios a principios de 1949, lo que le permitió actuar en áreas como la organización, planeación, ejecución de obras y adquisición de equipos para atender la demanda de electrificación.

⁵ Entre los actos trascendentales que revistieron al gobierno de ese sexenio figuran, además del nacimiento de la industria eléctrica nacional, la expropiación petrolera de 1938.

Los programas de electrificación que efectuó la CFE de 1945 a 1950 dieron paso al paulatino desplazamiento de las empresas privadas. Monteforte (1991) expone como con el tiempo, se logró asegurar la integración de esta industria en beneficio de la colectividad y sin propósitos de lucro. Para 1950, la CFE tenía una capacidad instalada de 167.1 MW, que representaba el 13% del total del país.

Desde 1952, la CFE se ha dado la tarea de electrificar al país (Conexión, 1997b). Su prioridad consistió en llevar el servicio a las grandes capas de la población nacional. Particularmente se enfocó a las zonas no urbanas, ya que con las políticas comerciales de la iniciativa privada, no podían acceder al servicio y estaban condenadas a utilizar biomasa con dualidad de usos: cocción de alimentos e iluminación.

Los dueños de las plantas eléctricas particulares canalizaban este insumo estratégico hacia la industria, el comercio y para el alumbrado privado en las zonas privilegiadas de cada entidad federativa del país. Por ello, la Comisión Federal de Electricidad hizo frente a las grandes obras sociales como la instalación de acometidas para uso doméstico de la población rural y en sistemas de bombeo para riego agrícola. Además, ayudó al establecimiento de industrias, se iluminaron escuelas, hospitales y contribuyó al desarrollo de vías generales de comunicación.

Desde su creación, su organización se ha ido conformando para conseguir paulatinamente los siguientes objetivos estratégicos:

- Cubrir la demanda de energía eléctrica y promover el bienestar social
- Desarrollar un sistema eléctrico confiable y seguro
- Consolidar una industria eficaz y productiva
- Asegurar la disponibilidad de recursos humanos calificados y promover su desarrollo profesional y personal
- Proteger el ambiente
- Operar con criterios de rentabilidad económica y financiera
- Crear y proyectar una imagen corporativa de eficiencia y calidad en el suministro del servicio.

Durante la década de los cincuenta, las empresas privadas sufrieron importantes transformaciones, fusiones y reestructuraciones, por lo que el gobierno se vio precisado a adquirir total o parcialmente varias de estas empresas, hasta que a fines de 1960, el presidente propuso la enmienda al párrafo sexto del Artículo 27 de la Constitución

III.1.3 Nacionalización de la industria eléctrica y sus beneficios

En 1960, el control de la industria recaía, por una parte en el sector público, a través de la CFE y sus filiales, con una capacidad instalada de 1,184.4 MW, y por otro en el sector privado a través de las empresas pertenecientes a la American and Foreign Power Company y las de la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, S.A., con capacidad de 922.8 MW en conjunto⁶.

Para lograr la integración de una industria eléctrica se necesitaron acciones de tipo legislativo que facilitaron por una parte, el crecimiento de la CFE y, por otra, un control cada vez mayor del sector público en materia tarifaria.

En este contexto, el gobierno mexicano inicia un proceso de compra de las compañías extranjeras que finaliza el 27 de septiembre de 1960, cuando el entonces presidente Adolfo López Mateos nacionaliza la industria eléctrica, consolidando así el proceso del desarrollo económico de México⁷.

El punto medular de la nacionalización de la industria eléctrica lo constituye la modificación del Artículo 27 de la Constitución, que establece que es una función exclusiva de la nación producir, conducir, transformar, distribuir y suministrar energía eléctrica que sea usada para servicio público. También contempla que no se otorgarán concesiones a entidades privadas y que sólo la nación usará la propiedad y los recursos naturales que sean requeridos para esos fines. Adicionalmente, conforme a los Artículos 25 y 28 de la Constitución, la industria del servicio público de electricidad es considerada como una *área estratégica*, esto es, un sector sobre el cual el sector público tiene exclusividad⁸. También agrega que el gobierno mexicano siempre tendrá la propiedad y control de las entidades públicas creadas que estén relacionadas con dichas áreas.

Arriola (1995) considera que a partir de la nacionalización de la industria eléctrica, la evolución del servicio público de energía eléctrica se caracterizó por el acelerado crecimiento de la

⁶ El servicio público de energía eléctrica se prestaba por empresas estatales y por compañías privadas, aunque estas últimas tenían a su cargo los más amplios sectores de distribución y operaban en grandes áreas como revendedoras del servicio producido por la CFE.

⁷ El presidente apuntó en su mensaje a la nación que "... hemos de velar todos porque la industria eléctrica en México se maneje con la mayor limpieza, para que todos los beneficios sean para el pueblo y sólo para el pueblo. Y todos estaremos atentos y vigilantes para señalar con índice de fuego y para castigar en forma adecuada a quienes faltan a la lealtad que deben a la patria y al pueblo".

⁸ Bajo la Ley de Administración Pública, la CFE es considerado como un organismo descentralizado del gobierno federal para encargarse de la industria de energía eléctrica de forma exclusiva. También, el Artículo 90 de la Constitución estipula que el poder ejecutivo federal, esto es, el presidente, es el encargado de la administración pública federal, que se divide en dos sectores: 1) Descentralizados, por ejemplo CFE y PEMEX; y 2) Centralizados, que son las diferentes dependencias del gobierno federal (Secretarías).

demanda, el desarrollo de la electrificación rural, la unificación de frecuencia, la construcción de grandes centrales generadoras, tanto hidroeléctricas como termoeléctricas, el tendido de extensas redes de transmisión y distribución, así como la interconexión de sistemas aislados para integrar el sistema interconectado nacional.

En ese tiempo era muy importante lograr la independencia de este recurso, fundamental para el proyecto de industrialización y modernización del país. La determinación se tomó cuando la generación y distribución de energía eléctrica dependía de diversas compañías de capital extranjero, que como ya se explicó, surgieron de concesiones otorgadas, con un criterio un tanto anárquico y cuyo funcionamiento no respondía a las expectativas de la nación.

El Estado absorbió estas empresas junto con otras más pequeñas que suministraban energía eléctrica en zonas restringidas del país. De esa manera comenzaron las negociaciones políticas, así como las operaciones financieras internacionales, para apuntalar la nacionalización. Al término de las complejas negociaciones, y después de pagar 650 millones de pesos, se tomaron los activos que representaban 3,375 millones de pesos. Esto significó un descuento del 80% del precio de mercado y en libros.

Al alcanzar el dominio sobre la industria eléctrica, se fortaleció una etapa más del nacionalismo mexicano. Desde ese momento, los esfuerzos del gobierno y de la ciudadanía se canalizaron hacia la recuperación de la toma de decisiones sobre los recursos e industrias estratégicas, hasta entonces controladas por intereses foráneos.

En 1960, en el territorio mexicano vivían 34.9 millones de personas y sólo el 38.6% contaba con electricidad. Diez años después la cifra aumentó y de los 48.2 millones de habitantes, 61,2% tenían acceso al servicio. En el siguiente decenio inició un proceso largo de incorporación de las empresas existentes. De 1962 a 1972 la CFE adquirió 27 empresas regionales. Este proceso concluyó hasta 1991.

Un aspecto fundamental en este proceso de integración fue la unificación de la frecuencia eléctrica en todo el país (60 ciclos por segundo). De 1972 a 1976 se llevó a cabo la adaptación de equipos y aparatos de todos los usuarios.

Fue en los años sesenta cuando se concretaron proyectos eléctricos que hoy son realidades fundamentales de la infraestructura con que cuenta el país. De Buen (1997) explica que en los años setenta comenzaron a operar centrales hidroeléctricas de mayor capacidad, además de

varias plantas termoeléctricas. Es también en esta década cuando empieza la generación de electricidad con base de plantas turbogás y de combustión interna.

En 1980 se tenía el 84% de electrificación en el país gracias al explosivo crecimiento de la CFE y de sus cuantiosas inversiones. A lo largo de los años ochenta sobresalió la puesta en marcha de las hidroeléctricas que requirieron enormes inversiones y un gran despliegue de ingeniería. También se construyen importantes termoeléctricas, así como las primeras carboeléctricas⁹.

En la década de los noventa, se empezaron a construir plantas con nuevos esquemas de financiamiento que permiten diversos tipos de participación de inversión privada. En esa década se construyeron pocas centrales hidroeléctricas pero de gran capacidad. Por parte de las termoeléctricas, se han dado prioridad a las de bajo impacto ambiental y de alta eficiencia económica, como las plantas de ciclo combinado. En este periodo, México ingresó a la lista de países que utilizan electricidad a partir de reactores nucleares, producto de la puesta en operación de las centrales de Laguna Verde.

En la actualidad, el sector eléctrico estatal está conformado por la CFE (empresa integrada verticalmente y que es la responsable de casi la totalidad de la transmisión, buena parte de la generación y de toda la distribución de electricidad exceptuando la región central del país) y por Luz y Fuerza del Centro (LFC) que es la empresa que básicamente distribuye y comercializa la energía eléctrica en el centro de la República¹⁰.

Es importante notar que a pesar de generar sólo el 2% de la energía total en el país, LFC suministra a casi cinco millones de clientes, lo que representa una población atendida superior a 20 millones de habitantes, en una superficie que abarca sólo el 1.04% del territorio nacional.

III.1.4 Crisis financiera del sector, su saneamiento y la necesidad de participación privada

A lo largo de su historia, la CFE ha logrado avances significativos en sus metas desde su creación. Sin embargo, casi siempre ha arrastrado una serie de problemas de índole económico y financiero que ensombrecen su buen prestigio social.

⁹ El uso de la electricidad en México se incrementó más rápido que el crecimiento de la población. De 1980 a 1990, el promedio anual de crecimiento de ventas de electricidad fue de 5.1%.

¹⁰ La organización del mercado en su totalidad está constituido (además de CFE y LFC), por autogeneradores, cogeneradores, pequeños productores, productores independientes, importadores y exportadores.

La política de otorgar subsidios en los precios de los servicios que prestaba el Estado se sostuvo por casi treinta años con el objeto de fomentar el crecimiento del país (Rodríguez, 1998). Las tarifas no se indexaron al crecimiento de la inflación y de los insumos. Como consecuencia, se afectó la condición financiera de las dos empresas estatales.

La insuficiencia de las tarifas impidió que la expansión del sistema eléctrico nacional se apoyara en recursos propios, por lo que la CFE tuvo que recurrir a la banca de desarrollo y a transferencias gubernamentales. Debido a esta dependencia, su situación se volvió muy frágil.

En México, a finales de los años setenta y casi todos los ochenta se presentaron problemas económicos y financieros muy agudos. Los precios internacionales del petróleo cayeron y se obtuvieron menores ingresos por su exportación. Además las tasas de interés subieron considerablemente y se presentó una escasez de fuentes de financiamiento. La crisis del sector es de índole multicausal, principalmente originado por los siguientes factores:

- La carencia, en especial durante la década de los ochenta, de una visión general y unos objetivos de largo plazo en relación con la demanda a suplir, el uso óptimo de los recursos para ese fin y la necesidad de alcanzar la autosuficiencia financiera
- La ejecución de una política tarifaria incapaz de cumplir con el múltiple objetivo de fortalecer financieramente a las empresas, promover la eficiencia económica y mejorar la distribución del ingreso
- El rápido crecimiento de las pérdidas
- El cambio de los términos y condiciones del crédito externo, en particular el suministrado por el Banco Mundial (BM), que a partir de 1976 empezó a ser definido con base en las condiciones del país y no de los proyectos financiados. Esto se tradujo en una reducción de los periodos de amortización y de gracia de los préstamos.

De acuerdo con Bastarrachea y Aguilar (1994), a mediados de los años ochenta, los programas de expansión de la industria obligaron a la intervención gubernamental a través de dos acciones:

1. Se aportaron transferencias patrimoniales para la inversión y pago del servicio de la deuda de la CFE

2. En 1986, la CFE firmó un acuerdo de rehabilitación financiera con el gobierno por 9,366 millones de dólares, el cuál estableció las bases para un saneamiento de las finanzas de la empresa. Los compromisos de la empresa fueron que la inversión se financiaría con 50% de recursos propios, 40% de endeudamiento y el 10% de transferencias gubernamentales. Adicionalmente, se proyectaron incrementos de tarifas para los siguientes tres años de 18.9% en términos reales y se exigieron niveles mínimos de rentabilidad¹¹.

Los resultados que se tuvieron a partir de ese convenio se vieron a partir de 1988 ya que se empezó a recuperar la situación financiera del sector, la inversión anual creció y se tuvo una importante adición en la capacidad instalada.

A finales de la década de los ochenta la crisis económica se agravó y repercutió una escasez de crédito externo y las tasas de interés se dispararon. La necesidad de realizar inversiones sin contar con la contrapartida tarifaria obligó a las empresas estatales a descapitalizarse y se recurrió otra vez al crédito interno. Como consecuencia de esto, y para liberar presiones financieras, se enmendó el convenio de rehabilitación de 1986 para que el Estado asumiera 547 millones de dólares de deuda que tenía CFE.

Las nuevas medidas para reforzar esta nueva estrategia giraron en torno a la disminución paulatina de subsidios y a la aplicación de tarifas horarias a usuarios de media y alta tensión. Antes de 1989 cada proyecto fue financiado vía el presupuesto federal, créditos bilaterales y préstamos de la banca internacional de desarrollo. Sin embargo, para poder satisfacer la creciente demanda, se necesitó reorientar los mecanismos de financiamiento de la inversión¹².

A partir de entonces, los financiamientos provienen de:

- Recursos propios
- Recursos procedentes del exterior
- Agencias multilaterales
- Financiamiento privado
- Mercados internacionales de capital.

¹¹ Para reforzar este convenio, también se impulsaron programas de productividad para los trabajadores, se establecieron cotas de endeudamiento no mayores a la mitad del monto de sus programas de inversión y se modificó la legislación para permitir la autoproducción y la cogeneración.

¹² Esto significó que después de muchos años se permitió la participación privada en el sector eléctrico. Los primeros proyectos fueron tipo BLT.

Las medidas de rehabilitación financiera mantuvieron al sector a flote, pero no atacaron suficientemente la raíz del problema (que son las tarifas), e indirectamente se difirió (BID, 1995). Además, el gobierno observó que la tendencia de inversión apuntaba a la insuficiencia y como las soluciones superficiales no podían aplicarse por más tiempo, las consideraron agotadas. Esto lo orilló a buscar alternativas que fomentaran una mayor participación de la iniciativa privada, razón por la cual fue necesario crear condiciones para tal efecto¹³

III.2. ORIGEN DE LA REFORMA DE 1992

Una vez descrito el desarrollo histórico del sector eléctrico mexicano y su problemática financiera, se pueden identificar las causas endógenas y exógenas que motivaron la reforma de 1992.

III.2.1 Factores internos

Las autoridades gubernamentales reaccionaron ante el riesgo de que la expansión del sector eléctrico se detuviera y que la operación presentara mayores signos de deterioro por la falta de inversión. Se identifican dos factores internos a la industria eléctrica que motivaron dicha reforma y que están íntimamente relacionados.

a) Necesidad de financiamiento para construir nueva capacidad. Freno al endeudamiento

A partir de la nacionalización de la industria eléctrica, su manejo económico no se enfocó, a través de manejo de las políticas comerciales, a crear las condiciones que propiciaran el equilibrio financiero como consecuencia de los ingresos por concepto de la venta de energía. La dependencia de la industria respecto de las importaciones, la política de subsidios y la escasez de recursos propios contribuyeron a que derivara en el desequilibrio en el sector.

Dada la poca liquidez financiera en que se encontraba el sistema financiero internacional a finales de la década de los años setenta, se originaron serios problemas financieros en el

¹³ Desde 1992, la expansión de la generación no solo recae en CFE y LFC, sino que se comparte con los particulares para poder destinar los escasos recursos a otras áreas y a la electrificación rural. Hoy en día, la prioridad de la CFE parece ser construir cada vez menos plantas y extender su servicio de transmisión y distribución.

sector, cuya característica principal serían la dificultad de conseguir préstamos para poder construir nueva infraestructura en la industria.

Hasta ese entonces, se habían utilizado créditos de la banca internacional de desarrollo para financiar los crecientes gastos que originaba el incremento de la demanda. La participación gubernamental en la economía fue necesaria para fomentar el desarrollo industrial, el desarrollo económico y el bienestar social. Pero en esa época, se empezó a presentar una tendencia recesiva y la intervención del Estado en los procesos productivos y distributivos comenzó a cuestionarse ideológica y económicamente.

Además, las altas tasas de inflación afectaron en forma clara las tarifas de energía eléctrica, obligando al sector a aumentar el nivel de captación de recursos externos, con el consecuente proceso de endeudamiento¹⁴.

Durante la década de los ochenta, la estructura de financiamiento continuó siendo la misma, es decir con recursos externos y con tarifas que recibían un reajuste inferior a los niveles de inflación. La aceleración del proceso inflacionario a partir de 1983 produjo una desvalorización la moneda en el mismo año, lo que ayudó a que aumentara la inestabilidad económica del sector.

En el contexto internacional, los organismos financieros internacionales empezaron a negar la entrega de nuevos préstamos bajo los mismos términos y aumentaron las exigencias para los países deudores. Por su parte, el volumen de inversiones fue constante y se ejecutaron proyectos intensivos en capital que derivaron en mayores desequilibrios del sector.

A finales de la década de los años ochenta el sector eléctrico se encontraba en una crisis que se puede descomponer en tres factores: crisis del financiamiento, crisis institucional y crisis de potencial desabasto. Estos aspectos estaban estrechamente correlacionadas y bastaba que uno tuviera problemas para que afectara a los otros dos, sin embargo la crisis financiera determinaba la gravedad de la situación en general.

Con las políticas implementadas en 1986 para rehabilitar el sector, se encaminaron las inversiones altamente prioritarias y se definieron las directrices orientadas a la recomposición de las tarifas, a recuperar el nivel de inversiones, a expandir la interconexión de la red nacional

¹⁴ Las tasas de interés en el mercado internacional rebasaron el 20%

para aprovechar el menor costo de inversión y lograr una expansión financiera equilibrada vía el autofinanciamiento y la apertura del capital a las empresas.

Se trató de que las tarifas fueran realistas y competitivas a través de la disminución paulatina de los subsidios (CFE, 1997). Esta estrategia empezó a rendir sus frutos, pero como ya se dijo, la agudización de la situación económica, la permanente devaluación del peso y el repunte de las tasas de interés, minimizaron los esfuerzos de 1986 para mejorar el sector. El plan de las tarifas se alteró por la decisión de seguirlas utilizando como instrumento de política y estabilidad macroeconómica.

A finales de la década de los ochenta, la situación que enfrentaba el sector eléctrico mexicano presentaba los siguientes síntomas:

- Incrementos en las aportaciones de recursos gubernamentales exógenos al sector
- Estancamiento de las tarifas que provocaron un aumento sostenido de las pérdidas y se degradó su eficiencia global
- Agotamiento de los recursos externos
- Permanecía la imposibilidad de participación privada en el financiamiento sectorial
- La desfavorable paridad del peso respecto al dólar influyó para que se incrementara la deuda del sector.

El sector eléctrico presentaba una serie de problemas en el ámbito de organización, operación, política tarifaria, financiamiento y tenía la necesidad de expandirlo. Históricamente, el gobierno efectuó una serie de inversiones con el fin de expandir el sistema, pero sin el compromiso de obtener beneficios a cambio (hasta el momento en que ya no se pudo sostener la crisis) y esto se extendió a cada rama del sector eléctrico. La falta de inversión se vio como un problema grave, dada la necesidad que existía de satisfacer la demanda del sector que cada día aumentaba más, pero al mismo tiempo se quería evitar un mayor endeudamiento público, que en 1992 ascendía a 3,281 millones de dólares (Bastarrachea y Aguilar, 1994)

A principios de los años noventa y ya con una nueva administración federal se empezó a reforzar la conducción del Estado hacia el movimiento de la economía de mercado que enfatiza la integración en los mercados de globalización. Durante ese periodo, la soberanía nacional también fue redefinida. A pesar de que el sistema eléctrico crecía, seguía estando altamente endeudado y aumentaba la amenaza de que la demanda de energía eléctrica

superara a la oferta. Por ello, las autoridades decidieron tomar medidas antes de que la situación operativa y financiera fuera insostenible.

Para corregir estos problemas, el gobierno optó por abrir la generación a la iniciativa privada, mediante el esquema de comprador único, que permite la introducción de manera regulada de otros agentes al mercado en la producción de electricidad. Esto, desconcentró parcialmente la propiedad en generación pero mantuvo un grado de centralización importante y la estructura económica esencialmente monopólica del sector¹⁵.

Uno de los factores principales que se consideraron para posibilitar la incursión privada es que permite al sector eléctrico tener acceso a nuevas fuentes de financiamiento internacional. Se valoraron que los beneficios de la obtención de capital internacional son múltiples y se concluyó que podía:

1. Tener menores costos de endeudamiento
2. Obtener tasas de interés razonables, asociadas a la falta de volatilidad y la confiabilidad de los retornos sobre la inversión
3. Posibilitar una emisión internacional de acciones
4. Abrir el camino para la entrada de nuevos inversionistas¹⁶.

La generación de electricidad a cargo de los inversionistas privados surgió ante la incapacidad financiera del Estado para atender la construcción de nueva capacidad que el sistema demandaba. La solución adoptada abrió un espacio para la inversión privada en la industria y liberó de recursos al Estado para que fueran canalizados a otros rubros dentro del mismo sector.

b) Manejo equivocado de la política de subsidios

La utilización de los precios como un instrumento de control de las presiones inflacionarias fue una política macroeconómica que predominó por mucho tiempo. Las tarifas eléctricas se estancaron por periodos prolongados o se fijaron por debajo del costo real. Se aplicaron cuantiosos subsidios para evitar impactos en la economía de los usuarios, pero a larga se tradujo en un deterioro de la situación financiera de las dos empresas estatales.

¹⁵ La entrada no es libre e irrestricta, sino que se limitó en cantidad y es filtrada mediante una competencia entre los interesados a través de concursos públicos.

¹⁶ La inversión extranjera en el sector fue prevista por las autoridades como una buena señal del desempeño de la economía.

La política de subvenciones se implantó para abatir la pobreza. Tradicionalmente, los subsidios que otorga el gobierno federal a través de las tarifas eléctricas han permitido apoyar a la población menos favorecida¹⁷. No obstante, han beneficiado a quienes realmente no lo necesitan, ya que no respondían a criterios claros de selectividad, objetividad y transparencia.

Socialmente es más eficaz adoptar acciones que tiendan a elevar los ingresos de los sectores menos favorecidos, que intentar subsidiar sus gastos. Sin embargo, en México los subsidios no se focalizan y los retrasos en el ajuste de los precios terminaron beneficiando a los grupos de mayor ingreso (que concentran una buena parte del consumo de las fuentes subsidiadas), por lo que contribuyeron al desfinanciamiento de la CFE y de LFC. En la fijación de las tarifas predominaron más los enfoques macroeconómicos y sociales de las autoridades que los criterios empresariales.

Para que las finanzas de las empresas fueran sanas, se requería que las tarifas se establecieran de manera tal que cubrieran los gastos de explotación y produjeran ingresos netos no inferiores a un cierto porcentaje de la inversión realizada. Pero esto no ocurrió.

Debido a que los principios tarifarios basados en costos económicos no estaban legalmente implementados, las tarifas resultantes históricamente han quedado fuertemente influidas por consideraciones de la política socioeconómica del gobierno¹⁸. Norberg (1995) expone como se siguió enfatizando en la "necesidad" de mantener los subsidios para las tarifas a fin de continuar apoyando a las clases sociales que más lo necesitaban.

Las decisiones tarifarias han respondido mucho al valor y momento del costo político analizado y no a la rentabilidad necesaria para garantizar la remuneración del capital. La consecuencia directa de esas decisiones erráticas fue un progresivo deterioro financiero y operativo de ambas empresas estatales.

En resumen, los costos no eran reflejados en las tarifas que pagaban los consumidores, además, no se discriminó qué parte de este desfase correspondía a altos costos de gestión y cual a insuficiencias tarifarias. La tabla III-1 muestra el comportamiento de los precios de la energía eléctrica en México de 1987 a 1992 por sectores.

¹⁷ La política de subsidios está íntimamente ligada a la política salarial, por lo tanto, si se eliminaran los subsidios se enfrentaría una demanda generalizada de aumento salarial.

¹⁸ Desde mediados de los años ochenta existía una subvención implícita en casi todas las categorías de usuarios. Además existían marcadas diferencias de la tasa de subsidio dentro de la misma categoría de usuario.

Tabla III-1. Precios de la electricidad en México 1987-1992
(centavos de dólar corrientes por kWh)

SECTOR/PRECIO	1987	1988	1989	1990	1991	1992
Comercial	4.63	6.6	8.33	9.18	11.23	13.26
Industrial	2.6	3.54	4.18	4.48	5.27	8.78
Servicios	2.99	4.31	6.75	9.77	11.68	13.24
Residencial	2.72	3.61	3.82	4.63	5.95	6.82
Agrícola	0.51	0.97	0.91	1.12	2.26	3.19
Total	2.67	3.66	4.27	4.84	5.95	6.82

Fuente: CFE (1995a)

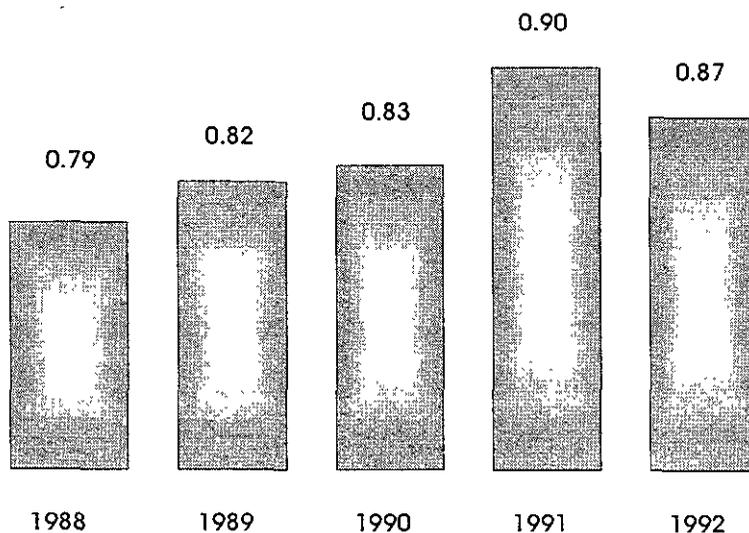
De la tabla puede deducirse que la situación que presentaban las tarifas se sintetizaba en dos problemas básicos: i) Su nivel era bajo con relación a los costos y a los estándares internacionales; y ii) su estructura estaba distorsionada: las distintas categorías y modalidades de consumo presentaban entre sí relaciones que no correspondían con los costos relativos de la prestación del servicio.

A principios de los años noventa, las tarifas eléctricas seguían estando por debajo de los costos reales a pesar del programa de reordenación tarifaria implementado. La consecuencia fue que los subsidios no eran sustentables e impulsaban el uso poco racional de los recursos. Por ello, el gobierno junto con el Banco Mundial, empezó a reestructurar el sistema tarifario para ir eliminando los subsidios al consumo.

El margen de maniobra económica de las finanzas gubernamentales se había agotado y se consideró que el sector no podía seguir operando de la misma forma como lo había hecho en décadas pasadas. Sin embargo, aún en la estrategia de modernización económica se mantiene el papel tradicional de la empresa pública como proveedora de energía. Pero a diferencia de lo que sucedía en el pasado se buscó que en el mediano plazo, las tarifas reflejaran sus costos reales para evitar que la industria eléctrica fuera una carga para las finanzas públicas¹⁹.

Esta tarea no fue fácil, dadas la crisis económicas recurrentes. La figura III-1 muestra como, aún con el constante aumento de tarifas, la Comisión Federal de Electricidad no logró cubrir sus costos. Esto significa que la relación precio/costo no llegó nunca a la unidad.

¹⁹ El criterio de "beneficio social" fue reemplazado por el criterio de rentabilidad económica; en tanto que el papel del Estado como eje director del crecimiento industrial y el proceso económico fue sustituido por la inversión y el mercado.



Fuente: CFE (1995a)

Figura III-1. Relación precio/costo entre 1988 y 1992

Cuando las tarifas empezaron a acercarse a los niveles de costos reales, se presentaron problemas políticos (conflictos sociales, épocas preelectorales) o económicos (devaluación, fuga de capitales, inestabilidad bursátil, etc.), los cuales redujeron sustancialmente el progreso ganado hasta ese momento²⁰.

El gobierno mexicano siempre ha sido muy cauteloso en el manejo de la política de subsidios de la energía eléctrica porque se ha utilizado con distintos objetivos que no necesariamente están relacionados con el sector. Se actuó bajo la consideración de que el impacto sobre las tarifas provocaría importantes desequilibrios de índole macroeconómica, pero su consecuencia fue una descapitalización del sector y contribuyó a impedir que pudiera aportar a la expansión del sistema eléctrico nacional. El círculo vicioso generado por la falta de inversión, los subsidios y el endeudamiento, indirectamente provocó la necesidad de permitir nuevos agentes en el sector.

²⁰ De acuerdo con Norberg (1995), en el sexenio 1988-1994 el incremento de tarifas fue exitoso en los primeros años pero existió una oposición a continuar con los aumentos en los últimos dos años por fines electorales. Al finalizar esa administración, la CFE siguió dependiendo del presupuesto federal

III.2.2 Factores externos

En 1992, México se integró al movimiento mundial de reestructuración de la industria eléctrica buscando nuevas formas de alcanzar una mejor eficiencia y productividad. Los cambios instrumentados son consecuencia, además de los factores internos ya expuestos, de las influencias externas tanto ideológicas como económicas.

a) Influencia de las tendencias mundiales

A partir de la instrumentación de las políticas económicas neoliberales a nivel mundial, se ha fomentado la desintegración y privatización de la industria eléctrica de los países en desarrollo y la apertura a la competencia, basado en las teorías de la economía de mercado para incrementar la eficiencia, disminuir los costos de producción en el suministro de electricidad y facilitar el financiamiento de los proyectos futuros (Banco Mundial, 1994b).

Muchos países desarrollados experimentaron un rápido crecimiento en la demanda de electricidad después de la segunda guerra mundial y fueron capaces de financiar su enorme programa de inversiones necesario para satisfacer su demanda con el gradual mejoramiento en la confiabilidad y disminución en los precios de la electricidad.

En países en desarrollo, la industria de suministro eléctrico estuvo comúnmente bajo control estatal y a través de organizaciones internacionales, especialmente el Banco Mundial, proporcionaron mucho del financiamiento para invertir. El desempeño fue frecuentemente regular, los precios normalmente estaban por abajo del costo marginal de largo plazo, a pesar del crecimiento de la demanda y la inversión fue inadecuadamente financiada al no obtener ganancias. Tales condiciones fueron aceptadas como inevitables para la superación del subdesarrollo por parte de los organismos prestadores.

Esta visión evolutiva de progreso fue cambiada al final de los años ochenta por la consideración de reformas fundamentales, con argumentos de privatización y por una radical forma económica de resolver potencialmente problemas de pobreza²¹.

²¹ Este desafío pudo haber sido provocado por las propuestas privatizadoras en Inglaterra y la desregulación en Estados Unidos, pero el argumento específico para la reestructuración de la industria y los cambios en el sistema regulatorio, usualmente como condiciones previas para la privatización (aunque Noruega muestra que este último paso no se implica lógicamente de los primeros dos) se deriva del debate para la reforma regulatoria y reestructuración en países desarrollados.

La ideología neoliberal ubicó como organizaciones de acción social y carentes de una visión empresarial moderna tanto a la Comisión Federal de Electricidad como a la Compañía de Luz y Fuerza, por lo que pretendió transformarlas en empresas comerciales. Tomando como justificación las enormes necesidades financieras de este sector, los simpatizantes de la reforma vieron necesario que sólo se podía acceder a los mercados internacionales de capital si se tenía una apertura al sector privado, aunque reconocían que éste no estaría dispuesto a entregar recursos a menos que se garanticen tasas de rentabilidad suficientes.

La política económica implementada en el sector pretende utilizar al capital externo como parte de la inversión requerida para retomar el camino del crecimiento, acompañado del aporte de tecnología moderna. Esto significa que las compañías trasnacionales toman los aspectos claves de las nuevas formas de participación en muchos de los sectores productivos del país.

Para la economía mexicana la inversión extranjera tomaba un papel cada vez más importante por la contracción de financiamiento externo, la escasez de crédito y el peso del servicio de la deuda. Gutiérrez (1988) destaca la dificultad que implica para México no comprometer su soberanía, al mismo tiempo que se preocupa por cumplir con sus obligaciones financieras internacionales.

Bajo la presión de la renegociación de la deuda externa, nuestro país realizó profundas transformaciones estructurales que dieron pie a una nueva forma de especialización productiva. Sin embargo, el hecho de que estas transformaciones se realicen desde un enfoque neoliberal ha profundizado los desequilibrios estructurales que alejan la posibilidad del desarrollo económico²².

En general, la apertura y desregulación instrumentada por el gobierno se ampliaron pero no son totales frente al capital extranjero. Se fomentó a los capitales internacionales ofreciendo estímulos de todo tipo (fiscales, financieros y de infraestructura) en las actividades en que no tienen competencia.

Margain (1995) argumenta que el modelo económico aplicado en los 13 años anteriores no reflejó el interés nacional por el desarrollo de México, sino los intereses de una coalición trasnacional cada vez más poderosa que agrupa a gobiernos de países industriales, empresas

²² El costo de pasar hacia una economía abierta de mercado de acuerdo con la estrategia neoliberal ha conducido a un desequilibrio productivo, a un enorme costo social y un incremento en la pobreza.

multinacionales y bancos internacionales, aliados a una pequeña elite extranjerizante de *mexicanos* que apoyaron las políticas neoliberales impuestas a México por el Fondo Monetario Internacional. Este autor concluye que la creciente transnacionalización de los grupos de poder *mexicanos* ha disminuido la unidad nacional y ha modificado los intereses que operan dentro y fuera del país²³.

b) Postura del Banco Mundial y de la banca comercial

Los organismos financieros internacionales de crédito, como el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo han creado lineamientos en aspectos de financiamiento, estructura, propiedad y precios en los sistemas eléctricos.

De acuerdo con las políticas de estas instituciones, las empresas eléctricas deben promover el servicio público que contribuya al desarrollo económico del país para el bienestar de la población con las siguientes características: asegurar la sustentabilidad de los servicios a largo plazo, lograr la eficiencia económica, garantizar calidad, fomentar la accesibilidad de servicio y satisfacer objetivos nacionales.

Estos organismos entienden por reforma al proceso en el que mejora el desempeño del sector. Financieramente implica que el sector cubra sus costos y contribuya a futuras inversiones. Eficiente la oferta de electricidad que se entrega a los usuarios. Según el BM se ha demostrado que es virtualmente imposible mejorar el desempeño sin emprender una reforma y concluye que la ineficiencia del sector está basada en actuaciones de tipo político, tales como la aplicación de subsidios cruzados.

De acuerdo con las políticas del Banco Mundial, los gobiernos, si quieren más préstamos, deben demostrar claramente que están contemplando la introducción de incentivos estructurales que den por resultado un suministro y un consumo más eficiente de energía. El BM ya no financia proyectos de energía si las empresas públicas presentan un desempeño deficiente, o bien, que sus correspondientes gobiernos se muestren renuentes a llevar a cabo reformas estructurales fundamentales que podrían mejorar en grado significativo el modo en que operan (Banco Mundial, 1993b).

²³ La coalición transnacional prevaleció porque el Estado y los sectores que favorecían el proteccionismo perdieron poder relativo como consecuencia de la creciente dependencia financiera, comercial y tecnológica de México, que se puso de manifiesto con una precaria liquidez durante la crisis y el prolongado ajuste de la década de los ochenta.

El BM sólo otorga préstamos en donde se ha demostrado que hay una reforma institucional de la industria, a través de seis principios: 1) regulación transparente; 2) comercialización y corporatización; 3) que se promuevan tecnologías limpias en sus proyectos; 4) que exista inversión privada; 5) que se establezca un sistema de precios de mercado; y 6) que existan planes de administración de la demanda.

La postura de los organismos financieros internacionales es clara e imperativa al establecer las condiciones básicas con las que debe acompañarse una reforma (BID, 1995):

- Separación de las funciones de formulador de la política, de regulador y de empresario (que provoca tarifas insuficientes, restricciones presupuestarias, débiles incentivos a la eficiencia y una mala contabilidad)
- Garantizar la existencia de una estructura que fomente la competencia (separando el monopolio natural de las potenciales actividades competitivas, tendiendo a la desintegración vertical y horizontal)
- Adoptar un régimen regulatorio adecuado (con un clima de inversión y crédito favorable, regulando los precios de los monopolios naturales y reconsiderando los subsidios)
- Llevar a cabo las reformas institucionales apropiadas (creando un régimen reglamentario cuidadosamente diseñado e implementado por un órgano regulador autónomo)
- Crear un adecuado marco legal (con leyes de competencia y antimonopólicas)
- Promover la eficiencia de directivos y de administración de las empresas (su forma más efectiva es a través de la participación del sector privado, no implica necesariamente la venta de activos).

El Banco Mundial estableció que México no podía continuar igual en lo que respecta a la administración del sector de la energía eléctrica (BM, 1993a). Si no se adoptaban nuevos métodos para reestructurar y evaluar la administración del sector sobre la base de principios comerciales, distanciando a las empresas de la interferencia excesiva del gobierno en sus actividades de rutina y adoptando estrategias claras para infundir confianza a las empresas que ingresen en el sector, era improbable que se pudieran efectuar las inversiones que se requerían a futuro en el sector eléctrico.

La justificación del Banco Mundial y de la banca comercial fue que las autoridades mexicanas habían usado al sector para resolver problemas de equidad social²⁴ y argumenta que la

²⁴ Sostiene que para resolver los problemas generales de equidad social hay medios mucho más eficaces que los subsidios para la electricidad.

experiencia ha demostrado que esas políticas constituyen un medio costoso de hacer frente a esos problemas.

Además estableció que la electricidad subvencionada había menoscabado aún más la disciplina presupuestaria de las dos empresas de electricidad y que los grandes déficits resultantes normalmente se han financiado mediante impuestos generales recesivos. La escasez de electricidad que inevitablemente se produciría debido a la imposibilidad de financiar la expansión necesaria para satisfacer la demanda se traduciría en alguna forma de racionamiento de electricidad.

La influencia del Banco Mundial se limitó a una reforma parcial en la industria eléctrica mexicana. Sin embargo, su idea siempre ha consistido en privilegiar una reforma caracterizada por la desintegración de la industria eléctrica y la privatización como elementos básicos para garantizar una mayor eficiencia sectorial y para mejorar las bases estructurales, financieras, administrativas y operativas del sector.

Suárez (1997) afirma que la influencia del Banco Mundial dentro de la industria eléctrica ha representado los intereses de las compañías transnacionales y resalta todo aquello que se relaciona con aspectos relativos a la globalización, la apertura, la liberalización, la competencia y la desregulación. Además cita como esta misma institución exalta las virtudes de la actividad privada y tiene como prioridad privatizar recursos, empresas y todo tipo de actividades públicas. Concluye que es un proyecto que de atenta contra la soberanía nacional y la relativa independencia económica y energética del país.

c) Implicaciones del Tratado de Libre Comercio

A finales de la década los años ochenta, como la renegociación de la deuda había sido insuficiente para resolver la crisis y el superávit en cuenta corriente de México estaba disminuyendo, el gobierno consideró que la alternativa que quedaba para retomar el crecimiento económico era la inversión extranjera directa, 70% de la cual provenía de Estados Unidos.

Así, la administración del presidente Salinas se vio obligada a emprender una política complaciente con Estados Unidos con objeto de promover dicha inversión. Las exportaciones petroleras y los créditos internacionales eran insuficientes para financiar el crecimiento de México, por lo que la inversión extranjera se volvió la única opción para el éxito de la reforma

promovida por el Fondo Monetario Internacional. El acceso seguro al mercado de EUA constituyó la esperanza más viable de México para estimular un auge de inversión. En 1989 había buenas expectativas, reflejadas en una mayor confianza y en una mayor inversión nacional y extranjera, que habían surgido de la negociación de la deuda, de la recuperación de los precios del petróleo y de una expansión de las economías de los países industriales.

En un contexto de constantes castigos ocasionados por variables del exterior, pareció sorprendente de que México deseara una mayor integración a la economía mundial. Sin embargo, debido a la necesidad de divisas por parte de México y su deseo de frenar fugas de capital, aumentar el atractivo del país como sitio para invertir fueron las razones principales del gobierno de México para promover el Tratado de Libre Comercio (TLC).

La industria en general, considerada como el motor de crecimiento económico de México, se ha vuelto cada vez más dependiente de la exportación de multinacionales a Estados Unidos. Por lo tanto, la recuperación y la salud de la economía mexicana cada vez son más dependientes de las exportaciones de tales empresas, así como de las políticas orientadas a asegurar el acceso al mercado de EUA. Las empresas multinacionales han adquirido creciente importancia dentro de las exportaciones totales *mexicanas* y han constituido una importante fuerza determinante en apoyo al TLC.

México pertenece al TLC desde el 1 de enero de 1994. Aunque el petróleo y la electricidad no figuraron explícitamente en las discusiones que llevaron a su firma, se estimaba que los efectos económicos resultarían en una mayor industrialización y desarrollo, con el consecuente efecto en el consumo de energía. Sin embargo, a raíz de la devaluación sufrida a finales de 1994 esa tendencia se ha presentado pero con lentitud.

Originalmente México se opuso categóricamente a que en el TLC se implicaran a Pemex y a la CFE por ser sectores estratégicos. Sin embargo, al paso de las negociaciones, el gobierno terminó cediendo las presiones y la enmienda al marco legal en materia de electricidad fue un ejemplo de la disposición mexicana para cerrar el Tratado²⁵.

México ingresó a las negociaciones del TLC bajo una postura débil motivada por una creciente dependencia financiera y comercial frente a Estados Unidos, por la transnacionalización de los

²⁵ No se reconocieron las limitaciones constitucionales que en esta materia tiene México y tampoco se aceptó que la energía se considerara como sector estratégico y de seguridad nacional. Nuestro país propuso evitar la aplicación de medidas regulatorias a una de las partes a menos que se apliquen sin distinción. Además sugirió impedir el trato discriminatorio en las relaciones comerciales y el cumplimiento de los contratos.

grupos mencionados, por el creciente poder de las corporaciones internacionales dentro de México y por un entorno internacional desfavorable. Los grupos poderosos que esperaban beneficiarse (incluyendo grandes corporaciones multinacionales y mexicanas), apoyaron decididamente el TLC, mientras que los grupos carentes de poder compuestos por gente desempleada, campesinos, pequeños empresarios y trabajadores de ambos países, quienes temían salir perjudicados, no pudieron oponerse a la formación del bloque comercial.

La política económica está determinada por los intereses y el poder. México obtuvo condiciones desiguales y la reforma al sector eléctrico es una muestra de las concesiones que México tuvo que otorgar unilateralmente antes de las negociaciones fuertes del TLC, aunada a las concesiones también unilaterales sobre el comercio e inversiones extranjeras bajo las condiciones del Fondo Monetario Internacional y del Banco Mundial. A cambio, México no pudo incluir en las negociaciones del TLC el tema del movimiento libre de trabajadores, cambió varias leyes para adecuarlas a las exigencias y necesidades de Estados Unidos, siguió otorgando concesiones unilaterales aún después de la firma del TLC y ha presentado un notable deterioro en sus pérdidas comerciales bilaterales y de cuenta corriente.

Las negociaciones del TLC han sido juzgadas como asimétricas, desventajosas e injustas, reflejo del bajo poder de negociación y de la dependencia de México, o bien una ausencia de conocimientos y habilidad de los negociadores mexicanos²⁶. Consecuentemente, la desigualdad de las negociaciones llegó al grado que la mayoría de los requisitos presentados por EUA fueron cumplidos por México, unilateralmente, mucho antes o durante las negociaciones, pero ciertamente antes de la firma del TLC. Así pues, México estuvo obligado a cumplir con el TLC mucho antes de que éste fuera concretado, lo cual ha costado al país pérdidas de divisas en cuenta corriente sin precedente.

Cardero (1996) sostiene que las perspectivas de que el TLC se convierta en un motor de desarrollo para México son escasas y limitadas debido a que las políticas de ajuste han debilitado su economía y su infraestructura. Los pagos de la deuda al exterior son muy elevados y absorben una parte importante del ingreso nacional, incluyendo los ingresos fiscales. Esto condujo a que la inversión en los sectores industriales y tecnológicos disminuyera, reduciendo su productividad y su potencial exportador, dejando a las corporaciones multinacionales que se conviertan en los principales exportadores *mexicanos*.

²⁶ Aún después de que las negociaciones concluyeron y los presidentes de ambos países firmaron el TLC, Estados Unidos impuso negociaciones en "acuerdos paralelos", los cuales implicaron concesiones mexicanas adicionales.

III.3 ANÁLISIS DE LA REFORMA DE 1992

La principal consecuencia de la reforma es que abrió el espacio a la inversión privada para que pudiera generar electricidad. Sin embargo, la reestructuración de 1992 no debe ubicarse sólo como una modificación al marco legal del sector, sino más bien como toda una estrategia que además contempló una reforma regulatoria, institucional y empresarial.

III.3.1 Reforma legal y nuevas modalidades de participación permitidas

La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), que establecía que todas las fases de la industria eléctrica mexicana (con excepción de la cogeneración industrial limitada) estaban reservados para la CFE, fue reformado por el Congreso, el 24 de diciembre de 1992.

Para sortear las limitaciones derivadas de la Constitución, el Ejecutivo Federal propuso los cambios a la LSPEE, en torno al concepto de servicio público. Esto significa que las nuevas modalidades no son consideradas como servicio público para no contradecir el Artículo 27 de la Carta Magna, que impone los límites de las áreas estratégicas en las que el Estado puede operar y en donde no es posible la participación de los particulares.

De acuerdo a Vélez (1994), esta enmienda fue adoptada en anticipación al Tratado de Libre Comercio (TLC) que permite, inversión privada, incluyendo en algunos casos la extranjera, en el sector²⁷. El principal objetivo que se persiguió era atraer la mayor cantidad de inversiones para generar electricidad dentro de un ambiente de certidumbre ofreciendo mejores precios, compatibles con la calidad del servicio y con los costos de mantener y expandir la actividad.

La LSPEE que contiene 46 artículos divididos en nueve capítulos y su reglamento que consta de 172 artículos repartidos en doce capítulos, con sus respectivos transitorios, crearon el marco apropiado para la participación de inversionistas privados en el proceso de generación de energía eléctrica²⁸. Las modalidades aprobadas que fueron explícitamente definidas para que los agentes interesados en participar no incurrieran en faltas a la nueva Ley son:

²⁷ El cambio legal de 1992 en la industria eléctrica mexicana debe ubicarse junto con los requerimientos de la nueva ley de inversión extranjera en México además de las estipulaciones especiales del TLC.

²⁸ El modelo de organización industrial derivado de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica preserva la integración vertical de la CFE que mantiene la atribución de la poder seguir generando, la exclusividad en la transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica a los usuarios. Por su parte, el ámbito de acción de TLC no cambia con la aplicación de esta Ley

Autoabastecimiento: Un grupo de individuos o corporaciones, pueden ser dueñas de una planta eléctrica para satisfacer sus necesidades propias de cada miembro, pero no pueden suministrar a terceras partes. Sin embargo, se puede autorizar un cambio en la composición del número de miembros del grupo a través de la asignación de derechos. También, se puede autorizar un incremento en el número de miembros a través de los planes de expansión del grupo, el cual debe estar incluido en el proyecto original aprobado. Adicionalmente, el grupo puede poner a la venta a la CFE alguna producción excedente.

Cogeneración: Por definición, una instalación de cogeneración genera electricidad: 1) usando vapor u otro tipo de fuente secundaria de energía térmica, o ambas, asociadas con el proceso industrial; 2) directamente o indirectamente usando energía térmica que está asociada pero no utilizada en un proceso industrial; 3) directa o indirectamente usando combustible producidos en asociación con un proceso industrial.

La energía eléctrica producida debe destinarse a satisfacer las necesidades establecidas asociadas con la cogeneración. Debe incrementar las eficiencias energética y económica del proceso industrial completo y la eficiencia de la instalación de la cogeneración debe ser mayor que la de plantas industriales convencionales. Además, el permisionario puede, pero no necesariamente tiene, que ser el operador del proceso industrial que suministra la energía para cogenerar. Como en el autoabastecimiento, los excedentes de electricidad pueden ponerse a la venta a la CFE. Sin embargo, se debe obtener un permiso para exportar electricidad a través de cogeneración.

Pequeña Producción: Sólo los ciudadanos mexicanos o corporaciones organizadas bajo las leyes mexicanas y residentes en México pueden ser sujetos de este tipo de permiso. Toda la electricidad generada por pequeña producción puede destinarse para su venta a la CFE o para exportación. La capacidad total del proyecto, dentro de una área geográfica determinada por la autoridad, no debe exceder los 30 MW. Sin embargo, como alternativa, una instalación de pequeña producción puede suministrar toda la energía eléctrica que genera a pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan de este servicio, cuya capacidad total del proyecto no exceda de 1 MW.

Producción Independiente: Es la generación de electricidad mediante una planta con una capacidad que exceda a los 30 MW y para venta exclusiva a la CFE o para exportación. Sólo los ciudadanos mexicanos o corporaciones organizadas bajo las leyes mexicanas y residentes en México podrán ser sujetos a este tipo de permisos por parte de la autoridad. Un proyecto de

producción independiente debe estar previamente incluido en la planeación y programas de la CFE o debe ser equivalente a algún proyecto.

Exportación. Las firmas privadas pueden obtener un permiso de la autoridad para exportar electricidad generada por la cogeneración, por pequeña producción o por producción independiente. Cuando se solicita un permiso para generar para exportar, la firma debe someter un documento o carta de intención en la cual se registra el contrato de las compras de electricidad que serán producidas.

También se autoriza la *importación* de electricidad por individuos o corporaciones para usos propios. Los permisos establecen las condiciones y periodos bajo los cuales operarán. La energía que sea importada debe estar sujeta a las tarifas de importación que están establecidas bajo la legislación aplicable²⁹.

La LSPEE modificada permite que la autoridad competente pueda otorgar los permisos respectivos. Con la excepción de los de producción independiente (que están limitados a 30 años, pero pueden ser renovados), los permisos son de duración indefinida. La Secretaría de Energía y la CFE son requeridas en considerar las compras de los generadores del sector privado en su planeación a largo plazo y en sus decisiones para construir nueva capacidad para el servicio público de electricidad.

El nuevo marco legal lo complementan el Reglamento de esta Ley y el Manual de Servicios al Público, que fueron expedidos en 1993 y por la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, emitida en octubre de 1995. Kessel (1994) considera que el cambio en el marco legal implicó un reconocimiento de la necesidad de sumar el esfuerzo privado al sector para ampliar la oferta eléctrica. Además, afirma que se han establecido nuevas normas que tienden a reglamentar más eficientemente las actividades del sector eléctrico parastatal. Concluye que en ese mismo sentido, se ha establecido la regulación de las relaciones entre el Estado y los particulares.

Alvarez (1994) afirma que la LSPEE establece un marco jurídico apropiado para la participación de inversionistas privados en la generación de energía eléctrica. Esto permite liberar recursos económicos del gobierno federal que pueden destinarse a obras de desarrollo social.

²⁹ Adicionalmente, para uso de emergencias se otorgan permisos para autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, producción independiente, exportación o importación como compensación al servicio público durante el tiempo de falla resultante de una causa de fuerza mayor

Sin embargo, Suárez (1997) ofrece una versión distinta e interpreta a esta enmienda como un ajuste neoliberal a la Constitución. Argumenta que el sector es una área estratégica del Estado y su meta principal es el beneficio social, lo que se contrapone al objetivo del sector privado que es la obtención de ganancias.

III.3.2 Reforma regulatoria

Como la actividad de infraestructura concedida se compartió entre diversos agentes, fue necesario crear las condiciones que garantizaran que los servicios fueran adecuadamente prestados y que el concesionario trabajara con resultados económicos que remuneraran sus inversiones de forma tal, que representaran un incentivo para mantener la prestación del servicio. La regulación se introdujo para que sirviera como instrumento de control de precios, costos, inversión y calidad del servicio. Se incluyeron los objetivos macroeconómicos del país, con objeto de evitar el conflicto de interés que pudiera incidir negativamente sobre la competitividad de las empresas reguladas.

La regulación se diseñó con base en experiencias internacionales con el propósito de atraer nuevos inversionistas al sector y promover que operen con eficiencia en condiciones de rentabilidad razonables. La principal meta de la reforma regulatoria fue proteger los intereses de los consumidores tanto en el corto como en el largo plazos³⁰. En el corto plazo, los consumidores requieren que se establezca estándares de calidad de los servicios. En el largo plazo, los consumidores necesitan confiabilidad en el suministro, es decir, contar con una suficiente oferta de electricidad, a precios y calidad adecuados, por lo que se requería supervisar permanentemente la adecuada aplicación del marco regulatorio.

Para Rodríguez (1997), la reforma regulatoria tiene tres componentes básicas: las actividades reguladas³¹, la reforma tarifaria y la normatividad ambiental.

Bastarrachea y Aguilar (1994) establecen que las tarifas eléctricas y de combustibles en México han estado muy por debajo de los costos reales. El gobierno federal, por medio de sus empresas estatales, ha subsidiado el uso de electricidad durante décadas, con el argumento

³⁰ El sistema de regulación se pensó para que:

- Posibilitara a la compañía a elevar el financiamiento para inversión a un costo aceptable
- Proporcionara incentivos para la eficiencia en la operación, establecimiento de precios (y por lo tanto uso), inversión (en la elección del tipo, localización, tamaño y costos) e innovación.

³¹ Estas contemplan: 1) el suministro y venta de electricidad a los usuarios, 2) la generación, importación y exportación que realizan los particulares, 3) la adquisición de energía eléctrica que se destina al servicio público, y 4) los servicios de conducción, transformación y entrega entre la CFE y LFC, y entre éstas y los permisionarios.

que son necesarios a la población. A principios de los ochenta, sin embargo, era evidente que estos subsidios no eran sustentables e impulsaban el uso poco racional de los recursos. Así que a finales esa década, el gobierno junto con el Banco Mundial, empezó a reestructurar el sistema tarifario para ir eliminando los subsidios al consumo³².

Desde 1990 se dio la reforma tarifaria en concordancia al cumplimiento del acuerdo de rehabilitación financiera de la CFE que la obliga a financiarse con recursos propios, por lo menos el 40% de su programa de inversiones. Con esta reforma, el gobierno pretendió que la política de precios y tarifas incorporara consideraciones de carácter económico, financiero y productivo-social. A raíz de esto, se aumentaron gradualmente las tarifas con el objeto de llevarlas a estándares de precios internacionales.

Nuevamente bajo el apoyo del Banco, el sector incrementó las tarifas eléctricas entre 1991 y 1992. En términos reales, las tarifas residenciales subieron 50 por ciento, mientras las tarifas industriales se quedaron constantes, dando como resultado un incremento promedio de 23.4% entre 1989 y 1992. Sin embargo, como consecuencia de las políticas de la Secretaría de Hacienda (en preparación al incremento de la competencia con Estados Unidos como resultado del Tratado de Libre Comercio en 1994 y las elecciones presidenciales del mismo año), las tarifas para industrias grandes fueron reducidas en un 20% entre 1993 y 1994, mientras las tarifas residenciales quedaron iguales.

Rodríguez (1998) concluye la crisis económica de diciembre de 1994 ha dado por resultado la continuación del deterioro de la estructura de tarifas aunque se maneje un sistema nacional de tarifas variadas, por sector y nivel de uso³³. Según la CFE, este sistema es necesario para particularizar necesidades y no perjudicar a los que no tienen los recursos locales para generar su energía.

Además, desde 1992, las políticas toman en cuenta la participación de los particulares, para que se generen los recursos financieros necesarios para sufragar los costos y se reduzcan los subsidios por parte del gobierno sin abandonar la equitativa y justa distribución del servicio, así como los requerimientos de energía de la sociedad.

³² El Banco Mundial ha insistido reiteradamente que es necesario elevar las tarifas de electricidad con el objetivo de llevarlas al nivel de costos marginales de largo plazo. Por ejemplo, en 1989 se otorgó un préstamo para ayudar en el ajuste a los precios. Sin embargo, como resultado de que la Secretaría de Hacienda tenga control sobre las tarifas, se han generado dificultades para lograr su compromiso.

³³ Como consecuencia de la reforma tarifaria, se ha implementado un esquema tarifario que distingue regiones, horarios de consumo y tensión de suministro.

Teóricamente, la fijación de tarifas en los segmentos regulados de la industria no debe responder a los objetivos inflacionarios del gobierno, sino a la estructura de costos para prestar el servicio. Esta política no ha sido fácil, dadas la crisis económicas recurrentes. El ITM (1997) explica que aún con un constante aumento de tarifas, la CFE no logró cubrir sus costos. Para ejemplificar esto, cabe mencionar que en 1994, el precio de la electricidad cubría el 80% por ciento del costo de su producción, a partir de la crisis, este se redujo al 75% en 1995 y poco más de 50% en 1996, como resultado, los subsidios gubernamentales al sector necesariamente suben. Zúñiga (1997a) estima que, durante 1995 y 1996, el sector eléctrico recibió más de 22 mil millones de pesos (cerca de 3 mil millones de dólares) en subsidios directos por parte del gobierno federal.

Zúñiga (1997b) considera que la reforma regulatoria no ha sido exitosa porque el trato parejo a varios sectores no tiene sentido. Para demostrarlo, pone el ejemplo de la tarifa 1-E de verano en que se subsidian los primeros 2,500 kWh por igual. En todo el país los que consumen más de esa cantidad de electricidad son en números redondos 11 mil usuarios, que son grandes consumidores y en 1995 cada uno de ellos tuvo un subsidio de alrededor de mil 500 pesos al mes en promedio. En conjunto fueron beneficiados por un monto superior a los que se destinó ese año al combate de la pobreza.

III.3.3 Reforma institucional

Con la reforma institucional se buscó implementar las políticas y directrices fijadas para los servicios de energía eléctrica, incentivando el rendimiento de las dependencias de gobierno. Además, se estimuló la mejoría de la calidad y la conservación de energía así como la preservación del medio ambiente. Se apoyaron técnicamente los programas de expansión y de operación de los sistemas.

Se fortalecieron las funciones de rectoría de la Secretaría de Energía (SE), encargada de definir la política energética del país, de la toma de decisiones relativas a la explotación de los recursos acordes con los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo y de supervisar las operaciones de las entidades del sector.

La Secretaría de Energía se reestructuró³⁴ para optimar los procesos de formulación de la política sectorial y dar seguimiento a la operación de las entidades coordinadas (SE, 1998b).

³⁴ En 1994 se expidió el decreto que establece la sustitución de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (SEMIP), por la Secretaría de Energía.

Conduce la política energética del país y efectúa la planeación de mediano y largo plazos. Además, establece las directrices económicas para el sector energético paraestatal³⁵.

En materia eléctrica, la SE coordina la expansión de la generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica que tienen por objeto la prestación del servicio público, que como ya se ha explicado, son actividades de competencia exclusiva (la producción está exenta).

La SE no tiene la facultad de manejar el sistema tarifario. Esta atribución recae en la Secretaría de Hacienda buscando garantizar un balance en las finanzas públicas.

Una preocupación para el inversionista era la inexistencia de un ente regulador o la actuación de una autoridad específica. Por esta razón, se creó la Comisión Reguladora de Energía (CRE) que fue concebida como una dependencia de carácter consultivo en materia de electricidad, a través de su decreto de creación en octubre de 1993.

El Congreso de la Unión promulgó la Ley de la Comisión Reguladora de Energía en 1995³⁶ (CRE, 1996). A partir de esa fecha, la CRE se constituyó como autoridad reguladora en la materia e inició un proceso de definición, organización y desarrollo institucional acorde a las funciones, atribuciones y responsabilidades otorgadas por el Congreso.

Esta Ley distingue las actividades del sector público y privado que se encuentran sujetas a regulación (CFE, 1995b). En materia eléctrica, las actividades reguladas definidas en esta Ley son las siguientes:

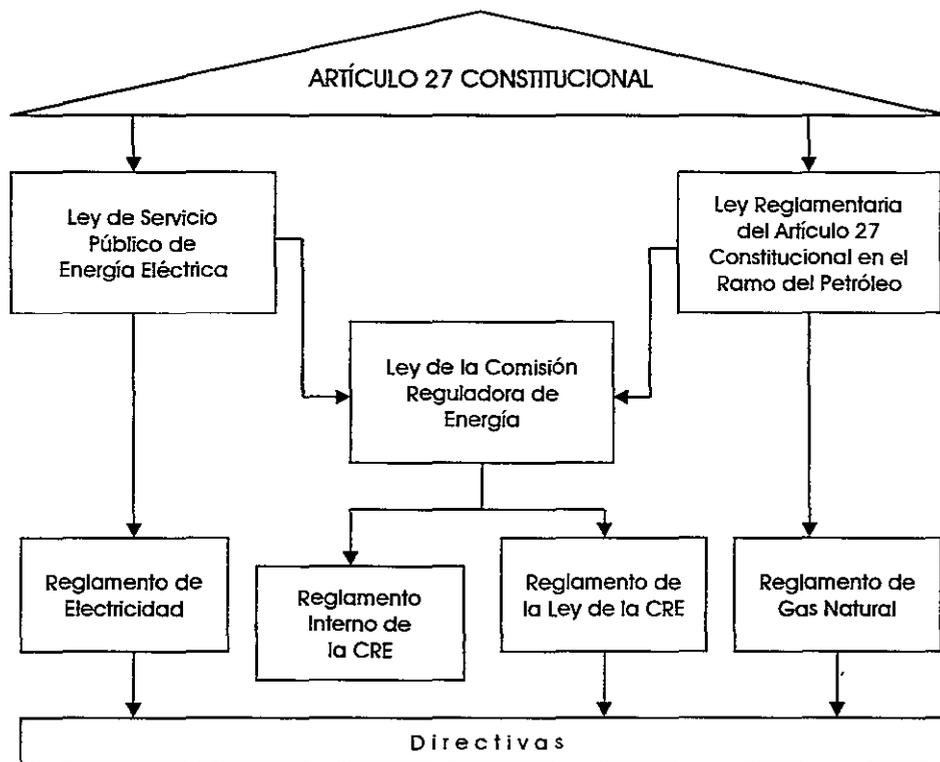
- El suministro y venta de energía eléctrica a los usuarios del servicio público
- La generación, exportación e importación de energía que realicen los particulares
- La adquisición de energía eléctrica para el servicio público
- Los servicios de conducción, transformación y entrega de energía entre entidades que tienen a su cargo el servicio público, y entre éstas y los particulares.

³⁵ Entre otras atribuciones, promueve y fortalece las relaciones entre la misma dependencia y las entidades coordinadas del sector respecto a procesos de programación y presupuesto. Evalúa los proyectos de inversión y fomenta mecanismos de coordinación operativa, para inducir un mejor desempeño de las entidades coordinadas, incorporando como compromiso prioritario el preservar los recursos naturales.

³⁶ La Ley fortaleció el marco institucional, dio operatividad, claridad, transparencia y estabilidad a los cambios legales y al marco regulador. Asimismo, amplió la autoridad de la Comisión en materia de gas natural y energía eléctrica, además, concentró en ella atribuciones que se encontraban dispersas en otros ordenamientos, dependencias y entidades.

Los principales instrumentos de regulación que la Ley brinda a la CRE son: otorgar permisos, proponer precios y tarifas, aprobar términos y condiciones para la prestación de los servicios, expedir disposiciones administrativas de carácter general (directivas), dirimir controversias, requerir información y aplicar sanciones, entre otros³⁷.

La redistribución de funciones entre las distintas dependencias y entidades permitió definir, para cada una de ellas, objetivos específicos que fueran congruentes con sus atribuciones respectivas. Al reasignar sus funciones de regulación mediante de la expedición de su Ley, la CRE se transformó en un organismo desconcentrado de la Secretaría de Energía, con autonomía técnica y operativa, encargado de la regulación de gas natural y energía eléctrica en México. La figura III-2 muestra las legislaciones directamente relacionadas con la CRE.



Fuente: CRE (1996)

Figura III-2. Legislaciones que se derivan de la aplicación del Artículo 27 constitucional.

³⁷ La Ley establece disposiciones de carácter orgánico para la propia CRE. Esta Comisión se constituye como un órgano desconcentrado con autonomía técnica y operativa, cuyas decisiones son tomadas en forma colegiada por los cinco comisionados que la integran.

El Banco Mundial fue el promotor de la reestructuración de la Comisión Reguladora de Energía cuya razón principal para la regulación era fomentar la incursión del sector privado. Además, proporcionó asistencia técnica para mejorar el marco regulatorio.

Hasta la fecha, esta comisión todavía no tiene el poder de fijar las tarifas de electricidad, que como ya se mencionó, la tiene la Secretaría de Hacienda, lo que sigue poniendo en duda su autoridad y autonomía.

III.3.4 Reforma empresarial

La reforma empresarial es el complemento al nuevo marco legal, regulatorio e institucional que configuró congruentemente la nueva estructura del sector eléctrico. El objetivo principal de esta reforma fue mejorar el funcionamiento de la Comisión Federal de Electricidad.

Guerrero y Reséndiz (1994) afirman que la modernización empresarial es producto de las acciones de su personal y los valores corporativos que le han permitido crear una nueva cultura de trabajo y un incremento en su productividad. No obstante, todo parece apuntar que dicha modernización provino del exterior como condición de seguir recibiendo financiamiento para su expansión.

La reforma empresarial fue la consecuencia de la solicitud del gobierno de México al Banco Mundial para financiar un programa en el sector eléctrico con el objetivo general de aumentar la eficiencia y sostenibilidad del sector, mediante el financiamiento de inversiones prioritarias y comprometiéndose a introducir competencia e inversión privada a futuro³⁸.

La meta específica del programa fue mejorar la ejecución financiera de las dos empresas del sector, especialmente mediante el apoyo a la reestructuración de CFE para mejorar la transparencia, responsabilidad y competitividad de las distintas funciones que desarrolla, así como mediante el ajuste de las tarifas para que reflejaran los costos de suministro.

Como consecuencia, la CFE emprendió un proceso de reestructuración interna orientado a incrementar su eficiencia con miras a la posible competencia que podría ser introducida en el sector. Esto se llevó a cabo mediante la implantación de Unidades Estratégicas de Negocios (UEN's), que separa las diferentes áreas de gestión de generación, transmisión y distribución de

³⁸ Particularmente la CFE se reestructuro por la necesidad de obtener nuevos mecanismos de financiamiento, a través de contratos BLT y por la emisión de eurobonos, que bursatiliza su cartera.

electricidad. Este proceso constituye un paso importante en el proceso de reforma sectorial, dado que facilita la corporatización de las distintas áreas de la CFE (aunque ha existido mucha resistencia dentro de la misma empresa).

Concretamente, la reforma empresarial de la CFE se basó en cuatro aspectos fundamentales:

1. Recuperación de las márgenes de seguridad técnica
2. Sanearamiento financiero, a través de absorción de pasivos por parte del gobierno
3. Reestructuración para incrementar la productividad laboral y eficiencia económica
4. Establecimiento de nuevos esquemas de financiamiento a través de contratos y por operaciones en el mercado internacional de capitales.

Los resultados observados como consecuencia de la aplicación de las reformas empresarial han tendido a mejorar la eficiencia operativa del sector. La tabla III-2 contiene cinco indicadores de productividad laboral que muestra el impacto de la reforma empresarial de CFE.

Tabla III-2. Indicadores de productividad de CFE en el periodo 1990-1999

INDICADORES DE GESTIÓN	UNIDADES	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999*
Usuarios/trabajador de operación	Usuario por trabajador	193.3	201.3	214.4	228.9	262.1	273.5	280.3	285.5	293.9	302.5
Ventas/trabajador de operación	MW por trabajador	1,143	1,168	1,208	1,281	1,585	1,650	1,771	1,853	1,900	2,020
Capacidad instalada/ trabajador de generación	MWh por trabajador	1.5	1.6	1.7	1.7	1.8	1.9	2.0	2.0	2.0	2.0
Líneas de transm./ trabajador de líneas de transmisión	Km por trabajador	45.8	44.1	44.6	45.8	47.6	49.7	48.9	44.8	46.8	48.9
Usuarios/trabajador de distribución	Usuario por trabajador	346.7	381.5	417.9	440.9	449.4	463.0	475.3	479.8	490.6	510.3

* Cifras estimadas a mayo

Fuentes: CFE (1996) y Zedillo (1999b)

Por lo que respecta a la reforma empresarial emprendida por la otra empresa estatal, consistió en dos acciones básicas:

1. Concluir la liquidación de la antigua Compañía de Luz y Fuerza del Centro a través de la compra de las últimas acciones propiedad de empresarios canadienses y cerrar el periodo de veinte años en estado de disolución.

2. Elevar la productividad y eficiencia de la empresa a través de convenios con su sindicato.

En febrero de 1994 se crea por decreto presidencial el organismo descentralizado Luz y Fuerza del Centro, con personalidad jurídica y patrimonio propio. Con esta acción se culmina con el proceso de nacionalización de la industria eléctrica iniciado en 1960, paradójicamente cuando se abre nuevamente la inversión a la iniciativa privada.

A pesar de la reforma empresarial, LFC ha sido descapitalizada y manejada con fines estrictamente políticos, dejándola en varias ocasiones a punto de la quiebra total. Actualmente, esta empresa atraviesa por una situación de aprieto económico muy singular: por una parte no puede unilateralmente subir las tarifas puesto que no tiene esa atribución. Pero por otro lado, compra la energía a la CFE en situaciones desventajosas y sin posibilidad de recuperar su inversión. Por consiguiente, se ha convertido en una empresa revendedora de energía que compra caro y vende barato, por lo que trabaja con pérdidas permanentes y sin un futuro promisorio.

Carrillo (1997) expone ampliamente que la relación del gobierno con LFC no es buena y como ha tratado de restarle, en diversas ocasiones, su carácter de empresa estratégica a través de conductas que ha deteriorado su patrimonio.

Al no tener finanzas sanas, esto se refleja en una calidad de su servicio dudosa (inferior a la que ofrece CFE) y con índices de productividad (que aunque se han elevado) siguen dejando que desear. El Sindicato Mexicano de Electricistas, SME, en su carácter de representación gremial ha pugnado por un rescate de la empresa y por su expansión, sin embargo, la respuesta gubernamental ha sido reiteradamente negativa.

III.4 RESULTADOS DE LA REFORMA DE 1992 Y SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO

Los resultados de la reforma pueden conocerse por el crecimiento reciente del sector y por la magnitud de la respuesta de la iniciativa privada a través de los permisos otorgados. Además, para redondear el análisis se presentan las estimaciones de crecimiento, los requerimientos de expansión y las necesidades de inversión sectorial.

III.4.1 Capacidad instalada y generación actual

El sistema de generación está integrado por un conjunto de centrales generadoras de diferentes tipos, que utilizan distintos combustibles o fuentes de energía primaria. De acuerdo con los datos más recientes de dominio público, a diciembre de 2000, la capacidad instalada es de 37,488 MW distribuida en las diferentes tecnologías de generación como se muestra en la tabla III-3.

Tabla III-3. Capacidad instalada (MW)

TIPO DE CENTRAL	CFE	LFC	TOTAL	%
Termoeléctrica	20,097	598	20,695	55.20
Hidroeléctrica	9,760	273	10,033	26.76
Carboeléctrica	2,600	0	2,600	6.93
Dual	2,100	0	2,100	5.60
Geotérmica	749	0	749	1.99
Nuclear	1,309	0	1,309	3.49
Eólica	2	0	2	0
TOTAL	36,617	871	37,488	100.0

Fuente: CRIE (2000)

Por su parte, el sistema de transmisión y distribución está compuesto por cuatro diferentes redes con objetivos funcionales definidos, y conforme a la información oficial más reciente (CFE, 1998b), se integra por:

a) Red de transmisión troncal

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

b) Redes de subtransmisión

Este tipo de redes tienen una cobertura regional y utilizan altas tensiones de transmisión (69 a 161 kV). Suministran la energía a las redes de distribución en media tensión y a cargas de usuarios conectadas en alta tensión de subtransmisión. Actualmente se tienen 39,253 Km de líneas de transmisión de 69 a 161 kV.

c) Redes de distribución en media tensión (2.4 a 34.5 kV)

Este tipo de redes permiten distribuir la energía dentro de zonas geográficas relativamente pequeñas y entregan la energía a las redes de distribución en baja tensión y a instalaciones de usuarios conectados en media tensión de distribución. La longitud acumulada de líneas de distribución en media tensión es de 328,712 Km, incluyendo 10,248 Km de líneas subterráneas.

d) Redes de distribución en baja tensión (220 V entre líneas)

Este tipo de redes alimentan las cargas de los usuarios de consumos pequeños.

En total, a enero de 1998 el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) contaba con 400,620 Km de líneas de transmisión³⁹, en niveles de tensión de 2.4 a 400 kV; del total anterior, el 8.2% corresponde a líneas de 230 y 400 kV, el 9.8% a líneas de 69 a 161 kV y el 82% restante, a líneas con tensiones de 2.4 a 34.5 kV.

En cuanto a su capacidad instalada, para esa misma fecha, se tenían 135,760 MVA, de los cuales, 94,520 MVA correspondieron a subestaciones de transmisión y 21,668 MVA a distribución de CFE, así como 19,572 MVA de subestaciones de Luz y Fuerza del Centro.

Por lo que a consumo de electricidad en México y cantidad demandada y generada se refiere, el sector eléctrico mexicano generó durante 1997, 130,200 GWh. Para el mismo año, en la tabla III-4, se aprecia la generación de energía eléctrica en México por tipo de planta.

Tabla III-4. Generación del sector eléctrico en GWh en 1997

TIPO DE CENTRAL	TOTAL	%
Termoeléctrica	81,765.6	62.8
Hidroeléctrica	21,352.8	16.4
Carboeléctrica	14,191.8	10.9
Nuclear	8,463.0	6.5
Geotérmica y Eólica	4,426.8	3.4
Total	130,200	100.0

Fuente. Secretaría de Energía (1998a)

³⁹ La red de transmisión se ha desarrollado tomando en cuenta la magnitud y dispersión geográfica de la carga, así como la localización de las centrales generadoras. En ciertas áreas del país, los polos de generación y consumo de electricidad se encuentran alejados entre sí, por lo que la interconexión entre ellas se ha realizado de manera gradual, en la medida en que las obras necesarias se han justificado técnica y económicamente.

El ITM (1997) reporta que el crecimiento promedio anual de la disponibilidad de energía eléctrica en los últimos 15 años fue de 5.87%, en tanto que la población del país creció a un ritmo del 2.0%.

Hoy en día, las ventas de energía eléctrica se reparten de la siguiente manera: 53.8% se destinan a la industria y a otros usuarios de servicios de alta y media tensión; 25% a usuarios residenciales; 8.8% al sector comercial; 5.8% al riego agrícola; 4.8% a los servicios municipales; y 1.8% a la exportación a empresas de Estados Unidos y Belice.

III.4.2 Estimaciones de crecimiento de la demanda

El problema principal del sector eléctrico nacional consiste en que la demanda de energía por año aumenta más que la tasa de crecimiento poblacional. Esta tendencia necesita un incremento constante de capacidad instalada, lo que a su vez, requiere de inversiones que tienden a ser considerables en la medida del ritmo de crecimiento de la demanda y de qué tanto combustible se quiera ahorrar.

La inversión estatal en el sector eléctrico ha sido muy significativa y se ha procurado su eficiencia, basada en una secuencia bien planeada en la construcción de los proyectos más adecuados y menos costosos. Las paulatinas expansiones han estado en relación con el comportamiento del mercado, aprovechando las interconexiones que permiten compartir reservas entre áreas, al mismo tiempo que reducen el problema financiero de la sobrecapacidad de las instalaciones de generación.

Los proyectos bien diseñados ahorran costos de inversión y tiempo de construcción. Cuanto más largo sea el plazo de construcción, mayor es el apremio financiero anual que hay que afrontar porque hay que invertir en otro proyecto emergente que sustituya al que no ingresó a tiempo.

La proyección de la demanda está basada en los resultados obtenidos a partir de un modelo econométrico⁴⁰ que, empleando datos históricos, explica el comportamiento de la demanda a través del crecimiento poblacional y del crecimiento de la economía reflejado en el Producto Interno Bruto (PIB).

⁴⁰ El proceso de estimación consiste en explicar la evolución histórica de las ventas de cada sector mediante el ajuste de modelos cuyas variables independientes son socioeconómicas. Con los modelos así ajustados se estiman las ventas en los siguientes diez años y las ventas sectoriales proyectadas se integran para obtener las ventas totales.

En sus estudios, la Comisión Federal de Electricidad considera para todos los escenarios de expansión, las proyecciones de población elaboradas por el Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI), en su hipótesis media u oficial, que adopta un descenso en la tasa de fecundidad a lo largo del período de proyección (CFE, 1993b).

El crecimiento en la demanda de energía se ha reducido sustancialmente, pasando de tasas del 10% anual en los años setenta, al 6% anual en los años ochenta y a tasas entre el 4% y 5% anual en los años recientes. Estas cifras de alguna manera reflejan la tendencia de disminución en la tasa de incremento poblacional.

La Secretaría de Energía (SE, 1998a) asume el escenario de crecimiento del PIB, que refleja las metas establecidas en el Plan Nacional de Desarrollo⁴¹. Tales estimaciones se traducen en una tasa promedio anual esperada de 5.8% para la década 1998-2007, con variaciones en el rango de crecimiento que va de 5.6 al 6.1% para un intervalo de confianza de 80%.

Para incorporar aspectos socioeconómicos se utilizan indicadores que representan la dinámica de la población. El crecimiento demográfico se pronostica que crecerá en promedio al 1.3% anual durante la década. Por su parte, se supone que el número de viviendas aumentará a razón de 2.5% anual en ese mismo lapso.

En 1997, la demanda de energía eléctrica autosuministrada mediante plantas de servicio privado fue del orden de 9.3 TWh, que representa el 6.7% de la demanda nacional, que fue de 139.6 TWh. El pronóstico para la próxima década supone que la demanda autoabastecida crecerá a un ritmo promedio de 7.7% anual en dicho escenario.

El escenario de crecimiento esperado es el que refleja de mejor manera las expectativas económicas y demográficas del país, motivo por el que se seleccionó como base para la planeación de la capacidad, con una tasa promedio anual de 6.1%, entre 1998 y el 2000, mientras que en el periodo 2001-2007 crecerá a una tasa promedio anual de 5.7%. De acuerdo a estas cifras, se estima que las ventas de energía eléctrica lleguen a 155.5 TWh en el año 2000 y 229.5 TWh en el año 2007.

⁴¹ En realidad se tienen tres escenarios diferentes, el esperado, el medio y el conservador. La diferencia entre los primeros dos radica en que difieren en su evolución industrial e inciden de forma distinta en la economía global. Sin embargo, para fines prácticos, presentan el mismo pronóstico de crecimiento anual

III.4.3 Requerimientos de expansión del sector eléctrico nacional

El programa de expansión de la Secretaría de Energía permite conocer la magnitud y ubicación regional de los requerimientos de capacidad adicional de generación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Estas adiciones de capacidad pueden ser cubiertas en gran medida mediante proyectos de generación construidos por los particulares, ya sea con el objeto de satisfacer sus propias necesidades, o para ofrecer la energía generada a la Comisión Federal de Electricidad o a Luz y Fuerza del Centro⁴².

Para la determinación de los programas de expansión de la generación se han tomado en cuenta los costos de construcción, combustible, operación y mantenimiento de todos los proyectos⁴³ y escenarios.

En la industria eléctrica la generación es una actividad altamente intensiva en el uso de capital, debido a las grandes inversiones requeridas para construir la infraestructura necesaria para atender la demanda.

Desde 1992, el gobierno, al no disponer de los fondos públicos para cubrir la totalidad de las inversiones necesarias, ha efectuado una apertura en la generación eléctrica a la inversión privada ya que necesitan considerables recursos para responder a la rápida y creciente demanda de energía.

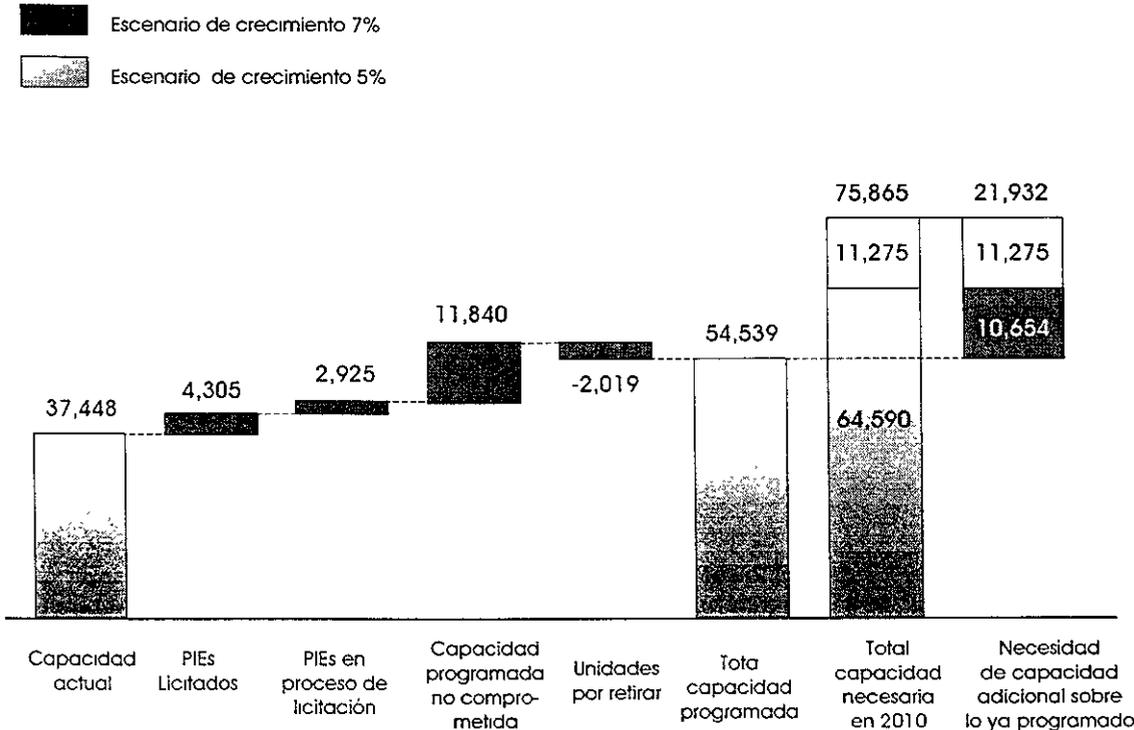
Las diferentes alternativas de expansión han sido elaboradas considerando las características técnicas de los proyectos termoeléctricos e hidroeléctricos existentes, así como, las fechas estimadas de entrada en operación, que consideran los tiempos necesarios para estudios, financiamiento y construcción de las obras.

Para el periodo 1995-2010, las previsiones de la Secretaría de Energía en materia de demanda de electricidad se basan en un crecimiento sostenido de la economía, en un menor crecimiento demográfico y en la consolidación de los esfuerzos en materia de ahorro y uso eficiente de energía, lo cual resulta en una tasa media anual para ese periodo de alrededor del 5.8%.

⁴² Los estudios sobre el desarrollo del sector se encuentran íntimamente relacionados con el sistema macroeconómico del país. Con base en estas consideraciones se ha tomado en cuenta, tanto para la proyección de la demanda, como para la oferta, la señal de precios o costos de los energéticos, así como, la adaptabilidad económica del parque de generación con base en la diversificación de las fuentes energéticas primarias y las opciones tecnológicas.

⁴³ La metodología de cálculo del costo de generación se explica detalladamente en el Anexo B.

Las autoridades estiman que en los siguientes diez años deben instalarse 21,932 MW de capacidad. El programa de expansión de plantas generadoras que considera dos escenarios en la demanda para el periodo 2001-2010 se muestra en la figura III-3. Del total necesario, se prevé un mayor uso del gas natural como combustible en la capacidad adicional y se espera tener una considerable participación del sector privado.



Fuente: CRIE (2000)

Figura III-3 Evolución de la capacidad de generación 2001-2010 (MW)

La Secretaría de Energía prevé para el período 1998 al 2002 la construcción de 23,836 Km de líneas de transmisión (los niveles de tensión considerados están entre 69 kV a 400 kV) y 39,289 MVA en subestaciones, las cuales son necesarias para el desarrollo de una red de transmisión apropiada que elimine los cuellos de botella y atienda el crecimiento de la demanda (SE, 1998a).

La tendencia de la demanda de electricidad implica que la CFE debe expandir su sistema de distribución para atender cada año 600,000 nuevos usuarios. Para el periodo 2003-2007 se estima que la red de transmisión crecerá 14,068 km y 23,397 MVA en subestaciones.

Dada la realidad geográfica del país, en la que los centros de consumo se encuentran alejados de las fuentes de energía, la expansión de la red de transporte tiene un tratamiento diferenciado respecto de las instalaciones existentes.

III.4.4 Necesidades de inversión

Como ya se mencionó, la construcción de infraestructura en el sector eléctrico requiere una elevada intensidad de capital, cuyos períodos de recuperación de las inversiones son de largo plazo.

De acuerdo con la prospectiva del sector eléctrico 1998-2007, se necesitan cerca de 463 mil millones de pesos (mdp) de inversión en generación, transmisión, distribución y mantenimiento. De este total, 194.9 mil mdp (42.1%) provendrán de la inversión privada, mediante los esquemas de construcción-arrendamiento-transferencia y productores independientes de energía, permitidos por la actual legislación; y 268 mil mdp (57.9 %) serán invertidos por el sector público.

La evolución programada del subsector generación se muestra en la tabla III-5. Entre 1998 y 2007 se requerirá un total de 166,864 millones de pesos. De esa cifra, el 92.49% provendrán de los proyectos de inversión financiada (en versiones anteriores del documento de prospectiva se le denominaba como Proyecto de Impacto Diferido en el Registro del Gasto Público, PIDIREGAS). Esto abre la posibilidad para una mayor participación privada, a través de los esquemas BLT o BOO asignados mediante concurso por la CFE.

Recientemente, las autoridades de la Secretaría de Energía han expresado sistemáticamente que la demanda de inversión en el sector eléctrico para los próximos años no se podría satisfacer con recursos públicos, porque se trata de inversiones de gran magnitud y que se necesita de mayor impulso a la iniciativa privada para que participe de manera más activa en la construcción de infraestructura⁴⁴.

⁴⁴ El gobierno federal sostiene que difícilmente podría hacer las inversiones por sí solo sin afectar otras áreas que considera prioritarias, tales como educación, salud, vivienda, seguridad pública, etc.

Tabla III-5. Requerimientos de inversión del sector eléctrico 1998-2007

(millones de pesos de 1999)

CONCEPTO	SUBTOTAL (1998-1999)	SUBTOTAL (2000-2005)	SUBTOTAL (2006-2007)	TOTAL (1998-2007)
Generación	27,517	95,889	43,458	166,864
Proyectos de inversión financiera	23,090	88,802	42,455	154,348
Hidroeléctricas	69	19,093	4,699	23,860
Geotérmicas	674	1,385	98	2,156
Ciclos Combinados	19,573	67,087	37,525	124,185
Duales	2,249			2,249
Termoeléctricas	526	1,237	134	1,897
Sector público		7,088	1,004	12,518
TRANSMISIÓN	23,921	52,435	14,023	90,379
Proyectos de inversión financiera	10,213	24,761	5,592	34,922
Sector público	13,708	27,674	8,431	49,814
DISTRIBUCIÓN	9,201	45,071	13,954	68,227
MANTENIMIENTO	5,935	37,502	25,821	69,258
Subtotal	66,573	230,898	97,257	394,728
Otras inversiones	2,492	8,574	3,119	14,184
Capital de arrendamientos	12,938	38,819	2,289	54,054
TOTAL	82,002	278,290	102,665	462,957
Proyectos de inversión financiera	33,303	113,562	48,046	194,911
Sector público	48,699	164,729	54,618	268,046

Fuente: Secretaría de Energía (1998a)

Shields (1999b) reconoce la necesidad de construir nueva capacidad de generación y eliminar rezagos tecnológicos, pero considera que requerirá la atención de un gobierno comprometido con la estructura actual y sin la influencia de modelos teórico e ideológicos, que no corresponden a los objetivos de un proyecto nacionalista⁴⁵. Para él, la solución radica en conciliar el modelo histórico con las necesidades de un mundo globalizado y competitivo. Admite que esto obliga a una mayor interacción entre las empresas eléctricas públicas y las empresas proveedoras de equipo y tecnologías, además de abrir algunos espacios nuevos para las empresas internacionales del ramo eléctrico.

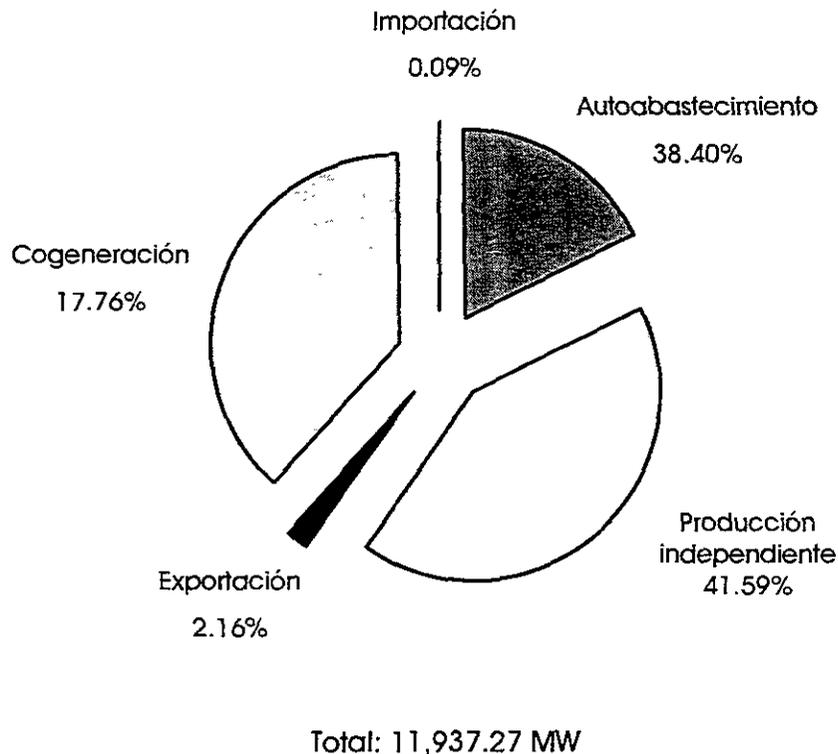
Para Flores (1999), el sector es autosuficiente para crecer hasta el año 2001 sin necesidad de ninguna inversión. Además plantea, que con la capacidad licitada hasta 1999, es capaz de alcanzar el año 2006 en forma satisfactoria con los márgenes de reserva internacional sin modificar la estructura actual de la industria⁴⁶.

⁴⁵ Este autor sostiene que: "...la historia de México exige respeto a las nacionalizaciones, a las industrias estratégicas para el desarrollo, a la rectoría económica del Estado, y sobre todo, a las conquistas sociales y nacionales de otras generaciones de mexicanos".

⁴⁶ Establece que a nivel internacional se tiene un promedio de 10% de reserva. En Estados Unidos llegan a tener márgenes que van del 18 al 25%. En nuestro país se tiene 30% de reserva, según datos dados conocer a la opinión pública por el director de la CFE en diciembre de 1998

III.4.5 Permisos otorgados

Desde el inicio de sus funciones hasta finales de 2000, la Comisión Reguladora de Energía otorgó 162 permisos que totalizan 9,085.27 MW⁴⁷. De esta capacidad, sobresale la aportación de la modalidad de producción independiente. En la figura III-4 se aprecia la conformación de los permisos aprobados por la autoridad competente tomando en cuenta su capacidad.

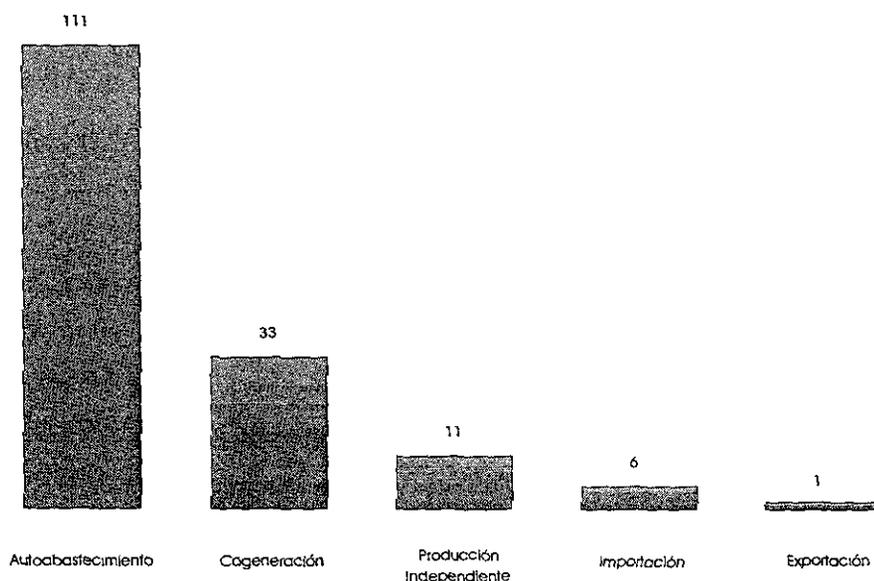


Fuente: CRE (2000)

Figura III-4. Distribución de los permisos otorgados por capacidad (1994-2000)

Con relación al número de permisos, el 68.51% corresponden a autoabastecimiento, 20.37% a cogeneración, 6.79% a producción independiente, 3.70% a importación, y 0.61% a exportación. Esto se deriva de la figura III-5.

⁴⁷ Existieron permisos que nunca se llevaron a cabo por diversos motivos. Por esto, de los 11,937.27 MW originales sólo se contabilizan los 9,085.27 MW reales. Los demás cifras se calculan con la totalidad de los permisos. En el Anexo A se muestran las características de todos los permisos otorgados.



* Para Cogeneración: 2 renunciados, 1 revocado y 3 caducados; para Pequeña Producción: 1 caducado

Fuente: CRE (2000)

Figura III-5. Permisos otorgados para la generación de energía eléctrica por tipo (1994-2000)

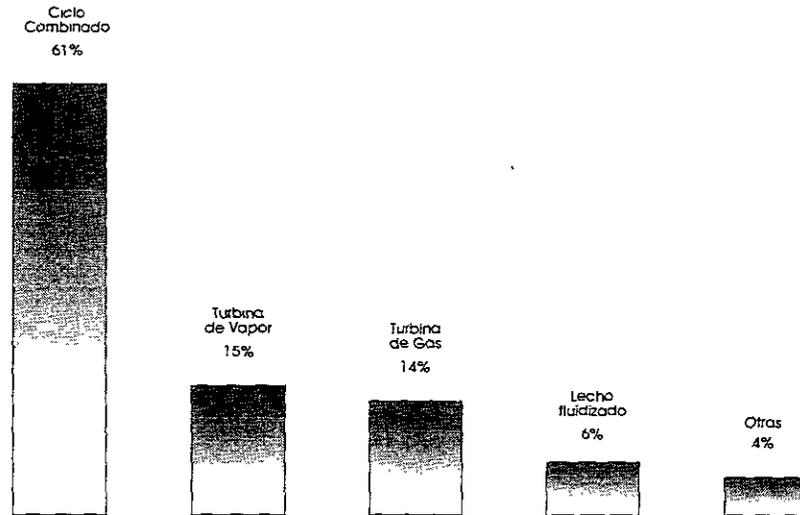
El flujo de inversiones del sector privado en el periodo 1994-2000 alcanza la suma de 6,731.99 millones de dólares. La tabla III-6 muestra la inversión realizada por tipo de modalidad, donde se deduce que participación de productores independientes por monto de inversión representa el 32.73%.

Tabla III-6. Permisos para la generación privada por modalidad 1994-2000

	Autoabastecimiento	Cogeneración	Importación	Producción Independiente	Exportación
En operación	92	24	6	7	0
En construcción	12	2	0	8	1
Por iniciar obras	3	2	0	2	0
Inactivos	4	5	0	0	0
Capacidad (MW)	4,584.16	2,119.81	10.20	4,965.50	257.60
Energía (GWh/año)	25,240.84	12,467.70	-	34,527.95	2,119.12
Inversión (Millones de dólares)	3,310.54	1,098.81	2.64	2,204.00	116.00

Fuente: CRE (2000)

Por tipo de tecnología, el energético más utilizado es el gas natural debido a la construcción intensiva de plantas de ciclo combinado. Esto significa que la iniciativa privada tiene la tendencia a construir centrales con menor costo de inversión. La figura III-6 muestra la distribución de permisos por tipo de tecnología.



Fuente: CRE (2000)

Figura III-6. Tipo de tecnología de los permisos vigentes por capacidad (1994-2000)

Más particularmente, la tabla III-7 muestra las principales características de los once permisos de producción otorgados hasta diciembre de 2000.

Tabla III-7. Permisos de producción independiente otorgados desde 1992

	PROYECTO	FECHA	EMPRESA	UBICACIÓN	CAPACIDAD (MW)
1	Mérida III	Feb. 1997	AE3 Mérida III	Mérida, Yuc.	531.5
2	Hermosillo	Nov. 1998	Unión Fenosa	Hermosillo, Son.	252.7
3	Río Bravo	Dic. 1998	EDF	Río Bravo, Tamps.	568.6
4	Saltillo	Mar. 1999	EDF	Saltillo, Coah.	247.5
5	El Sauz	Jun. 1999	InterGen	San Luis de la Paz, Gto.	545.0
6	Tuxpan II	Jun. 1999	Mitsubishi	Tuxpan, Ver.	553.6
7	Monterrey	Oct. 1999	Iberdrola	Monterrey	490.0
8	Campeche	Abr. 2000	Transalta	Palizada, Camp.	275.0
9	Altamira	Abr. 2000	Mitsubishi	Altamira, Tamps.	565.3
10	Naco-Nogales	Jul. 2000	Unión Fenosa	Agua Prieta, Son.	339.3
11	Rosarito 10 y 11	Ago. 2000	InterGen	Mexicali, Baja California	597.0
				Total	4,965.5

Fuente: CRE (2000)

En promedio, la Comisión Reguladora de Energía ha otorgado un promedio de 1.92 permisos al mes y 1.57 permisos de producción independiente al año desde el inicio de sus funciones. Además, de los datos, se deduce que las modalidades de pequeña producción y de exportación de energía casi no han tenido respuesta por parte de la iniciativa privada.

Sumario y conclusiones parciales

El sector eléctrico en México tiene más de 100 años de vida. Su desarrollo empezó a través de concesiones a empresas extranjeras que tenían una visión empresarial que sólo contemplaba servir a los grandes centros de consumo. Para electrificar a todo el país, en 1937 se crea Comisión Federal de Electricidad y desde entonces se cambió la política empresarial por una nacionalista, cuyo precepto fue el de llevar este servicio a todas las clases sociales y que sirviera como motor de desarrollo del país. En 1960 se nacionaliza la industria eléctrica y con ello queda el gobierno con la facultad exclusiva de prestar el servicio público de electricidad. La CFE y Luz y Fuerza del Centro son los organismos encargados de la prestación del servicio público de energía eléctrica, en sus respectivos ámbitos de operación y a lo largo de su historia han cumplido satisfactoriamente con los propósitos que se les han asignado.

Desde la nacionalización, el sistema eléctrico basó su expansión a través de la transferencia de recursos del gobierno y de préstamos de la banca internacional. A principios de los años ochenta, el sector empezó a sufrir un endeudamiento excesivo a causa de una política tarifaria que no permitía recuperar las inversiones. Esto condujo al gobierno a promover su reestructuración como condición, impuesta del exterior, para que el país pudiera seguir teniendo acceso a los créditos. Como consecuencia, enfocaron sus esfuerzos en fomentar la participación del sector privado para lograr una mayor eficiencia económica.

La reforma de 1992 tiene dos orígenes fundamentales. El primero es debido a factores internos generados por la necesidad de financiar nueva capacidad, sin la necesidad de aumentar el endeudamiento y por el inadecuado manejo de la política de subsidios que provocó una grave crisis del sector eléctrico. El otro origen es externo, provocado por la ideología dominante en el mundo, la postura de los organismos financieros internacionales y por las implicaciones del Tratado de Libre Comercio. La reestructuración de 1992 no sólo modificó el marco legal del sector, además, se acompañó de estrategia integral que contempló una reforma regulatoria, institucional y empresarial.

En materia legal, en 1992 se reformó la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y, poco después, en 1993 se expidieron su respectivo Reglamento y el Manual de Servicios al Público. El propósito primordial del nuevo marco legal fue impulsar la expansión del sector eléctrico, mediante la participación de los particulares en la generación de electricidad, en áreas no reservadas en forma exclusiva al Estado, el cual mantiene la responsabilidad constitucional de prestar el servicio público de energía eléctrica. En materia de regulación, se estableció un programa de incremento de tarifas para que alcanzaran los estándares internacionales, sin embargo, decisiones gubernamentales de índole política y económica han impedido su logro. En el ámbito institucional se reestructuró la Secretaría de Energía y se estableció la Comisión Reguladora de Energía como el órgano que reglamenta al sector y cuyas atribuciones paulatinamente han ido creciendo. En materia empresarial, su principal consecuencia es que tanto la Comisión Federal de Electricidad como Luz y Fuerza del Centro operan con criterios más comerciales y su han elevado sus niveles de productividad y eficiencia.

Actualmente, el sistema eléctrico nacional posee una capacidad instalada de 37,488 MW y necesita incorporar otros 21,932 MW en el periodo 2001-2010 para satisfacer su demanda que se estima crecerá a un ritmo de 5.8% anual. Los requerimientos de inversión para el sector entre 1998 y 2007 son de 462 mil millones de pesos, desglosados así: 167 mil millones para generación, 90 mil millones para transmisión, 68 mil millones para distribución, 69 mil millones para mantenimiento, 14 mil millones para otras inversiones y 54 mil millones para pagos de capital por concepto de proyectos BLT.

La participación del sector privado en el sector ha sido satisfactoria a raíz de la reforma de 1992, puesto que se han otorgado 162 permisos que representarán una capacidad instalada real de 9,085.27 MW. El desarrollo ha sido lento pero se ha demostrado que se pueden concretar proyectos de expansión a través de diversos esquemas de financiamiento, tales como el BLT o de producción independiente, sin modificar la estructura actual de la industria.

CAPÍTULO IV

FACTORES ECONÓMICOS INCIDENTES EN LA CONCURRENCIA DE PRODUCTORES INDEPENDIENTES

A partir de aquí se inicia la segunda parte de la tesis, cuyo contenido analítico muestra los aspectos más relevantes que inciden en la concurrencia de productores independientes de energía (PIE's). El cuarto capítulo está dedicado al estudio de los factores económicos que influyen en la intervención de agentes externos y su relación con la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Por ello, la pregunta fundamental que se busca responder en este capítulo es si el factor económico es determinante en la participación de productores independientes de electricidad.

Para encontrar la respuesta a esta pregunta, el capítulo se divide en cuatro secciones. La primera aborda un estudio de la actual situación económica del sector y su comportamiento bajo la incorporación de productores independientes. La segunda sección analiza detalladamente la composición del costo del kWh de cada uno de los consorcios que han participado en las licitaciones y se hace una reflexión derivada de los primeros permisos otorgados bajo este esquema. Más adelante se discute la relación que existe entre una mayor participación de productores independientes con la disponibilidad, suficiencia y precio de los combustibles, haciendo particular énfasis en el caso del gas natural. Finalmente se abordará la eficiencia de la política tarifaria dentro del contexto sectorial, con el objeto de saber si es esencial el incremento de las tarifas para una mayor participación del sector privado.

IV.1 COMPORTAMIENTO DE LA ECONOMÍA DEL SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO CON LA INCORPORACIÓN DE PRODUCTORES INDEPENDIENTES

IV.1.1 Situación económica del sector eléctrico en la actualidad

El rápido crecimiento que experimentó el sector eléctrico mexicano a partir de 1970 no solamente aportó puntos significativos al crecimiento del PIB e hizo posible el avance de las distintas ramas de la producción, sino que también le transfirió una pesada carga financiera a la economía nacional y llegó a producir serias dificultades (hasta ahora no resueltas) a las autoridades económicas para la conciliación entre estabilidad de precios, política social y desarrollo armónico de otros sectores¹.

¹ A pesar que la importante contribución que ha prestado el sector eléctrico mexicano al desarrollo económico y social del país, no se puede ocultar que desde principios de los años ochenta, su inserción en la economía no ha sido positiva.

De acuerdo con Byer (1991), durante el periodo 1976-1980, en el cual se tomaron importantes decisiones con relación al programa de inversiones del sector eléctrico para los años ochenta, no se analizaron sus consecuencias, especialmente en lo referente al impacto de su financiamiento sobre la macroeconomía. El único aspecto que mereció la atención respecto a este vínculo fue el efecto que podría traer un déficit de inversión en electricidad sobre la economía y las consecuencias de una posible demora en la entrada de la operación de una planta. Como muestra de esto, la tabla IV-1 expone las transferencias gubernamentales que se hicieron desde 1980 en donde se comprueba que el que sector eléctrico absorbió fondos de la economía nacional de forma recurrente².

Tabla IV-1. Participación del sector eléctrico en las transferencias del Gobierno Federal (millones de pesos)

AÑO	GOBIERNO FEDERAL (1)	SECTOR ELÉCTRICO (2)	% DE PARTICIPACIÓN (2/1)
1980	351.4	43.8	12.5
1981	486.4	62.2	12.8
1982	782.1	130.1	16.6
1983	1,402.3	306.8	21.9
1984	2,078.4	353.1	17.0
1985	3,107.7	730.8	23.5
1986	4,737.6	670.2	14.1
1987	9,763.9	1,251.9	12.8
1988	15,672.4	1,181.1	7.5
1989	21,223.8	3,134.4	14.8
1990	27,389.1	1,495.0	5.5
1991	31,166.3	24.2	0.1
1992	54,571.0	-	-
1993	70,785.9	-	-
1994	68,242.0	-	-
1995	80,808.3	6,875.0	8.5
1996	21,853.2	4,321.0	19.8
1997	146,702.1	6,357.1	4.3
1998	187,697.3	8,133.0	4.3

Fuente: Secretaría de Energía (1999b)

El gobierno ha ensayado soluciones complejas con distintos grados de intervención para eliminar las distorsiones que el sector eléctrico han venido introduciendo al manejo fiscal, monetario y de endeudamiento externo, sin que hasta ahora los resultados hayan sido del todo satisfactorios.

² De este periodo, resalta que prácticamente desde 1991 hasta 1994 se suspendieron las transferencias de capital a la CFE

El resultado no se debe a un desafortunado azar o por las características propias de la naturaleza del sector, ni tampoco se puede buscar la causa en la ignorancia o en la falta de voluntad política del gobierno. Con el apoyo y asesoría de los organismos internacionales, se ha tratado de vincular la salud financiera del sector eléctrico y las repercusiones en el resto de la economía, a través de un análisis macroeconómico energético integrado³.

Como hoy en día se compite por recursos escasos y con una capacidad limitada de la economía para absorber inversión, gastos y recursos externos, se trata de no rebasar los límites de la estabilidad. Para Vallejo (1991) esto implica que se compita por capital vía préstamos en un sector que, como el eléctrico, no produce un servicio que se pueda colocar en el mercado internacional ni está claramente relacionado con las ramas de mayor exportación o de mejor sustitución de importaciones y que, por lo tanto, convierte su sobreendeudamiento en un problema de balanza de pagos⁴.

Independientemente de los problemas económicos por los ha atravesado la Comisión Federal de Electricidad a lo largo de su historia, actualmente sus finanzas son satisfactorias si se analiza el comportamiento de algunos parámetros fundamentales en los años recientes, cuyo origen se deriva de la estructura de balance mostrado en la tabla IV-2.

Tabla IV-2. Estructura del balance de la CFE en para el periodo 1995-1997
(millones de pesos)

CONCEPTO	1995	%	1996	%	1997	%
Activo	282,522	100.0	296,129	100.0	324,228	100.0
Activo fijo neto	235,608	83.4	277,058	93.6	301,710	93.1
Inversiones y cuentas por cobrar	33,467	11.8	690	0.2	931	0.3
Activo circulante	12,463	4.4	17,357	5.9	20,613	6.4
Otros saldos deudores	984	0.3	1,024	0.3	974	0.3
Pasivo y patrimonio	282,522	100.0	296,129	100.0	324,228	100.0
Largo plazo	46,527	16.5	43,819	14.8	38,427	11.9
Corto plazo	10,940	3.9	15,582	5.3	18,977	5.9
Diferido	101	0.0	1	0.0	6	0.0
Reservas	790	0.3	979	0.3	1,365	0.4
Patrimonio acumulado	224,164	79.3	235,748	79.6	265,453	81.9

Fuentes: CFE (1997d) y CFE (1998a)

³ El impacto sobre la economía si se incrementaran los precios de la energía eléctrica hasta sus costos de oportunidad se debe evaluar en términos de una demanda más baja (y por lo tanto una menor inversión), el ahorro con préstamo local y extranjero, mejoras en la posición fiscal del gobierno y cambios en la proyección de crecimiento.

⁴ La política económica del sector ha sido la de lograr su desarrollo pero no a costa del desarrollo de otros sectores y menos aún, del bienestar de la comunidad.

En particular, los últimos ejercicios demuestran un aumento gradual en el activo total y en el patrimonio de la CFE, en relación con los pasivos y reservas. El activo fijo ha ido creciendo sistemáticamente gracias a las adiciones y revaluaciones de las centrales, instalaciones y equipos. Además, el activo circulante también ha aumentado paulatinamente debido a una mayor disponibilidad de efectivo y por el incremento de consumidores (CFE, 1998a).

Con respecto al pasivo a largo plazo, presenta una disminución gradual originada por los prepagos efectuados de los arrendamientos financieros. Por su parte, el pasivo a corto plazo que se tiene, en su mayoría es con Pemex.

El valor de los productos (incluyendo energía en proceso de facturación, venta de gas y otros) se ha ido incrementando en los años recientes como consecuencia del crecimiento del volumen de ventas. El costo de explotación se ha ido incrementando fundamentalmente en el renglón de energéticos. El aumento del costo financiero refleja la tendencia de los intereses del arrendamiento financiero⁵. Por su parte, el crecimiento del aprovechamiento se deriva del incremento en el activo neto en operación.

Las cifras numéricas que respaldan lo anterior se incluyen en la tabla IV-3 que muestra, con fines comparativos, los estados de resultados condensado para el periodo 1995-1997.

Adicionalmente, del estudio de las principales relaciones financieras, se derivan diversas consideraciones importantes:

La CFE posee una estructura financiera sana⁶. Su activo fijo neto representa un alto porcentaje del activo total y una reducida porción está financiada con pasivos a largo plazo a favor de terceros. El análisis del pasivo total conduce a deducir que por cada peso adeudado se tiene más de uno propio. Esto se corrobora con la relación deuda patrimonio, que demuestra una significativa participación propia en los activos.

En lo que respecta a la liquidez, se tiene una adecuada relación del activo circulante con el pasivo a corto plazo. Además, tiene una considerable vida útil remanente de los activos fijos en operación (vida probable considerando la depreciación promedio anual). Esto significa una

⁵ La relación que existe entre los intereses pagados y el costo financiero se establece a través de la siguiente expresión: Costo financiero = Fluctuaciones + Intereses pagados - Otros recuperaciones - Capitalización al activo fijo.

⁶ La disminución del flujo de egresos de la CFE en los años recientes es consecuencia de una menor inversión pública, sin embargo crecerá en los próximos años debido a un aumento en el gasto corriente para pagar arrendamientos y compra de energía.

garantía cercana a los treinta años de capacidad instalada para generar energía eléctrica y ventas semejantes a las de 1998.

Tabla IV-3. Estado de resultados condensado (millones de pesos)

CONCEPTO	1995	1996	1997
Productos	29,734	42,955	57,228
Productos y gastos ajenos a la explotación	246	278	616
Costo de explotación	28,062	40,266	51,308
Servicios personales	4,975	6,443	7,793
Energéticos	12,137	19,127	26,156
Depreciación	6,207	8,545	9,682
Otros	4,743	6,151	7,677
Remanente de explotación	1,918	2,957	6,536
Interés pagados	3,385	3,415	4,223
Fluctuaciones	12,311	-129	146
(-) Otras recuperaciones	508	1,227	1,233
Capitalización al activo fijo	6,590	291	181
Costo financiero	8,598	1,768	2,955
Resultado antes de aprovechamiento	-6,680	1,199	3,581
Aprovechamiento	10,675	19,392	23,746
Remanente antes de intereses del Gobierno Federal y subsidio	-17,355	-18,193	-20,165
Interés recuperados del Gobierno Federal	12,657	7,972	0
Remanente antes de subsidio de Impuesto Sobre la Renta distribuable	-4,698	-10,221	-20,165
Subsidio a tarifas	11,124	18,171	20,511
Resultados antes de remanente distribuable	6,426	7,950	346
Impuesto Sobre la Renta remanente distribuable	94	111	123
Resultado neto	6,332	7,839	223

Fuentes: CFE (1997d) y CFE (1998a)

Las cuentas por cobrar están en rangos razonables con respecto a los productos anuales ya que representan más de un mes de facturación, lo que CFE considera aceptable en función de los tiempos derivados de la comercialización⁷.

En términos generales, los indicadores de rentabilidad se muestran favorables, destacando el margen de utilidad sobre ventas que ha tenido una recuperación significativa, gracias a los aumentos en las tarifas.

La tabla IV-4 presenta las principales relaciones financieras entre 1995-1997, que sustentan con cifras lo antes mencionado.

⁷ Tomando como referencia principalmente a las actividades de lectura, facturación y cobranza que son las que demoran más.

Tabla IV-4. Relaciones financieras notables de la CFE (%)

CONCEPTO	1995	1996	1997
Balance			
Pasivo a largo plazo / activo fijo neto	19.75	15.82	12.74
Depreciación / activo fijo promedio	2.5	2.39	3.52
Depreciación acumulada / activo fijo en operación	27.70	29.00	45.91
Activo circulante / pasivo a corto plazo (veces)	1.14	1.12	1.09
Pasivo / patrimonio	26.03	25.59	22.14
Patrimonio / activo	79.34	79.63	81.87
Resultados			
Costo de explotación / ventas totales	70.36	70.90	69.92
Depreciación / ventas totales	20.88	19.89	16.92
Gasto de oficinas nacionales / ventas totales	3.14	2.78	2.81
Cuenta por cobrar / productos	13.99	13.69	12.88
Productos / activo fijo neto	12.62	15.50	20.04

Fuentes: CFE (1997d) y CFE (1998a)

Por todo lo anterior, se deduce que en los años recientes, la mayoría de los indicadores que miden la eficiencia económica de la CFE se han mantenido aceptables y presentan mejorías sistemáticas.

IV.1.2 Influencia de los productores independientes en la economía del sector eléctrico y a nivel macroeconómico

La realización de un proyecto de producción independiente influye en la economía del sector eléctrico en la medida que obliga a efectuar pagos periódicos por concepto de compra de energía (Aburto, 1999). A su vez, el sistema eléctrico impone un condicionamiento bastante rígido a la realización del proyecto, cuyas variables características quedan restringidas a determinados intervalos dependientes de ciertos parámetros del sistema⁸. El impacto de un productor externo sobre la economía de la industria eléctrica está en función de la capacidad de pago de la Comisión Federal de Electricidad y de sus compromisos futuros.

Para ubicar que tanto puede afectar el ingreso de un productor independiente, es necesario conocer la condición actual de los pasivos de la CFE y los plazos de vencimiento. Esto se muestra en la tabla IV-5.

⁸ El condicionamiento impuesto al proyecto por el sistema debe enfocarse en un contexto de análisis microeconómico, examinando sus consecuencias sobre la viabilidad y conveniencia económicas del proyecto, es decir, sobre el cálculo económico de la empresa responsable. De acuerdo a esto decide si el proyecto es atractivo a sus propósitos

Tabla IV-5. Estado de pasivo titulado de la CFE (miles de pesos)

ACREEDORES	SALDOS INSOLUTOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 1998		VENCIMIENTOS						TASA DE INTERÉS ANUAL %	MONEDA DE CRÉDITO	TIPO DE CAMBIO
			1999		2000		A TRES Ó MÁS AÑOS				
			CAPITAL	INTERESES	CAPITAL	INTERESES	CAPITAL	INTERESES			
Ericsson	2,303	500								Dólar	9.87
Nacional Financiera Ibrd-Brd	9,435,781	3,609,017	1,001,769	633,716	1,008,499	624,341	7,425,513	2,350,960		Dólar	9.87
Bancomest	165,261	142,308	35,232	52,297	35,232	39,282	94,797	50,729		Peso	1.00
SUMA DEUDA INTERNA	9,603,345	3,751,825	1,037,001	686,013	1,046,034	664,123	7,520,310	2,401,689			
Ansaldo Energia	2,878	352	1,151	192	1,151	107	576	53	7.42	Dólar	9.87
Ansaldo Cie	1,633	131	1,088	110	1,545	21			8.04	Dólar	9.87
Bancorex	516,811	41,236	275,859	27,510	189,573	11,364	51,379	2,362	5.91	Dólar	9.87
Banco Babao Vizcaya	33,466	3,251	22,261	2,599	11,144	566	61	6	8.02	Dólar	9.87
Banco Central Hispanoamericano	288,109	102,089	38,414	24,589	38,414	21,314	211,281	56,186		Dólar	9.87
Banco Espanol De Crédito	1,681,227	454,609	333,260	136,941	298,249	110,568	1,049,718	207,100	7.12	Dólar	9.87
Banco Exterior De España	26,307	3,792	9,089	1,666	6,160	1,100	11,058	1,026	6.76	Dólar	9.87
Bancomer	15,725		15,725							Dólar	9.87
Banque Nationale De Paris	51,789	5,552	11,212	2,082	8,894	1,507	31,683	1,933		Dólar	9.87
Bayenische Landesbank Girozentrale	100,239	19,701	21,101	6,783	21,101	5,267	58,037	7,651		Dólar	9.87
Citibank	1,891,925	247,010	628,259	128,869	626,962	82,146	636,704	35,995		Dólar	9.87
Credit Lyonnais Branch	730,180	56,309	401,901	24,620	123,343	16,916	204,936	14,773		Dólar	9.87
De Pretho Escher	6,405	997	1,709	420	1,709	301	2,987	276	6.97	Dólar	9.87
Energomachéport	254,173	42,564	46,214	13,528	46,214	10,983	161,745	18,063	5.50	Dólar	9.87
Export Development Corporation	163,531	23,932	46,922	9,166	36,509	6,555	71,100	8,211	5.93	Dólar	9.87
Flat Awo	13,901	2,267	3,869	873	2,812	636	7,220	758	7.60	Dólar	9.87
Instituto De Crédito Oficial	2,932,765	487,152		36,114		37,360	2,932,765	413,678	1.26	Dólar	9.87
Kreditanstalt Fur Wiederaufbau	564,751	103,250	127,324	35,496	116,379	27,498	321,048	40,256	7.56	Dólar	9.87
Mecanica Financiera	47,558	4,769	27,494	3,549	20,054	1,220			8.75	Dólar	9.87
Mitsui & Company Inc.	42,602	3,906	21,301	2,733	21,301	1,173				Dólar	9.87
Passoni	5,331	1,088	1,066	376	1,066	297	3,199	415	7.42	Dólar	9.87
Peabbles Electric Company	8,037	941	3,215	564	3,215	315	1,607	62	7.70	Dólar	9.87
Skandinaviska Enskilda	169,686	58,753	18,644	15,691	31,724	12,681	109,318	30,381	6.56	Dólar	9.87
Societe Europeene	5,945	819	2,533	504	2,339	263	1,073	52	9.35	Dólar	9.87
Tarex	2,497	65	2,497	65					5.18	Dólar	9.87
Ubs, A.G.	462,511	153,949	19,271	14,233	38,543	22,761	404,697	116,955	5.10	Dólar	9.87
Westdeutsche Landesbank Girozentrale	3,452,750	56,860	3,452,750	56,860					4.90	Dólar	9.87
Credit Commercial De France	63,699	16,440	13,394	5,904	13,394	4,607	36,911	5,929		F. Francés	1.76
Credit National	104,400	27,271		2,088		1,242	104,400	23,941	2.00	F. Francés	1.76
Bancomest	53,040	9,791	8,840	2,884	8,840	2,369	35,360	4,518		F. Suizo	7.15
Swiss Bank Corporation	117,436	9,992	29,548	3,670	23,686	2,729	64,202	3,593	1.75	F. Suizo	7.15
Geac Alstom Measurements	276	13	276	13					10.05	Lira	16.41
Kreditanstalt Fur Wiederaufbau	226,966	24,850	114,277	15,151	82,248	6,906	30,441	2,793	6.98	Marco	5.90
Banco Exterior De España	1,065	67	1,065	67						Peseta	0.07
International Bank Fuer Aussenhandel	163,017	46,060	27,175	13,576	13,587	8,567	122,255	23,917	6.63	Sca	0.84
Embank Japon	436,260	41,847	124,130	3,198	97,184	5,545	214,946	28,104	2.58	Yen	0.09
Mitsubishi Corporation	223,615	13,982	49,692	5,279	49,692	4,047	124,231	4,656	2.50	Yen	0.09
SUMA DEUDA EXTERNA	14,842,506	2,065,627	5,902,526	603,063	1,935,042	408,931	7,004,938	1,053,633			
TOTALES	24,445,851	5,817,452	6,939,527	1,289,076	2,981,076	1,073,054	14,525,248	3,455,322			

CONCILIACIÓN CON CIFRAS DE SITUACIÓN FINANCIERA		
ESTADO DE PASIVO TITULADO		24,445,851
	<u>24,445,851</u>	
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA		
Pasivo a Corto Plazo	7,526,991	
Pasivo a Largo Plazo	<u>16,918,860</u>	24,445,851

Fuente: SHCP (1999)

El ahorro a corto plazo en que se incurre puede canalizarse a obras de beneficio social, aunque a largo plazo se pueda incrementar los pasivos del sector debido a la obligación permanente de la compra de energía⁹.

⁹ En los próximos años se tendrá un incremento en el gasto corriente como consecuencia de los pagos que deben efectuarse por concepto de las obligaciones adquiridas con los agentes privados.

Hasta ahora el gobierno ha tenido éxito en impedir el efecto desestabilizador de los problemas financieros del sector sobre el resto de la economía en el corto plazo. Pero ello no se ha logrado sin costo. Ramírez Oteo (1996) establece que muchas de las medidas adoptadas por el gobierno han sido tomadas sin suficientes grados de libertad y bajo presiones que al menos hacen dudar de su conveniencia¹⁰.

En todo negocio cuando se arriesga capital, es imprescindible garantizar una razonable utilidad que, al ser regulada, tiende a eliminar la desventaja que se origina frente a una paraestatal cuya función, aparte de evitar déficit o pérdidas excesivas, está relacionada principalmente con el bienestar social de la población¹¹.

Para la Comisión Federal de Electricidad, los dos enfoques que se consideran para demostrar que un proyecto se justifica para comprar la energía son:

1. Las condiciones de rentabilidad económica del PIE no deben representar una carga mayor que si la energía la produjera por sí misma. Es decir, en igualdad de condiciones, sus utilidades deben provenir de su propia eficiencia.
2. El impacto sobre el desarrollo económico y social.

La evaluación económica que realiza la CFE estima en términos de valor económico los efectos positivos y negativos de la participación privada en la generación y los costos adicionales en que se tendría que incurrir para equilibrarlos o controlar dichos efectos.

Como en los proyectos de producción independiente se puede tener una estimación de los costos de producción, el valor agregado que se espera obtener puede calcularse por medio de la diferencia del valor bruto anual de producción y el valor de los insumos correspondientes a cada año de producción.

La realización de proyectos bajo esta modalidad puede conducir a un replanteamiento de las formas de redistribuir el ingreso a través de una conveniente revisión de la estructura de

¹⁰ Además, afirma que no se conocen los verdaderos costos de muchas de esas medidas en el largo plazo y por lo tanto es imposible determinar si los beneficios de corto plazo compensarán los costos que se produzcan en el largo plazo. Con esto trata de comprobar que la inserción del sector eléctrico en la economía mexicana no es armónica en el corto plazo.

¹¹ Como se explica en el capítulo III, el objetivo histórico de la CFE es ser pilar fundamental del desarrollo del país, no tanto el de obtener utilidades.

asignaciones de las tarifas eléctricas y que sólo se subsidien a aquellos usuarios que de otro modo no dispondrían del servicio.

La realización de un proyecto de este tipo, cuando se integra la visión de los elementos de la inversión y de la producción, puede traducirse en la creación o desaparición de economías externas para otras empresas o actividades relacionadas con esta industria¹².

Para poder dimensionar la incidencia de los productores independientes dentro del sector, es indispensable conocer la magnitud de los montos de inversión de los proyectos. En la tabla IV-6 se muestran estos montos.

Tabla IV-6. Inversión estimada en los proyectos de producción independiente (millones de dólares)

No.	PROYECTO	INVERSIÓN*
1	Mérida III	213.0
2	Hermosillo	180.0
3	Río Bravo	360.0
4	Saltito	120.0
5	El Sauz	245.0
6	Monterrey	240.0
7	Tuxpan II	256.0
8	Campeche	200.0
9	Altamira II	254.0
10	Naco-Nogales	136.0
11	Rosarito 10 y 11	262.0
	TOTAL	2,204.0

Fuentes: Cámara de Diputados (1999) y CRE (2000)

Adicionalmente a las inversiones que la CFE tiene que efectuar para cumplir con su programa de expansión, los compromisos totales derivados de los proyectos extrapresupuestales ascienden a 6,513 millones de dólares a cubrir en el periodo 1998-2024¹³. Además se deberán pagar 2,929 millones de dólares de intereses en el mismo periodo.

Los compromisos estimados de los proyectos extrapresupuestales se muestran en la Tabla IV-7. Los pagos correspondientes a los productores independientes contemplan a los primeros cinco proyectos y se derivan de los cargos fijos de capacidad (al igual que las obras de

¹² Tal es el caso de empresas fabricantes de equipo eléctrico, constructoras o de empresas que se dedican a la prestación de servicios de mantenimiento.

¹³ Incluye costo financiero durante la construcción, durante la operación y el rendimiento sobre la inversión

infraestructura). Estos pagos formarán parte del precio de compra de energía y serán parte del costo de explotación.

Tabla IV-7. Pagos futuros derivados de los proyectos extrapresupuestales que actualmente se encuentran en construcción (millones de dólares)

AÑO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008/ 2024	TOTAL
PAGOS DE PRINCIPAL												
Proyectos CAT	-	32	53	85	88	89	92	93	100	95	1,059	1,786
Proyectos PIEs*	-	-	-	56	109	116	135	154	167	172	2,046	2,955
Líneas de transmisión	-	6	16	16	20	23	24	24	22	19	178	348
Subestaciones	-	4	16	17	19	23	24	24	25	26	217	395
Obras de infraestructura	6	11	10	66	66	68	79	78	83	83	480	1,029
Subtotal	6	53	94	240	301	320	352	374	398	395	3,979	6,513
PAGO DE INTERESES												
Proyectos CAT	15	80	103	169	166	158	151	143	135	127	671	1,918
Líneas de transmisión	-	9	34	33	32	30	27	25	22	20	48	281
Subestaciones	-	10	34	33	31	30	28	26	24	22	79	317
Obras de infraestructura	-	-	47	36	32	31	28	35	32	25	148	413
Subtotal	15	99	218	270	260	249	234	229	214	194	946	2,929
TOTAL	21	152	313	510	561	569	586	603	611	589	4,925	9,441

* Incluye costo financiero durante la construcción, durante la operación y el rendimiento sobre la inversión

Fuente: Cámara de Diputados (1999)

Los flujos que se muestran contemplan los pagos de las ofertas adjudicadas en las respectivas licitaciones y consideran las fechas programadas de operación de las instalaciones y bajo los parámetros suscritos.

Durante los últimos años se han identificado las entradas de capital para inversión y el servicio de la deuda que se asumiría en cada uno de los proyectos, así como las condiciones en que los riesgos podían establecer. Los estudios económicos de CFE se articulan con los análisis financieros, que preparan las proyecciones de inversión del sector y que consideran los límites máximos condiciones de endeudamiento del sector que aprueba la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Sin embargo, es difícil cuantificar la real aportación del capital privado en el desarrollo de la industria eléctrica. En la contabilidad de la CFE, se separan los proyectos de producción independiente. No obstante, se puede apreciar la creciente presencia del capital privado cuya participación en el Presupuesto de Egresos de la Federación año con año es más significativa. Como muestra, para el periodo 1998-2007 se estima que será del 92.5%. Esto

pone en evidencia que han sido suficientes las condiciones e incentivos de apertura y, por lo tanto, no hay lugar a queja de una falta de participación de la iniciativa privada.

En la tabla IV-8 se muestra como la administración 1994-2000 contrató obras con el sector privado por 94,215 millones de pesos (9,712 millones de dólares) a través de esquemas de inversiones financiadas directas que deberán pagarse entre 1998 y 2019¹⁴. En el sector eléctrico, se contempla la ejecución de 47 obras que comprenden la construcción de 18 centrales generadoras además de otras diez ya licitadas. Esto demuestra que la responsabilidad de la expansión de la generación del sistema eléctrico mexicano recaerá fundamentalmente en el sector privado. Sin necesidad de cambios estructurales o privatizaciones se ha logrado atraer grandes cantidades de recursos que ha ahorrado al gobierno, cuyo gasto en el sector va paulatinamente decreciendo.

Tabla IV-8. Estimación de pagos al sector privado por proyectos de largo plazo (millones de pesos de 2000)

AÑO	AMORTIZACIÓN	INTERESES
1998	151.8	0.0
1999	539.2	855.2
2000	810.0	1,813.0
2001	1,703.5	3,186.9
2002	2,846.9	4,065.0
2003	3,358.1	4,039.0
2004	4,020.5	4,166.8
2005	4,266.3	3,917.1
2006	4,338.2	3,499.6
2007	4,351.3	3,076.0
2008	4,436.5	2,647.2
2009	5,044.3	2,411.4
2010	7,422.7	1,719.2
2011	3,017.5	1,195.5
2012	2,046.2	942.0
2013	2,152.5	754.1
2014	699.2	558.2
2015	735.0	469.3
2016	1,764.2	305.3
2017	251.1	170.3
2018	284.4	135.3
2019	76.7	2.4
TOTAL:	54,286.2	39,928.8

Fuente: Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal del año 2000

¹⁴ Datos de Noé Cruz Serrano publicados en el periódico *El Universal* el 28 de febrero de 2000, considerando un tipo de cambio de 9.7 pesos por dólar.

Menos del 3% del monto mencionado fue pagado por el gobierno que recién terminó. Esto significa que en las próximas cuatro administraciones tendrán que cubrir cerca de 91,000 millones de pesos. De la tabla anterior se deduce que del monto total del adeudo bajo este esquema, la amortización representa el 57.61%.

De la deuda contraída, los intereses representan el restante 42.39%. Con fines comparativos, Rodríguez (2000) concluye que para el sector privado representa un negocio muy rentable ya que por cada peso que invierte en obra pública en materia eléctrica obtiene 73 centavos de intereses. A pesar de estas cifras, las autoridades afirman que el Estado asume los riesgos y, por ende, no existe una verdadera inversión de capital de la iniciativa privada¹⁵.

Un aumento significativo de proyectos de producción externa puede condicionar la estructura futura de las inversiones de la CFE y su consecuente disminución en la participación en materia de generación en el sector, debido a las ventajas que impone la política de una creciente participación privada y de un favorecimiento de los organismos prestatarios del exterior. CFE ha procurado que la participación de productores independientes sea razonable con relación a la dimensión del sector, por ello, los proyectos se han situado hasta el momento en el marco de la estrategia de desarrollo, determinada a nivel de la planificación sectorial.

Para evitar el riesgo que significa un incremento del costo para la sociedad de la expansión del sistema de suministro en energía y no comprometer las finanzas públicas de las próximas administraciones se requiere de que la Comisión Federal de Electricidad revierta la tendencia actual de disminución en su autofinanciamiento y sirva de contrapeso a la dependencia del sector privado, así como de los ciclos combinados. Este es uno de los puntos débiles de este modelo a mediano y a largo plazo, cuya solución radica en efectuar medidas correctivas en relación a la regulación de las tarifas, a los subsidios y a las políticas fiscales, a los procesos de licitación y en la autonomía de empresa de CFE.

La deuda contraída si bien compromete pagos corrientes a las siguientes administraciones, puede ser manejable de acuerdo a la solvencia de la CFE. Estos proyectos han demostrado ser viables, y como muestra, es que la misma Secretaría de Hacienda y Crédito Público los ha autorizado.

¹⁵ Derivado de los datos anteriores y analizando los planes de expansión, se puede advertir una sobreinversión en algunas áreas y una subinversión en otras. Además, se aprecia una falta de imaginación para diversificar los financiamientos futuros, lo que puede comprometer un deseable desarrollo de la industria eléctrica.

IV.2 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS PROYECTOS DE PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE

Todos los proyectos de producción independiente otorgados han sido evaluados económicamente para determinar su factibilidad. Por ello, es necesario exponer los criterios que han servido como base para elegir a los ganadores de las licitaciones. Posteriormente, se analizan detalladamente las propuestas económicas de los proyectos para poder hacer una reflexión acerca del precio de venta a la CFE.

IV.2.1 Criterios de evaluación económica para proyectos de producción independiente

Para decidir acerca de la conveniencia de realizar un proyecto de producción independiente, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, ha establecido los criterios que la CFE debe considerar para su posible ejecución.

Con el objeto de no comprometer más allá de la capacidad de pago autorizada como consecuencia de la compra de energía en el futuro, se establecen diversos indicadores económicos cuyo objeto es comparar el flujo de ingresos con el flujo de costos. En la práctica, los criterios de evaluación más utilizados son el Valor Presente Neto, la Tasa Interna de Retorno, la Razón Beneficio-Costo y el Periodo de Recuperación de la Inversión. Asimismo, para proyectos que por sus características se requiere realizar una evaluación costo-eficiencia se emplea el criterio del Costo Anual Equivalente.

Valor presente neto (VPN)

Básicamente, un proyecto de inversión consiste en un flujo de valores positivos (ingresos) y negativos (costos) que se producen en diferentes momentos en el tiempo. Por ello no es válido compararlos directamente ya que el dinero tiene diferentes valores a medida que transcurre el tiempo. Aparte del problema de la inflación, un peso tendrá distintos valores según la preferencia temporal del grupo de personas interesadas. Es decir, si las personas prefieren sacrificar consumo presente por consumo futuro o viceversa. Para comparar pesos disponibles en distintos momentos del tiempo se utiliza la tasa de descuento.

En método del VPN toma en cuenta la distribución del flujo de ingresos y egresos del proyecto a través del tiempo. Su cálculo se hace a partir del flujo de ingresos netos descontados a la tasa pertinente, la cual es un dato externo al proyecto.

Si se designa como BN_t al ingreso neto (positivo o negativo) que se obtiene el año t y se representa la tasa de descuento con la letra r , entonces el valor hoy (año cero) del ingreso BN_t es igual:

$$VPN = \frac{BN_t}{(1+r)^t}$$

En general, el valor presente hoy (año cero) de un flujo de ingresos netos que se producirá durante "n" años es:

$$VPN = BN_0 + \frac{BN_1}{(1+r)} + \frac{BN_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{BN_n}{(1+r)^n}$$

Esto puede ser expresado como:

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{BN_t}{(1+r)^t}$$

Se obtiene un VPN para todas las alternativas del proyecto a comparar. Dichos VPN se calculan para el mismo momento, es decir, para un mismo año, ya que de no hacerse así, la rentabilidad de las alternativas no podría compararse pues los valores no son homogéneos. Así, a pesar de que las alternativas a comparar tengan distintos periodos de construcción o comiencen en años diferentes, siempre se actualiza el flujo de ingresos netos de dichas alternativas a un año en común.

La tasa de descuento pertinente puede cambiar de un año a otro; por ejemplo, r_1 para el primer año, r_2 para el segundo, etc. En este caso, la expresión para calcular el VPN es:

$$VPN = BN_0 + \frac{BN_1}{(1+r)} + \frac{BN_2}{(1+r_1)(1+r_2)} + \frac{BN_3}{(1+r_1)(1+r_2)(1+r_3)} + \dots$$

donde r_1, r_2, r_3, \dots pueden ser iguales o tener valores diferentes. En el caso de que r_1, r_2, r_3 sean iguales entre sí, esta función es igual a la anterior.

El criterio de decisión aplicable al VPN establece que un proyecto de producción externa de energía es rentable si el valor presente del flujo de ingresos es mayor que el valor presente del flujo de costos, cuando éstos se actualizan con la misma tasa de descuento.

Todo proyecto con VPN positivo es factible. Al comparar proyectos que son mutuamente excluyentes¹⁶ se elige aquél con el mayor VPN (siempre que éste sea positivo).

Conceptualmente el VPN indica en cuánto más rico o más pobre se hace una empresa, entidad o dependencia por efectuar el proyecto, comparado con dejar de realizar el mejor proyecto alternativo que tiene.

Tasa interna de retorno (TIR)

La TIR es la tasa de interés que hace que el VPN de un proyecto sea igual a cero. Utilizando la simbología anterior, se tiene:

$$\sum_{t=0}^n \frac{BN_t}{(1+\rho)^t} = 0$$

donde ρ es la tasa interna de retorno del proyecto.

El criterio de decisión establece que sólo si la TIR es mayor que el costo total del capital es conveniente ejecutarlo. Desde el punto de vista privado, el costo del capital pertinente es la tasa de interés que habrá que pagar sobre un crédito solicitado para realizar el proyecto, la rentabilidad de la mejor alternativa de inversión (si se emplea capital propio) o un ponderador de ambos.

La TIR es útil para proyectos que se comportan normalmente. Es decir, para proyectos que primero incurren en costos y después generan beneficios. Si el signo de los flujos del proyecto cambia más de una vez durante el horizonte de evaluación existe la posibilidad de obtener más de una TIR. Al tener soluciones múltiples, todas positivas, cualquiera de ellas puede inducir

¹⁶ Dos proyectos son mutuamente excluyentes si la ejecución de uno implica que el otro ya no se ejecutaría.

a adoptar una decisión errónea debido a que en el cálculo de la TIR se supone, implícitamente, que los flujos netos que se obtienen en cada período se reinvierten a esa misma tasa.

Es importante destacar que no es conveniente usar la TIR para decidir entre proyectos mutuamente excluyentes ya que, aunque un proyecto tenga una TIR superior a otro, el VPN del primero puede ser inferior al del segundo¹⁷.

Utilizar el indicador de la TIR, acompañado del VPN, tiene la ventaja de dar una imagen de la rentabilidad de los proyectos evaluados, la cual es muy atractiva para los empresarios y bancos que suministran fondos para inversión.

Razón beneficio-costos

Este criterio indica que si la razón entre los beneficiarios y los costos de un proyecto es mayor que la unidad, su ejecución es conveniente. Por supuesto, esto se refiere al valor presente de los beneficios y costos.

El indicador que se obtiene es útil para determinar si el proyecto es bueno o no. Sin embargo no sirve para elegir entre proyectos, ya que no toma en cuenta el tamaño de los mismos. Otro motivo para que la razón beneficio-costos no sirva para comparar proyectos es que el resultado depende de cómo se calculen los beneficios, es decir, si los costos de operación del proyecto se deducen de los ingresos brutos calculándose ingresos netos, en lugar de tomarse los costos y beneficios brutos para el cálculo de sus respectivos valores actuales.

Es conveniente destacar que si se obtiene una razón beneficio-costos superior a la unidad, esto equivale a que el proyecto es positivo.

¹⁷ Por ejemplo, si existieran dos proyectos con los siguientes flujos.

PROYECTO	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3 EN ADELANTE
Flujo neto Proyecto A	-100	120	130	0
Flujo neto Proyecto B	-100	50	50	50

Donde el proyecto B tiene ingresos netos de 50 pesos por 80 años y se supone una tasa de interés de 10%. La TIR del proyecto A es de 89% y del proyecto B es de 50%. Con base en estos resultados, bajo el criterio de la TIR, se ejecutaría el proyecto A porque tiene una rentabilidad superior al del proyecto B. Sin embargo, el VPN del proyecto A es de 116.5 pesos mientras que el VPN del proyecto B es de 400 pesos. El proyecto que más incrementa la riqueza del inversionista es el proyecto B. Si se tomara la decisión con base en la TIR el inversionista dejaría de ganar 300 pesos por ejecutar un proyecto menos rentable que el proyecto B.

Periodo de recuperación

Este criterio determina el periodo de tiempo en que se recupera la inversión requerida por el proyecto. Se utiliza en situaciones de riesgo y cuando es pertinente conocer cuánto demora recuperar lo invertido.

La ventaja de este criterio es su simplicidad pero su aplicación no sirve para comparar proyectos ya que no considera el valor del dinero a través del tiempo. Más que un criterio económico, el periodo de recuperación es una medida de tiempo.

Costo anual equivalente (CAE)

Existen proyectos cuyos beneficios son de difícil medición por lo que se evalúan con la metodología de costo-eficiencia. Con esta metodología se elige el proyecto de mínimo costo y no se miden beneficios. Al tomar una decisión por mínimo costo, implícitamente se está suponiendo que el proyecto es rentable y que todas las alternativas tienen iguales beneficios. Para poder comparar los costos de las distintas alternativas debe calcularse el costo anual equivalente de cada una de ellas para establecer la que efectivamente incurra en los menores costos. El CAE no es otra cosa que la anualidad de todos los costos atribuibles al proyecto (directos e indirectos, incluyendo inversión) y del valor residual al final del horizonte de evaluación, si es el caso. Para calcularse debe obtenerse el valor presente de dichos costos y transformar este valor en su equivalente para cada año, utilizando la siguiente expresión:

$$CAE = VPC \cdot \left[\frac{r \cdot (1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \right]$$

Donde VPC es el valor presente de los costos de cada alternativa. Cabe destacar que siempre se deberá tratar de evitar la evaluación costo-eficiencia debido a los supuestos implícitos que acompañan a esta opción.

De la breve descripción de los criterios de evaluación hasta aquí mencionados, se concluye que todos tienen ventajas e inconvenientes. Sin embargo, las fuertes desventajas de los dos últimos no los hacen aconsejables para decidir la ejecución o rechazo de un proyecto de producción independiente. Por lo tanto, para evaluar proyectos con metodologías costo-beneficio, la SHCP recomienda a la CFE utilizar como criterios de decisión el VPN y la TIR.

Sin embargo, cabe recordar que si el problema que se enfrenta es decidir entre proyectos mutuamente excluyentes, el criterio del VPN es el único que permite adoptar una decisión sin inducir a error respecto de cuál proyecto es más rentable.

En general, como una norma respecto de los criterios de evaluación, conviene calcular para cada proyecto su valor presente neto y su tasa interna de retorno. Posteriormente, se calcula el flujo de caja para determinar la rentabilidad del proyecto para todos los años del horizonte de evaluación. En él se toma en cuenta el financiamiento y sus respectivos pagos. La información sobre el financiamiento incluye la fuente, monto, plazo para su pago, tasas y otras condiciones que se establecerán en los contratos que se celebrarán con las diferentes fuentes de financiamiento.

Para cada año se calcula el flujo de fondos y una justificación del costo de capital utilizado para descontar estos flujos. Se calculan los indicadores VPN y TIR para el caso de los PIDIREGAS y se efectúa una evaluación financiera estimada para el privado que incorpore sus ingresos y costos sin omitir el pago que debiera hacer a las fuentes de financiamiento a contratar.

Durante el proceso de licitación, se analizan los resultados de la evaluación de cada propuesta. La adecuada obtención del VPN y de la TIR posibilita la identificación y determinación de la mejor alternativa.

IV.2.2 Descripción general de los cargos que los productores independientes cobran a la CFE

Para cada proyecto, la Comisión Federal de Electricidad selecciona el contrato a favor del participante que haya cumplido con los requisitos establecidos en la licitación, que haya reunido las condiciones legales, económicas, financieras y técnicas requeridas, y además, que haya garantizado satisfactoriamente el cumplimiento de las obligaciones derivadas de los respectivos contratos. En caso de que más de una propuesta sea declarada como solvente, el proyecto se adjudica al licitante que ofrece el menor precio de venta de energía.

Dentro del proceso de licitación que se lleva a cabo para el otorgamiento de un permiso de producción independiente, los flujos de efectivo que se consideran para la evaluación económica son:

- Cargos por capacidad
 - Cargo fijo por capacidad
 - Cargo fijo por operación y mantenimiento

- Cargo por energía
 - Cargo variable de operación y mantenimiento
 - Cargo por combustible
 - Cargo por arranques

Para realizar la evaluación económica formal se utiliza el concepto de precio unitario nivelado de generación (PNG) que se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$PNG = \frac{VP_{ft}}{\sum_{i=1}^n \frac{G_i}{(1+t)^i}}$$

donde:

VP_{ft} = Suma de los valores presentes de cada cargo por capacidad y cargo de energía a la fecha de apertura de propuestas técnicas.

n = El periodo de evaluación en meses, que contempla desde la apertura de propuestas técnicas hasta la terminación del contrato.

G_i = Generación neta en el mes "i".

t = Tasa de descuento real mensual en pesos.

i = El número de meses, contando desde el mes en el que fue presentada la propuesta, inclusive.

El procedimiento de cálculo del valor presente de cada uno de los cargos por capacidad y por energía es el que se establece a continuación:

- 1) Cargo fijo de capacidad (CFC). Primero se deflacta cada uno de los cargos mensuales a una tasa específica¹⁸, luego se calcula el valor presente en dólares y se convierte en pesos usando el tipo de cambio de la fecha de apertura de propuestas técnicas.
- 2) Cargo fijo de operación y mantenimiento (CFOM). Para la parte correspondiente a dólares primero se calcula el valor presente y posteriormente se convierte dicho valor presente a pesos usando el tipo de cambio de la fecha de apertura de propuestas técnicas. Para la parte correspondiente a pesos (materiales y mano de obra) se calcula el valor presente de los cargos incluidos en la propuesta.
- 3) Cargo variable de operación y mantenimiento (CVOM). Se calcula primero el costo del agua requerida para cada mes dado el consumo de agua garantizado, la generación neta del mes correspondiente y el precio el agua. Luego se multiplican los cargos variables de operación y mantenimiento cotizados por la generación para el mes correspondiente. Posteriormente se suman ambos resultados y se calcula el valor presente de este flujo.
- 4) Cargo por arranques (CA). El costo de los arranques con combustible base se calcula multiplicando, para cada mes, la energía calorífica que presenten los licitantes para cada tipo de arranque con combustible base, por el número de arranques (1.333 en caliente, 0.333 en frío y 0.333 en frío) y por el precio del combustible base cada mes. Luego se calcula el valor presente de cada tipo de arranque y por último se convierte este valor presente a pesos usando el tipo de cambio e la fecha de apertura de propuestas técnicas.
- 5) Cargo por combustible (CC). El costo de la operación con combustible base se calcula sumando primero el producto del consumo térmico unitario neto medio pesado con combustible base por la generación neta mensual con combustible base con el producto de consumo térmico por operación en vacío en condiciones promedio anual con combustible base por el número de horas mensuales señaladas en los supuestos técnicos (12 horas al mes). Este resultado se multiplica por 1.11 (que es la relación del poder calorífico superior con respecto al inferior del combustible base) y por su precio. El precio del combustible base para efectos de la evaluación es igual al establecido en el escenario de precios de combustible. El costo de la operación con combustible alterno debe calcularse de la misma manera pero sustituyendo los valores con los correspondientes a la

¹⁸ Es la componente mensual de la tasa de inflación anual estimada para Estados Unidos, considerada constante por la vigencia del contrato

operación con combustible alterno. Posteriormente se calcula el valor presente de este flujo, y por último, se convierte este valor presente a pesos usando el tipo de cambio de la fecha de apertura de las propuestas técnicas.

Para calcular la G_i se multiplica la capacidad neta garantizada por el factor de planta por 720 horas (para efectos de evaluación cada mes tiene 30 días).

La propuesta ganadora es la que muestra el precio unitario nivelado de generación más bajo y cumple con los requisitos que se establecen en las bases de licitación. En caso de existir empate entre dos o varias propuestas (una diferencia no mayor al 1% entre el PNG), se calcula nuevamente el consumo térmico unitario neto garantizado (CTUNG) pero para una carga del 75% y se resuelve a favor del menor PNG respectivo¹⁹.

En el Anexo C se expone de forma muy detallada la metodología de cálculo del cargo por capacidad y el cargo por energía que la CFE define en las bases de licitación para cada uno de los proyectos de producción independiente.

IV.2.3 Precios de venta del kWh a la CFE

Con base en la exposición precedente a continuación, se presenta un resumen con los indicadores económicos más notables para los primeros ocho proyectos de producción independiente. Los datos provienen de las propuestas económicas y financieras presentadas por los participantes en cada licitación, mismos que se concentran en las tablas IV-9 a IV-16. También se anexan algunas otros datos de variables consideradas importantes para la adjudicación de los respectivos permisos. La secuencia es de acuerdo con el orden cronológico en que fueron adjudicados los proyectos.

a) Proyecto Mérida III

Al ser el primero en su tipo, el proyecto Mérida III presentó múltiples problemas desde su primera convocatoria de licitación. Originalmente varios fueron los consorcios interesados en participar, sin embargo, con los continuos retrasos, muchas optaron por abandonar el proceso. Por ello, sólo se muestran los datos de los licitantes que presentaron las mejores ofertas desde el punto de vista económico.

¹⁹ Si persiste empate, se opta por la propuesta con la mayor capacidad neta en condiciones de diseño de invierno.

Tabla IV-9. Indicadores relevantes del proyecto Mérida III

LICITANTE	PNG		VARIACIÓN %	CAPACIDAD (MW)	SITIO
	Centavos de dólar/kWh	Pesos/kWh			
AES Corporation	2.49	0.1966	-	440.00	CFE
Mitsubishi	2.69	0.2128	8.27	440.00	CFE
Makowski	2.72	0.2148	9.25	440.00	CFE

PNG: Precio Unitario nivelado de generación

LICITANTE	COSTOS FIJOS DE CAPACIDAD		COMBUSTIBLE		OTROS COSTOS	
	Centavos de dólar/kWh	%	Centavos de dólar/kWh	%	Centavos de dólar/kWh	%
AES Corporation	0.6822	27.4	1.5288	61.4	0.2788	11.2
Mitsubishi	0.8581	31.9	1.5144	56.3	0.3174	11.8
Makowski	0.8731	32.1	1.4987	55.1	0.3481	12.8

LICITANTE	VALOR PRESENTE (Millones de dólares)					
	CFC	Otros CF	Combustible	CVOM	Aranques	Total
AES Corporation	126.0	47.0	283.0	5.0	2.40	463.40
Mitsubishi	160.0	46.0	282.0	13.0	0.90	501.90
Makowski	162.0	53.0	279.0	11.0	1.73	506.73

CFC: Cargo fijo de capacidad, CF: Cargos fijos, CVOM: Cargos variables de operación y Mantenimiento

Fuente: CFE (1997f)

b) Proyecto Hermosillo

Tabla IV-10. Indicadores relevantes para el proyecto Hermosillo

LICITANTE	PNG		VARIACIÓN %	ISC	FINANCIAMIENTO	CAPACIDAD	
	Centavos de dólar/kWh	Pesos/kWh				Millones de dólares	Gas
Unión Fenosa	3.60	0.367	-	138.5	164.00	250.0	250
Intergen	3.65	0.372	1.4	122.70	200.00	250.0	227.8
Calpine/Mitsubishi	3.69	0.376	2.3	122.30	166.00	245.6	234.5
Enron	3.94	0.401	9.3	134.00	207.52	223.0	223.0
El Paso	4.03	0.410	11.8	112.80	167.71	250.0	226.3
AES	4.15	0.423	15.2	121.80	193.44	250.0	214.5
Marubeni/Shite	4.30	0.438	19.2	137.90	208.60	245.1	247.6
Abengoa/Iberdrola	4.65	0.473	28.9	137.00	212.00	242.0	225.0

PNG: Precio Unitario nivelado de generación, ISC: Ingeniería, suministro y construcción

LICITANTE	CFC		COMBUSTIBLE		OTROS COSTOS	
	Centavos de dólar/kWh	%	Centavos de dólar/kWh	%	Centavos de dólar/kWh	%
Unión Fenosa	0.9000	25.0	2.0700	57.5	0.6300	17.5
Intergen	1.1351	31.1	2.0549	56.3	0.4599	12.6
Calpine/Mitsubishi	0.8413	22.8	2.4796	67.2	0.369	10.0
Enron	1.0086	25.6	2.5413	64.5	0.3900	9.9
El Paso	1.3943	34.6	2.1520	53.4	0.4836	12.0
AES	1.2242	29.5	2.5356	61.1	0.3901	9.4
Marubeni/Shite	1.3674	31.8	2.4467	56.9	0.4859	11.3
Abengoa/Iberdrola	1.6042	34.5	2.5528	54.9	0.4929	10.6

CFC: Cargo fijo de capacidad

LICITANTE	SUMINISTRO		VALOR PRESENTE (Millones de dólares)				
	Sitio y agua	Combustible	CFC	Otros CF	Otros CE	Combustible	Total
Unión Fenosa	Licitante	CFE	100.39	65.24	5.10	230.94	401.67
Intergen	Licitante	CFE	123.56	36.56	13.92	223.81	397.85
Calpine/Mitsubishi	CFE	CFE	92.41	36.46	4.10	272.42	405.39
Enron	CFE	CFE	110.09	39.76	2.83	277.40	430.08
El Paso	Licitante	CFE	151.71	41.94	10.25	233.98	437.88
AES	CFE	CFE	129.35	33.19	7.85	268.08	438.47
Marubeni/Shite	CFE	CFE	147.28	45.71	6.35	263.34	462.68
Abengoa/Iberdrola	CFE	CFE	164.78	43.86	6.56	261.74	476.93

CF: Cargos fijos, CE: Cargos variables de operación, mantenimiento, agua y arranques.

LICITANTE	ESTRUCTURA DE CAPITAL (Millones de dólares)			
	Deuda	%	Capital	%
Unión Fenosa	123.0	75	41.0	25
Intergen	163.0	80	37.0	20
Calpine/Mitsubishi	162.0	97	4.0	3
Enron	156.0	75	52.0	25
El Paso	126.0	75	42.0	25
AES	164.0	85	29.0	15
Marubeni/Shite	157.0	75	52.0	25
Abengoa/Iberdrola	148.0	70	64.0	30

Estructura	FUENTES DE FINANCIAMIENTO*	MONTO (Millones de dólares)	PLAZO (Años + periodos de gracia)	TASA (%)	OTROS COSTOS Y GASTOS (%)	PERIODICIDAD DE PAGOS
	75% deuda / 25 % capital					
PLAN FINANCIERO DEL LICITANTE GANADOR (Unión Fenosa):						
Crédito 1	Multilateral "A"	41.00	(15 + 2)	9.16	1.0	Semestral
Crédito 2	Multilateral "B" - ICO	25.00	(15 + 2)	9.16	1.5	Semestral
Crédito 3	Multilateral "B" - Bancos comerciales	57.00	(12 + 2)	9.06	2.0	Semestral
Capital	Capital	41.00				

* Organismos multilaterales y/o bilaterales, agencias de exportación, mercados de capital y/o bancos comerciales

Fuente: CFE (1998d)

c) Proyecto Río Bravo

Tabla IV-11. Indicadores relevantes para el proyecto Río Bravo

LICITANTE	PNG		VARIACIÓN %	ISC	FINANCIAMIENTO Millones de dólares	CAPACIDAD	
	Centavos de dólar/kWh	Pesos/kWh				Gas	Diesel
EDF Internacional	2.57	0.2626	-	184.1	220.0	495.00	454.30
Intergen Aztec Energy	2.62	0.2677	1.97	196.0	304.0	495.00	410.50
Mitsubishi-Calpine	2.72	0.2779	6.16	235.0	278.8	495.00	461.42
Enron	2.73	0.2789	6.28	195.0	267.2	495.00	405.00
AES Río Bravo	2.81	0.2871	9.68	168.1	240.9	495.00	439.40
El Paso Río Bravo	2.85	0.2912	11.05	167.8	225.9	495.00	458.40
Texaco-Cogentrix	3.00	0.3065	16.85	225.1	250.6	495.00	448.00
Endesa Internacional	3.57	0.3647	39.25	196.3	289.8	495.00	448.00

PNG: Precio Unitario nivelado de generación, ISC: Ingeniería, suministro y construcción

LICITANTE	CFC		COMBUSTIBLE		OTROS COSTOS	
	Centavos de dólar/kWh	%	Centavos de dólar/kWh	%	Centavos de dólar/kWh	%
EDF Internacional	0.5499	21.4	1.8067	70.3	0.2133	8.3
Intergen Aztec Energy	0.5895	22.5	1.7606	67.2	0.2698	10.3
Mitsubishi-Calpine	0.6392	23.5	1.8278	67.2	0.2529	9.3
Enron	0.6497	23.8	1.8154	66.5	0.2648	9.7
AES Río Bravo	0.7306	26.0	1.8265	65.0	0.2529	9.0
El Paso Río Bravo	0.7752	27.2	1.8012	63.2	0.2736	9.6
Texaco-Cogentrix	0.9240	30.8	1.8030	60.1	0.2730	9.1
Endesa Internacional	1.4065	39.4	1.8813	52.7	0.2820	7.9

CFC: Cargo fijo de capacidad

LICITANTE	SUMINISTRO		VALOR PRESENTE (Millones de dólares)				
	Sitio y agua	Combustible	CFC	Otros CF	Otros CE	Combustible	Total
EDF Internacional	CFE	CFE	121.33	44.65	2.24	398.16	566.38
Intergen Aztec Energy	CFE	CFE	127.31	44.49	13.70	380.51	566.01
Mitsubishi-Calpine	CFE	CFE	140.52	53.08	2.20	402.04	597.84
Enron	CFE	CFE	140.42	55.16	1.83	392.06	589.47
AES Río Bravo	CFE	CFE	156.39	43.17	10.59	383.19	593.34
El Paso Río Bravo	CFE	CFE	168.03	44.39	14.84	390.18	617.44
Texaco-Cogentrix	CFE	CFE	202.82	50.87	8.92	396.23	658.84
Endesa Internacional	CFE	CFE	300.76	52.00	8.36	402.09	763.21

CF: Cargos fijos, CE: Cargos variables de operación, mantenimiento, agua y arranques.

LICITANTE	ESTRUCTURA DE CAPITAL (Millones de dólares)			
	Deuda	%	Capital	%
EDF Internacional	157	71	63	29
Intergen Aztec Energy	249	82	55	18
Mitsubishi-Calpine	272	97	7	3
Enron	200	75	67	25

AES Río Bravo	205	85	36	15
El Paso Río Bravo	217	96	9	4
Texaco-Cogenitrix	174	69	77	31
Endesa Internacional	213	74	77	26

Estructura	FUENTES DE FINANCIAMIENTO*	MONTO (Millones de dólares)	PLAZO (Años)	TASA (%)	OTROS COSTOS Y GASTOS (%)	PERIODICIDAD DE PAGOS
	71% deuda / 29 % capital	220.00				
PLAN FINANCIERO DEL LICITANTE GANADOR (EDF Internacional):						
Crédito 1	CFI BID Préstamo "A"	55.00	20	8.20 - 8.70	1.5	Semestral
Crédito 2	CFI BID Préstamo "B"	102.00	16	8.00 - 8.50	2.5	Semestral
Capital	Capital y deuda subordinada de los accionistas	63.00	-	-	-	-

* Organismos multilaterales y/o bilaterales, agencias de exportación, mercados de capital y/o bancos comerciales

Fuente: CFE (1998e)

d) Proyecto Saitillo

Tabla IV-12. Indicadores relevantes para el proyecto Saitillo

LICITANTE	PNG		VARIACIÓN %	ISC	FINANCIAMIENTO Millones de dólares	CAPACIDAD	
	Centavos de dólar/kWh	Pesos/kWh				Gas	Diesel
EDF	2.865	0.285	-	120.2	152.6	247.50	202.60
Mitsubishi	2.976	0.296	3.87	134.0	173.3	225.70	210.30
Fenosa	3.280	0.326	14.49	138.5	180.0	247.50	247.50
Iberdrola	3.370	0.335	17.63	131.8	184.6	213.30	214.50
AEP	3.440	0.342	20.07	158.7	240.3	247.50	247.50
AES	3.468	0.345	21.05	121.3	178.8	228.68	204.17
Endesa	3.570	0.355	24.61	129.1	179.5	216.82	213.98

PNG: Precio Unitario nivelado de generación, ISC: Ingeniería, suministro y construcción

LICITANTE	CFC		COMBUSTIBLE		OTROS COSTOS	
	Centavos de dólar/kWh	%	Centavos de dólar/kWh	%	Centavos de dólar/kWh	%
EDF	0.7898	27.57	1.8086	63.13	0.2664	9.3
Mitsubishi	0.8701	29.24	1.7858	60.01	0.3199	10.75
Fenosa	0.9974	30.41	1.8328	55.88	0.4496	13.71
Iberdrola	0.9769	28.99	1.7628	52.31	0.6301	18.7
AEP	1.0694	31.09	1.8211	52.94	0.5493	15.97
AES	1.2665	36.52	1.8123	52.26	0.3891	11.22
Endesa	1.1898	33.33	1.7714	49.62	0.6086	17.05

CFC: Cargo fijo de capacidad

LICITANTE	SUMINISTRO DE AGUA Y SITIO	VALOR PRESENTE (Millones de dólares)					CTUNMP (kJ/kWh)
		CFC	OTROS CF	OTROS CE	COMBUSTIBLE	TOTAL	
EDF	CFE	86.30	27.79	0.90	196.89	331.88	6,838.66
Mitsubishi	CFE	85.58	29.93	1.52	175.64	292.67	6,694.43
Fenosa	CFE	107.86	46.35	2.28	198.18	354.67	6,831.16
Iberdrola	CFE	91.08	53.81	4.94	164.37	314.20	6,534.86
AEP	CFE	114.45	52.63	6.17	194.89	368.14	6,787.66
AES	CFE	120.03	31.60	5.29	171.76	328.68	6,789.75
Endesa	CFE	110.20	52.05	4.33	164.04	330.62	6,567.31

CF: Cargos fijos, CE: Cargos variables de operación, mantenimiento, agua y arranques, CTUNMP: Consumo térmico unitario neto medio pesado del combustible base.

LICITANTE	PERIODO DE RECUPERACIÓN (AÑOS)	COBERTURA DE DEUDA	ESTRUCTURA DE CAPITAL (Millones de dólares)			
			Deuda	%	Capital	%
EDF	15.3	1.73	108.7	71	43.85	29
Mitsubishi	25	1.14	168.9	97	4.40	3
Fenosa	14.3	1.38	135.0	75	45.00	25
Iberdrola	24.6	1.27	138.42	75	46.14	25
AEP	24.4	1.12	180.19	75	60.06	25
AES	10.4	1.31	152.00	85	26.82	15
Endesa	13.3	2.77	128.20	71	51.30	29

Estructura	FUENTES DE FINANCIAMIENTO*	MONTO (Millones de dólares)	PLAZO (Años)	TASA (%)	OTROS COSTOS Y GASTOS (%)	PERIODICIDAD DE PAGOS
	71% deuda / 29 % capital					
		152.55				
PLAN FINANCIERO DEL LICITANTE GANADOR (EDF International):						
Crédito 1	CFI o BID Préstamo "A"	38.00	20	8.20 - 8.70	1.5	Semestral
Crédito 2	CFI o BID Préstamo "B"	70.70	16	8.00 - 8.50	2.5	Semestral
Capital	Capital y deuda subordinada de los accionistas	43.85	-	-	-	-

* Organismos multilaterales y/o bilaterales, agencias de exportación, mercados de capital y/o bancos comerciales

Fuente: CFE (1999a)

e) Proyecto El Sauz

Tabla IV-13. Indicadores relevantes para el proyecto Bajío (El Sauz)

LICITANTE	PNG		VARIACIÓN %	ISC	FINANCIAMIENTO	CAPACIDAD (MW)	
	Centavos de dólar/kWh	Pesos/kWh				Millones de dólares	Gas
Intergen	2.941	0.2806	-	261.0	415.0	495.00	405.40
AES	3.078	0.2937	4.66	249.0	351.8	495.00	494.24

PNG: Precio Unitario nivelado de generación, ISC: Ingeniería, suministro y construcción

LICITANTE	CFC		COMBUSTIBLE		OTROS COSTOS	
	Centavos de dólar/kWh	%	Centavos de dólar/kWh	%	Centavos de dólar/kWh	%
Intergen	0.7717	28.24	1.8863	64.14	0.2829	9.62
AES	0.9197	29.88	1.9203	62.39	0.2379	7.73

CFC: Cargo fijo de capacidad

LICITANTE	SUMINISTRO DE AGUA Y SITIO	VALOR PRESENTE (Millones de dólares)					CTUNMP (kJ/kWh)
		CFC	OTROS CF	OTROS CE	COMBUSTIBLE	TOTAL	
Intergen	CFE	170.86	56.57	6.09	417.59	651.11	6,600.71
AES	CFE	201.39	47.03	5.12	420.53	674.07	6,651.83

CF: Cargos fijos, CE: Cargos variables de operación, mantenimiento, agua y arranques, CTUNMP: Consumo térmico unitario neto medio pesado del combustible base.

LICITANTE	PERIODO DE RECUPERACIÓN (AÑOS)	TASA DE INTERÉS %	COBERTURA DE DEUDA	ESTRUCTURA DE CAPITAL (Millones de dólares)			
				Deuda	%	Capital	%
Intergen	8.5	6.81	1.17	331.00	80	84.00	20
AES	10	6.81	1.15	299.00	85	52.77	15

Estructura	FUENTES DE FINANCIAMIENTO *	MONTO (Millones de dólares)	PLAZO (Años)	TASA (%)	OTROS COSTOS Y GASTOS (%)	PERIODICIDAD DE PAGOS
	80 % deuda / 20 % capital					
PLAN FINANCIERO DEL LICITANTE GANADOR (Intergen):						
Crédito 1	Préstamo "A" del BID	45.00	15	Libor + 2.75	1.00	Semestral
Crédito 2	Préstamo "B" del BID	45.00	12	Libor + 2.75	1.75	Semestral
Crédito 3	Bancos comerciales con la garantía del US Eximbank	241.00	12	Libor - 0.10	9.68	Semestral
Crédito 4 (Carta de crédito para el servicio de la deuda)	Bancos comerciales	35.00	7	0.39	0.10	Semestral
Capital	Capital y deuda subordinada de los accionistas	84.00	-	-	-	Semestral

* Organismos multilaterales y/o bilaterales, agencias de exportación, mercados de capital y/o bancos comerciales

Fuente: CFE (1999e)

Tabla IV-14. Indicadores relevantes para el proyecto Tuxpan II

LICITANTE	PNG		VARIACIÓN %	ISC	FINANCIAMIENTO Millones de dólares	CAPACIDAD	
	Centavos de dólar/kWh	Pesos/kWh				Gas	Diesel
Mitsubishi	2.754	0.2612	-	251.5	281.1	495.00	405.00
Iberdrola	2.811	0.2666	2.07	224.0	275.0	459.00	419.70
Intergen	2.887	0.2739	4.86	261.7	359.0	491.29	405.00
AES	3.001	0.2846	8.96	214.0	299.2	495.00	495.00

PNG: Precio Unitario nivelado de generación, ISC: Ingeniería, suministro y construcción

LICITANTE	CFC		COMBUSTIBLE		OTROS COSTOS	
	Centavos de dólar/kWh	%	Centavos de dólar/kWh	%	Centavos de dólar/kWh	%
Mitsubishi	0.7435	27.0	1.7901	65.0	0.2203	8.0
Iberdrola	0.7027	25.0	1.8271	65.0	0.2811	10.0
Intergen	0.7794	27.0	1.8476	64.0	0.2598	9.0
AES	0.9003	30.0	1.8306	61.0	0.2700	9.0

CFC: Cargo fijo de capacidad

LICITANTE	SUMINISTRO		VALOR PRESENTE (Millones de dólares)					CTUNMP (kJ/kWh)
	Sitio y agua	Combustible	CFC	Otros CF	Otros CE	Combustible	Total	
Mitsubishi	CFE	CFE	167.44	40.89	3.07	401.64	613.05	6,531.66
Iberdrola	CFE	CFE	156.82	59.14	5.37	404.76	626.09	6,470.84
Intergen	CFE	CFE	173.57	49.18	6.91	403.70	633.35	6,682.88
AES	CFE	CFE	197.15	43.93	9.89	406.06	657.03	6,602.92

CF: Cargos fijos, CE: Cargos variables de operación, mantenimiento, agua y arranques, CTUNMP: Consumo térmico unitario neto medio pesado del combustible base.

LICITANTE	PERIODO DE RECUPERACIÓN (AÑOS)	TASA DE INTERÉS %	COBERTURA DE DEUDA	ESTRUCTURA DE CAPITAL (Millones de dólares)			
				Deuda	%	Capital	%
Mitsubishi	12.4	9.41	1.17	274.1	98.0	7.0	2.0
Iberdrola	13.0	9.41	1.44	206.3	75	68.8	25
Intergen	25	9.41	1.33	279.0	78	80.0	22
AES	10.4	9.41	1.32	254.4	85	44.9	15

Estructura	FUENTES DE FINANCIAMIENTO*	MONTO (Millones de dólares)	PLAZO (Años + periodos de gracia)	TASA (%)	OTROS COSTOS Y GASTOS (%)	PERIODICIDAD DE PAGOS
	97.5% deuda / 2.5% capital	281.10				
PLAN FINANCIERO DEL LICITANTE GANADOR (Mitsubishi):						

Crédito 1	Organismos Multilaterales	42.2	16	8.84	1.00	7.5 meses
Crédito 2	Organismos Multilaterales	42.2	13	8.62	2.25	Semestral
Crédito 3	Agencias de Exportación	126.5	14	8.73	0.50	6.5 meses
Crédito 4	Créditos Comerciales	63.2	16	9.66	-	7.5 meses
Capital	Mitsubishi Corporation	7.0	25	-	-	-

* Organismos multilaterales y/o bilaterales, agencias de exportación, mercados de capital y/o bancos comerciales

Fuente: CFE (1999f)

g) Proyecto Monterrey III

Tabla IV-15. Indicadores relevantes para el proyecto Monterrey III

LICITANTE	PNG		VARIACIÓN %	ISC	FINANCIAMIENTO	CAPACIDAD (MW)	GENERACIÓN (TWh)
	Centavos de dólar/kWh	Pesos/kWh		Millones de dólares			
Iberdrola	2.387	0.2228	-	208.3	250.0	488.90	21.74
Intergen	2.480	0.2315	3.90	308.8	445.0	465.83	20.62
AES	2.582	0.2410	8.17	270.0	376.3	495.00	21.48
Mitsubishi	2.832	0.2644	18.67	236.0	304.9	488.98	21.31

PNG: Precio Unitario nivelado de generación, ISC: Ingeniería, suministro y construcción

LICITANTE	CFC		COMBUSTIBLE		OTROS COSTOS	
	Centavos de dólar/kWh	%	Centavos de dólar/kWh	%	Centavos de dólar/kWh	%
Iberdrola	0.6468	27.1	1.4035	58.8	0.3365	14.1
Intergen	0.6448	26.0	1.4904	60.1	0.3447	13.9
AES	0.8184	31.7	1.5104	58.5	0.2530	9.8
Mitsubishi	0.9345	33.0	1.4726	52.0	0.4248	15.0

CFC: Cargo fijo de capacidad

LICITANTE	SUMINISTRO DE AGUA Y SITIO	VALOR PRESENTE (Millones de dólares)					CTUNMP (kJ/kWh)
		CFC	OTROS CF	OTROS CE	COMBUSTIBLE	TOTAL	
Iberdrola	CFE	140.85	57.52	16.02	318.58	532.97	6,438.85
Intergen	CFE	132.92	53.48	17.89	312.15	516.44	6,631.37
AES	CFE	175.57	36.84	18.87	344.09	575.37	6,674.88
Mitsubishi	CFE	206.91	63.41	27.62	321.88	619.82	6,656.25

CF: Cargos fijos, CE: Cargos variables de operación, mantenimiento, agua y arranques, CTUNMP: Consumo térmico unitario neto medio pesado del combustible base.

LICITANTE	PERIODO DE RECUPERACIÓN (AÑOS)	TASA DE INTERÉS %	COBERTURA DE DEUDA	ESTRUCTURA DE CAPITAL (Millones de dólares)			
				Deuda	%	Capital	%
Iberdrola	13	9.63	1.31	187.5	75	62.5	25
Intergen	Mayor de 25	9.63	0.80	312.0	70	133.0	30
AES	Mayor de 25	9.63	1.07	301.01	80	75.25	20
Mitsubishi	9.8	9.63	1.23	297.30	98	7.60	2

Estructura	FUENTES DE FINANCIAMIENTO*	MONTO (Millones de dólares)	PLAZO (Años + periodos de gracia)	TASA (%)	OTROS COSTOS Y GASTOS (%)	PERIODICIDAD DE PAGOS
	75% deuda / 25 % capital					
PLAN FINANCIERO DEL LICITANTE GANADOR (Iberdrola):						
Crédito 1	Multilateral "A"	62.5	14 + 2	Libor + 3	1.00	Semestral
Crédito 2	Multilateral "B" - ICO	50.0	14 + 2	Libor + 3	1.00	Semestral
Crédito 3	Multilateral "B" - Bancos Comerciales	75.0	14 + 2	Libor + 3	2.50	Semestral
Capital	Fondos Propios	62.5	-	-	-	-

* Organismos multilaterales y/o bilaterales, agencias de exportación, mercados de capital y/o bancos comerciales

Fuente: CFE (1999g)

h) Proyecto Altamira II

Tabla IV-16. Indicadores relevantes para el proyecto Altamira II

LICITANTE	PNG		VARIACIÓN %	ISC	FINANCIAMIENTO (Millones de dólares)	CAPACIDAD	
	Centavos de dólar/kWh	Pesos/kWh				Gas	Diesel
Mitsubishi	2.736	0.2557	-	214.0	278.0	495.0	495.0
Iberdrola	2.807	0.2623	2.58	228.6	275.0	495.0	495.0
AES	2.829	0.2644	3.40	200.0	302.1	495.0	495.0
Tractebel ²⁰	65,714.66	5,954.90	2,328,761.67	224.5	318.1	494.5	495.0

PNG: Precio Unitario nivelado de generación, ISC: Ingeniería, suministro y construcción

LICITANTE	CFC		COMBUSTIBLE		OTROS COSTOS	
	Centavos de dólar/kWh	%	Centavos de dólar/kWh	%	Centavos de dólar/kWh	%
Mitsubishi	0.7524	27.5	1.6197	59.2	0.3638	13.3
Iberdrola	0.7747	27.6	1.6505	58.8	0.3817	13.6
AES	0.8232	29.1	1.6266	57.5	0.3790	13.4
Tractebel	65,572.51	99.7837	140.4322	0.2137	1.7085	0.0026

CFC: Cargo fijo de capacidad

²⁰ La oferta de Tractebel cotizó un diferencial de al menos 10,000 veces mayor al resto de las ofertas. El disco con la información electrónica de la propuesta se encontró vacío, por lo que CFE utilizó la propuesta económica impresa en papel. Eso explica las cifras tan disparadas.

LICITANTE	SUMINISTRO DE AGUA Y SITIO	VALOR PRESENTE (Millones de dólares)					CTUNMP (kJ/kWh)	
		CFC	Otros CF	Otros CF	Combustible	Total	Gas	Diesel
Mitsubishi	CFE	169.0	73.0	10.0	365.0	616.0	6,222.00	6,989.41
Iberdrola	CFE	175.0	76.0	10.0	372.0	634.0	6,513.22	7,260.41
AES	CFE	183.0	70.0	14.0	362.0	629.0	6,519.58	7,222.77
Tractebel	CFE	260.0	93.0	30,589	14'304,466.0	14'304,466.0	6,574.72	7,283.68

CF: Cargos fijos, CE: Cargos variables de operación, mantenimiento, agua y arranques,
CTUNMP: Consumo térmico unitario neto medio pesado del combustible base.

LICITANTE	PERIODO DE RECUPERACIÓN (AÑOS)	TASA DE INTERÉS %	COBERTURA DE DEUDA	ESTRUCTURA DE CAPITAL (Millones de dólares)			
				Deuda	%	Capital	%
Mitsubishi	13	11.74	1.05	270.00	97	8.0	3
Iberdrola	13	11.74	1.45	206.25	75	68.75	25
AES	25	11.74	1.14	285.47	95	16.33	5
Tractebel	9.8	11.74	1.75	228.00	72	90.1	28

Estructura	FUENTES DE FINANCIAMIENTO*	MONTO (Millones de dólares)	PLAZO (Años + períodos de gracia)	TASA (%)	OTROS COSTOS Y GASTOS (%)	PERIODICIDAD DE PAGOS
	75% deuda / 25 % capital					
PLAN FINANCIERO DEL LICITANTE GANADOR (Mitsubishi):						
Crédito 1	Agencias de Exportación	120.0	14	9.30	1.00	Semestral
Crédito 2	Créditos Comerciales 1	80.0	10	9.50	2.25	4.5 meses
Crédito 3	Créditos Comerciales 2	70.0	14	9.50	-	Semestral
Capital	Mitsubishi Corporation	8.0	25	-	-	-

* Organismos multilaterales y/o bilaterales, agencias de exportación, mercados de capital y/o bancos comerciales

Fuente: CFE (1999h)

IV.2.4 Reflexiones acerca del precio de venta en los primeros permisos de producción independiente en México

De acuerdo con lo expuesto, los pagos relacionados con la central son de cuatro tipos: uno por capacidad, uno por operación y mantenimiento, otro más por energía así como un más por arranque.

El precio por capacidad refleja los pagos que la CFE tendrá que hacer al propietario del proyecto por tener capacidad de generación disponible para el sistema, sin importar el

número de horas de operación o el nivel al cual el proyecto sea despachado²¹. Además de ofertar un nivel de capacidad, los proponentes requirieron ofertar un nivel de disponibilidad de sus proyectos, que tuviera como máximo una tasa de salidas forzadas del 5%.

El precio fijo de operación y mantenimiento refleja los pagos que la CFE efectuará al propietario del proyecto para cubrir estos conceptos. Debido a la dificultad de proyectar años futuros y por la duración del contrato, el oferente propone un pago y se escalará anualmente con índices especificados por la CFE.

El precio por energía conjuga los pagos mensuales de energía²² al propietario del proyecto basado en la cantidad de kWh entregada al sistema de CFE y el precio de energía determinado en la propuesta. El precio del combustible estará determinado además por la curva de insumos específicos que es a su vez función de la planta a diferentes niveles de carga.

Finalmente, el precio de arranque refleja los pagos que la CFE efectuará cada vez que la central sea requerida a operar a través del despacho económico.

Con base en los datos de la sección anterior, los concursantes que ganaron las licitaciones bajo la modalidad de productor independiente, para la construcción y control de las primeras ocho plantas, en promedio venderán electricidad a la CFE en 2.792 centavos de dólar por kWh. Esto implica que los precios ofrecidos por unidad de energía para la venta de electricidad a la CFE entran en los estándares internacionales para una planta eléctrica nueva alimentada con gas (Secretaría de Energía, 1998c).

Los contratos de compra de energía de la CFE están pactados en dólares, mientras que muchos de los costos de la planta, como la mano de obra y el gas natural, se compran en pesos.

El precio de la energía eléctrica es mucho menor que los cálculos originales (antes del primer permiso) de la Comisión Federal de Electricidad que lo situaba de entre cinco y siete centavos de dólar por kWh.

²¹ El precio por capacidad está basado en el nivel de capacidad contratada que no podrá ser mayor o menor de la cantidad nominal en MW \pm 10%. Aunque los precios por capacidad propuestos pueden variar año con año, estos precios se establecen explícitamente como precios fijos, es decir, no ligados a índices de escalación.

²² Los pagos serán el producto del número de kWh entregados al sistema de CFE multiplicado por la cantidad especificada en la oferta ganadora como precio de energía (\$/kWh)

Hasta la fecha, los modelos de los contratos de los permisos otorgados en los que se especifica los pagos por la venta de energía, surgieron del estilo norteamericano, cuya principal característica es que contempla todo tipo de supuestos, que en un determinado momento podrían llevar a las partes a un conflicto de intereses y en su caso determinan los medios para solucionar los que inevitablemente lleguen a ocurrir.

En su prospectiva para expandir la capacidad de generación eléctrica de México, el gobierno enfrenta un difícil acto de equilibrio: cómo hacer al sector lo suficientemente atractivo para atraer inversión extranjera y a la vez sostener grandes subsidios a los precios de electricidad para el amplio sector residencial.

Por una parte, los primeros productores externos sirvieron para despejar algunas dudas sobre la rentabilidad para el sector privado y para la CFE. Por otra parte, algunos productores independientes potenciales se muestran menos cautelosos a invertir en el sector debido a que ya está más claro por cuánto podrán vender electricidad. Además, ya se convencieron que no dependen de la tarifa de venta al usuario final aunque continúen deprimidas.

También puede determinar cual de las dos rutas el gobierno podría tomar para atraer capital privado para expandir la capacidad de generación eléctrica. La primera es permitir que las compañías privadas posean, operen las plantas y vendan electricidad a la CFE. La otra estrategia es permitir que las compañías privadas construyan plantas y luego las arrienden a la CFE, como la utilizada en la planta de Samalayuca II aunque con un precio mayor²³.

La privatización de la Comisión Federal de Electricidad y el impulso a la producción independiente son dos estrategias inversas. El pilar en el que descansa el productor externo es justamente la CFE, puesto que es su único comprador. De no existir, no hay quien responda por las garantías exigidas y aumentaría los riesgos, por lo que alejaría a los futuros productores externos.

Además, la producción independiente puede ser un obstáculo a la privatización puesto que su presencia transforma al sector en un rígido sistema de contratos y convenios. Las acciones del gobierno tomadas a favor de esta modalidad apuntan a fortalecer la estructura de empresa pública coproductora y compradora de electricidad, pero manteniendo su integración vertical.

²³ El precio por kWh para Samalayuca es aproximadamente de 5 centavos de dólar.

IV.3 DISPONIBILIDAD, SUFICIENCIA Y PRECIO DEL GAS NATURAL COMO CONDICIONANTE DE LA PARTICIPACIÓN DE PRODUCTORES INDEPENDIENTES

La valoración de los programas de expansión y la evaluación de los proyectos candidatos a ser considerados para producción independiente, requieren que los costos de inversión, de operación y mantenimiento así como del uso de combustible en cada una de las tecnologías disponibles, sean calculados y comparados sobre bases uniformes y consistentes.

Para lograr lo anterior, es necesario definir por tecnología y tamaño los costos tipo los cuales al ser integrados a una base de información permita, por un lado, evaluar económica y financieramente tecnologías en lo general y proyectos en lo particular, y por otro lado, establecer flujos de efectivo para programar sus presupuestos a nivel agregado (CFE, 1999c).

Una vez conocida la capacidad adicional requerida para satisfacer las necesidades de demanda en el sistema eléctrico, se cuenta con un conjunto de opciones en el mercado las cuales son técnicas y económicamente factibles²⁴.

De acuerdo con las características y costos de los combustibles disponibles y de los escenarios de evolución de sus precios, se determina el costo nivelado de generación para cada una de las tecnologías y tamaños requeridos²⁵. Como referencia, la tabla IV-17 muestra los precios de los principales energéticos utilizados para producir electricidad.

Tabla IV-17. Precios de los combustibles utilizados en el sector eléctrico en octubre de 1999

COMBUSTÓLEO		GAS NATURAL \$/1,000 m ³	DIESEL INDUSTRIAL \$/m ³	CARBÓN MICARE \$/Ton.
IMPORTADO \$/m ³	NACIONAL \$/m ³			
1243.26	882.80	773.75	1890.53	296.83

Fuente: CFE (1999d)

²⁴ Para estos proyectos, se pueden caracterizar, entre otros, los siguientes parámetros

- Capacidad
- Eficiencia bruta
- Factor de usos propios.

²⁵ Específicamente para centrales térmicas convencionales, turbinas y de ciclo combinado

A pesar de que México tiene un potencial hidroeléctrico considerable y de que es un importante productor de petróleo, la política energética está cambiando radicalmente.

Por un lado hay la firme decisión de utilizar más el gas natural y se están haciendo inversiones para construir la infraestructura requerida, lo que permitirá utilizar el gas que se produce en México e importar algunas cantidades si se requiere.

Por otra parte los procesos de refinación del petróleo están extrayendo productos cada vez más ligeros, por lo que los residuos (combustóleo) son cada vez más pesados y en las refinerías modernas se está contemplando incluir coquizadoras, para producir coque de petróleo como residuo. Esto hará que se reduzca gradualmente la oferta de combustóleo y que el disponible será cada vez más pesado.

A principios de la década de los ochenta, nuevas normas ambientales y nuevas tecnologías en generación eléctrica, en particular los ciclos combinados, trajeron consigo la paulatina sustitución del combustóleo por el gas natural en la industria eléctrica. En la década de los noventa, el uso del gas natural se intensificó por la construcción de nuevas plantas generadoras de electricidad, tanto públicas como privadas.

Para Fernández y González (1998), de aquí al año 2020 el crecimiento estará dominado por las plantas de ciclo combinado a gas, cuya participación pasará del 5.5 % en 1996 al 49 % proyectado para el año 2020, en tanto que, en el mismo periodo, decrecerá de 47 al 14% la participación de las termoeléctricas convencionales que utilizan combustóleo²⁶.

La generación con energías renovables seguirá creciendo paulatinamente y llegará a representar 14 % en el año 2020. La energía eólica será la de mayor crecimiento porcentual.

El gas natural se convirtió en una opción energética muy viable de México en el mediano y largo plazo gracias al incremento en su demanda y la disminución en el consumo de otros derivados del petróleo. Para consolidar el mayor uso se necesitó de la modernización integral de la industria del gas natural.

²⁶ De hecho, una gran parte del crecimiento del sistema eléctrico nacional de aquí al año 2007 está planeado con base en ciclos combinados.

No se invirtió en energía eléctrica hasta que se permitió la participación privada en el transporte de gas natural. Esto significa que la desregulación fue planeada de forma tal que las decisiones fueran secuenciales.

En primer lugar se realizaron las reformas al marco legal y después se fortalecieron las instituciones correspondientes. De acuerdo con Olea (1998), sólo así se despertó el interés de los empresarios por invertir en el sector energético. La política obedeció a un proceso lineal.

La decisión de liberalizar la parte río abajo del gas natural fue consecuencia de la reforma a una ley derivada del Artículo 27 constitucional, que estaba vigente desde 1959.

El objetivo fue captar capital privado para lo cual fue imprescindible brindar la certidumbre que requieren los inversionistas particulares. La consecuencia de esto fue la ejecución de nuevos proyectos en electricidad, gracias a la enmienda del marco legal sectorial de 1992.

Con anterioridad no se estipulaba quién abastecería de gas a los productores de electricidad, pero con las definiciones legales de 1995 respecto del gas natural este problema se resolvió²⁷.

El desarrollo del mercado de gas natural en México no era ni es homogéneo. En el norte del país se desarrolla más rápidamente como consecuencia de la geografía económica y por la intensidad de la industria. No obstante, uno de los mayores obstáculos para su expansión era su falta de disponibilidad. Pero a partir de 1995 se resolvió esto ya que permite expandir el abasto de gas con nueva infraestructura construida por los particulares.

Las reformas de 1995 a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en materia de gas natural han hecho posible la apertura a la inversión privada al transporte, distribución, almacenamiento y comercialización de gas natural en México. Para Estrada (1999), el desarrollo de estas actividades contribuirá a asegurar una oferta suficiente, oportuna y competitiva para satisfacer la creciente demanda de este energético, que para el 2002 se estima será de 135 millones de metros cúbicos diarios. Se prevé que el número de usuarios crezca más de 230% en los próximos cinco años, además de un aumento considerable de usuarios preferentemente industriales en las sociedades de autoconsumo.

²⁷ No fue sino hasta que se garantizó el suministro de gas cuando se retomó el proyecto de Merida III, así como el del gasoducto que va de Ciudad Pemex a Valladolid. Actualmente, la disposición de gas propicia nuevos proyectos en electricidad.

Particularmente, el 8 de noviembre de 1995 se expidió el Reglamento de Gas Natural y desde entonces se permite que la ampliación de la red de transporte público de gas natural en nuestro país fuera realizada por la iniciativa privada. Por su parte Pemex concentró sus actividades río arriba en la exploración y producción de gas, en el procesamiento para la obtención de gas seco y en el mantenimiento y la operación de los ductos troncales de su propiedad.

Ha sido determinante que la reforma al marco regulatorio se concretara, porque al existir más participantes en el mercado, los precios del gas tienden a disminuir y eso se refleja en el precio de venta que pueden ofertar a la CFE.

A la fecha la CRE ha otorgado diversos permisos de transporte, que permiten llevar gas natural a nuevas zonas de consumo. Varias de estas extensiones han estado ligadas a las necesidades de suministro de gas natural en las plantas de generación de la Comisión Federal de Electricidad. Durante las últimas convocatorias para la construcción de nuevas plantas eléctricas la CFE ha requerido que los proyectos aseguren la construcción, operación y mantenimiento de sistemas de transporte para suministrar gas natural a las plantas de generación eléctrica²⁸.

Los requerimientos de capacidad adicional del sector eléctrico que se incluyen en la tabla III-5, muestran que para el año 2007 se necesitan 21,743.3 MW, de los cuales más del 80% corresponde a unidades de ciclo combinado basado en gas natural. Esto se deberá a los bajos costos de inversión, los cortos plazos de construcción, la elevada eficiencia térmica y la necesidad de cumplir la normatividad ecológica. Este programa implica una demanda de gas natural de 45,504.2 millones de metros cúbicos al día (Mm³d) en el año 2007.

Conforme a las estimaciones oficiales (Secretaría de Energía, 1998d), en este escenario se espera que el consumo nacional de gas natural del sector eléctrico pase de 16,870.5 Mm³d, en 1998, a 82,819.2 Mm³d, en el año 2007, con una tasa de crecimiento promedio anual de 19.3%²⁹. Como lo ilustra la tabla IV-18, todo ello aumentaría su participación en la demanda nacional de 14.8%, en el año 1998 a 33.7% en el 2007.

²⁸ Varios han sido los casos, entre los cuales se pueden citar a los proyectos que abastecerán a Mérida III, Hermosillo y El Sauz.

²⁹ Se espera que la región del golfo registre la mayor tasa de crecimiento promedio anual con 28.4%, seguida de las regiones noreste y noroeste con tasas medias de crecimiento de 23.5% y 19.2%, respectivamente. Para el año 2007 la región noreste será la que registre el consumo más alto con 28.78 millones de metros cúbicos diarios.

Tabla IV-18. Consumo nacional de gas natural en el sector eléctrico para el periodo 1998-2007 (millones de metros cúbicos diarios)

AÑO	SECTOR ELECTRICO	TOTAL NACIONAL	%
1998	16,870.5	113,820.8	14.82
1999	22,466.4	139,290.0	16.12
2000	31,351.6	138,175.4	22.68
2001	47,175.6	165,807.6	28.45
2002	50,366.7	177,088.4	28.44
2003	55,513.1	189,874.3	29.23
2004	62,470.8	203,961.6	30.62
2005	70,052.8	219,567.2	31.90
2006	76,751.3	232,780.1	32.71
2007	82,819.2	245,365.5	33.75

Fuente: Secretaría de Energía (1998d)

Como ya se mencionó, las características de las plantas de ciclo combinado hacen que sean las más adecuadas para aplicarse en proyectos de producción independiente. De aquí se deriva la importancia del consumo del futuro gas natural y el porcentaje de participación del combustible en el costo por kWh.

En la tabla IV-19, se muestra como, de acuerdo a los parámetros de referencia que utiliza la CFE, para una planta de ciclo combinado, el combustible representa casi el 59% del costo unitario de generación, mientras que la inversión representa el 32% y el restante 9% es producto de la operación y el mantenimiento³⁰.

Tabla IV-19. Participación de los componentes en el costo unitario de generación (%)

PLANTA	INVERSIÓN	COMBUSTIBLE	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
Térmica convencional	30.44	64.76	4.78
Ciclo combinado	32.53	58.75	8.71
Diesel	54.92	35.97	9.09
Carboeléctrica	51.67	36.89	11.43
Nuclear	69.65	13.24	17.10

Fuente: CFE (1995b)

³⁰ Además, considerando que también utiliza combustóleo, cuyo precio no mantiene tendencias constantes, es un tipo de planta que incrementa significativamente su costo variable

La reforma de 1995, asegura que los precios del gas reflejen el costo de prestar los distintos tipos de servicios a los diferentes grupos de usuarios. Con esto se minimiza la posible aplicación de tarifas indebidamente discriminatorias entre los grupos de usuarios y evita los subsidios cruzados entre las diferentes clases de servicios. La legislación actual en materia de gas natural beneficia a los productores independientes de electricidad ya que establece un sistema de precios no discrecional³¹.

IV.4 EFICIENCIA DE LA POLÍTICA TARIFARIA DENTRO DEL CONTEXTO MACROECONÓMICO

IV.4.1 Equidad y finanzas

La política tarifaria en el sector eléctrico consumo ha ocultado al usuario final el verdadero costo relativo de la electricidad frente a otras fuentes de energía y ha instaurado sistemas de subsidios no transparentes. En el caso de algunos estratos, por motivos de orden social se establecen subsidios generalizados que no distinguen a los usuarios que realmente necesitan ayuda del gobierno. En estos casos, las tarifas se alejan de sus niveles de equilibrio al no cubrir el costo real de suministro.

Por el lado financiero se tienen dos aspectos generales. Hernández (1991) expone, en primer término, que una empresa de electricidad siempre acepta con agrado el requerimiento de que perciba una cierta tasa de rentabilidad mínima, calculada de modo de cubrir sus costos contables y de ser posible, obtener un ingreso suficiente para financiar cierta proporción de sus futuros desembolsos de capital. Este requerimiento ayuda a respaldar la responsabilidad financiera, a movilizar recursos financieros para expansión, y puede permitir a la dirección lograr considerable autonomía en la conducción de la empresa, un valioso acicate para la innovación y la eficiencia. Las empresas que se confían en que sus déficits sean solventadas por el gobierno están normalmente (aunque no inevitablemente) en dificultades y su capacidad de innovar se ve a veces notablemente comprometida.

³¹ El sistema de precios se conforma por el precio del gas de primera mano, las tarifas de los servicios y los precios al usuario final. El precio de las ventas de primera mano está en función de si existen condiciones de competencia, es decir, si no existen, el precio se regula (de existir, los precios libremente se contratan). Las tarifas de los servicios serán liberadas cuando existan condiciones de competencia, mientras están reguladas por la CRE. El precio final al consumidor está dado por el precio de adquisición del gas, la tarifa de transporte, la tarifa de almacenamiento y la tarifa de distribución (Rodríguez, 1997).

El segundo aspecto es que, colocar las tarifas a un nivel por encima de lo requerido por los costos en ellas reflejados, equivale a imponer un gravamen sobre el suministro de electricidad³².

La justicia en la estructura de la tarifa es un tópico más conflictivo. Desde el punto de vista financiero, se necesita que las tarifas se establezcan de modo que los ingresos provenientes de cada clase de consumidores cubran la proporción de costos asignados a dicha clase. Dicho de otra manera, es injusto que los ingresos no cubran los costos en que se incurre para proporcionar el servicio. Ciertamente una actitud tolerante con respecto a las tarifas para los consumidores más pobres puede ser defendida en tales casos, cuando el método más atractivo de redistribución a través de la política fiscal no es administrativamente factible.

Ante este panorama, Vázquez (1991) concluye que las tarifas son sin duda la clave del problema ya que de la estructura general que se adopte para ellas depende la solidez financiera del sector y, desde luego, el papel que el mismo pueda jugar en el desarrollo nacional.

Dado el muy alto rezago que el sistema tarifario viene presentando desde 1994 adicionado con graves distorsiones en su apreciación de los fenómenos sociales, se acumuló un cuantioso déficit que en estos momentos exige imperativamente soluciones económicas de fondo. El reajuste tarifario puede requerir de acuerdo a lo previsto de tres a cinco años para alcanzar el nivel real de las tarifas. Esto se presentará siempre y cuando se pueda establecer un mecanismo combinado de indexación mensual que se base en el concepto de costo incremental, a fin de que conserve su nivel real frente a la inflación interna.

Por su parte, la aplicación de tarifas está orientada a buscar o proteger el desarrollo de un sector o tipo de usuario y tienen una baja compatibilidad con los costos incurridos en el servicio que ofrece. La tabla IV-20 muestra los altos subsidios que recibieron los consumidores residenciales y agrícolas en 1998 con respecto a los consumidores industriales, comerciales y de servicios para la CFE. Esto ocurre en virtud de la participación que se le ha asignado en el desarrollo económico y a la misión que se le ha conferido. De aquí que se tengan tarifas que obedecen a criterios no precisamente ortodoxos en términos económicos y contables.

³² El rédito de este gravamen podría financiar los desembolsos de capital de la empresa en lugar de ingresar a la Secretaría de Hacienda.

Tabla IV-20. Subsidios a las tarifas eléctricas de la CFE en 1998

TARIFA	SUBSIDIO (MILLONES DE PESOS)	SUBSIDIO POR kWh
Residencial	14,890.0	0.57
Agrícola	4,022.0	0.70
Comercial	0.0	0.00
Industrial	2,479.0	0.09
Servicios	254	0.06
Total	21,645.0	0.23

Fuente: Cámara de Diputados (1999)

Considerando la difícil situación social y las expectativas económicas, será necesario vigilar permanentemente los ajustes de las tarifas, para que ellos no comprometan más de lo aceptable la capacidad de pago de los sectores más débiles, y por otro lado, no disminuyan en su conjunto el ritmo de ajuste.

Se requiere entender y aceptar que si bien la prestación de servicios públicos confiables y suficientes corresponde a una obligación del gobierno dentro de una teoría moderna del Estado, es necesario pagarlos a tarifas costeables en su conjunto, sin perder de vista su implicación social, para no detener la ejecución de los planes de expansión.

Lamentablemente, el gobierno no parece cambiar su política tarifaria. Como ejemplo, la tabla IV-21 muestra la política de subsidios a favor de ciertos usuarios del servicio eléctrico para el año de 1997. Esto sirve como referencia de las decisiones que se requieren a futuro para no seguir deteriorando las finanzas de las dos empresas eléctricas.

Tabla IV-21. Subsidios a las tarifas eléctricas en el sistema eléctrico nacional en 1997 (millones de pesos)

TARIFA	CFE	LFC			TOTAL SEN	
		Subsidio	Transferencias	Subsidio + Transferencias	Subsidios	Subsidio + Transferencias
Residencial	13,374.4	3,260			16,634.4	
Agrícola	3,849.9	44			3,893.9	
Comercial	0.0	0			0.0	
Industrial	2,251.7	0			2,251.7	
Servicios	589.6	271			860.6	
Intercambio	517.6	-			517.6	
Total	20,583.2	3,575	6,745.3	10,319.6	24,158	30,903.5

Fuente: Arjona (1998)

De la tabla se deduce que sólo mediante la aplicación en la estructura nacional de tarifas del costo incremental promedio a largo plazo se logrará racionalizar la economía del sector eléctrico mexicano³³. Este sistema de tarifas incorporaría todos los elementos básicos que la ortodoxia económica recomienda para tales casos, con algunas connotaciones especiales.

Lo anterior representa una vinculación directa y anticipada de los costos finales a valor presente de los programas de expansión del sector con el nivel de las tarifas. Esto exige una mayor responsabilidad de los agentes que intervienen en los procesos de selección, diseño y construcción de los nuevos proyectos. Además, desde luego, obliga a mantener un manejo más racional y eficiente del sector en general.

Un productor independiente busca vender su energía tal que le asegure obtener el margen que desea sobre su costo de capital bajo un contrato que garantice su inversión. Poca o nula atención pone en las tarifas de Comisión Federal de Electricidad ya que no él no va a venderle al último consumidor. Además, con las nuevas reglamentaciones, el combustible, cuando sea gas, se lo suministrará la empresa dueña del gasoducto, y cuando sea combustóleo, será a través de PEMEX.

A largo plazo, la inserción de los productores independientes en la industria eléctrica será más armónica en la medida que su actividad y los recursos empleados, correspondan a la mejor solución posible para el bienestar de la comunidad. Es el clásico problema económico de la asignación socialmente óptima de recursos pero a nivel sectorial. El desafío radica en ubicar la estructura de producción de la economía (la combinación de los niveles de producción de todos los sectores) en la frontera de posibilidades definida por la disponibilidad de recursos humanos, tecnológicos, físicos y financieros. Y dentro de esa estructura, lograr una combinación de actividades en la que se igualen las relaciones técnicas de sustitución en la producción y en el consumo con relaciones de precio que reflejen la escasez real de los recursos, bienes o servicios.

Call y Holahan (1996) afirman que para que esta solución se logre, tal como lo enseña la más pura teoría del equilibrio general, se requiere que las decisiones de los agentes que ofrecen y demandan recursos, bienes y servicios, estén guiadas por relaciones de precio que reflejen el verdadero costo social de los mismos.

³³ La introducción este concepto coloca la estructura tarifaria dentro de un escenario real, dejando en manos de los analistas el definir el aspecto cuantitativo de los ajustes periodicos de dicha variable

La clave radica en los precios de equilibrio y de allí se desprende la importancia de la intervención del Estado. Se requiere de parámetros adecuados (que reflejen costos sociales) en la toma de decisiones y, si no se dan, se requiere de acciones del gobierno que acerquen los precios a los niveles de equilibrio, esto es, al óptimo social³⁴.

La intervención del gobierno ha tratado de resolver (por ensayo y error la mayor parte de las veces) las múltiples incógnitas del problema de asignación sectorial de recursos en la industria eléctrica, sin embargo no ha tenido éxito³⁵.

IV.4.2 Dispersión de las tarifas y sus efectos en la producción independiente

Como ya se mencionó, existen sectores de la población o segmentos de la actividad económica (usuarios residenciales y agrícolas) que no están en posibilidades de cubrir totalmente los costos del servicio, por lo cual se ven beneficiados con subsidios tarifarios. La consecuencia es que estos subsidios se hacen extensivos a otros sectores de consumidores, particularmente el comercial.

El gobierno ha enfrentado dificultades al elevar las tarifas de electricidad a los niveles registrados antes de la devaluación del peso en diciembre de 1994 debido a la oposición por parte de la industria, los consumidores y a los temores de elevar la inflación (ver la comparación con Estados Unidos en la tabla IV-22). Por su parte, las medidas para elevar los precios a consumidores podrían generar oposición a la futura construcción de plantas con capital privado.

Desde noviembre de 1996 la CFE presentó ante el Congreso, para su aprobación, un programa para elevar los precios, pero la presión social atenuó la elevación de las tarifas, bajo el argumento de que los precios de la electricidad no deben estar a la par con las de los principales socios de libre comercio de México (Canadá y Estados Unidos)³⁶.

³⁴ Estas decisiones no deben ser afectadas por el influjo de la concentración de poder económico en cualquiera de sus formas (en la oferta o en la demanda), ni deben omitir la incorporación de externalidades positivas o la anulación de externalidades negativas en la producción y el consumo.

³⁵ Se requiere encontrar la concordancia entre el desarrollo del sector eléctrico y las posibilidades reales de la economía; de lograr un crecimiento del sector que sea proporcionado al tamaño, al avance y al ritmo del proceso global que puede alcanzar la economía sin traumatismos. Un desarrollo del sector que sea compatible con el desarrollo, los planes de expansión y a la función de bienestar de sectores como el de la salud, la vivienda, la agricultura, la industria, el comercio, etc.

³⁶ A menos que se igualen los salarios a los de esos países, desde luego, un supuesto muy optimista.

Tabla IV-22. Comparativo del comportamiento de los precios de la electricidad entre México y Estados Unidos para el periodo 1989-1996 (centavos de dólar por kWh)

TARIFA	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Comercial								
México	8.33	9.18	11.23	13.26	14.17	13.85	9.35	10.00
EUA	7.2	7.33	7.55	7.67	7.73	7.73	7.73	7.64
% Mex/EUA	115.7	125.2	148.7	172.9	183.3	121.4	121.4	130.9
Industrial								
México	4.18	4.48	5.27	8.78	5.83	5.13	3.16	3.72
EUA	4.79	4.81	4.91	4.93	4.87	4.73	4.69	4.61
% Mex/EUA	87.3	93.1	107.3	178.1	119.7	108.5	67.4	80.7
Alumbrado								
México	6.75	9.77	11.68	13.24	14.23	13.56	8.97	9.96
EUA	10.6	10.74	10.81	11.01	11.2	10.97	11.22	11.16
% Mex/EUA	63.7	91.0	108.0	120.3	127.1	123.6	79.9	89.2
Residencial								
México	3.82	4.63	5.95	6.82	7.09	6.91	4.47	4.83
EUA	7.65	7.83	8.05	8.22	8.29	8.38	8.42	8.38
% Mex/EUA	49.9	59.1	73.9	83.0	85.5	82.5	53.1	57.6
Agrícola								
México	0.91	1.12	2.26	3.19	4.02	3.76	2.09	2.20
EUA	5.07	4.96	5.12	5.09	6.07	5.89	5.14	5.83
% Mex/EUA	17.9	22.6	44.1	62.7	66.2	63.8	40.7	37.7
Total								
México	4.27	4.84	5.95	6.82	7.1	6.55	4.13	4.53
EUA	6.47	6.57	6.76	6.85	6.94	6.91	6.9	6.85
% Mex/EUA	66.0	73.7	88.0	99.6	102.3	94.8	59.9	66.1

Fuente: CFE (1996)

Vallejo (1991) establece que cuando la señal tarifaria transmite al consumidor los costos en que incurre la empresa para cada tipo de servicio, diferenciando periodos horarios y estacionales, inducen a los clientes a modular sus curvas de carga de una manera que se optimice el balance económico global. Con esto, las tarifas se convierten en un poderoso instrumento de administración de la demanda.

La relación precio/costo de la energía vendida por la Comisión Federal de Electricidad mejoró notablemente, hasta alcanzar el nivel de 0.90 en 1991, reflejándose así la política de reducción de subsidios. En 1993 sólo los sectores residencial y agrícola recibieron subsidios tarifarios. En 1992 y 1993 esta relación baja por la partida extraordinaria de regularización en los egresos.

En la tabla IV-23 se puede observar como después de situarse por debajo de 0.7 en 1995 (que agudizó su difícil posición financiera), a partir de 1996 muestra una gradual recuperación, pero sin alcanzar los niveles de principios de la década de los noventa.

Tabla IV-23. Relación precio/costo de la electricidad de la CFE (1990-1998)

INDICADOR/AÑO	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Relación Precio/costo	0.83	0.90	0.89	0.88	0.83	0.73	0.69	0.73	0.77

Fuentes: CFE (1999b) y Cámara de Diputados (1999)

Como referencia, para en el año de 1998 se tenía una gran disparidad en la relación precio/costo entre los diferentes grupos de usuarios. De la tabla IV-24 se puede advertir la existencia de grandes subsidios cruzados entre los consumidores.

Tabla IV-24. Indicadores económicos por grupo de usuarios de la CFE en 1997

TARIFA	PRECIO/COSTO	PRECIO MEDIO (\$/kWh) ³⁷	COSTO UNITARIO (\$/kWh)	VENTAS (MWh)
Residencial	0.43	0.437	1.016	25'740,152
Agrícola	0.30	0.226	0.753	7'647,956
Comercial	1.20	1.050	0.875	7'077,057
Industrial	0.91	0.384	0.421	66'625,224
Servicios	0.94	0.824	0.877	3'619,640
Total	0.77	0.433	0.562	110'710,029

Fuente: Cámara de Diputados (1999)

Los inversionistas se muestran preocupados por el hecho de que las tarifas son mantenidas artificialmente bajas por prolongados periodos de tiempo. Observan que no sólo podría afectar la viabilidad de los grandes proyectos para abastecer a la CFE, no porque les afecte directamente a ellos, sino porque les interesa negociar con una empresa solvente.

El problema propiamente no es de los productores independientes sino de la CFE, ya que los contratos que realiza la obliga a pagarle el monto contractual convenido independientemente de que a CFE se le conceda incrementar las tarifas. Así que depende de los ajustes macroeconómicos del gobierno, el rango de desproporción de ingreso/ventas resultante de la compra de electricidad.

Por lo tanto, las tarifas tan bajas no es un determinante para que exista una mayor participación de generadores privados, ya que su relación comercial es a través de contratos con la CFE y no con los usuarios finales.

³⁷ Incluye impuestos, cargos por mantenimiento. Precios constantes de 1980, utilizando el defactor ponderado del PIB.

Antes del otorgamiento del primer permiso de producción independiente se afirmaba en el medio que si un agente externo le vendía energía a la Comisión Federal de Electricidad, la paraestatal tendría que pagarla más caro de lo que a ella misma le cuesta producirlo en promedio. Es decir, la CFE en su conjunto total de producción de energía, absorbería una diferencia (en el promedio de la gran masa producida) de los costos por kWh en algunos tipos de plantas para así impulsar la actividad independiente de generación eléctrica.

Lo anterior se sostenía porque, en términos económicos, la CFE es muy eficiente y que por su tamaño y diversidad de tecnologías de generación, le permite lograr economías de escala.

Sin embargo, el tiempo demostró que la producción independiente si es viable y que el problema tarifario más que orientarlo a los nuevos actores, lo debe ubicar en función del necesario abatimiento de la diferencia entre el precio que la CFE tendrá que pagar a un generador privado y el precio que recibe de sus clientes subsidiados. En este sentido, se espera que el gobierno intentará elevar los precios de electricidad durante los años que se requieran para construir las plantas construidas bajo esta modalidad.

Además, la CFE también está sintiendo presión de los mercados internacionales de capital para elevar las tarifas y frenar los desequilibrios resultantes de la venta de electricidad a tasas por debajo de los costos de producción.

Los estados financieros más recientes de CFE muestran que se ha tenido una mejoría relativa en la estructura de fuentes de financiamiento, porque incluso, se han generado recursos propios. Esta situación ha llevado a dar una falsa apariencia de que la industria eléctrica cuenta con recursos propios suficientes para hacer frente su programa de expansión.

Cabe destacar que el estado actual es el resultado de limitar los montos de inversión pública a niveles inconvenientes. Además, como los proyectos con inversión privada han empezado a entrar en operación, ha llegado la hora de que la CFE tiene que comenzar a pagarlas. Los arrendamientos se pagarán constantemente y a las plantas privadas de productores independientes se les comprará la energía que produzcan, incrementando también el gasto corriente.

Aburto (1999) concluye que la inversión privada en electricidad se transforma gradualmente en gasto corriente para la CFE. Esto significa que, si bien el flujo de sus egresos disminuyó en años recientes por una menor inversión pública, volverá a crecer en los próximos años debido a un

incremento en este gasto. Así pues, la situación que muestran los estados financieros de CFE en los últimos años no refleja las necesidades reales de financiamiento de largo plazo, de la industria eléctrica.

Para Rojas (1999b), el deterioro del financiamiento de la inversión en la industria eléctrica mexicana no sólo ha sido culpa de las empresas, sino además de una política fiscal frágil. Para que exista una real salud de las finanzas del sector, los ingresos por tarifas requieren ser la fuente principal del financiamiento de la expansión y el complemento debe obtenerse de las fuentes de capital disponibles en el mundo para ello.

Mientras la aplicación de las tarifas permanezca sujeta a diversas consideraciones políticas y a metas de tipo social (ejecutadas por organismos ajenos al sector eléctrico), la situación financiera de la CFE y LFC será cada día más precaria y dependiente.

Sumario y conclusiones parciales

El factor económico no es determinante en la concurrencia de productores independientes. Fueron dos argumentos fundamentales de esta índole por lo que se retrasó el inicio de los proyectos bajo esta modalidad. El primero fue por una aparente inconveniencia a la CFE de adquirir energía supuestamente más cara que la que podía producir por sí misma. Esto fue desmentido una vez que se conoció públicamente los precios que ofrecieron las empresas ganadoras de las primeras licitaciones. El otro argumento, y el que más pesó, fue que no se estipulaba quién y a qué precio abastecería de gas a los productores independientes, pero con las nuevas definiciones legales respecto del gas natural este problema se resolvió.

Otro factor importante que influyó en la demora del inicio de la producción independiente fue que se tuvo que definir el tipo de convenio por el que se regirían. Bajo los esquemas de contratación utilizados, el productor independiente no es afectado directamente por la aplicación de tarifas bajas. Recibe sus ingresos por vía de un acuerdo contractual y no por la venta de energía al usuario final.

El aspecto medular para el productor independiente es saber cuál es el precio que va a cobrar por kWh a CFE en el presente y qué fórmula le indicaría lo que deberá cobrar en el futuro. Fue fundamental definir las metodologías respectivas para no dificultar la incorporación de nuevos agentes a este negocio. Cualquier industrial (excepto el exportador) que desee

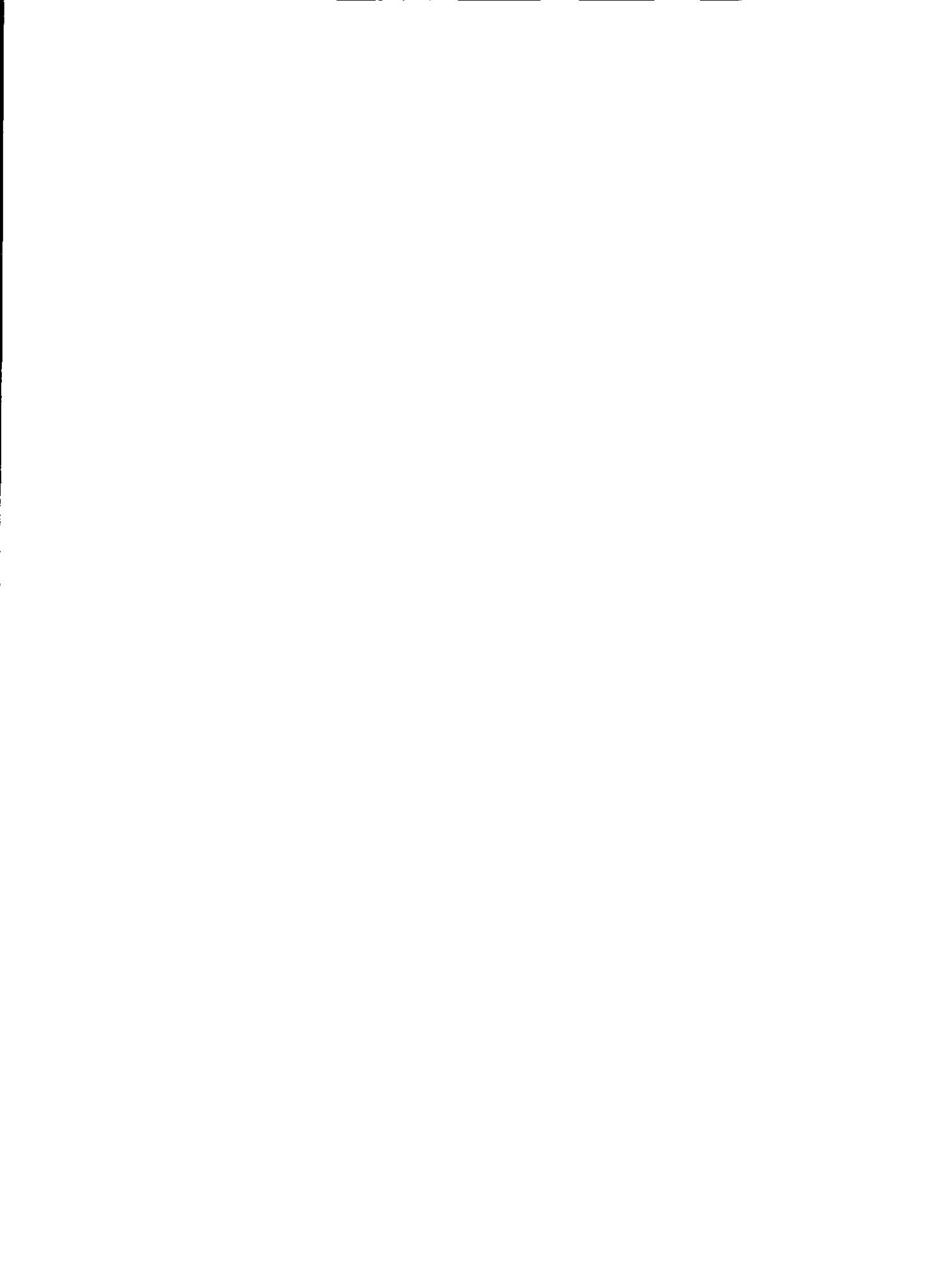
construir su propia planta para convertirse en abastecedor, lo primero que advertirá es que debe de dar un precio por kWh competitivo en relación a los manejados por la paraestatal a corto y largo plazo.

CFE no desea depender excesivamente de los PIE's porque conlleva muchos costos de transacción dificultando su relación legal, económica y técnica. Es por ello que tenderá a las licitaciones cuyas centrales sean de magnitud considerable para tratar, a medida de lo posible, con el menor número de permisionarios.

Por escasez de recursos económicos el gobierno federal podría disminuir o detener totalmente la construcción de plantas eléctricas y dejar ese campo a la competencia privada. Entonces, como se trata de proyectos que requieren largos periodos de construcción y maduración, mayores retrasos pueden ser inconvenientes. De lo contrario, en el futuro podría haber restricciones de energía eléctrica con graves consecuencias para el desarrollo del país.

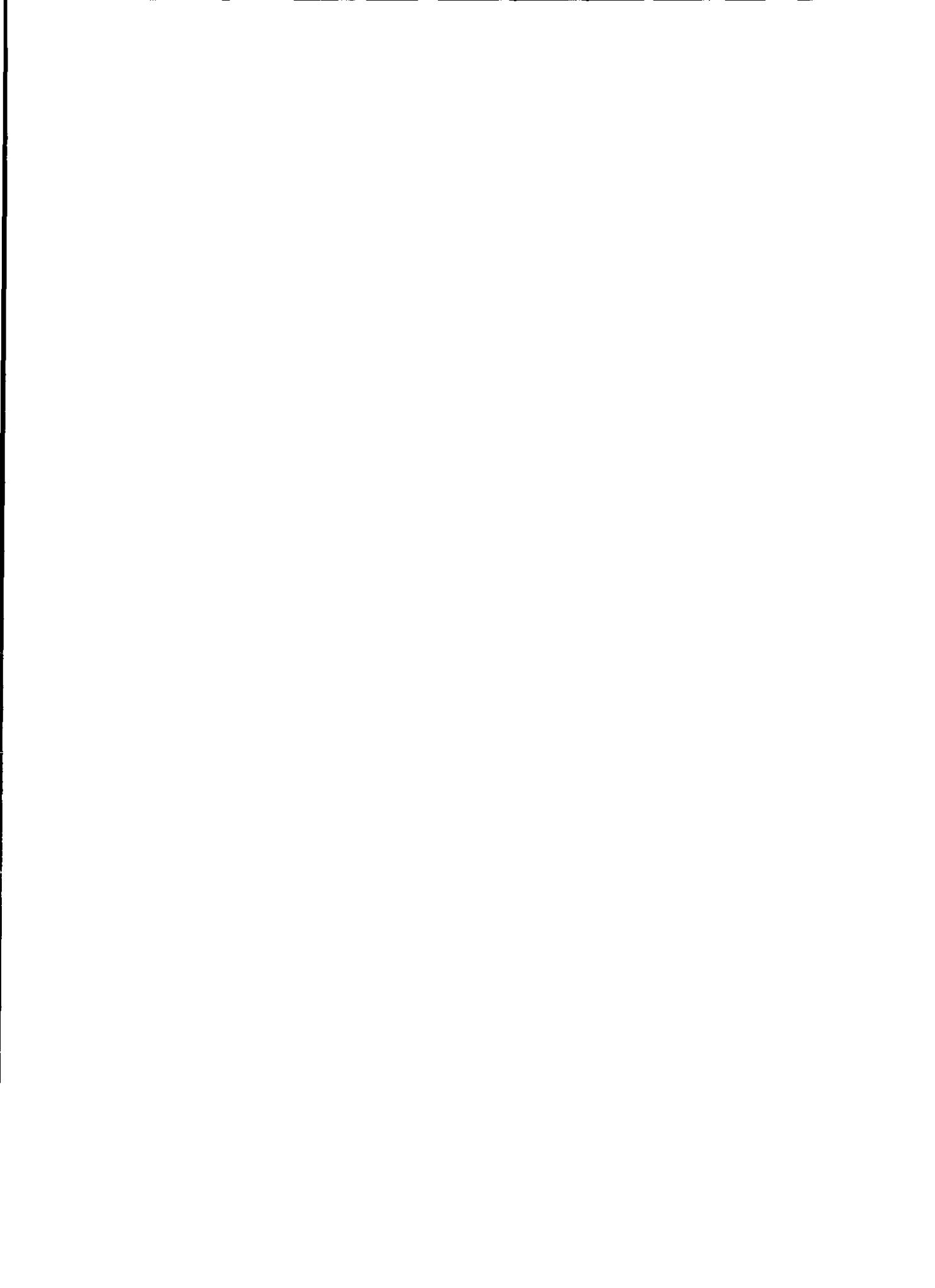
La tendencia económica favorable que la CFE presentaba en 1991 se revirtió y cayó paulatinamente hasta 1995. Los subsidios en 1997 alcanzaron casi 31 mil millones de pesos. Además los usuarios residenciales y agrícolas siguen teniendo una relación precio/costo por debajo del 0.5, lo que muestra que se siguen teniendo considerables subsidios cruzados y que todavía no se tiene una política tarifaria eficiente. Sin embargo, los datos actuales muestran que las finanzas de la CFE generan ingresos, opera en forma sana y ha mejorado casi todos sus indicadores.

La inversión privada en electricidad se transforma gradualmente en gasto corriente para la CFE. Independientemente de que el flujo de sus egresos disminuyó en años recientes por una menor inversión pública, volverá a crecer en los próximos años debido a un mayor gasto corriente. Así pues, la situación que muestran los estados financieros de CFE en los últimos años no refleja las necesidades reales de financiamiento de largo plazo, de la industria eléctrica.



CAPÍTULO V

MONTAJE FINANCIERO Y SUS OBSTÁCULOS EN PROYECTOS DE PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE



Como se vio en el capítulo anterior, las decisiones tarifarias no han conducido a obtener el ingreso del capital suficiente para acometer las inversiones que el sector eléctrico requiere. Como consecuencia, los productores externos de energía han empezado a sustituir las inversiones públicas necesarias para poder expandir la generación del sistema¹. No obstante, lograr el financiamiento de estos nuevos proyectos no ha sido una tarea fácil.

El quinto capítulo aborda los aspectos relacionados con el montaje financiero de los productores independientes de energía en México. La secuencia de análisis de la tesis, conduce a responder dos interrogantes básicas. La primera busca identificar cuales son los principales obstáculos que surgen cuando se estructuran esquemas financieros bajo esta modalidad. La segunda busca conocer cuales son los mecanismos para atenuar y repartir los riesgos entre los diferentes actores que intervienen en la obtención de financiamiento para llevar a cabo proyectos de esta naturaleza.

Para responder estas preguntas, el capítulo inicia con una descripción del proceso de formación de esquemas financieros para proyectos de producción independiente. Tomando en cuenta esto, posteriormente se analizan los distintos mecanismos de financiamiento, las fuentes de capital, el ciclo y el proceso de evaluación financiera de los proyectos de producción independiente en México. A continuación, se discuten los paralelismos y diferencias que existen entre los esquemas BLT y BOO, tomando como referencia a los proyectos Samalayuca II y Mérida III. Finalmente, se exponen los distintos riesgos a que están expuestos los proyectos en esta modalidad y como pueden repartirse a través de mecanismos de atenuación.

V.1 PROCESO DE FORMACIÓN DE ESQUEMAS FINANCIEROS PARA PROYECTOS DE PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE

V.1.1 Planteamiento financiero

En términos generales, un financiamiento para proyectos de inversión de producción independiente de energía eléctrica se define por cinco características esenciales: monto, tasa

¹ La consecuencia de la política tarifaria es que ha limitado a la CFE a autofinanciar su expansión y ha permitido que el sector privado con capital extranjero tenga cada vez mayor presencia en la industria eléctrica

de interés (fija o variable), periodo de gracia, periodo de amortización y por condiciones colaterales.

Los aspectos financieros básicos que condicionan la participación de inversionistas privados en la industria eléctrica se dividen en tres: las fuentes potenciales de capital, las condiciones de los mercados de capitales (locales o internacionales) y las perspectivas de los inversionistas.

El financiamiento de proyectos de producción independiente está respaldado por sus activos y por las obligaciones contractuales asumidas por los participantes. Las principales diferencias con los créditos tradicionales otorgados a las empresas verticalmente integradas se exponen en la tabla V-1.

Tabla V-1. Diferencias que presenta un financiamiento de generación independiente con un crédito tradicional

CRÉDITO TRADICIONAL	FINANCIAMIENTO PRIVADO
<ul style="list-style-type: none"> • Empresas en operación • Historial crediticio • Análisis de cifras históricas • Basado en garantías reales o personales • Estructura de capital estable 	<ul style="list-style-type: none"> • Proyectos de inversión nuevos • Solvencia de promotores y evaluación del proyecto • Análisis de cifras proyectadas • Basado en flujos previstos, activos del proyecto y garantías contractuales • Estructura de capital variable (alto apalancamiento inicial)

Fuente: Souza (1996)

Desde el punto de vista financiero, Alonso (1994) establece que los objetivos en proyectos de esta naturaleza son los siguientes:

1. Minimizar el costo del financiamiento
2. Maximizar el rendimiento al capital
3. Minimizar las aportaciones de capital, aumentando el apalancamiento, al tiempo que se mantienen al mínimo las garantías directas de los socios sobre el crédito
4. Establecer el pago de la deuda (principal e intereses) en forma consistente con el flujo de efectivo generado por las utilidades del proyecto.

El consorcio se conforma normalmente por un grupo de promotores del proyecto, inversionistas extranjeros y/o locales, empresas multinacionales fabricantes de equipo eléctrico y de contratistas privados encargados de efectuar la construcción y operar la planta generadora.

La deuda es captada por el consorcio a partir de fuentes comerciales, frecuentemente con el respaldo de agencias que garantizan el crédito de exportación, donantes multilaterales o bilaterales.

De acuerdo con Paton (1993), existen dos tipos de inversionistas privados: los estratégicos y los financieros². Los inversionistas estratégicos participan en el patrimonio de las empresas. Usualmente se trata de entidades dedicadas a la fabricación de equipo de generación, de construcción o diseño de plantas. Básicamente, se trata de compañías que hacen dinero en el negocio eléctrico y no en el ámbito financiero.

Por su parte, los inversionistas financieros aportan los recursos de crédito. Su negocio es prestar dinero dentro en condiciones ajustadas por riesgo y lograr retornos dentro de parámetros aceptados para su actividad. Vale la pena destacar que una de las principales fuentes de financiamiento para este tipo de actividades en los últimos años ha estado conformada por las instituciones exportadoras de financiamiento, una fuente que está íntimamente relacionada con los equipos y los contratos de construcción que se seleccionan en cada proyecto.

A diferencia de los propietarios de patrimonio, los prestamistas del proyecto están más preocupados sobre la seguridad del flujo de efectivo de los ingresos del proyecto necesario para pagar el capital y los intereses de los préstamos.

Dado que existe un único comprador de electricidad y que las ventas de electricidad no producen divisas, los promotores del proyecto requieren compromisos adicionales del gobierno en el sentido de que respaldará el contrato de compra de energía de la CFE. El Estado también necesita garantizar el acceso suficiente a divisas para cumplir con los compromisos con los inversionistas de la deuda y el patrimonio.

Los requerimientos financieros más importantes para los proyectos eléctricos independientes surgen de la necesidad de proveer ingresos suficientes y seguros. Suponiendo que el proyecto genera la cantidad de energía acordada, los inversionistas de deuda del proyecto, deben estar completamente seguros acerca del retorno sobre sus inversiones. Igualmente los participantes en el patrimonio deben estar asegurados de un ingreso aceptable de su inversión³.

² También se conocen como inversionistas de patrimonio y deuda

³ La evaluación de la exposición de los riesgos asociados puede llegar a ser compleja, ya que muchos parámetros son variables y pueden aumentar o disminuir el riesgo del proyecto en un momento dado.

En los diversos acuerdos de compra de energía que la Comisión Federal de Electricidad ha celebrado, se estipulan cláusulas que permitan la debida conversión a las monedas en las cuales se realizaron las inversiones de los proyectos. Para Gaiván (1996), los inversionistas de patrimonio de proyecto tienden a preocuparse con los aspectos relacionados con la repatriación de sus divisas, la garantía de los términos de pago y que puedan ser cobrados puntualmente.

Las etapas que conforman el proceso de financiamiento se agrupan en la tabla V-2.

Tabla V-2. Etapas del proceso de financiamiento

ANÁLISIS PRELIMINAR	ESTUDIO DE FACTIBILIDAD	DECISIONES ADICIONALES:	IDENTIFICACIÓN Y LA EVALUACIÓN DE RIESGOS EN EL PROYECTO
<ul style="list-style-type: none"> • Verificación de la trayectoria de los patrocinadores y los participantes claves • <i>Justificación</i> técnica, comercial y legal del proyecto • Identificación de las mayores fuentes de riesgo y disponibilidad de mecanismos de atenuación de riesgos. • Verificación condiciones preliminares de financiamiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • Identificación detallada y evaluación de riesgos en proyectos • Diseño de mecanismos de repartición de riesgos • Definición de la estructura de capital óptima: relación de deuda-capital • Selección de fuentes de financiamiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Confirmación de suposiciones (técnicas, financieras y regulatorias) • Definición del caso base, escenarios optimistas y pesimista y análisis de sensibilidad. • Principales términos y condiciones de los contratos claves del proyecto (diseño, construcción, operación, mantenimiento, soporte técnico, suministro) 	<ul style="list-style-type: none"> • Factibilidad comercial del proyecto • Tecnología no probada o inapropiada • Problemas con el diseño, construcción y operación (retrasos, sobrecostos y baja calidad) • Impacto ambiental • Carencia, o inapropiada regulación • Dificultad de obtener permisos requeridos y autorizaciones • Ausencia de mecanismos por resolución de conflictos • Fortaleza técnica y financiera de las contrapartes • Volatilidad bajo condiciones financieras (inflación, actividad económica, tipo de cambio y tasas de interés) • Fuerza mayor

Fuente: Souza (1999)

V.1.2 Perspectivas de los inversionistas

Los aspectos claves en el montaje financiero de proyectos de producción independiente se basan en el adecuado establecimiento de las siguientes condiciones:

- Las fuentes de deuda y de patrimonio
- Definición de las tasas de interés y de retorno
- Garantía para los créditos externos otorgados para el proyecto
- Garantía de CFE en cumplir el contrato de compra de electricidad
- Seguridad en la convertibilidad monetaria y la repatriación de los ingresos.

Según Paton (1993), el éxito de la inversión privada en el sector eléctrico depende fundamentalmente de tres cuestiones básicas:

- i Estructura de capital adecuada
- ii Importancia de asignación a la inversión extranjera
- iii Mercados de capitales donde se va a buscar el financiamiento.

En cuanto a la estructura de capital, la combinación apropiada con respecto a la deuda, depende de su naturaleza y estructura de sus actividades. En general, se acepta el criterio según el cual cuanto más predecibles y/o estables sean los ingresos operacionales y flujos de efectivo, es mayor el porcentaje de deuda (apalancamiento) apropiado dentro del paquete de financiación. Asimismo, cuanto más impredecibles y/o inestables sean los ingresos operacionales y los flujos de efectivo, se requiere una mayor aportación de capital de la empresa⁴.

Un factor importante es la capacidad de absorción del mercado de capitales mexicano y esto a su vez depende de diferentes variables. La capitalización total del mercado de acciones local en comparación con el tamaño de las emisiones plantea una exigencia permanente, pues no se puede utilizar esta opción si el mercado nacional no tiene el tamaño para absorber el capital requerido de las inversiones futuras.

La sofisticación de la difusión de la información en el mercado internacional de capitales impone también límites a la movilización de valores. La tolerancia a los riesgos de los inversionistas y sus expectativas de rendimientos son factores particulares y tienen un gran impacto sobre el éxito de la emisión propuesta⁵.

En cuanto a los mercados de capitales en los cuales debe buscarse la financiación, existen por lo menos dos decisiones importantes que se deben tomar: mercados públicos o privados, mercados nacionales o internacionales (y lo que respecta a los métodos de venta de las acciones).

⁴ Esto significa que los proyectos en entornos que ofrecen garantías y estabilidad de mercado obtienen apalancamientos considerables, en tanto que las empresas que enfrentan altos riesgos comerciales, generalmente consiguen un menor apalancamiento.

⁵ Las acciones de las empresas públicas generalmente resultan más interesantes para los inversionistas institucionales que para los agentes que buscan ganancias derivadas del aumento en el precio de la energía eléctrica, pues el tipo de retorno que proviene de una empresa pública tiende a ser una corriente estable de ingresos.

Con relación a la decisión entre un mercado de capitales privado y uno público⁶, de la forma como se maneje esta disyuntiva depende que se logre obtener el menor costo de capital y la mayor flexibilidad en la capitalización.

Los inversionistas en acciones en el mercado público por lo general están interesados en empresas que ofrezcan un potencial de crecimiento continuo de ingresos y dividendos, que puede venir tanto de la expansión del propio negocio como de las oportunidades de diversificación. Generalmente, lo que buscan es una entidad comercial de larga vida.

Los montos de las emisiones de acciones deben ser de tamaño suficiente como para ofrecer volúmenes de negociaciones considerables (liquidez bursátil). Por su parte, los inversionistas financieros en el mercado de las colocaciones privadas de deuda y acciones tienden a concentrarse en la inversión en proyectos que funcionan en una sola planta.

Con respecto a la disyuntiva entre mercados de capital local o internacional, una de las ventajas principales de la participación privada está en que permite a la empresa tener acceso a nuevas fuentes de financiamiento internacional. Los beneficios de la obtención de *capital internacional* son múltiples. Esto permite obtener menores costos de endeudamiento ya que las empresas eléctricas con reconocido prestigio internacional y experiencia en generación suelen lograr endeudamiento a tasas bajas, asociadas a la falta de volatilidad de los retornos sobre la inversión.

Churchill (1993) concluye que cuando un operador eléctrico de trayectoria internacional realiza una inversión en un país, éste último recibe un voto de confianza de trascendencia pues se trata de inversiones sofisticadas, cuyo ejemplo puede despertar el interés de otros consorcios⁷.

La participación privada en el sector eléctrico está envuelta en capas complejas de acuerdos contractuales que se fortalecen mutuamente. Para la generación independiente, se ejecutan contratos firmes para la compra de energía por parte de la Comisión Federal de Electricidad que se respaldan por acuerdos interdisciplinarios (por ejemplo, requiere de contratos de

⁶ Cuando se habla de un mercado público se hace referencia a las captaciones de recursos entre el público en general a través de la emisión de bonos o acciones. Entre tanto, el mercado privado se refiere a las negociaciones que se realizan individualmente con determinadas instituciones financieras.

⁷ Puesto que el crecimiento del sistema eléctrico nacional y el aumento en la generación generalmente van paralelos al crecimiento de la economía, la inversión extranjera en el sector es una buena señal del desempeño de la economía desde el punto de vista de la comunidad financiera internacional.

suministro de combustible, contratos de operación y mantenimiento, acuerdos sobre seguros y otros convenios legales).

Puesto que los proyectos eléctricos independientes tienen típicamente una vida útil de veinte a treinta años, todas las partes deben confiar en la viabilidad a largo plazo de estos contratos (CRE, 1993).

Por ser proyectos nuevos y debido a la percepción del riesgo político y financiero del país, los inversionistas del sector privado buscan garantizar tantos acuerdos contractuales como sea posible para asegurarse contra de las consecuencias de un incumplimiento⁶.

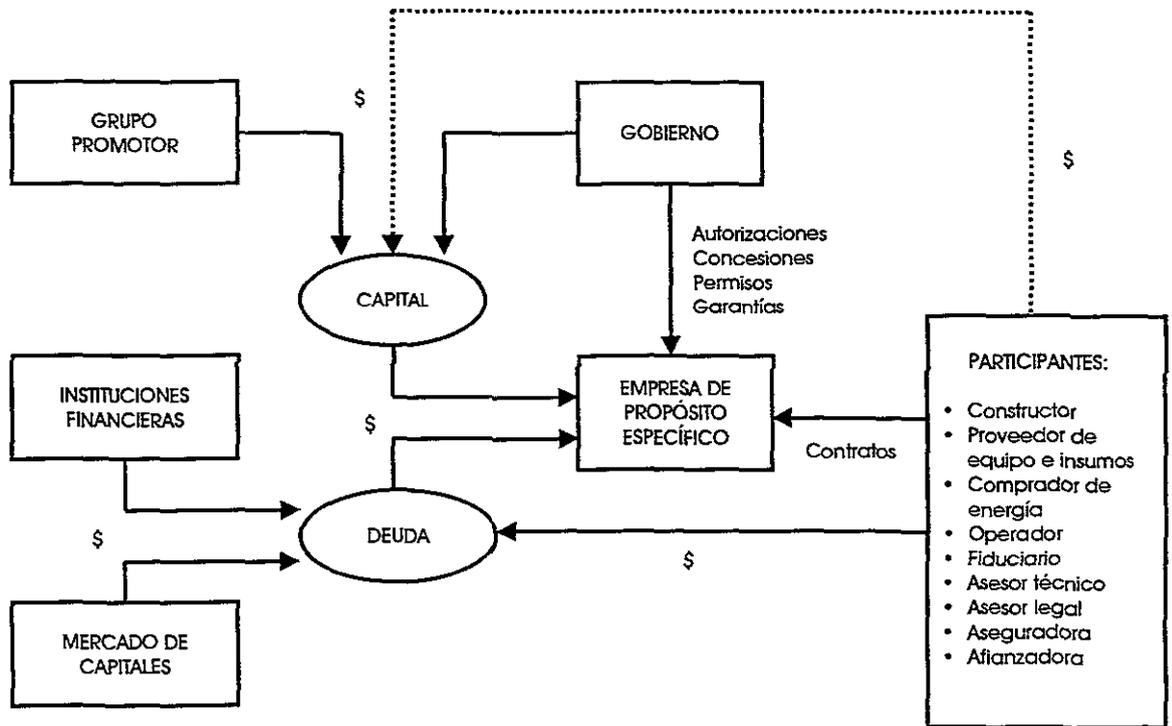
El hecho de que el único comprador para su producto es de una entidad paraestatal, requiere garantías sobre la vida del proyecto, asegurándose que se cumplirán con los términos del contrato.

Los temas contractuales involucrados en el montaje financiero son los siguientes:

- Periodo de construcción de la planta
- Tiempo de operación del contrato
- Posibilidad de renovación del permiso
- Precio de compra y forma de pago
- Flexibilidad en reajustes y aumentos por cambios incontrolables (inflación, precio de combustible, incrementos de la mano de obra, etc.)
- Control y despacho de la instalación
- Identificación de la parte que pagará por el equipo de interconexión y la forma de asegurar la precisión de la medición
- Tipos de seguros requeridos
- Resolución de disputas.

La figura V-1 muestra las principales relaciones contractuales que se derivan de la intervención de productores independientes bajo el esquema de comprador único.

⁶ El contrato suele ser a largo plazo y por un término que como mínimo debe ser igual al de financiamiento de la deuda. Incluye cláusulas de incentivos y penalidades para cumplir ciertas metas de capacidad y eficiencia y poder administrar la planta de una forma más eficiente.



Fuente: Souza (1996)

Figura V-1. Estructura contractual típica en proyectos de producción independiente

Son cuatro los principales factores del perfil financiero que advierten los inversionistas:

1. **Rentabilidad.** El potencial de generar utilidades es un factor determinante en el análisis de la calidad crediticia para productores independientes. Un promotor que genera utilidades más grandes tiene mayor facilidad para autofinanciarse, para captar fondos externos y enfrentar adversidades en los negocios (Islas y Rodríguez, 1997). La rentabilidad determina el valor de la empresa. Los indicadores de rentabilidad más importantes son: *retorno sobre patrimonio promedio*, *retorno antes de impuestos sobre el capital total (incluyendo patrimonio)* y *márgenes operativos*.
2. **Capitalización.** El principal indicador de capitalización es la deuda total con relación a la deuda total más el patrimonio. Este análisis de endeudamiento puede también incluir partidas de *cuasi-deuda* y otras obligaciones registradas fuera del balance. Los

arrendamientos no capitalizados, las garantías de deudas, la venta de cuentas por cobrar y contratos fijos para comprar energía son considerados equivalentes a deuda cuando se calculan los índices de capitalización. También se realizan ajustes para reflejar las obligaciones de pensiones no capitalizadas.

3. Flujo de caja. El análisis del flujo de caja es esencial en todas las decisiones de calificación de crédito. Los pagos deben realizarse en efectivo. Muchas transacciones y registros contables pueden afectar las utilidades pero no al flujo de caja, y viceversa. El análisis de los patrones de flujo de caja puede revelar un nivel de capacidad de pago de la deuda más fuerte o más débil de lo que podría deducirse a partir de un análisis de las utilidades. Dado que los pagos de dividendos, tanto de acciones ordinarias como preferentes, son importantes para mantener acceso al mercado de capitales, se consideran las medidas del flujo de caja antes y después del pago de dividendos. El flujo de caja también se mide con relación a las obligaciones contractuales fijas, las inversiones, los vencimientos de deuda y los dividendos de accionistas⁹.

4. Flexibilidad financiera. El análisis de flexibilidad financiera incorpora las necesidades, planes y alternativas de financiamiento de una compañía, así como su habilidad para cumplir con sus inversiones sin dañar su capacidad de pago. La capacidad de obtener financiamiento externo complementa el flujo de caja interno. Dado que los proyectos de producción independiente tienen alta demanda de capital, también se considera la habilidad de los promotores para acceder los mercados de capitales. También se revisan las relaciones con los bancos, la disponibilidad de líneas bancarias, los contratos y convenios de préstamos. La capacidad de endeudamiento de una empresa refleja los tres elementos anteriores¹⁰.

V.1.3 Factores que condicionan el éxito de los financiamientos

Durante los últimos años los proyectos de iniciativa privada para incrementar los servicios de energía eléctrica han cambiado en cuanto a cómo se desarrollan y a cómo se obtiene el financiamiento. Sobre esto último, en algunos casos el proceso es lento debido a la cantidad de procedimientos burocráticos y porque las entidades crediticias en su mayoría demoran en

⁹ Debido a la gran demanda de capital de diversas empresas del sector y a los periodos largos que a veces se necesitan para construir las plantas generadoras, se requieren sistemas de planeación financiera complejos y flexibles.

¹⁰ El acceso al mercado a tasas razonables es restringido y las expectativas financieras y operacionales de la compañía se desvanecerán si no se mantiene una estructura de capital razonable.

presentar una respuesta. Esta pérdida de tiempo perjudica el desarrollo del proyecto y suele limitar las oportunidades de buscar el financiamiento adecuado.

Kappaz (1997) considera que el secreto del éxito está en la presentación de proyectos sobre bases sólidas, estructurarlos adecuadamente, mitigar riesgos en todo lo posible y que, tanto el vendedor como el comprador, asuman la responsabilidad de la negociación. A menudo el sector privado se apresura demasiado en entrar en una negociación buscando garantías gubernamentales como base del respaldo de su proyecto. Esta acción predispone el fracaso de la financiación, dado que una mayor necesidad de garantías por parte del gobierno puede significar que el proyecto no cuente con las suficientes bases.

Es de vital importancia tener capital suficiente para emprender y continuar una empresa. En efecto, la falta de financiamiento adecuado es una de las principales causas por las cuales los nuevos proyectos de este tipo no se llevan a cabo. Con el objeto de evitar fracasos, no sólo se debe poseer recursos suficientes, sino también debe saber cómo administrarlo. También se necesita poseer suficiente dinero para mantener la planta en funcionamiento hasta que el mismo comience a rendir ganancias.

El éxito de la financiación radica en que el proyecto sea sustentable. Cuando éste es razonable, está bien estructurado y los riesgos están debidamente evaluados, generalmente logra el respaldo necesario y las entidades crediticias responden positivamente.

Para asegurar que en México los proyectos de producción independiente se sigan logrando se requiere trabajar conjuntamente con los grupos de inversionistas interesados en desarrollar esta actividad. Esto significa que es necesario conciliar los objetivos del Estado y de los inversionistas, pues debe tratarse transacciones justas para todas las partes y no de una propuesta de perdedores y ganadores. Por ello, la presentación de una oportunidad atractiva desde un principio resulta indispensable, además de propiciar además el mantenimiento de un margen de flexibilidad dentro de un marco de negociación definido.

Lo anterior implica la necesidad de identificar todas las características de la inversión para poder establecer el paquete financiero que resulte atractivo a los diferentes grupos de inversionistas.

Sullivan (1993) afirma que el desarrollo de proyectos de producción independiente involucra el financiamiento de recursos limitados, lo que significa que estos son financiados con base en el

flujo de caja, así como a los riesgos asociados y no sobre los créditos u otros activos no relacionados de los propietarios del proyecto¹¹. Este tipo de proyectos requieren de un análisis detallado para asegurarse que todos los riesgos están cubiertos satisfactoriamente y de que existen tasas adecuadas de retorno y de flujo de caja para atraer la inversión privada.

Cuando se dan los primeros pasos sin la preparación necesaria, el fracaso suele deberse a propuestas mal presentadas con una documentación pobre, la cual impide llegar al término de la negociación. En estos casos, el proyecto se queda en la licitación como una proposición atractiva pero sin el financiamiento necesario para hacerla realidad.

Otro paso que pone en peligro la viabilidad financiera del proyecto es que los promotores caigan en la tentación de tratar de acelerar la negociación o ganar una licitación recurriendo a financiamientos factibles pero no reales.

Esto puede traer graves consecuencias, sobre todo si la razón para recurrir a este tipo de recurso es la imposibilidad del promotor de obtener financiamiento para el proyecto sin bases para garantizar la deuda, debido a fallas inherentes a la estructuración del proyecto mismo.

Ahora bien, existen algunos casos en los cuales el proceso de obtener financiamiento se ve truncado debido a procedimientos burocráticos o a la falta de una respuesta oportuna por parte de las instituciones financieras. En estos casos, si las bases estructurales del proyecto son firmes y el comprador es serio, entonces la intervención estatal puede resolver el problema aunque la experiencia ha enseñado que entre menos se recurra a garantías gubernamentales, será mejor¹².

Hoskote (1991) sostiene que es importante no confundir a los compradores ni a los gobiernos y recomienda aplicar las opiniones de consejeros que han participado en inversiones o de quienes han hecho préstamos con éxito implementando el esquema BOO. El aspecto más importante, sin embargo, es la confianza que inspire el crédito y la seriedad del comprador, junto con una estructuración del proyecto bien documentada. Estos factores a veces resultan más convincentes que la garantía misma.

¹¹ La mayoría de los proyectos BOO desarrollados en el mundo hasta la fecha han sido complejos tanto desde el punto de vista legal y financiero como resultado de la necesidad de determinar los riesgos a los varios participantes en el proyecto, por lo que han sido proyectos caros para desarrollarse.

¹² Para que los gobiernos colaboren con la implementación de proyectos potenciales de productores independientes, éstos necesitan separar la realidad de la fantasía. En México, la SHCP ha establecido los lineamientos de evaluación de financiamientos, para que sólo consideren los compromisos provenientes de bancos de crédito que realmente comprometan fondos y que ignoren factibles créditos pero difíciles de concretar

Lo visto hasta ahora permite deducir que, el fracaso del financiamiento de proyectos de producción independiente puede ocurrir por los motivos siguientes:

- La carencia de acuerdos para repartir los múltiples riesgos incurridos
- Las imperfecciones del sistema financiero
- La inmadurez del mercado de capitales nacional
- La baja calificación financieras de la mayoría de los miembros
- La complejidad burocrática y la incapacidad de llegar a acuerdos.

V.2 MECANISMOS DE FINANCIAMIENTO, FUENTES DE CAPITAL, CICLO Y EVALUACIÓN DEL PROCESO FINANCIERO

Para continuar con el análisis, se hace necesario identificar las múltiples formas de financiar un proyecto de producción independiente, estudiar los diversos orígenes que pueden tener los recursos, conocer las etapas que contempla el proceso financiero y saber como se evalúa.

V.2.1 Mecanismos de financiamiento para productores independientes

El desarrollo del proyecto se puede financiar, ya sea por los métodos convencionales o por alternativas de financiamiento no tradicionales. Las primeras corresponden al desarrollo con recursos propios de la empresa o con créditos que ésta obtiene. Los segundos se refieren a sistemas más elaborados mejor conocidos como financiamiento por terceros.

Para Alonso (1994), son tres los principales mecanismos de financiamientos para proyectos de producción independiente:

I. Financiamiento con recursos propios

En este caso, el esquema de inversión es tan complicado o tan sencillo como lo desee el promotor y asume toda la responsabilidad del mismo. Como el promotor tiene el control total del proyecto¹³, y dado que lo está realizando con recursos propios, no incrementa su endeudamiento. La propiedad de los equipos e instalaciones pasa a formar parte de sus

¹³ Al *contraer* la responsabilidad total del proyecto también debe hacerse cargo de realizar todas o parte de las gestiones necesarias para obtener las autorizaciones y licencias e instalar así como operar las instalaciones.

activos de inmediato y podrá iniciar su operación conforme lo determine la autoridad correspondiente.

En la tabla V-3, se presentan las principales ventajas y desventajas del desarrollo de proyectos bajo esta modalidad de financiamiento.

Tabla V-3. Financiamiento con recursos propios

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • No se aumenta el endeudamiento • La propiedad de los equipos e instalaciones se adquiere de inmediato • Se mantiene el control total del desarrollo del proyecto 	<ul style="list-style-type: none"> • Disminuye su capacidad para realizar otro tipo de inversiones • Contraen toda la responsabilidad técnica y financiera del proyecto • Se deben realizar todas las gestiones para el establecimiento de la instalación • Se carece del conocimiento necesario de la tecnología disponible y su confiabilidad • Se debe hacer cargo de la operación, mantenimiento y reparación de los equipos

Fuente: (Portes, 1993)

2. Financiamiento con créditos

A falta de recursos propios, la alternativa que generalmente se usa para el desarrollo de un proyecto es la de conseguir créditos adecuados que permitan llevar a cabo el desarrollo del proyecto.

Aquí se agregan dos elementos adicionales a los contemplados en la opción anterior. Una institución financiera y una aseguradora. La primera, para aportar los fondos necesarios para el proyecto, y la segunda, para garantizar al organismo prestatario el pago del principal y los intereses correspondientes a los fondos aportados.

Por otro lado, al igual que en el caso anterior, el promotor tiene el control total del proyecto. Sin embargo, ahora si incrementa su endeudamiento, ya que está utilizando fondos externos para su desarrollo. La propiedad de los equipos e instalaciones también pasa a formar parte de sus activos de inmediato.

Como las empresas que se dedican a la construcción de plantas de generación independiente necesitan mantener su liquidez, no invierten la totalidad de sus activos, sino que participan en los mercados de dinero que ofrecen tasas de rendimiento más atractivas. Esto

significa que cuando el promotor requiere de fondos, busca obtener préstamos en los mercados de dinero al ser menos caros que los procedentes de un banco comercial.

En la tabla V-4, se presentan las ventajas y desventajas de llevar a cabo un proyecto en esta modalidad de financiamiento.

Tabla V-4. Financiamiento con créditos

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • Se puede llevar a cabo el proyecto aún sin recursos inmediatos • La propiedad de los equipos e instalaciones se adquiere de inmediato • Se mantiene el control total del desarrollo del proyecto 	<ul style="list-style-type: none"> • Se aumenta el endeudamiento • Disminuye su capacidad para realizar otro tipo de inversiones • Contraen toda la responsabilidad técnica y financiera del proyecto • Se deben realizar todas las gestiones para el establecimiento de la instalación • Se carece del conocimiento necesario de la tecnología disponible y su confiabilidad • Se debe hacer cargo de la operación, mantenimiento y reparación de los equipos

Fuente: (Portes, 1993)

3. Unión temporal de empresas

Este mecanismo de financiamiento básicamente consiste en el establecimiento de una nueva sociedad en la que participan una promotora de proyectos industriales, el fabricante del equipo, el promotor y otros inversionistas. La ventaja de este sistema es su gran flexibilidad y la participación en la nueva sociedad de personal técnico especializado que garantiza, entre otras, el diseño óptimo de las instalaciones.

El desarrollo de la estructura financiera de estos proyectos se realiza con base en la proporción y clasificación crediticia de las empresas participantes en esta nueva sociedad que se crea. Los prestamistas sólo analizan el flujo de efectivo del proyecto para el pago del principal y de los intereses, además del retorno en la inversión sobre el capital aportado.

Esta nueva sociedad especifica claramente el tiempo de participación de cada uno de los socios, dando al promotor la primera opción de compra de parte o partes que en un momento dado, por terminación del periodo de participación, se pongan a la venta¹⁴. Además, el precio

¹⁴ Cada empresa formada bajo este sistema es muy particular, ya que sus características dependerán de las necesidades de su interés así como de los energéticos que se consuman.

de venta de cada una de las partes se establece al inicio de la formación de la nueva sociedad.

En la tabla V-5 se presentan sus principales ventajas y desventajas.

Tabla V-5. Financiamiento de la Unión temporal de empresas

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none">• Al crearse una nueva empresa, la responsabilidad técnica y crediticia reside en la nueva empresa• El promotor puede adquirir las instalaciones después de un periodo determinado• El promotor no realiza ninguna de las gestiones necesarias para obtener los permisos	<ul style="list-style-type: none">• El promotor no tiene control sobre las instalaciones (el control directo lo tiene la nueva empresa)• Se está sujeto a penalizaciones si su producción disminuye o aumenta de ciertos límites prefijados

Fuente: (Portes, 1993)

Al formarse una compañía con un propósito especial y estructuras financieras especialmente diseñadas, el flujo de efectivo del proyecto es usualmente la única fuente de deuda. El financiamiento es garantizado por los bienes del proyecto. De acuerdo con Souza (1996), las bondades de este tipo de financiamiento, aparte de las ya señaladas son: manejo de plazos largos, repartición de riesgos entre los participantes, desarrollo de grandes proyectos con limitada inversión de capital, maximiza el retorno de capital y que el financiamiento es extrapresupuestal.

V.2.2 Fuentes de capital para la participación de productores externos

El análisis de las experiencias de financiamiento privado del sector eléctrico en el ámbito internacional, se deduce que el capital básicamente fluye a partir de una combinación de diferentes fuentes de financiamiento, tanto de origen interno como externo:

Origen interno

Como ya se mencionó, la primera fuente de fondos para el financiamiento es la propia aportación de capital de los distintos agentes participantes. Esto se complementa con los ahorros internos (los que podrían ser movilizados a través de los sistemas de pensiones, los

mercados locales de capitales y los depósitos en la banca nacional) y los capitales repatriados.

El desarrollo de los mercados domésticos de capital es crucial para alcanzar las necesidades del sector eléctrico. No se puede utilizar íntegramente el capital externo para cubrir las necesidades del sector sin generar problemas de balanza de pagos (Camacho, 1995).

Origen externo

En lo que respecta a las fuentes de financiamiento de origen externo, se presenta normalmente un desarrollo gradual en cuatro etapas sucesivas¹⁵:

1. Inversiones de cartera, emisiones de bonos y otros instrumentos de deuda
2. Inversiones directas de compañías internacionales de energía
3. Colocación de deuda o acciones en proyectos específicos
4. Venta de activos financieros en los mercados secundarios.

El financiamiento de las plantas eléctricas se realiza normalmente a través de la colocación local o internacional de deuda externa y de acciones (González, 1993). Una fuente de capital adicional está dada por los consorcios internacionales estratégicos que construyen y operan las instalaciones.

Para Gelber (1993), la oferta de capital de los inversionistas estratégicos se ve limitada por una serie de razones: hay una resistencia a involucrarse en negocios que son específicos de un país y que por lo tanto tienen altos niveles de riesgo. Otra limitación es el elevado nivel de experiencia en el manejo de tecnología requerido para construir y operar una central eléctrica, tratándose de una sola planta o de un complejo de generación.

En general, los mercados de capitales están constituidos por los activos financieros negociables emitidos a largo plazo, tanto en forma de deuda como de participaciones en el capital de la empresa¹⁶. Se caracteriza por sus diferentes grados de riesgo y de liquidez.

¹⁵ El tránsito entre las diferentes etapas está condicionado por la evolución propia de la estructura del sector eléctrico, la transformación socioeconómica del país y del alcance de los procesos de desregulación y/o privatización.

¹⁶ Los tipos de documentos que pueden utilizar son:

- Documentos gubernamentales
- Obligaciones (documentos de renta fija)
- Acciones (documentos de renta variable)
- Colocación y manejo de instrumentos.

En la tabla V-6 se ilustran las fuentes de financiamiento más utilizadas en los proyectos ya concretados.

Tabla V-6. Fuentes de financiamiento más comunes en proyectos de PIE en México

AGENTE	FUENTE
Promotores	<ul style="list-style-type: none"> • Capital
Agencias de crédito a las exportaciones	<ul style="list-style-type: none"> • Sólo para financiar las exportaciones de sus propios países. • Créditos a largo plazo con tasa preferencial. • Cobertura de riesgo político • Algunos tienen experiencia en financiamiento de proyectos, por ejemplo el Eximbank
Agencias bilaterales y multilaterales	<ul style="list-style-type: none"> • Condiciones preferenciales de financiamiento. • Cobertura de riesgo político. • Confianza para la participación de bancos comerciales y otras instituciones financieras. • IFC, BID
Banca nacional de desarrollo	<ul style="list-style-type: none"> • Banobras. • Nafin. • Bancomext
Bancos nacionales e internacionales	<ul style="list-style-type: none"> • Financiamiento en moneda extranjera • Crédito de 10 a 15 años • Podría necesitar cobertura de riesgo político a través de una agencia especializada
Proveedores de equipo	<ul style="list-style-type: none"> • Condiciones preferenciales de crédito por comprar su propio equipo
Mercado internacional de capitales	<ul style="list-style-type: none"> • Financiamiento a largo plazo (hasta 20 años) • Mejor precio y colocación si esta reconocida por una empresa calificadora • Colocación privada directa con inversionistas institucionales (aseguradoras, fondos).
Mercado local de capitales	<ul style="list-style-type: none"> • Actualmente sólo sirve para proyectos maduros • En el futuro inversionistas institucionales (aseguradoras, Afores).

Fuente: Souza (1999)

A diferencia del mercado de dinero, en donde hay bajo riesgo y alta liquidez, en el mercado de capital hay una amplia gama de posibilidades donde el riesgo varía dependiendo del emisor. En cuanto a liquidez, conviven en el mercado capitales altamente líquidos, como las acciones de compañías con grandes expectativas futuras o los bonos gubernamentales a 30 años.

Los agentes participantes en los mercados de capitales son los oferentes de fondos a largos plazos, aunque son requeridos más por los demandantes de fondos que necesitan financiamiento a largo plazo. Comparativamente con el mercado de dinero en donde predominan los instrumentos emitidos por el gobierno en su afán de reducir el déficit público en el corto plazo, en el mercado de capitales aparecen con más fuerza las empresas, muchas

de las cuales están involucradas en procesos de expansión, representando con ello el mayor porcentaje de documentos y montos negociados en este mercado.

La clasificación de los documentos del mercado de capital parte de la oportunidad que ofrecen a los inversionistas de no simplemente contratar una deuda con la adquisición del compromiso convirtiéndose en acreedores, sino la de convertirse en socios de la empresa que ofrece los documentos.

Este fenómeno se debe a que algunos de los valores negociados en el mercado de capitales pueden representar una deuda de los emisores con los tenedores de los títulos, mientras que otros documentos representan partes del capital o patrimonio de las empresas que los emiten¹⁷.

Se pueden distinguir de esta manera dos tipos de amortización para los promotores de proyectos de producción independiente: los *capitales de adeudo* y los *capitales de aportación*. El capital de adeudo corresponde a todos los préstamos a largo plazo en los que incurre la empresa mientras que el capital de aportación está constituido por los fondos de largo plazo proporcionado por los propietarios de la empresa, es decir, los accionistas. Estos recursos deberán permanecer indefinidamente en la organización de negocios.

Así, los títulos de renta fija representan deudas de los emisores que serán retribuidos mediante el pago de intereses, constantes o no y con vencimientos o maduraciones determinados. Mientras que los títulos de renta variable son representativos de la participación en el capital de los emisores y son retribuidos mediante el pago de dividendos. Además, sus vencimientos son indefinidos e indeterminados.

La colocación de los instrumentos del mercado de capitales, tanto los de renta fija como los de renta variable, ocurre en el mercado primario o de emisión. En él los emisores contactan directamente a los compradores de las acciones u obligaciones. Aquí, el pago del documento va directamente a las arcas de la institución emisora. En el mercado primario participan solamente casas de bolsa o instituciones financieras debido a los volúmenes manejados. La colocación puede ser de manera directa o indirecta. De manera directa es cuando no existe intermediación entre el emisor y el tenedor. La indirecta es cuando se produce la intermediación de un tercero.

¹⁷ Esta distinción es fundamental ya que de ella se deriva la clasificación entre valores de renta fija (referente a los valores que representan una deuda) y valores de renta variable, mejor conocidos como acciones.

El mercado secundario, por otro lado, es donde se intercambian las acciones y las obligaciones entre distintos tenedores. De la compra y venta de estas acciones no percibe beneficio económico alguno la empresa. En el mercado secundario se organiza la compra y venta de obligaciones acciones entre los inversionistas y su medio habitual son los mercados bursátiles.

En el caso mexicano, la experiencia conduce a establecer que a medida que se concreten más proyectos, los futuros promotores encontrarán respuesta una más favorable de los mercados de capital internacionales¹⁸.

La obtención de los recursos, podrá ser directamente con el banco emisor en el extranjero, o bien, es posible obtener recursos del exterior a través de emisiones bursátiles en las bolsas de valores internacionales.

Como cualquier inversionista, quien aporta el capital para proyectos de producción independiente en el sector eléctrico aspira a obtener un equilibrio entre los riesgos y los ingresos futuros. Según los estudios de Jechoutek y Lameche (1996), los beneficios están representados por las oportunidades de mayor crecimiento y mayor potencial de ganancias que los que se pueden obtener en los países de origen de los inversionistas¹⁹. Esto significa que a pesar de la competencia por el capital (y de las aparentes restricciones), los mercados aportarán los recursos a los promotores siempre que se cumplan sus condiciones.

V.2.3 Ciclo financiero de proyectos de generación independiente

El ciclo financiero de largo plazo de los proyectos de producción independiente involucra todas las acciones que administran los recursos financieros durante la vida de la empresa de manera continua. La gestión financiera inicia con dos funciones diferenciadas:

1. Selección de inversiones a través del análisis de la rentabilidad de la incorporación de los recursos involucrados.

¹⁸ Esto será cierto, siempre y cuando las condiciones y expectativas de la empresa solicitante, sean calificadas como de bajo riesgo para la banca internacional (categoría "triple A"). Se ha demostrado que es posible contar con crédito del exterior en condiciones sumamente atractivas, además, se ha logrado atraer montos de gran volumen bajo la promesa de flujos de recuperación rentables

¹⁹ Los factores particulares son decisivos en el caso de México en la formación de las percepciones de los inversionistas respecto al atractivo de las inversiones. Los temas del riesgo en el país y las perspectivas de crecimiento económico, el clima político, la estabilidad, la inflación, la devaluación del peso, las tasas de interés y los retornos exigidos sobre la inversión, son analizados con todo cuidado por los potenciales inversionistas

2. Estructura del financiamiento que contempla la obtención de recursos a largo plazo necesarios para la viabilidad del proyecto de producción independiente, buscando un equilibrio entre recursos propios y ajenos de forma que se minimice el riesgo de insolvencia y el costo de la financiación.

La estructuración financiera de este tipo de proyectos se plantea de acuerdo a la inversión de capital propio y de la capacidad de obtener créditos en los mercados de capitales por parte del grupo promotor (que como lo establece la ley, debe constituir una empresa) y que asume la responsabilidad de pagar la deuda contraída. Con esto se logra la flexibilidad necesaria en la selección de la tecnología a utilizar y del diseño técnico y operativo.

Ahmed (1991) sostiene que en términos generales, el montaje financiamiento se relaciona directamente con la estructura comercial del proyecto, las características de las instalaciones, así como los períodos de construcción y de operación.

Esta estructura, conceptualizada como la relación entre recursos propios y ajenos del productor independiente, depende básicamente de:

- Estabilidad ventas futuras
- Posibilidad futura de una estructura competitiva en la industria eléctrica
- Composición del activo de la empresa
- Actitud del empresario frente al riesgo
- Actitud de los prestamistas ante la empresa.

Regularmente, los participantes en las licitaciones internacionales son grupos de inversionistas privados de amplia y reconocida experiencia internacional en la construcción y operación de obras de esta naturaleza. Esto ha posibilitado que los proyectos se puedan implementar de forma ágil debido a su capacidad técnica y empresarial.

Estas empresas generalmente poseen un buen prestigio crediticio en las instituciones bancarias, lo que les permite acceder a los capitales en condiciones más favorables. Además, es más fácil que involucren a organismos multilaterales de crédito, como el Banco Mundial o el BID, para asegurar que el proyecto se concrete.

En la tabla V-7 se muestran las características y ventajas de las estructuras de financiamiento en proyectos de producción independiente implementados en México.

Tabla V-7. Particularidades de los financiamientos de proyectos de PIE en México

CARACTERÍSTICAS	VENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • Estructuras diseñadas especialmente para financiar proyectos de alto costo y a largo plazo • Por ley, se crea una compañía de propósito específico para desarrollar el proyecto, siendo esta la dueña de los activos y la responsable de la deuda • Los flujos de efectivo del proyecto son, por lo general, la única fuente de pago • Las obligaciones financieras están garantizadas por los activos del proyecto y las demás obligaciones se reparten como lo estipulan los distintos contratos • El esquema permite, vía la correcta asignación de riesgos, el que estos se puedan financiar con recurso limitado a los promotores. • Evaluación y distribución de riesgos entre las partes que mejor conozcan el riesgo. • Estructuras contractuales innovadoras y complejas para asegurar la mitigación de riesgos. • En general, un proceso exhaustivo de evaluación antes del cierre final 	<ul style="list-style-type: none"> • Financiamiento a largo plazo • Distribución de riesgos entre los participantes. • Desarrollo de grandes proyectos con una inversión en capital limitada (alto apalancamiento) responsabilidad limitada. • Maximización del retorno de capital • Financiamiento fuera de balance.

Fuente: Souza (1999)

El estudio crediticio por parte de los prestatarios generalmente está acompañado de un detallado análisis de los riesgos del proyecto (comerciales, técnicos y políticos) en contraposición con un análisis clásico de riesgos basado en los balances de las empresas solicitantes. Por ello, es común que los organismos que otorgan créditos exijan a los promotores una contribución de fondos propios en determinados niveles mínimos de capital.

Benoit (1996) considera que el monto exacto de capital que se aporta depende esencialmente de los riesgos que perciban las instituciones financieras en función de las características del proyecto y del país. Normalmente, se exige que se aporte una cantidad tal que permita garantizar niveles aceptables de la deuda. La limitada experiencia ha demostrado que estos niveles oscilan en el 20% de la inversión directa total, pudiendo cubrirse el resto mediante otros instrumentos que se pueden obtener en el mercado de capitales acudiendo a las distintas fuentes financiera y comerciales²⁰.

Con respecto a los mecanismos clásicos de financiamiento que se otorgaban a la Comisión Federal de Electricidad, esta estructura financiera ofrece ventajas y flexibilidad, pero también incrementa las dificultades en alcanzar acuerdos que permitan una adecuada repartición de los riesgos entre las numerosas partes involucradas

²⁰ El grado de apalancamiento del productor independiente depende del riesgo inherente al negocio, de la rentabilidad del negocio y de la posibilidad real de conseguir créditos bajo condiciones razonables.

Por otra parte, el manejo de la documentación correspondiente es altamente complejo y requiere un largo periodo de preparación. Sin embargo, cuando se trata de empresas transnacionales de alto prestigio logran captar el interés de la gran banca comercial internacional y de organismos multilaterales como el BID o el IFC. El grupo promotor que cuente con la calificación para organizar cooperaciones en gran escala y que esté suficientemente capitalizado presenta menores problemas para asumir y compartir los riesgos asociados a la estructura de financiamiento. Además, estas características tienden a crear condiciones más favorables para atraer otros prestamistas de menores dimensiones.

En las etapas de factibilidad, aparte de las fuentes tradicionales, también se analizan otros instrumentos como colocaciones del sector privado e instrumentos del mercado público de valores o del mercado de bonos. Estas colocaciones pueden aunarse a otros instrumentos sofisticados utilizados por compañías de seguros, fondos de pensión o fondos de inversiones²¹.

Los impuestos, tasas y aranceles producen un efecto determinante en la rentabilidad del proyecto y por consiguiente en su viabilidad económica y financiera. La compañía propietaria del proyecto siempre intenta minimizar el impacto de los impuestos que gravan localmente su actividad y tomará toda ventaja o concesiones que se le pueda otorgar en materia impositiva²². Estos costos no pueden ser mitigados a través de la toma de créditos en los mercados locales de implantación del proyecto y normalmente son pasados íntegramente al precio de venta de la energía eléctrica

Los impuestos a las utilidades que gravan a las compañías propietarias del proyecto es un obstáculo considerable. Mansell (1996) afirma que el impuesto sobre la renta en México es bastante elevado en comparación con los estándares internacionales, lo cual hace a México menos competitivo en esta materia en relación de otros países.

El retorno del capital invertido por un grupo económico privado, se calcula con base al esquema de financiamiento considerando que una parte de la inversión corresponde al aporte de capital del inversionista y que el saldo restante generará intereses con una tasa de interés nominal y a un plazo determinados.

²¹ Sin embargo, estas colocaciones no son suficientes para determinar de qué manera estos mercados pueden satisfacer requerimientos de largo plazo.

²² Un caso particular lo constituye los derechos de aduana para el equipo de importación que existan al momento de la construcción ya que son pagados por el grupo promotor.

El indicador de cobertura de deuda es un indicador muy importante que sirve para definir la factibilidad de los proyectos²³. Normalmente los organismos de crédito multilaterales y agencias de cooperación y desarrollo aceptan relación superiores a 1.3 para todos los años del periodo analizado. Por su parte, la banca comercial es más exigente al aceptar sólo niveles iguales o mayores a 1.5.

V.2.4 Proceso de evaluación financiera en proyectos de producción independiente

Los créditos que se necesitan un proyecto de producción independiente para concretar su ejecución y garantizar su operación, requieren establecer las condiciones que prevalecerán en todo el ciclo financiero²⁴.

Cada consorcio participante en las licitaciones tratan de obtener esas condiciones teniendo en cuenta las normas de trabajo y líneas de crédito de todas las entidades financieras a las cuales se recurre.

El proceso de evaluación financiera consta de tres fases (ILPES, 1994):

En la fase inicial se elabora un análisis preliminar en donde se revisa el historial de los organizadores y principales participantes. Se establece la justificación técnica, comercial y legal del proyecto. Se identifica las principales fuentes de riesgo y verificación de la existencia de mecanismos para mitigar los riesgos. Además se supervisan las condiciones preliminares del financiamiento

En la fase intermedia se realiza el estudio de factibilidad en donde se ubican los principales puntos críticos de proyecto. Se identifican y se evalúan detalladamente los riesgos del proyecto. Además, se diseñan los mecanismos para asignar los riesgos. Posteriormente se hace la definición de la estructura deuda/capital óptima y se seleccionan las fuentes de financiamiento.

²³ Este indicador se define como la relación entre el resultado operativo anual del proyecto (ingresos menos egresos) y los pagos anuales en concepto de capital e interés del préstamo.

²⁴ La evaluación financiera y la económica están íntimamente relacionadas. Las dos, junto a la evaluación institucional, completan el cuadro de la apreciación integrada del ciclo del proyecto.

En esta misma fase también se confirman los supuestos (técnicos, financieros y regulatorios), se define el caso base, los escenarios optimista y pesimista así como el análisis de sensibilidad²⁵. Se fijan los términos y condiciones de los principales contratos (diseño, construcción, operación, mantenimiento, soporte técnico, abastecimiento, etc.)

En la fase final se estructuran los aspectos legales relacionados con el montaje financiero. La tabla V-8 describe la relación financiera y legal en este tipo de proyectos.

Tabla V-8. Estructura legal y financiera

CARACTERÍSTICA	DESCRIPCIÓN
Términos y Condiciones del financiamiento	<ul style="list-style-type: none"> • Plazo • Tasas de Interés (normal y retraso) • Comisiones • Restricciones de prepago • Programa de amortización y disposición
Reservas	<ul style="list-style-type: none"> • Servicio de Deuda • Mantenimiento Mayor
Garantías	<ul style="list-style-type: none"> • Verificar el uso de los fondos • Contratar seguros • <i>Clawback provisions</i> • <i>Análisis de crédito de las contrapartes</i>
Relaciones contractuales	<ul style="list-style-type: none"> • Principales cláusulas de los contratos. • Marco regulatorio • Cláusulas de cambio de ley • Términos de concesiones, permisos y autorizaciones • Verificación del régimen fiscal y regulatorio aplicable • Licencias de importación y exportación. • Terreno • Derechos de vía
Convenios financieros	<ul style="list-style-type: none"> • Restricciones a la distribución de dividendos • Venta de activos • Inversiones (Maquinaria y equipo) • Nueva deuda • Niveles de cobertura

Fuente: Portes (1993)

Los estudios de desarrollo de un proyecto de producción independiente se acompañan de elementos que permiten juzgar a capacidad técnica, financiera y administrativa de la entidad responsable de ejecutarlo, así como de antecedentes sobre las operaciones de crédito con que se pretende financiarlo²⁶.

²⁵ Un adecuado análisis de sensibilidad financiera del proyecto muestra además qué parámetros son más variables a la viabilidad del proyecto.

²⁶ La evaluación debe demostrar la viabilidad del proyecto en las condiciones planteadas y determinar los márgenes de variación de esas condiciones dentro de los cuales se mantiene dicha viabilidad.

Comisión Federal de Electricidad tiene a su cargo la evaluación de las propuestas y es rigurosa en relación con este tipo de antecedentes²⁷. La información pertinente constituye una primera indicación sobre la confiabilidad del proyecto en estudio.

Los parámetros básicos en el análisis del financiamiento son: el volumen de crédito a obtener, el plazo de amortización, el periodo de gracia que pueda concederse, la tasa de interés, la comisión de compromiso, las condiciones y los periodos de los desembolsos (CFE, 1993a). Los aspectos relevantes en la toma de decisiones para determinar un adecuado esquema de financiamiento se muestran en la tabla V-9.

Tabla V-9. Factores que la CFE considera en la toma de decisiones para financiamientos de proyectos de PIE

CARACTERÍSTICA	REQUISITO
Identidad de la empresa	<ul style="list-style-type: none"> • Constitución jurídico legal • Historial detallado • Planes de desarrollo de las empresas involucradas
Organización general	<ul style="list-style-type: none"> • Dirección y supervisión • Ejecución técnica • Administración
Recursos de capital	<ul style="list-style-type: none"> • Capitales constitutivos y reservas • Fuentes de recursos financieros • Recursos físicos de capital
Recursos de personal	<ul style="list-style-type: none"> • Satisfacción de recursos humanos y físicos
Administración y situación financiera	<ul style="list-style-type: none"> • Sistemas y procedimientos: esquemas de contabilidad y control en sus operaciones financieras • Resultados administrativos y contables: estados de situación, de análisis, de resultados, de ejecución presupuestaria y de aplicación de fondos
Administración técnica	<ul style="list-style-type: none"> • Esquema organizacional • Resultados técnicos: rendimientos costos y gastos de administración
Capacidad para contraer el préstamo	<ul style="list-style-type: none"> • Jurídica • Financiera: capacidad de endeudamiento posible
Capacidad para realizar el proyecto	<ul style="list-style-type: none"> • Requisitos técnico-administrativos

Fuente: CFE (1999h)

²⁷ Como instrumentos de análisis financiero se utilizan los siguientes indicadores:

- Puntos de nivelación de ingresos y gastos
- Análisis del movimiento de caja, para calcular.
 - Tasa interna de retorno
 - Valor neto actualizado
 - Relacion de ventas a costos
 - Periodo de recuperacion de la inversion

V.3 PARALELISMOS Y DIFERENCIAS ENTRE ESQUEMAS DE FINANCIAMIENTO PARA PROYECTOS TIPO BOO Y BLT

A medida de comparación, resulta ilustrativo establecer las similitudes y divergencias de dos formas distintas de montar el financiamiento para la construcción privada de plantas generadoras. Por su trascendencia, los proyectos elegidos son Samalayuca II y Mérida III.

V.3.1 Breve descripción de un esquema BLT típico. Caso del proyecto Samalayuca II

El proyecto de Samalayuca II tiene el modelo de construcción-arrendamiento-transferencia, en la que se creó una entidad del propósito especial para actuar como promotor. Esta entidad toma los acuerdos del financiamiento y construcción del proyecto (BID, 1995). Una vez el proyecto se completó, la entidad arrienda el proyecto al último usuario²⁸. Después de la aceptación del proyecto y comienzo del arriendo, el arrendatario tiene la única responsabilidad del mantenimiento y funcionamiento del proyecto y asume el riesgo de la operación. Los pagos del arriendo generan el reembolso del financiamiento y al final del término del arriendo (cuando todas las obligaciones han sido reembolsadas), el título del proyecto se transfiere al arrendatario.

Para este proyecto, se creó legalmente una empresa especial formada por un consorcio que comprendió a General Electric, Internacional Generating Co, El Paso Energy Corporation y Constructoras ICA. El fideicomisario actuó como dueño. Los beneficiarios del consorcio son los prestamistas para garantizar el reembolso de sus préstamos, asegurar el retorno de su contribución y finalmente para asegurar que a CFE se le transfiera el proyecto al final del término del arriendo.

La financiación de Samalayuca II tiene dos fases: la fase de construcción y la fase del convenio. El financiamiento de la construcción fue proporcionado por varios bancos comerciales, el BID y el Eximbank. Además, aproximadamente el 20% de los costos totales del proyecto fueron invertidos por los patrocinadores a través de una compañía mexicana de propósito especial. Esta inversión de capital se hizo al principio del proyecto y será reembolsado después del periodo de arriendo de 20 años.

²⁸ La planta entró en operación comercial a finales de 1998.

Desde que se cerró la negociación, se estipuló que la renta que la CFE paga está basada en los costos totales del proyecto. Sin embargo, existen fórmulas diseñadas para compensar a la CFE, a través de la reducción de la renta debido a cualquier falla de no lograr los niveles de desempeño garantizados. Como se discute más adelante, después de que la renta fue determinada, los arriendos son fijos y la obligación del pago por la CFE es incondicional y por consiguiente los prestamistas y patrocinadores toman el riesgo del crédito y el riesgo político durante el plazo pero no el riesgo del proyecto.

De acuerdo con Rodríguez (1998), el costo del proyecto fue de aproximadamente 643.4 millones de dólares. Constituyó uno de los primeros en alcanzar una nueva modalidad de negocio ya que se vio obligado a superar retos inesperados. El consorcio esperó durante cuatro años antes de efectuar la firma de los documentos finales en mayo de 1996²⁹. Durante este periodo fue necesario acomodarse a las reformas legales, ocurrió la crisis económica a causa de la caída del peso en 1994 y se dio el cierre de transacciones económicas por parte del gobierno de los Estados Unidos a finales de 1995.

La oferta del grupo encabezado por General Electric (GE) estuvo estructurada como un BOO (modalidad más típica en proyectos de esta índole en Estados Unidos). Blaylock (1997) explica que cuando se publicó la licitación en 1992, la ley mexicana no admitía la realización de un proyecto BOO, por lo que el proyecto quedó estructurado como un BLT³⁰. Al momento de la transición del periodo de construcción a periodo de arrendamiento, éste deja de ser un financiamiento de proyecto para convertirse en financiamiento corporativo.

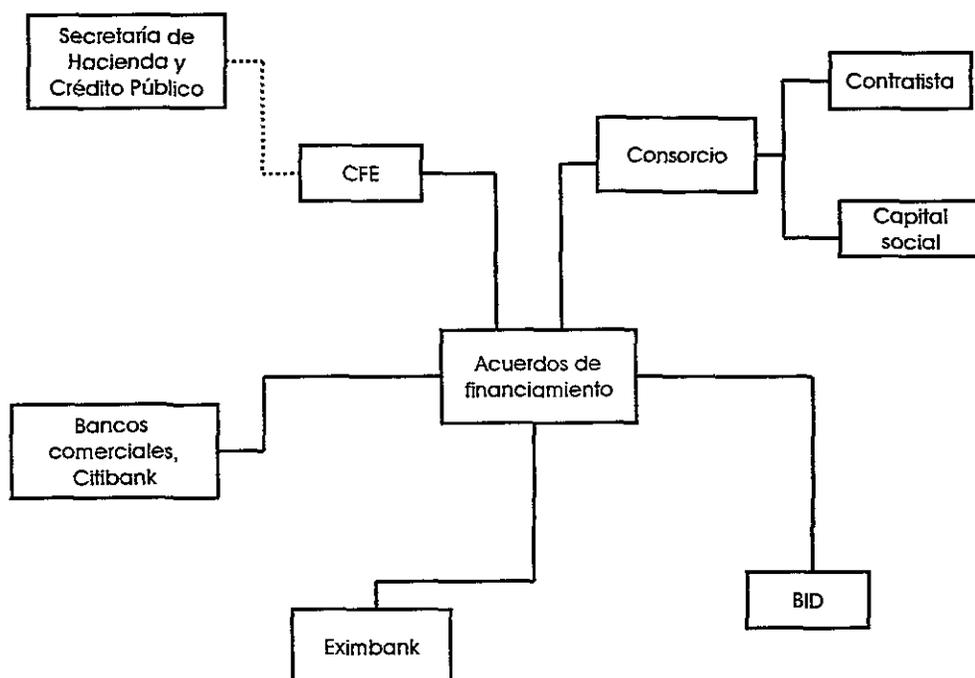
En agosto de 1994, la Compañía Samalayuca II S.A. de C.V. fue conformada por GE Capital que posee el 40% de las acciones, El Paso Energy International el 30%, InterGen el 20% e ICA con el 10%. Poco después, el gobierno mexicano devaluó drásticamente la moneda, lo que significó un serio tropiezo a las negociaciones que se llevaban a cabo en el país que había mostrado una de las economías más sólidas de Latinoamérica.

En los meses siguientes a la devaluación, el mercado de valores internacional virtualmente se cerró para México, por lo que el proyecto Samalayuca II corrió el peligro de suspenderse.

²⁹ El financiamiento para la construcción de Samalayuca II en el estado de Chihuahua, se cerró el 28 de mayo de 1996, casi cinco años después de que el proyecto se había puesto en licitación por la Comisión Federal de Electricidad.

³⁰ Típicamente, esta modalidad separa el periodo de construcción con el de arrendamiento, que en este caso es de un periodo de 20 años de operación.

Sin embargo, se cristalizó gracias a la ayuda del Eximbank y del Banco Interamericano de Desarrollo, BID, en forma de compromisos de crédito. Hay que resaltar que aún con el respaldo financiero de estas entidades, el proyecto tuvo que superar un periodo de desconfianza del gobierno de Estados Unidos a finales de 1995. No obstante, las negociaciones continuaron rápidamente una vez que la economía mexicana empezó a dar muestras de recuperación. Los organismos involucrados en el financiamiento se ilustran en la figura V-2.



Fuente: BID (1995)

Figura V-2. Instituciones involucradas en el financiamiento del proyecto Samalayuca II

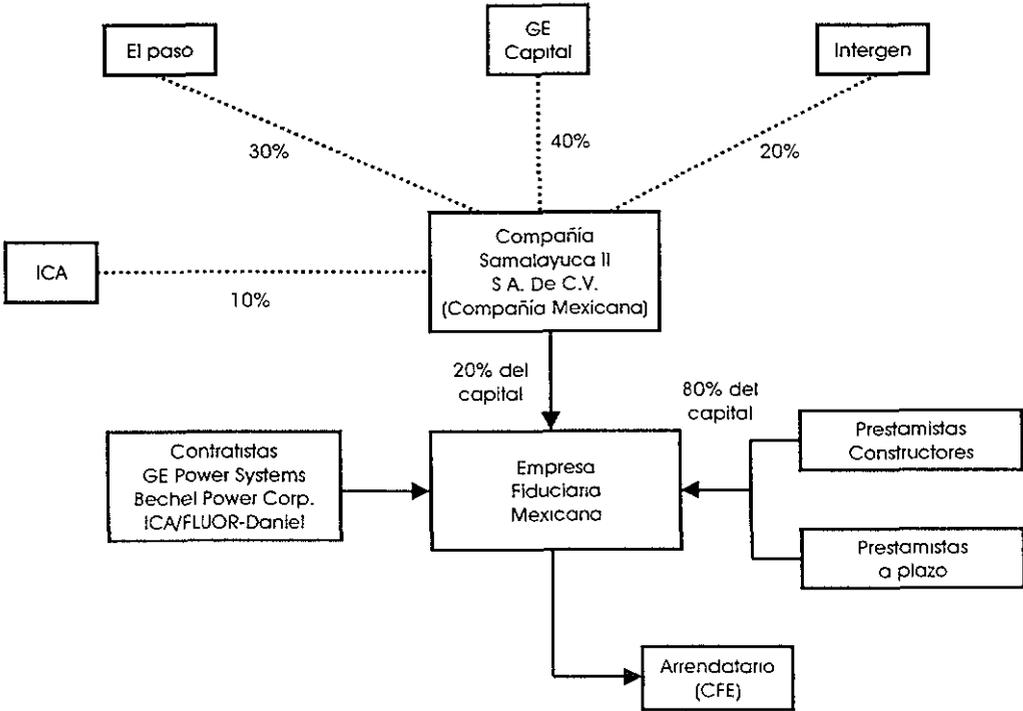
El proyecto Samalayuca contiene un paquete accionario único (BID, 1995) y una singular estructura propia. GE Power Systems fue el líder promotor del proyecto, GE Capital fue uno de los promotores y el principal inversionista y GE Capital Market participó en la negociación de la deuda.

Adicionalmente, GE Power Systems mantuvo un papel importante como socio constructor, administrador del proyecto y suministrador principal del equipo. Las empresas El Paso e InterGen fueron promotoras y socios inversionistas. InterGen además participó en el

financiamiento de la deuda. La empresa ICA fue uno de los socios promotores, inversionistas y constructores representado al gobierno mexicano. La CFE tiene bajo su responsabilidad la operación y el mantenimiento de la planta.

Los 132 millones de dólares de aporte inicial de capital de los inversionistas representa el 20% del capital requerido para la construcción del proyecto y cubre el periodo de construcción y el periodo de 20 años de renta.

El restante 80% del financiamiento requerido provino del consorcio de bancos comerciales, el US Eximbank y el BID. El Citibank figuró a la cabeza de los bancos que estuvieron involucrados en el financiamiento de los 440 millones de dólares del segmento de construcción del proyecto. Los bancos ABN, Amro, Dresdner Bank y Union Bank de Suiza, fueron los restantes bancos que formaron parte del grupo de préstamos para la construcción. La estructura de participación en el proyecto es mostrada en la figura V-3.



Fuente: Blaylock (1997)

Figura V-3 Estructura de participación en el proyecto Samalayuca II

El Eximbank y el BID proporcionaron la continuidad del paquete de financiamiento. En tiempos en que la crisis del peso estuvo vigente, el Eximbank prosiguió con las negociaciones y al mismo tiempo requirió la intervención de otros bancos inversionistas para estructurar el paquete de financiamiento. En septiembre de 1995, el Eximbank otorgó un préstamo valorado en 440 millones de dólares para Samalayuca II, lo que proporcionó la asistencia necesaria para adquirir la póliza de cobertura contra riesgo político al grupo de bancos comerciales que iban a conceder el crédito de construcción del proyecto. El riesgo político se refería a la violencia política que podría presentarse, a la expropiación y a la convertibilidad de la moneda. Una vez completado el proyecto, el Eximbank se ha comprometido a retirar el préstamo para la construcción y convertirlo en un crédito regular a 10 años de plazo.

El financiamiento adicional de 76.9 millones de dólares para el proyecto fue otorgado por el BID. El grupo de bancos comerciales proporcionó la cobertura de riesgo comercial para el préstamo durante el periodo de construcción a través de una carta de crédito, mientras que el BID asumía los riesgos políticos de la construcción y del préstamo a plazo durante la vida del proyecto.

Blaylock (1997) establece que la práctica normal en financiamiento internacional de proyectos es que los bancos no mantienen la propiedad del 100% de los préstamos durante mucho tiempo. Poco después de declararse cerrado el proyecto, se efectuó una dispersión de la porción comercial del préstamo de construcción y como consecuencia ahora se encuentran involucrados 38 bancos comerciales³¹.

La estructura de la transacción incluyó la entrega de fondos de capital a un fideicomiso comercial al momento del cierre del proyecto. El fideicomiso mantiene numerosos compromisos incluyendo el contrato de construcción con el consorcio respectivo. Finalmente, existe un acuerdo de arrendamiento que estipula que el fideicomiso realice un arrendamiento con CFE por un periodo de 20 años.

Los prestamistas a plazo (el Eximbank y el BID) otorgaron un préstamo a 10 años de plazo con una tasa de interés fijo, a nivel de repago del principal. Esta estructura es equivalente a la de los pagos que efectuará la Comisión Federal de Electricidad, cuyos montos al principio representarán altas cantidades por arrendamiento, pero que gradualmente declinarán con el tiempo.

³¹ Todo esto indica que ha aumentado el nivel de interés en el financiamiento de proyectos en México y que la negociación fue bien recibida por parte del ambiente de los bancos comerciales.

V.3.2 Comparación entre los proyectos Mérida III y Samalayuca II

El financiamiento del proyecto Mérida III tiene un origen diferente al de Samalayuca II, sin embargo, ambos representaron los modelos a seguir en proyectos a futuro. Se debe destacar la importancia de los beneficios obtenidos con el cierre de estos dos proyectos, ya que México ha logrado aclarar las inquietudes existentes dentro de la comunidad financiera internacional y entre los promotores los vestigios de los sinsabores originados por proyectos energéticos del pasado. Esto seguramente traerá como consecuencia un mayor interés de los particulares en participar en el sector eléctrico nacional.

Las lecciones aprendidas durante el largo proceso de negociación de estos proyectos, pueden aplicarse a cualquier participante en proyectos similares que se intenten desarrollar. No obstante, cada proyecto es muy particular, por lo que no se puede estandarizar el proceso de financiamiento.

En ambos proyectos, los promotores asumen el riesgo de la construcción. Por su parte, los bancos comerciales, por medio de sus cartas de crédito y préstamos directivos, asumieron el consiguiente nivel de riesgo sobre el capital.

Dentro del marco de esta estructura híbrida de crédito, los bancos comerciales están asumiendo el riesgo de construcción en dos formas: empréstitos y cartas de crédito. Las agencias multilaterales están tomando el riesgo político en dos formas: garantías y empréstitos directos. Los inversionistas que aportaron capital asumieron muchos de los riesgos ya que no cuentan con una póliza contra el riesgo político que cubra su porción de capital comprometido.

Durante el periodo del plazo del crédito, el riesgo principal es aquel asociado completamente con la reputación de crédito de la CFE. No existen contragarantías como tampoco existe algún tipo de garantía por parte del gobierno mexicano. En el caso de Samalayuca II, los pagos del arrendamiento fluirán a fideicomiso mexicano por medio del acuerdo y luego serán distribuidos a los varios fiduciarios colaterales³². En ambos proyectos, la CFE estuvo obligada, una vez que los proyectos se pusieron en operación, a pagar puntualmente, ya sea por el arrendamiento o por la energía.

³² El fideicomiso quedó a cargo de Banamex

Con lo que respecta a Mérida III, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y por instrucción de la Secretaría de Energía, la CFE desarrolló el proceso de licitación de la planta eléctrica Mérida III. Posteriormente, y conforme con las atribuciones dispuestas en la Ley de la CRE³³, se otorgó el permiso correspondiente (CRE, 2000).

Después de recibir y evaluar las propuestas técnicas y económicas de seis consorcios para participar en la licitación de la planta bajo esta modalidad (que destrabó el proceso que tuvo más de dos años de retraso), en enero de 1997, la Comisión Federal de Electricidad dictó el fallo de la licitación pública internacional para construir, poseer, operar y mantener esta central eléctrica.

Los grupos que presentaron posturas se conformaron por 18 empresas extranjeras, entre las que destacaron Mitsubishi, General Electric, Nichimen, Marubeni, Destec Energy e Itochu. Los principales nombres de las empresas mexicanas que licitaron son: ICA, Gutsa, Tribasa y Bufete Industrial.

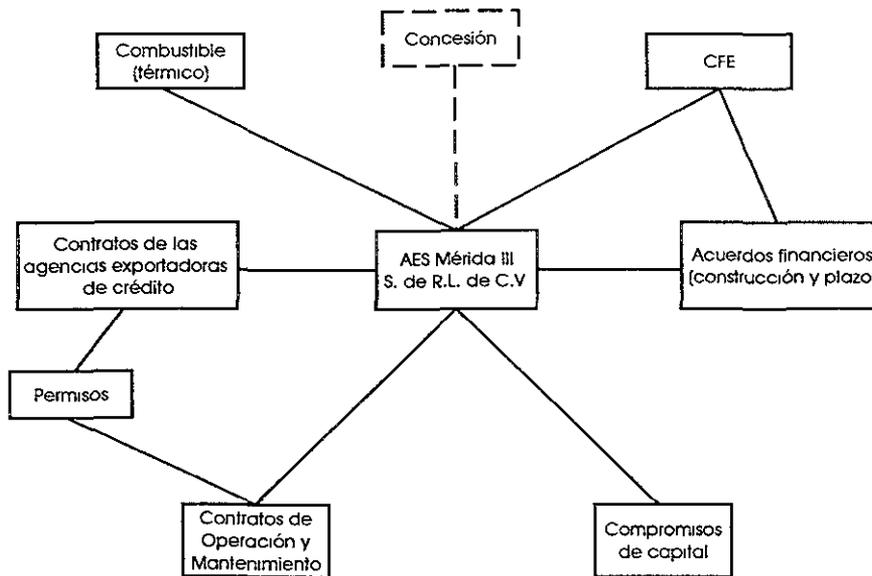
La Comisión Reguladora de Energía publicó en el Diario Oficial de la Federación la resolución mediante la cual otorga el primer permiso para generar energía eléctrica, en la modalidad de productor independiente, al consorcio AES Mérida III, S. de R.L. de C.V.³⁴. La inversión que requerirá el proyecto alcanzará más de 200 millones de dólares. Como lo establece la ley, la energía que genere esta planta se venderá exclusivamente a la Comisión Federal de Electricidad.

La propuesta este consorcio fue la mejor con relación a los requisitos especificados en la licitación y la que ofertó un menor precio por el kWh³⁵ y cuyo modelo contractual manejado para el proyecto Mérida III se aprecia en la figura V-4.

³³ Ley de la Comisión Reguladora de Energía. Diario Oficial, 31 de octubre de 1995.

³⁴ Este consorcio está integrado por las empresas AES Yucatán, S. de R.L. de C.V.; Nichimen Corporation; y, Grupo Hermes, S.A. de C.V.

³⁵ Con el análisis financiero se obtuvieron los coeficientes característicos de los resultados financieros de las propuestas del proyecto. El dato fundamental fue la sucesión de valores anuales de ingresos y gastos totales, cuyas diferencias constituyeron el ingreso neto anual positivo o negativo de la propuesta. Este dato permitió calcular la tasa interna de retorno del proyecto, el valor neto actualizado de sus ingresos, así como datos financieros básicos (utilidades por unidad de capital, rentabilidad del capital propio, cociente de ventas a costos, periodo de recuperación de la inversión, etc.). Con estos indicadores, se tuvo un dato sintetizado de toda la vida financiera de cada una de las propuestas, que tomó en cuenta la cronología del movimiento de caja e introdujo la consideración de una escala de preferencia en relación con el tiempo tomado como variable económico-financiera. Para mayor referencia ver la sección IV.2.3.



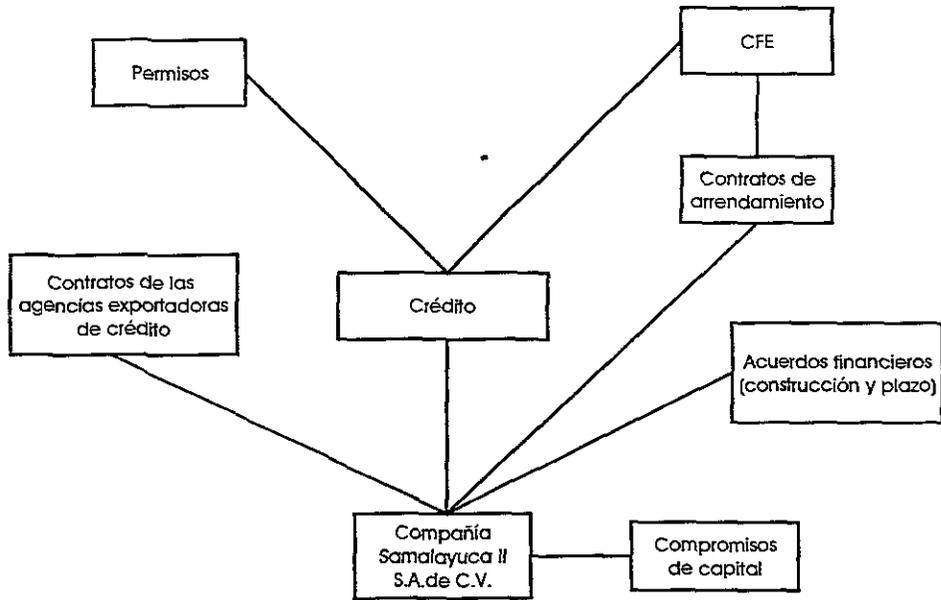
Fuente: CRE (1999a)

Figura V-4. Esquema de financiamiento BOO: Mérida III

Durante el periodo de la construcción, los bancos sólo asumieron los riesgos políticos y la CFE tuvo que aceptar condiciones desfavorables, ya que una vez que se aceptó la planta, se le transfirieron riesgos y estipulaciones de reembolsos del préstamo, a nombre del productor independiente, en caso de incumplimiento del pago. Durante la fase de construcción los patrocinadores toman los riesgos de construcción, los comerciales, así como el riesgo político. Sin embargo, a fin de lograr el cierre de la negociación, la CFE también tuvo que tomar cierta parte de los riesgos anteriores.

Aunque CFE es la parte más interesada en el diseño de la planta y la calidad del desempeño del contratista, las especificaciones de la licitación no contemplaron que CFE formara parte del contrato de construcción. Sin embargo, sin la supervisión de la CFE no hubiera sido posible construir y operar la planta.

Con fines comparativos con el proyecto de Mérida III, el modelo de estructuración del proyecto Samalayuca II se muestra en la figura V-5 y en el que se aprecia las relaciones contractuales son diferentes, aunque no más simples.



Fuente: Blaylock (1997)

Figura V-5. Esquema de financiamiento BLT: Samalayuca II

Otros problemas que se presentaron en ambos proyectos se relacionaron con las implicaciones de la condición monopólica de la Comisión Federal de Electricidad como productor, transmisor y distribuidor de energía. La obligación de esta paraestatal de construir la interconexión entre las plantas y la red interconectada nacional era esencial para lograr la aceptación final de la planta dentro del periodo financiando.

Similarmente, el suministro de gas a la planta fue crítico tanto en las pruebas como en la operación. Inicialmente, la condición de Pemex como el único transportista y distribuidor de gas y la dependencia consecuente de terceras partes para proporcionar combustible incrementó los problemas de repartición de riesgos a niveles casi insuperables. Para Olea (1998), un nuevo marco regulatorio le permitió a los particulares participar en el suministro de gas, quitado un obstáculo significativo en el proceso de ambos proyectos.

Se invirtió mucho tiempo en desarrollar la estructura y documentación de los derechos y obligaciones de la Comisión Federal de Electricidad, así como de los contratistas. Por ser proyectos pioneros, no se diseñaron estructuras alternativas que permitieran menos trámites (y

menos horas de discusión) en las especificaciones de la licitación con una vista más práctica de los papeles e intereses de las diferentes partes³⁶.

De los montajes financieros de estos dos proyectos, se derivó una mejor repartición de riesgos y en paquetes de licitación mejor pensados. Aumentando la certeza para los potenciales productores, los proyectos subsecuentes pudieron ejecutarse sin retrasos indebidos en licitaciones más competitivas, porque las expectativas de los patrocinadores fueron capaces de descontar el riesgo de los recursos involucrados para desarrollar los costos de oportunidad asociados. Con esto, el sistema eléctrico nacional no sólo se benefició por un mejor precio, sino además de una realización y entrega más rápida de los recursos necesarios.

V.4 REPARTICIÓN DE RIESGOS QUE INTERVIENEN EN EL FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS DE PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE

El punto crítico en la negociación de un financiamiento lo constituye la repartición de los diversos riesgos entre las partes involucradas. Debido a la incertidumbre que existe respecto de resultados esperados, se puede encarecer o incluso suspender un crédito. Para completar el capítulo y por su relevancia, se profundiza su estudio.

V.4.1 Identificación de los principales riesgos en un proyecto

Como ya se explicó, el análisis de crédito de una financiación de proyectos de producción independiente se estructura sobre la base del ingreso del proyecto y los flujos de efectivo. En su forma más simple, el principal factor de análisis es determinar la capacidad del proyecto para pagar su deuda a tiempo y en su totalidad. Sin embargo, aunque la tarea analítica puede ser relativamente fácil de definir, la primera función de determinar la sensibilidad o susceptibilidad de los elementos del estado de resultados con respecto a las influencias endógenas o exógenas que la afectan y si el proyecto posee suficiente flexibilidad para soportar los efectos

³⁶ El retraso no sólo es caro para todas las partes y frustrante para los muchos individuos involucrados en un proyecto de esta complejidad, sino también trae consigo otros riesgos. Durante los cinco años de lento y doloroso desarrollo de Samalayuca II, se terminó un sexenio y empezó otro y con él trajeron nuevos funcionarios del gobierno mexicano y de la CFE, una transición que trajo más retraso así como el riesgo que los cambios en los objetivos de la política desviarían el proyecto. La crisis del peso paró temporalmente el proyecto y entonces se forzó un cambio significativo en el plan de financiación. El gobierno norteamericano estaba en dificultades con el presupuesto federal y como resultado los representantes del Eximbank eran incapaces de participar en negociaciones. Además, algunas leyes involucradas habían cambiado, forzando a las representaciones y a los garantes a revisarlo y renegociarlo.

de dichas influencias, es definitivamente más complicado. La función secundaria se enfoca en las interrelaciones de estas fuerzas y su potencial para afectar al productor independiente.

Al conceptualizar el modelo para el análisis del riesgo de los PIE's, se puede particularizar en los dos aspectos más importantes de la electricidad comercial: la estructura financiera del proyecto y la competitividad de los productores por el mercado (Souza, 1997). Esta estructura da lugar a identificar seis tipos de riesgos:

- a. Financiero del proyecto
- b. Tecnológicos y de construcción
- c. Del mercado de electricidad
- d. Del mercado de combustibles
- e. Relativo al funcionamiento de la planta
- f. Del marco regulatorio y legal.

a) Riesgos financieros

El análisis del riesgo relacionado a los aspectos financieros del proyecto es predominante para la determinación de la calificación por parte de los prestamistas. La estructura financiera de un productor independiente requiere asegurar que se dispondrá de suficiente flujo de efectivo para el pago de la deuda y normalmente impide que las actividades e intereses no relacionados con los proyectos distraigan recursos del pago total y oportuno. Un elemento crítico de la estructura financiera son las cláusulas diseñadas para identificar la existencia o no de un mercado variable y su capacidad de captación de efectivo.

Al crearse entidades con propósitos específicos, su propósito es asegurar, en la medida de lo posible, que en el contexto de la financiación, el único efecto en el pago de la deuda surgirá del proyecto mismo (Jechoufek y Lameche, 1996). Como el PIE concentra sus actividades a la financiación, construcción y operación del proyecto, se tienen restricciones para contraer deudas adicionales, excepto en circunstancias determinadas. Los proyectos requieren que los promotores del proyecto mantengan un interés importante dentro de éste. Además, el proyecto corporativo y los contratos de financiación necesitan asegurar por parte de los promotores del proyecto el que el negocio se mantendrá en marcha³⁷.

³⁷ Las restricciones financieras de los PIE's son menos estrictas que las impuestas para las plantas que se construyen en un mercado de electricidad, ya que existen menores riesgos derivados de la competencia.

La capitalización refleja una participación del promotor del proyecto en el rango típico de 20 a 30% y contempla los márgenes de volatilidad históricos y esperados tanto de los precios de electricidad como los volúmenes de venta.

Los productores independientes pueden beneficiarse con la disponibilidad de financiamiento flexible, como líneas de crédito, que pueden ser empleadas para contrarrestar las exigencias de corto plazo generadas por una eventual volatilidad del mercado. Puede ocurrir que algunos garantes sean capaces de diseñar una estructura de capital que proporcione a los tenedores de capital el incentivo para tomar la mayor parte o todo el riesgo del precio. Entonces la deuda y otros costos fijos posiblemente podrían respaldarse con la porción del flujo de ingresos cubierta por un precio que representa el mínimo esperado.

Un financiamiento estructurado adecuadamente incluye las cuentas de reserva apropiadas, proporcionando al proyecto liquidez suficiente para asegurar que las dificultades financieras temporales no originen un incumplimiento. Estas reservas reflejan la volatilidad histórica y proyectada de los precios de la electricidad basados en indicadores adecuados.

b) Riesgos tecnológicos y de construcción

De la elección adecuada de un diseño y equipos que satisfagan las necesidades del servicio requerido depende el grado en que puede reducirse este riesgo. Se requiere asegurar el empleo de tecnología probada sin antecedentes de fallas. Sin embargo, la tecnología de las mejores instalaciones generalmente tenderá a ser la más moderna y por ende, más costosa.

Todos los aspectos del diseño se orientan a la producción de electricidad a menor costo y garantizar la mayor disponibilidad posible. Con el desarrollo de PIE's, puede darse el caso de que las plantas comercialmente más exitosas puedan tener un enfoque de mercado, esto es, estarán diseñadas para manejar sólo determinada carga, como básica, intermedia o máxima. La capacidad para manejar los tres tipos de carga puede resultar costosa y poco eficiente con respecto a otros productores³⁸.

Las instalaciones ineficientes con altos consumos caloríficos, tendrán costos de producción no competitivos. La producción de vapor no debe poner en peligro la capacidad de una planta

³⁸ Normalmente, las instalaciones que satisfacen grandes cargas eventuales suelen ser menos eficientes desde el punto de vista técnico y económico

para producir electricidad al menor costo, a menos que las ventas de vapor constituyan una verdadera fuente competitiva de ingresos³⁹.

Otras características tecnológicas que pueden distinguir los proyectos que corren menor riesgo incluyen:

- Aquellas en que el riesgo del consumo calorífico se ha trasladado a los proveedores por un lapso de tiempo mayor a la garantía típica de un año
- Otras garantías de equipos y del contratista para pago de daños que cubran un período mayor a un año
- Los equipos y contratistas dispuestos a asumir una posición de capital que podría dominar ciertos riesgos de tecnología.

Por su parte, los prestamistas requieren que los promotores del proyecto tengan el interés financiero suficiente y que no abandonen o ignoren la construcción.

Dependiendo de los términos del contrato es esencial que el proyecto se complete en la programación y dentro del presupuesto original. En la etapa de construcción del proyecto, pueden derivarse sobrecostos producidos por retrasos o mala calidad de los materiales involucrados.

De acuerdo con Brockman y Schuh (1993), el proyecto debe mantener un seguro por daños a la propiedad que cubra el valor de reposición de todos los equipos de operación en caso de catástrofe y por interrupción del negocio para cubrir los ingresos perdidos. Ciertas tecnologías también pueden requerir el seguro para cubrir las dificultades de operación. Para evitar conflictos, normalmente sólo se contratan con compañías aseguradoras serias y solventes. El proceso de indemnización de la compañía aseguradora también deberá garantizar la cobertura oportuna de indemnizaciones por pérdida de flujos de efectivo.

c) Riesgos de mercado

El punto hasta el cual el mercado de la electricidad puede afectar el flujo de efectivo de un productor independiente depende del tamaño del mercado y de la rapidez con que la oferta y la demanda se equilibran. Los PIE's más calificados serán capaces de aprovechar las

³⁹ Los proyectos que emplean tecnologías que han tenido antecedentes de disponibilidad menor al rango que oscila entre el 90% y el 92% pueden encontrarse en mayor riesgo en el servicio comercial.

ineficiencias del mercado o ubicarse donde el riesgo del mercado sea bajo. Por lo tanto, prosperarán en mercados crecientes donde la dinámica esté razonablemente bien comprendida.

Para ello, se evalúa la capacidad del mercado de suministrar electricidad y la contracción o crecimiento proyectados. Dicho análisis considera factores tales como capacidad de generación total, fragmentación y capacidad de transmisión. Además, se analiza la forma en que se suministran estos servicios, se fijan sus precios y se determina cómo el PIE se ajustará a dicho mercado. El análisis se extiende a la capacidad de los competidores potenciales y a la amenaza que éstos representan.

Un aspecto del riesgo de mercado serán otros proveedores de energía. Un exceso de centrales eléctricas, especialmente las que se han amortizado puede presentar un riesgo de saturación dando lugar a caídas en precio para el mercado. En el caso de una reforma radical que tienda a una desintegración de la industria, un PIE tendrá mayor probabilidad de riesgo que otras compañías generadoras cuyos promotores estén acostumbrados a la competencia con plantas similares.

Un aspecto relacionado con la nueva generación será la facilidad con la que otros productores externos pueden ingresar al mercado (Hunt y Shuttleworth, 1996). Para evaluar este riesgo, se consideran, entre otros factores:

- Disponibilidad de lugares para el establecimiento de nuevas plantas
- Proximidad de nuevas plantas generadoras a los centros de demanda o acuerdos de suministro de combustible más ventajosos
- Capacidad de los competidores para contratar directamente con los compradores, obteniendo, así, participación de mercado
- La capacidad de un competidor de instalar una tecnología más eficiente o mejor preparada para satisfacer las necesidades de electricidad locales.

Los productores externos no presentan ninguna dificultad para retener a su único cliente, mientras sea costoso y complicado que los consumidores de electricidad tengan acceso a equipos o a servicios de comercialización de ésta que permita el cambio de un proveedor a otro. Sin embargo en un futuro, algunos clientes, en especial los grandes usuarios industriales, pueden requerir una tarifa fija y predecible por un plazo determinado, incluso a un precio superior al del mercado.

Las expectativas futuras del precio de la electricidad y su volatilidad histórica proporcionan otra medida de qué tan susceptible será el productor al riesgo del mercado. Como punto de partida, la mayoría de los PIE's deben proyectar costos por debajo de la curva de los costos de la energía eléctrica⁴⁰.

d) Riesgos de suministro de combustible

Al igual que con la generación de electricidad tradicional, los costos de combustibles determinan en gran medida la rentabilidad de un productor independiente. En consecuencia, en tanto no pueda disminuir el riesgo en el suministro y precio de los combustibles, se encontrará más expuesto que las plantas de la CFE.

Regularmente se diseñan programas de administración del riesgo del combustible que limite el riesgo del volumen y precios. Para Dussan (1996), la solución se encuentra en la firma de PPA's a largo plazo indexados a los precios de los combustibles. El costo de oportunidad potencial de un precio fijo para el gas puede ser muy alto para un PIE si los precios de la electricidad caen repentinamente. Sin embargo, algunos PIE's pueden ser capaces de asegurar el combustible a un precio proyectado lo suficientemente bajo como para seguir generando un margen suficiente para cubrir el servicio de la deuda, incluso en un mercado de electricidad volátil.

Los productores independientes pueden beneficiarse en caso de existir proveedores de combustible dispuestos a asumir todos o algunos de los riesgos de precio de la electricidad mediante un contrato de combustible indexado a los precios de esta. Otros proveedores pueden tener mayor capacidad para cubrirse contra los riesgos del precio de la electricidad. Algunos proveedores se pueden ofrecer a participar en el capital a cambio de un compromiso del proyecto de mantener volúmenes de compra de combustible. Sin embargo, esto aún quedará parte del riesgo sin cubrir, puesto que ningún producto derivado cuenta con plazos cercanos al de la deuda del financiamiento del proyecto. Ciertamente, si se planea que un proyecto emplee técnicas de cobertura para manejar el riesgo de combustible, las restricciones impuestas por la deuda probablemente deberán reforzar estos planes y prohibir transacciones especulativas.

⁴⁰ Un PIE capaz de asumir cierto riesgo competitivo puede ser capaz de asegurar contratos por cierto porcentaje de su capacidad, disminuyendo así el riesgo marginal.

Se requiere identificar el grado de incidencia de los programas de política pública en los nuevos proyectos de generación para que se compre cierto combustible a un precio superior al del mercado o que favorezca el desarrollo de un energético con menor demanda.

Otros aspectos de los planes de abastecimiento de combustible de un productor externo que se consideran para determinar el riesgo de combustibles incluyen:

- La proximidad a los suministros de combustibles
- La capacidad de suscribir contratos de consumo mínimo garantizado con los proveedores
- La confiabilidad en el suministro
- Que influencia ejercen los suministros de combustibles del extranjero sobre la incertidumbre, en especial si el precio de la energía eléctrica para los PIE's no está ligado al mercado de energéticos del país.

e) Riesgos de operación

La fortaleza crediticia fundamental de un productor independiente reside en su capacidad de producir electricidad de la manera más eficaz posible en función de los costos, y como consecuencia, de ser lo más competitivo en su mercado. El objetivo es identificar y cubrir los riesgos para la competitividad y productividad de la planta.

Si un productor externo demuestra una alta capacidad para administrar los costos de operación, de manera tal que éstos se mantengan por debajo del precio proyectado dentro de un cierto intervalo de confianza, puede alcanzar calificaciones de *grado de inversión* o cercanas a ese grado. Los contratistas para la operación y el mantenimiento dispuestos a asumir parte del riesgo operación en forma de pagos de multas o de incentivos pueden mejorar el crédito del proyecto.

Los planes de operación que evidencian la existencia de una integración completa de la administración, con finanzas, mercadeo y manejo de riesgos también influyen para una mejor calificación. Por ejemplo, las interrupciones de servicio anuales se programan en temporadas de bajo consumo cuando los precios al contado son más bajos.

Una vez que la documentación del proyecto se concluye y se asegura el financiamiento, se toman muchas de las decisiones típicas de administración corporativa, entre otras, sobre

estrategia, contabilidad, finanzas e inversión de capital. Algunas de estas decisiones se dan mediante restricciones financieras, por lo que las funciones de administración del PIE tienden a centrarse en los aspectos del funcionamiento de la planta.

Normalmente, los productores independientes cuentan con experiencia comprobada en operación, en la tecnología de la planta y cierta experiencia en condiciones de operación competitiva. Un aspecto de la operación de las empresas de servicios públicos tradicionales, es el pronóstico de la demanda. Los PIE's deben tener capacidad demostrada para pronosticar la demanda de manera que sepan cuando aumentar la producción. Por otra parte, los promotores o propietarios que hayan tenido experiencia con la financiación de otras empresas comerciales, dentro del sector energético, pueden estar en ventaja para manejar riesgos de operación y riesgos de mercado. Esta experiencia podría apoyar a una calificación superior.

Los componentes claves del manejo de riesgo en tiempo real pueden ser los sistemas de información y la tecnología de la planta. Los productores independientes mejor calificados necesitan tener la capacidad de contar con manejo de datos en tiempo real para dar seguimiento a las fluctuaciones de precios y flujos de carga. Además, estos sistemas también deben ser capaces de monitorear la actividad del mercado de combustibles sobre una base igualmente, de tiempo real⁴¹.

f) Riesgos regulatorios

Los productores independientes necesitan estar ubicados en un sistema donde las autoridades reguladoras promuevan la eficiencia económica. Tenenbaum (1995) considera que, idealmente, las regulaciones relativas a la industria eléctrica deben asegurar que los PIE's no se encuentren en ninguna desventaja regulatoria comparativa con otros proveedores de energía eléctrica.

El análisis de riesgo regulatorio se inicia revisando los antecedentes recientes sobre política normativa y fiscal relacionada con las empresas eléctricas existentes en el sistema. También se evalúa la legislación y la regulación, reconociendo que el proceso de liberalización apenas está comenzando.

⁴¹ Cuando los PIE's estén particularmente expuestos a condiciones cambiantes de mercado, los sistemas de información también deben estar diseñados para ayudar a la administración de la planta a calcular estimaciones en tiempo real del valor del riesgo.

El sector eléctrico mexicano, que parece moverse hacia una estructura de mercado competitiva, puede verse afectada con ciertos costos de transición. Un ejemplo de dichos costos podría encontrarse si se eliminaran parcialmente las restricciones, donde el precio de cambiar a los proveedores fuera pagado por los clientes, los cuales cargarían con una porción de los costos de suministro.

Un mercado afectado por esta restricción bien puede ser más riesgoso para los productores independientes, puesto que el tamaño del mercado para los comercializadores de energía se reduciría. Los PIE's que demuestren capacidad para evitar dichos costos de transición (en particular aquellos derivados de las decisiones tomadas por las autoridades reguladoras) tienen mayores posibilidades de evitar las riesgosas consecuencias de las distorsiones de mercado resultantes.

Los entornos regulatorios que promueven una política en particular, tal como el uso de un energético específico, pueden resultar hostiles para el ingreso de los PIE's. Por equidad, si la política regulatoria establece cambios en la industria eléctrica, debe afectar por igual a todos los proveedores de electricidad⁴².

Algunos programas de gobierno pueden afectar la posición de los productores independientes, por una parte, reprimiendo la demanda, y por otra, reservando para los proveedores de electricidad establecidos previamente, ciertos beneficios económicos asociados con la aplicación de dichos programas.

V.4.2 Principales mecanismos de atenuación de riesgos

El objetivo principal de los mecanismos de atenuación de riesgo de los productores independientes es disminuir los peligros expuestos, al igual que identificar y afrontar los nuevos riesgos de la electricidad comercial en un ambiente que tiende a la competencia.

El manejo del riesgo es indispensable para asegurar que las estructuras de gastos e ingresos permanezcan alineadas. Por lo tanto, se remarca la importancia que tienen las funciones de administración de riesgos actuales del proyecto propuesto para la determinación de la

⁴² Ciertas regulaciones, como las del plano ambiental, por lo general favorecen ciertas tecnologías y, por tanto, a ciertos productores especialistas. Esto significa que obstáculos normativos para el ingreso ágil a un segmento del sector eléctrico pueden incluir restricciones en el uso de combustible y normas relativas a factores no costeables, tales como emisiones atmosféricas.

calificación. La capacidad para el manejo de riesgos de un proyecto puede constituir la diferencia entre un proyecto especulativo y uno considerado de grado de inversión.

El adecuado control de los riesgos involucrados tiene una importancia muy considerable ya que el análisis de la administración es fundamental para atenuar su incidencia lo más posible. Los objetivos y las etapas del proceso de la administración de riesgos para proyectos de producción independiente se muestran en la tabla V-10.

Tabla V-10. Objetivos y proceso de la administración de riesgos para proyectos de PIE

OBJETIVOS	PROCESO
<ul style="list-style-type: none"> • Maximizar la protección de los activos • Minimizar el costo de los riesgos • Garantizar la viabilidad comercial de un proyecto • Simplificar los procesos administrativos 	<ul style="list-style-type: none"> • Identificación • Medición • Eliminación • Reducción • Retención • Transferencia • Monitoreo

Fuente: Brockman y Schuh (1993)

En proyectos financieros, los riesgos son repartidos entre las partes tanto como puedan controlarlos. Sin embargo, según explica Ruster (1996), no todos los instrumentos de atenuación de riesgos incorporados en los contratos y acuerdos financieros se acompañan de la seguridad que los inversionistas requieren.

Las obligaciones pueden ser limitadas en alcance (restringidos a riesgos geológicos, laborales, productividad de equipo, operación, mantenimiento, demanda del mercado o de fuerza mayor), cantidad (limitado al porcentaje de deuda del proyecto o costos del capital, precios de contrato o presupuesto operativo) y duración (aplicable solo durante la construcción, pruebas de desempeño, de inicio, de operación o en fallas para lograr los indicadores financieros o fechas operacionales). Esto conduce a una lista de control de los instrumentos de atenuación de riesgos comerciales comúnmente usados en proyectos financieros por prestatarios privados⁴³.

⁴³ Esta lista es estructurada alrededor del ciclo de desarrollo del proyecto, el cual por simplicidad es dividido en construcción (que incluye prueba e inicio) y fases de operación.

Los productores independientes que emplean técnicas de cobertura en contratos a plazo con los proveedores de combustible o con los compradores de electricidad, están expuestas a cierto nivel de riesgo, llamado de contraparte. De esta forma, los PIE's con calificación más alta necesitan demostrar capacidad para evaluar y manejar el riesgo de crédito de contraparte y exposición.

Benoit (1996) sostiene que los inversionistas privados tratan de atenuar los riesgos conociendo el proyecto antes de invertir. Tienen relación con dos tipos de riesgos en particular: el primero es un riesgo político (riesgo relativo a actos gubernamentales y al contexto general del país, incluyendo conflictos sociales, expropiación y restricciones en la repatriación de utilidades) el segundo tipo es el riesgo "paraestatal", relacionado con el comportamiento de la compañía paraestatal e incluye los riesgos tales como el incumplimiento de los contratos de compra de energía.

Para fines prácticos, los diversos mecanismos de atenuación de riesgos se analizan en las dos etapas principales del proyecto:

a) Periodo de construcción

Los tres principales grupos de instrumentos que son usados para atenuar el riesgo durante el periodo de construcción son: acuerdos contractuales y fianzas asociadas, fondos de contingencia y líneas de crédito⁴⁴, así como seguros privados⁴⁵.

Los acuerdos contractuales ofrecen un amplio rango de posibilidades para repartir riesgos entre los participantes del proyecto. El contrato de construcción, por ejemplo, asigna responsabilidades a los patrocinadores del proyecto y las compañías de construcción para la ingeniería, adquisición, pruebas de desempeño, obtención de permisos, provisión de servicios requeridos (agua, electricidad, combustible) y seguros contra eventos de fuerza mayor. El contratista puede ser responsable sólo de llevar al proyecto a una cierta fase, transfiriendo a los patrocinadores la responsabilidad de la puesta en marcha y las pruebas.

⁴⁴ Los presupuestos de construcción generalmente incluyen del 5 al 15% adicional para cubrir incrementos inesperados en los costos. Este financiamiento puede proveerse de forma prorrateada entre deuda y capital o bajo algún otro arreglo accionario. Los fondos de contingencia pueden usarse para cubrir todos los tipos de excesos de costos o reservar para contingencias específicas tales como la limpieza del medio ambiente.

⁴⁵ Un proyecto está generalmente cubierto por varios tipos de seguros. Los seguros contra todos los riesgos en la construcción protegen contra daños en la propiedad y es efectivo desde la adquisición hasta la transportación de equipo al sitio del proyecto. La cobertura de los riesgos incluye siniestros como incendios o descargas atmosféricas.

Si el contratista falla para satisfacer sus obligaciones, puede requerirse un pago compensatorio a los permisionarios, frecuentemente en la forma de daños de liquidación (liquidated damages o LD's, típicamente asignados a los prestamistas como una parte de su paquete de seguridad). Los pagos de LD's compensan a los dueños del proyecto por las fallas a contractuales para cumplir criterios operativos del proyecto.

Las garantías pueden darse sobre bases permanentes, asegurando la confiabilidad de los equipos y materiales. Los prestamistas frecuentemente requieren de un bono de desempeño u otro tipo de instrumento de fianza de alguna institución financiera tercera para respaldar las obligaciones o pago de los prestamistas⁴⁶. La tabla V-11 muestra los posibles riesgos y su cobertura para esta fase.

Tabla V-11. Posibles riesgos y cobertura durante el periodo de construcción

INSTRUMENTO	SOBRECOSTOS	RETRASOS	PROBLEMAS DE INICIO Y PRUEBAS	INCUMPLIMIENTO DE LOS PAGOS CONTRACTUALES	DEFECTOS OCULTOS	FUERZA MAYOR
Perjuicios por liquidez	*	*	*			
Bonos de desempeño				*		
Cuentas retenidas				*		
Fianzas				*	*	
Fondos de contingencia	*	*	*	*		*
Seguros		*				*

Fuente: Ruster (1996)

b) Periodo de operación

Ruster (1996) establece que de las muchas estructuras contractuales que pueden repartir riesgos durante el periodo de operación, las estructuras Take-or-Pay, Put-or-Pay y Pass-Through son quizás las más comúnmente aceptadas. Los acuerdos take-or-pay obligan al pago del servicio y es indiferente a sí es o no requerido. Los pagos bajo este tipo de acuerdos pueden fijarse para cubrir todos los costos fijos del proyecto (operación fija y costos de mantenimiento, servicio de la deuda y capital después de impuestos) o pueden cubrir solo una parte de la capacidad disponible del proyecto.

⁴⁶ Además debido a los frecuentes retrasos en coleccionar los LD's y bonos de desempeño, puede cobrarse en depósito de un 5 a un 10% de pagos mensuales por los patrocinadores del proyecto. Esta reserva favorece el respaldo de las obligaciones de pago de los contratistas.

Los instrumentos mas frecuentemente usados para atenuar el riesgo durante el periodo de operación son los acuerdos contractuales, reservas de contingencia⁴⁷, trampas de flujo⁴⁸, seguros e instrumentos compensatorios de riesgo⁴⁹.

Los contratos Put-or-Pay proporcionan una garantía en el suministro de materias primas. Si el proveedor es incapaz de suministrar insumos, acepta indemnizar a la compañía del proyecto por costos incurridos en el aseguramiento de terceros o si estos no están disponibles por pérdidas de ingresos debido a la inhabilidad del proyecto de cumplir con los acuerdos.

Los esquemas pass-through son estructuras que frecuentemente enlazan los acuerdos de entrada y salida para proteger a los inversionistas de cambios adversos en los precios de las entradas o salidas de los proyectos. Para un proyecto eléctrico, las formulas de escalación de precio pueden ser referidas a un índice de precios internacionales de referencia. La tabla V-12 muestra los riesgos asociados a la fase de operación y su cobertura.

Tabla V-12. Posibles riesgos y cobertura durante el periodo de operación

INSTRUMENTO	PROBLEMAS DE EFICIENCIA EN LA OPERACION	INCREMENTO EN LA RUTINA DE O&M	INCREMENTO EN O&M MAYOR	DEMANDA DEL MERCADO Y FIJACION DE PRECIOS	DISPONIBILIDAD DE INSUMOS	FUERZA MAYOR
Take-or-pay				*		
Put-or-pay					*	
Pass-through		*		*		*
Fondos de reserva del servicio de la deuda	*		*		*	*
Reservas de mantenimiento			*			
Trampas de efectivo	*	*		*		
Seguros						*
Tracking accounts				*		
Equity kickers				*		

Fuente: Ruster (1996)

⁴⁷ Para cubrir cortes en los flujos de efectivo puede establecerse una reserva del servicio de la deuda a través de contribuciones de capital, exceso de flujo de efectivo (flujo de efectivo disponible después de los servicios del pago de la deuda pero antes de las distribuciones de los dividendos), cartas de crédito en espera o fianza de los patrocinadores. También puede crearse un fondo separado para cubrir mantenimiento extraordinario para asegurar la operación y el mantenimiento apropiados en el futuro.

⁴⁸ Algunas veces un proyecto puede cumplir sus obligaciones del servicio de la deuda pero no sus márgenes de flujo de efectivo que los prestamistas esperan. Las trampas de efectivo pueden usarse para garantizar que los prestamistas continúen recibiendo sus pagos a tiempo. Hasta que el proyecto logre los retornos requeridos el efectivo es "atrapado" en un depósito o aplicado en orden inverso para prepagar la deuda (frecuentemente referido como "clawback").

⁴⁹ Algunos inversionistas y participantes contractuales asumen ciertos riesgos por una oportunidad de repartir el mayor potencial del proyecto. Existen dos tipos de instrumentos compensatorios: el *tracking accounts* y los *equity kickers* que frecuentemente son usados para compensar los insumos de los proveedores para ofrecer acuerdos de precio fijo los cuales protegen a los promotores del riesgo de mercado

Souza (1996) concluye que es necesario que el proyecto, si es de una magnitud considerable, integre la función financiera desde las primeras etapas de su desarrollo. Un error típico, por el cual muchos proyectos no se llevan a cabo o se retrasan, es el no invitar a expertos financieros en una etapa suficientemente temprana del proceso, debiéndose muchas veces de redefinir los parámetros del proyecto para que éstos sean financiables.

La tabla V-13 muestra el desglose de los principales riesgos que pueden ocurrir en un proyecto de producción independiente y sus respectivos mecanismos de cobertura para variaciones en la construcción, en la operación, en el suministro de insumos y de mercado, en el marco regulatorio, condiciones políticas y en el aspecto financiero.

Tabla V-13. Riesgos en proyectos de producción independiente y su cobertura

RIESGO GENÉRICO	RIESGOS PARTICULARES	COBERTURA	PARTICIPANTE QUE ASUME EL RIESGO
Construcción	<ul style="list-style-type: none"> • Sobrecostos • Retrasos • Tecnología 	<ul style="list-style-type: none"> • Contratos "Llave en Mano" • Experiencia del constructor • Revisión por ingeniero independiente • Tecnología probada • Penas convencionales • Reservas de contingencia • Capital adicional para cubrir • Sobrecostos • Bonos de desempeño • Seguros 	<ul style="list-style-type: none"> • Constructor • Proveedores de equipo • Grupo promotor • Aseguradora
Operación	<ul style="list-style-type: none"> • Eficiencia de operación • Fuerza mayor 	<ul style="list-style-type: none"> • Experiencia del operador • Penas convencionales • Bonos de desempeño • Seguros 	<ul style="list-style-type: none"> • Operador • Proveedores de equipo • Grupo promotor • Aseguradoras
Suministro de combustible	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento en precios • Disponibilidad de suministro (calidad y oportunidad) 	<ul style="list-style-type: none"> • Contratos de suministro a largo plazo • Fórmulas de escalación de precios • Reservas de contingencia • Control de calidad de insumos • Alternativas de suministro y transporte 	<ul style="list-style-type: none"> • Proveedores de insumos • Transportista
Mercado/Cliente contractual	<ul style="list-style-type: none"> • Caída en la demanda o el precio de venta • Mayor competencia 	<ul style="list-style-type: none"> • Contratos "Take-or-Pay" a largo plazo • Fórmulas de escalación de precios • Solidez financiera del comprador • Estudio de mercado 	<ul style="list-style-type: none"> • Comprador de producción • Grupo promotor
Mercado Regulatorio	<ul style="list-style-type: none"> • Cambios en la legislación • Burocracia excesiva • Revocación de permisos 	<ul style="list-style-type: none"> • Contar con permisos y autorizaciones requeridos • Mecanismos de "Clawback" (preago de crédito) • Apoyos gubernamentales 	<ul style="list-style-type: none"> • Grupo promotor

Tabla V-13. Riesgos en proyectos de producción independiente y su cobertura (continuación)

<p>Riesgo político/ Riesgo país</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Nacionalización, expropiación, embargo • Inconvertibilidad de la moneda • Restricciones a transferencias al exterior • Manejo de variables macroeconómicas • Intereses de grupos locales 	<ul style="list-style-type: none"> • Cuentas de control en el extranjero • Participación de agencia bilaterales o multilaterales • Garantías gubernamentales • Participación accionaria del Gobierno • Cultivar buenas relaciones con la comunidad • Seguros 	<ul style="list-style-type: none"> • Instituciones financieras • Agencias Bilaterales/ Multilaterales • Grupo promotor
<p>Financiero</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Falta de fondeo • Tipo de cambio • Tasas de interés • Plazos de crédito • Desviación de recursos 	<ul style="list-style-type: none"> • Estructura financiera acorde a la moneda (apalancamiento, moneda, plazo) • Fideicomiso • Reservas • Índices de cobertura mínimos para pago de dividendos • Restricciones contractuales • Instrumentos derivados (futuros, opciones, swaps) 	<ul style="list-style-type: none"> • Instituciones financieras • Grupo promotor

Fuente: Vaz Moreyra (1993)

Sumario y conclusiones parciales

El aspecto financiero no es un factor que impida la concurrencia de productores independientes. La comunidad financiera internacional está dispuesta a participar siempre y cuando provenga por vía de la iniciativa privada. Existe interés en los mercados de capitales por financiar proyectos bien concebidos y manejados con efectividad, en los cuales los riesgos estén bien definidos. La mezcla apropiada de fuentes nacionales e internacionales para programas de participación privada depende de las circunstancias específicas del proyecto.

Los principales obstáculos en el montaje financiero de un proyecto de producción independiente son los posibles los riesgos (financieros, de construcción, de mercado, de suministro de combustibles, de operación y regulatorios) inherentes a la inversión. Es decir, los inversionistas antes de arriesgar su capital o patrimonio tratarán de asegurar las siguientes condiciones:

- Contrato de compra de energía firme
- Presencia de inversionistas locales e internacionales
- Aspectos de la inversión (repatriación/disponibilidad de divisas, leyes tributarias favorables, restricciones a las importaciones)

- Marco regulatorio apropiado
- Mano de obra local calificada.

Las fuentes de los fondos para la inversión privada potencial son los mercados financieros existentes tanto nacionales como internacionales. Además, los bancos de desarrollo multilateral y sus afiliados, también se involucran en financiamientos de estos proyectos. Algunos bancos comerciales que otorgan créditos de corto plazo, son además fuentes potenciales para el financiamiento de la deuda.

Para atraer inversionistas extranjeros se deben ofrecer tasas de retorno altas para cubrir cualquier riesgo político, económico u operacional. Las utilidades después de impuestos sobre el patrimonio en los proyectos independientes de electricidad son más altas cuando el riesgo es mayor. Sin embargo, no siempre las agencias exportadoras de crédito tienen deseo de tomar directamente los riesgos del proyecto. La mayoría estas instituciones requieren cartas de crédito o garantías corporativas para asegurar sus compromisos.

Al momento de que se construye una central de energía para vender electricidad a la CFE, la preocupación de los promotores radica en la posibilidad de que aumenten los costos de los combustibles, aunque se puede mitigar el riesgo negociando un acuerdo de compra de energía que traslade el costo del combustible al comprador de energía o negociando un contrato de energía con un proveedor de combustible cuyo precio vaya a la par con el del acuerdo de compra de energía.

La tendencia actual de los proyectos que la CFE negocia con la iniciativa privada va dirigida a los acreedores de los mismos tomen más riesgos, procurando que ello no resulte en un aumento del costo de los proyectos. Comparativamente con un proyecto BLT, uno de producción independiente es más complejo y más desventajoso para la CFE. Por ello, y de la experiencia del montaje financiero de los primeros proyectos de producción independiente, el gobierno pretende a futuro que ni la CFE ni las demás dependencias que intervienen en la implementación de estos proyectos participen en la negociación de los contratos de obra, de financiamiento u otros relacionados con la operación.

CAPÍTULO VI

FACTORES POLÍTICOS, LEGALES Y CONTRACTUALES INCIDENTES EN LA PARTICIPACIÓN DE PRODUCTORES INDEPENDIENTES

El sector eléctrico mexicano juega un papel multifuncional para el gobierno. Es indudable la importancia que posee esta área estratégica para los diversos compromisos que tiene encomendados, y es a través de sus diversas instituciones y cauces legales, como instrumenta sus políticas para lograr sus propósitos.

Este capítulo trata sobre los principales factores políticos, legales y contractuales que influyen en la concurrencia de productores independientes. Las interrogantes fundamentales que se busca responder son ¿cuáles son los intereses políticos que pueden obstaculizar una mayor concurrencia de productores externos? y ¿cuáles son los principales elementos de negociación entre las partes involucradas antes de la firma de los contratos relacionados con la compra de energía?

Para responder esas preguntas, el capítulo inicia con un análisis de la problemática del sector desde la perspectiva del gobierno, de la sociedad y de los sindicatos. Después se estudian los efectos de la idiosincrasia política mexicana en la participación de productores independientes y su influencia en una posible pérdida de control estatal del sector. Más adelante se discuten los aspectos legales más relevantes que intervienen en la implementación de este tipo de proyectos. Finalmente, se expone detalladamente la estructura contractual básica de un proyecto de producción independiente

VI.1 DIFERENTES PERSPECTIVAS SOBRE LA PARTICIPACIÓN PRIVADA EN EL SECTOR ELÉCTRICO

VI.1.1 La industria eléctrica nacional dentro del contexto del modelo de desarrollo actual. Postura gubernamental

Durante las últimas décadas, México ha construido una infraestructura eléctrica que ha fomentado la incorporación de prácticamente todas las comunidades del país al desarrollo nacional. Esa expansión ha permitido impulsar polos de desarrollo regional y contribuir a la industrialización del país.

Históricamente, los proyectos de desarrollo nacional han estado conformados por diversas corrientes que representan la opinión de los grupos sociales que integran la sociedad civil.

Margain (1995) considera que básicamente se han protagonizado dos conceptos de modelos: el proyecto nacionalista y el neoliberal.

El primero es en el que se ha fundamentado el crecimiento del país desde que se institucionalizó la Revolución. Por su parte, el modelo neoliberal recupera los principios de la economía neoclásica, evitando las desviaciones que presentan las aplicaciones de políticas keynesianas en donde se tiene un Estado con una excesiva participación en la vida económica de la sociedad. Este enfoque propone los cauces de la fuerza del mercado a todos los aspectos de la vida nacional¹.

Es a partir de finales de 1982, cuando la política económica del Estado impulsa una nueva estrategia económica que sienta las bases de la recomposición del capital, de la reforma del Estado, de la reorientación de la producción hacia el exterior y de la apertura del mercado interno. La grave recesión, el peso de la deuda, los desequilibrios estructurales y las contradicciones económicas políticas y sociales obstaculizaron la consolidación de los cambios. La administración del sexenio 1982-1988 logró crear las condiciones para que el siguiente gobierno acelerara el proceso que culminó con el TLC.

De acuerdo con Ángeles y Morales (1993), los grandes cambios que el Estado registra en los últimos años son:

1. En la propiedad, por medio de su creciente retiro como propietario de empresas y la venta de éstas al sector privado, así como de la recomposición de los recursos a través de la reconcentración del capital financiero oligopólico (industrial, bancario, comercial, bursátil y de servicios) en un selecto grupo integrado al capital extranjero dominante.
2. Su redefinición como rector y promotor del modelo neoliberal que explica en parte su reforzamiento político al tener el respaldo del núcleo del poderío transnacional. Ello contrarresta el debilitamiento que experimenta al privatizar el patrimonio de la nación, al retirarse en forma significativa de la actividad económica y al permitir la pérdida de soberanía por la desregulación global².

¹ Abierto a la colaboración del capital financiero internacional, este proyecto plantea principalmente la reducción de la inflación, además de fomentar el proceso de privatización de la economía como estrategia modernizadora de la producción, en un esquema de globalización de la economía, partiendo de convenios con el exterior. Esto representa para el gobierno una nueva vía de incrementar la productividad y un paulatino proceso de inserción en la dinámica de los precios reales

² La política económica y el modelo económico en general se supeditan a los dictados del capital transnacional y sus instituciones financieras internacionales

3. El débil crecimiento económico general.
4. Reorientación de la economía hacia el exterior y creciente participación del capital extranjero en los sectores clave de ese proyecto.

Navarro y Montes (1988) destacan que el sector eléctrico enfrenta diversos problemas. Algunos los tiene que resolver por sí mismo, por ejemplo: diseñar, construir, operar, transmitir y distribuir energía a mínimo costo y máxima confiabilidad. Otros están sujetos a decisiones que se toman a nivel de política nacional como:

- El uso de energéticos primarios
- La fabricación nacional de componentes
- La política salarial
- La política tarifaria
- Los créditos internos y externos
- Las aportaciones patrimoniales
- La electrificación rural.

En México, además del objeto de impulsar el crecimiento económico a través de la industrialización del país, el Estado impulsa la construcción de obras de gran magnitud con beneficios sociales. Como elemento fundamental de este impulso, la electricidad constituye un factor estratégico paralelo a cualquier obra de infraestructura³.

Conceptualizado así, fue necesario adaptar al sector a los mandatos de la constitución, para lograr un marco jurídico adecuado para permitir la participación privada y continuar el proceso de apertura al sector privado con el objeto de contribuir al proceso de inversión de las empresas del sector.

Alejándose de la concepción estratégica del sector y de conformidad con su ideología económica, el gobierno consideró en 1992 que el sector requería expandirse y fortalecerse. Sin embargo, las autoridades advirtieron que se necesitaban inversiones cuantiosas que el sector público no podía atender en su totalidad debido a la situación y perspectivas de sus

³ Ya sea por motivos políticos o electorales, el Estado se ve obligado a no abandonar su papel como participante de importantes obras de infraestructura de beneficio social independientemente del modelo de desarrollo que implemente.

finanzas. En consecuencia, a finales de ese año se modificó el marco legal para promover la participación de inversionistas privados en la generación de energía eléctrica.

De acuerdo a lo expuesto en la sección III.3.1, para lograr el ingreso del sector privado, se reinterpretó la disposición constitucional en materia de generación de energía eléctrica como prestación de un servicio público, por lo que sólo se redefinió el concepto de éste servicio. En el contexto descrito, se tomaron medidas que incidieran sobre los procesos sustantivos del sector que son la planeación y la programación. En términos generales incluyeron:

- Planes estratégicos y programas plurianuales de inversión de las dos empresas del sector
- Establecimiento del marco regulatorio adecuado
- La participación en la formulación de iniciativas legislativas.

Estas acciones fueron utilizadas en forma coordinada para alcanzar los objetivos planteados. En atención a la problemática del sector, se adecuaron los medios e instrumentos del gobierno para promover el desarrollo del sector a través de la modificación de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento que replantean la estructura industrial del sector eléctrico (Secretaría de Energía, 1993). Las reformas abrieron oportunidades para que el sector privado construya, opere y tenga en propiedad plantas de generación de energía eléctrica, actividad previamente reservadas a la CFE.

Para apuntalar, se emitió la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, publicada en octubre de 1995, establece que la regulación busca fomentar la eficiencia. Su principal objetivo es estimular la competencia y avanzar en la definición de reglas claras, transparentes, predecibles y equitativas para quienes participen en las actividades reguladas.

Para Viqueira (1997) la importancia estratégica de la industria eléctrica a través de las tarifas se da por tres razones fundamentales: 1) medio de redistribuir el ingreso mediante subsidios, 2) como contenedor de la inflación (aunque genere déficit público futuro), y 3) como instrumento en la implantación de una política energética nacional y de protección ambiental⁴.

El proceso de formación de capital en México se ha dado históricamente, mediante un esfuerzo conjunto de la inversión pública y privada.

⁴ Además, en el aspecto laboral el desarrollo del sector ha creado numerosos empleos directos e indirectos

Sin embargo, la dinámica de industrialización, los requerimientos de infraestructura y la necesidad de bienes y servicios básicos para una sociedad en rápido crecimiento, han determinado que los esfuerzos de inversión del sector privado aumenten.

Entendido así, la postura gubernamental considera que la inversión privada resulta significativamente importante, a pesar de contradecir el espíritu del mandato constitucional, y reconoce que la inversión pública no es suficiente para contribuir al crecimiento del sector y de la expansión del aparato productivo en general.

VI.1.2 Resistencia cultural mexicana a la apertura indiscriminada a nuevos agentes en la generación. Postura de la sociedad

Dentro de la industria eléctrica, un elemento de poder significativo lo constituyen grupos de empleados progresistas integrantes de la Comisión Federal de Electricidad, así como de Luz y Fuerza del Centro que coinciden con la postura de un amplio sector de la sociedad. Su ideología se ha identificado como defensora del patrimonio nacional como base del desarrollo nacional.

Estos grupos tienden a inhibir el desarrollo de nuevas instituciones y la creación de leyes que pongan en riesgo la organización derivada de la nacionalización de la industria eléctrica⁵. Defienden la estructura de monopolio estatal argumentando que ha contribuido de manera considerable al desarrollo de país.

Su influencia logró que no pudiera instrumentarse la reforma como se planeó inicialmente y ha influido en la aparición de los productores independientes por su temor a iniciar la desintegración de la CFE. De aquí se deriva la demora de las instituciones para instrumentar de forma masiva las modalidades que establece la ley.

A cambio de la adaptación, estos grupos dentro del sector han buscado que la responsabilidad para operar las propuestas de reforma quede a su cargo, de modo que algunas medidas de control puedan ser instrumentadas al respecto.

⁵ Estos grupos reconocen la necesidad de tener un ambiente de profesionalismo y adaptación, sin embargo, sólo simpatizan con acciones encaminadas a reformas moderadas.

CFE y LFC han experimentado una serie de modernizaciones institucionales para adecuarse a la nueva tendencia mundial y a las exigencias de los organismos financieros internacionales. Pero a pesar de ello, se agudizó el círculo vicioso que no recupera sus costos por las bajas tarifas y se tradujo en acumulación de deuda, lo que obligó a la intervención del gobierno para absorber pasivos. Por otro lado, la precariedad de las condiciones económicas financieras obstaculizaban afrontar una mejora en la calidad del servicio.

De acuerdo con la ola globalizadora y de apertura comercial que México ha experimentado en los últimos años, Guerrero y Reséndiz (1994) sostienen que la CFE ha efectuado ajustes para compatibilizar su situación a las condiciones nacionales. Este proceso de modernización ha implicado una mayor competitividad y el rediseño institucional para afrontar con mayor eficacia las condiciones derivadas del nuevo marco jurídico, para responder a los retos sociales de calidad y cuidado ambiental, así como sentar las políticas tendientes a la comparación con estándares internacionales de desempeño.

Con base en lo anterior los opositores de esta reforma aceptaron la transformación de la empresa para hacerla rentable y competitiva a cambio de no permitir una apertura indiscriminada a los productores independientes. Estos cambios instrumentaron políticas de reducción de costos, aumentó la calidad del servicio, reasignó responsabilidades en las áreas de la nueva estructura al dividir las funciones de distribución y comercialización de forma operativa y financiera.

Las líneas de acción se orientaron fundamentalmente en cuatro aspectos básicos: autonomía de gestión, mayor productividad⁶, autonomía financiera y modernización comercial apoyada en el sistema de recursos y valores para la excelencia en el servicio⁷.

Dentro del gobierno, existen grupos de influencia que se han opuesto reiteradamente a los esfuerzos de la reforma. Estos grupos integrantes son organizaciones defensoras de las empresas del sector, cierto personal de las dependencias estatales involucradas, los sindicatos y otros grupos formales o informales⁸.

⁶ Se convino con el sindicato los indicadores por área y las metas que permitan cuantificar la continuidad, calidad del servicio, relación de usuarios/trabajadores, etc.

⁷ Esto se instrumentó a través de tres lineamientos: a) estrategia de servicio, b) elementos y herramientas requeridas por el trabajador, y c) la aptitud y disposición del personal.

⁸ En algunas organizaciones, y por temor a represalias, su participación se limita a no ir más allá de los lineamientos oficiales.

Cada participante manifiesta su actitud individual hacia la organización que pertenece, Algunos suelen estar interesados principalmente en sus propias dependencias, particularmente si éstas son amplias y relativamente autónomas como la CFE y LFC.

Los programas energéticos han enfrentado serios problemas para conciliar diversos intereses y esto ha contribuido a que sean inaceptables o bien a que no lleguen a instrumentarse en forma adecuada. Una de las principales áreas de conflicto es el sector industrial, que demanda energéticos suficientes y baratos; otro es el sector financiero, que requiere de los recursos obtenidos por la venta de energéticos para cubrir los compromisos de deuda tanto interno como externos del Gobierno Federal y de algunas empresas públicas.

Según Navarro y Montes (1988), es muy difícil que exista homogeneidad entre los agentes gubernamentales involucrados en el sector. Esto es producto sobre todo del control que cada uno de ellos desea ejercer sobre las decisiones energéticas del país. La visión del Ejecutivo⁹ normalmente cuenta con el apoyo de las empresas energéticas, puesto que los directores generales son nombrados por él. Sin embargo, no siempre son capaces de coordinarse entre sí. La visión de la Secretaría de Energía se basa en su posición de que el desarrollo nacional debe sustentarse en el sector industrial. Pero cada agente trata de tener una mayor peso relativo en las decisiones energéticas del país, hecho que se agrava debido a que muchos de sus puntos de vista tienden a ser contrapuestos.

El fortalecimiento institucional se ha logrado en buena medida por quienes se han opuesto a reformas radicales del sector. El desarrollo actual es el efecto de la conciliación de los distintos grupos de poder dentro de la industria eléctrica que han cuidado sus intereses y por ello ha complicado la implementación de proyectos de producción externa¹⁰.

Quienes defienden el modelo de empresa pública consideran que la debilidad institucional es un problema que puede simplificar la consolidación del proceso de una reforma moderada. En ese sentido, para ellos es fundamental el fortalecimiento empresarial que facilite el acceso a recursos financieros para cubrir sus gastos recurrentes y de inversión.

⁹ Los lineamientos del Ejecutivo están plasmados en el Plan Nacional de Desarrollo 1995-2000 para del sector energía mexicano (SE, 1995), cuyo objetivo general es: *Fortalecer al sector eléctrico nacional, a fin de aumentar su aportación a un desarrollo económico y social vigoroso, sustentable y equitativo, garantizando la rectoría del Estado en la materia y, por esa vía, contribuir a crear un México más próspero y soberano.*

¹⁰ Por esta razón, estos grupos han tendido a cuidar el fortalecimiento institucional para cumplir con los objetivos específicos de determinado programa de reforma por mínimo que sea.

La resistencia cultural reposa sobre la idea de que se marcha contra lo establecido por la Constitución al violar su marco legal y que atenta contra el patrimonio público. Niega que el camino de apertura desnacionalizadora emprendida por el Estado sea la única vía posible para poder modernizar la industria eléctrica ya que ésta cumple una función estratégica cuyo principal objetivo es el beneficio económico y social, contrario al objetivo utilitarista del sector privado.

Los empleados progresistas de la CFE y LFC argumentan que si oficialmente se entiende el valor económico estratégico y de seguridad de los energéticos, resulta inexplicable que se actúe en sentido contrario. Para ellos es un manipuleo nacionalista cuya intención real es aplicar la ideología del libre mercado.

La resistencia cultural obedece a una respuesta de lo que se considera una política contraria a los intereses de la nación y a los intereses de las mayorías debido a que la decisión de abrir el sector eléctrico introduce la futura privatización. Se considera que la industria, que no debería estar en el juego de mercado, sino de manera absoluta controlada por el Estado, para beneficio de la nación, a fin de evitar que se dejen al servicio de grandes monopolistas e inversionistas, con capitales nacionales vinculados a capitales extranjeros, que ponen en entredicho la voluntad nacionalista de la sociedad.

Para los simpatizantes del modelo tradicional, el trasfondo es el de proteger los intereses de unos cuantos. Aducen que para el gobierno la soberanía no reside en el pueblo, tal como lo marca el artículo 39 de la Constitución, sino reside en el dinero. Defienden un planteamiento muy claro: luchan en contra del modelo de desarrollo que ha privilegiado a sectores específicos, a la fracción de funcionarios que han estado al servicio de quienes originaron el proceso de reforma.

Debido a los múltiples intereses, los funcionarios dejan de estar comprometidos con la prestación del servicio público y por lo tanto se alejan de la maximización del bienestar social. Sin embargo, quienes se oponen a las reformas son también personas que buscan su bienestar personal ya que está estrechamente ligado al presupuesto que se les brinda. Para Poulson (1994), al aumentar el presupuesto, los burócratas de alto nivel gozan de mejores salarios y mayores oportunidades de ascenso, además de mayores plazas a su mando y un mayor prestigio. Los burócratas de nivel medio se benefician con mayores salarios y con mayor seguridad del empleo. Estos elementos hacen que los burócratas sean un grupo de cabildeo muy importante, presionando para elevar el presupuesto público.

Para los simpatizantes de la reforma, un serio problema derivado de este razonamiento, es que los burócratas no buscan maximizar los costos de operación y el desperdicio de recursos. Esto se debe a que el ser eficiente se traduce en un menor presupuesto, que atenta contra el bienestar del burócrata. Aducen que los incentivos son los divergentes a los del sector privado dentro de una economía de mercado ya que se fomenta la ineficiencia mientras no ponga en riesgo la vida de la empresa. Aunque se supone que los legisladores pueden vigilar que la burocracia actúe eficientemente, es difícil que lleven a cabo esa función¹¹.

VI.1.3 Postura de los sindicatos ante la introducción de productores independientes

El Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana (SUTERM) es organismo que representa a los trabajadores de la CFE y que posee la titularidad del contrato colectivo de trabajo. Es un sindicato que históricamente se ha alineado a las políticas gubernamentales en el sector y al paso del tiempo ha perdido voz y poder de negociación en las decisiones de la industria eléctrica. Es un sindicato cuya democracia es cuestionable y actualmente se duda de la representatividad de los intereses de sus agremiados¹², por lo que es fácil entender como prácticamente no puso ningún obstáculo a la reforma de 1992. En el medio se reconoce como un sindicato con alto poder político, pero que no defiende firmemente la postura de una industria eléctrica nacional.

Por su parte, el Sindicato Mexicano de Electricistas (SME) es quien representa a los trabajadores de LFC. Es una organización democrática y combativa pero a diferencia del SUTERM, la proporción que representa en el sector eléctrico mexicano es menor, por lo que no posee fuerza nacional. Este sindicato emitió su postura en contra la modificación de la LSPEE, sin embargo, en 1992 estaba más preocupado por el proceso de liquidación de la antigua CLFC y por defender sus condiciones laborales.

¹¹ Primeramente, al no existir buenos indicadores de eficiencia en la operación (como precios de mercado competitivo, pérdidas y ganancias), la evaluación debe hacerse con las cifras proveídas por la misma burocracia, que pueden estar sesgadas. Además, los legisladores también pueden actuar para maximizar su propio interés, y pueden apoyar a la burocracia ineficiente a cambio de votos u otras gratificaciones.

¹² Es importante mencionar que dentro de la planta laboral representada por el SUTERM existe personal muy valioso y altamente calificado que efectuó diversos análisis de la conveniencia de la introducción de la producción independiente y emitieron sus opiniones. Sin embargo, una vez que llegaron a la cúpula sindical estas posturas de las bases fueron relegadas por la que venía de las altas esferas políticas. Es un típico ejemplo de la manipulación sindical al servicio de la dirigencia sectorial.

Los planteamientos de los sindicatos, argumentados o débiles, no fueron tomados en cuenta y se conformaron con la garantía gubernamental de preservar su fuente y condiciones de trabajo una vez modificada la ley.

Carrillo (1997) reconoce que de manera trilateral se asumió la responsabilidad de modificar el marco jurídico de la LSPEE, a cambio de una serie de trabajos que permitieron la recuperación de las condiciones de óptima rentabilidad y eficiencia del servicio público de las dos empresas, en un marco que permitiera su pleno funcionamiento y desarrollo, preservando la titularidad del contrato colectivo de trabajo¹³.

La introducción de productores independientes afecta directamente a los intereses del sindicato de la CFE porque se cierran nuevas oportunidades de trabajo. Los permisionarios que generen electricidad se constituirán en nuevas empresas, con relaciones laborales distintas y sin los privilegios de los que gozan los agremiados en el SUTERM.

El grado de afectación a los trabajadores de LFC es menor puesto que su alcance territorial es limitado y por ser una empresa dedicada casi en su totalidad a la distribución de electricidad comprada a la CFE y cuyas necesidades de desarrollo las puede absorber la planta laboral existente del SME.

En los años siguientes, la expansión que podría tener la CFE en comparación a la de LFC es mayor, al ser una empresa mucho más grande en cobertura y en infraestructura. En términos generales, el trato de los productores independientes será con la CFE y no con la LFC. A ésta no le importará quien generó la electricidad (CFE o un PIE) sino que le seguirá comprando la energía de acuerdo con sus convenios como históricamente lo ha hecho¹⁴.

Almazán (1999) establece que los sindicatos reflexionan en cuanto a las consecuencias de las políticas neoliberales que les causan a toda la sociedad y en especial a sus trabajadores aduciendo que desde 1983, se privatizan las empresas bajo el argumento de que es la única alternativa para corregir las deficiencias y deformaciones administrativas de las empresas estatales¹⁵.

¹³ Lo constituyeron en orden de influencia, el gobierno, la CFE y el sindicato

¹⁴ Es el mismo caso que el de un usuario residencial al que no le interesa la procedencia de la electricidad, sino la calidad y el precio que paga por ella. De manera simple se puede considerar a LFC un cliente más de la CFE.

¹⁵ Particularmente el SME argumenta que desde entonces se diseñó una política que permitió mantener dispersa la iniciativa sindical, al mismo tiempo que se favorecieron a las corrientes oficiales más autoritarias

Los sindicatos se oponen a la descalificación a que son objeto y como ejemplo, el SME categóricamente afirma que es falsa la polémica de quién es mejor administrador en la industria eléctrica, si la del gobierno o la iniciativa privada, si no se incluye como protagonista a los trabajadores¹⁶.

El proceso de apertura es considerado por los sindicatos como "silenciosa desnacionalización" del sector de la energía, que representa un gran interés no sólo por las inversiones millonarias que ello puede traer consigo, sino porque se le está dando cabida al sector privado a negocios rentables, con mercados potenciales, clientes y consumidores cautivos. Cediéndose así a intereses privados, una actividad exclusiva y estratégica del Estado, transformándose en uno de los grandes negocios el ceder actividades públicas para beneficio de la iniciativa privada. Suárez (1997) afirma que sólo la postura que preservar empresas estatales posibilita la continuidad del desarrollo de recursos técnicos calificados que sirvan para el desarrollo del país.

Para el movimiento sindical eléctrico, el gobierno decidió desconocer los principios nacionalistas que inspiraban a la legislación eléctrica. Califica al proceso de desregulación como un argumento constitucional ilegal, en el sentido de que gran parte de la industria eléctrica no está destinada al servicio público, tal y como lo establece la reforma del artículo tercero de la LSPEE.

El SME concluye que el sector eléctrico es "extraído" engañosamente de su ambiente estratégico nacional y público, siendo lanzado al negocio de lo privado, de la apertura, donde la ganancia se convierte en el punto nodal de esa actividad, que lo lleva a ubicarse por encima de cualquier necesidad energética de carácter social que requieren ciertos grupos de mexicanos marginados.

En este sentido, Flores (1999) expone como a partir de los años 70, el sector eléctrico nacionalizado fue abandonando aceleradamente su función social para convertirse exclusivamente en subsidiadora de la acumulación de capital de las grandes empresas privadas, nacionales y extranjeras. Considera que esta situación de subsidio injustificado al gran capital ocasionó que en pocos años las dos empresas nacionales eléctricas vieran crecer en forma desorbitada el monto de sus deudas y se vieran imposibilitadas para asumir con

¹⁶ El movimiento sindical considera que los objetivos de una empresa pública prestadora de servicios sólo puede lograrse con una administración pública. La iniciativa privada no toma en cuenta a su planta laboral, ni tiene entre sus objetivos, una mejor y eficiente prestación del servicio a beneficio de la sociedad.

recursos propios, las necesidades crecientes de inversiones de capital para incrementar su capacidad de generación.

En resumen la postura de los sindicatos ha sido de oposición, aduciendo que con el ingreso masivo de productores independientes se corren los siguientes riesgos:

- Inicio de una futura privatización
- Reducción de fuentes de trabajo.
- Posibilidad de incremento en las tarifas
- Factible abandono del carácter social de las empresas
- Apertura de utilidades al gran capital
- Pérdida de soberanía.

Para los trabajadores opositores de las reformas, la situación actual del sector eléctrico es una deliberada administración estatal que provocó su descapitalización y por ende, la falta de recursos propios, por lo consideran inaceptable esgrimir esto como motivo para una apertura al sector privado ya que la Constitución contempla a esta industria como esencial para el desarrollo nacional.

El movimiento sindical, ha manifestado reiteradamente que ningún proyecto "globalizador" justifica la subasta de la soberanía nacional en materia eléctrica y ha demostrado un notable interés por defender sus conquistas laborales.

El SME junto con otras organizaciones sociales se han opuesto tajantemente en contra de lo que consideran el inicio de las pretensiones privatizadoras del gobierno porque transgreden el marco constitucional.

VI.2 EFECTOS DE LA IDIOSINCRASIA POLÍTICA MEXICANA Y FACTIBLE PÉRDIDA DEL CONTROL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

Una vez conocidas las diferentes posiciones de los grupos de mayor influencia dentro de la industria eléctrica nacional, es importante profundizar sobre el impacto en el entorno político derivado de la introducción de los productores independientes. Esto permitirá conocer si su desarrollo se ha visto obstaculizado por motivos de índole política.

VI.2.1 El sector eléctrico como parte de la política energética nacional

El gobierno mexicano asignó una alta prioridad a la reforma del Estado como parte fundamental de un mayor impulso al proceso de modernización a partir de finales de la década de los ochenta.

Estos instrumentos fueron diseñados para establecer las bases legales que racionalizaran la administración, redujeran el gasto público y logaran un uso más eficiente de los fondos del país, de manera que se pudiera alcanzar dicha reforma (Álvarez, 1994).

Parte fundamental de la modernización es la definición del nuevo rol del Estado al nivel de todos los sectores de la economía y la sociedad, para una eficiente redistribución de recursos y facultades.

Todo ello, con el fin de obtener un equilibrio basado en la legitimidad de los campos operacionales, de acuerdo a principios de descentralización y desconcentración. Lo que se buscó fue tener un nuevo Estado fuerte (no grande) orientado a la eficacia, competitividad, crecimiento económico y desarrollo sustentable¹⁷.

Actualmente la industria de la energía eléctrica es uno de los pilares fundamentales sobre los cuales se basa la economía del país, por lo cual su buen o mal funcionamiento de este sector afecta directamente su crecimiento. Para lograr el desarrollo armónico del sistema eléctrico, se consideró necesario tener una legislación clara y estable que lograra tal objetivo.

Sánchez y Altomonte (1997) concluyen que el estilo de desarrollo energético, como el de los setenta, basado en el protagonismo estatal que llevó a un alto nivel de endeudamiento, está agotado. Existe un convencimiento casi generalizado sobre que las fuerzas del mercado deben predominar en la asignación de recursos y que la intervención del Estado sólo se justifica cuando se atere el interés público, se distorsione la libre competencia o se afecte significativamente la equidad social.

Para reforzar el papel estratégico del sector en el desarrollo económico del país, se impulsó su proceso de modernización. La clave consistió en la modificación de su estructura tradicional,

¹⁷ El nuevo Estado tiene el papel fundamental de asegurar la estabilidad macroeconómica, credibilidad y garantizar la equidad con base en políticas, normas y controles eficaces. Además se convirtió en promotor de la competencia a través de la descentralización y la participación de la iniciativa privada.

en el fortalecimiento de su eficiencia operativa y la promoción de la concurrencia del capital privado en su expansión. Bajo este contexto, también se buscó que las entidades públicas que conforman el sector coadyuvaran en forma importante en los alcances que requiere la planta productiva¹⁸.

Con el fin de sentar sobre bases sólidas el crecimiento económico (aprovechando las opciones que ofrece el actual marco legal para la consecución de sus objetivos) la estrategia adoptada por el sector eléctrico se ha orientado a fortalecer las áreas estratégicas de transmisión y distribución, a efecto de atender con oportunidad y eficiencia la creciente demanda. Ha fomentado la participación privada en el ámbito de la generación, ha implementado acciones tendientes a elevar la calidad del servicio, ha apoyado las políticas de ahorro de energía y protección del medio ambiente.

La energía está directamente relacionada a las preocupaciones sociales más acuciantes que afectan el desarrollo sostenible: la pobreza, el empleo y nivel de ingresos, el acceso a servicios sociales, el crecimiento demográfico, la producción agrícola y la seguridad alimentaria, la salud, la degradación del suelo, los cambios climáticos y la calidad del medio ambiente. Sin la debida atención a la importancia crítica que tiene la energía en todos estos asuntos, pueden alcanzarse los objetivos sociales que demanda el país. Navarro y Montes (1988) advierten que la magnitud del cambio necesario es enorme y que está directamente relacionado con el abastecimiento de electricidad.

Para México, el costo financiero y de oportunidad del capital, las limitaciones en el mercado de las divisas y el costo de las subvenciones en las tarifas se han combinado de tal forma que han impuesto severas limitaciones económicas para atender la creciente demanda.

El desempeño eficiente del sector eléctrico es esencial para el desarrollo económico del país, por lo que las políticas gubernamentales han puesto especial énfasis en la instrumentación gradual y consistente de los imperativos de la reforma estructural en que se encuentra inmerso en el país. Esta estrategia ha sentado las bases de una economía que avanza de un modelo cerrado a otro abierto al exterior, de un mercado interno sobreprotegido a otro más dinámico y eficiente y de un ámbito gubernamental con exceso de regulaciones a otro libre y competitivo

¹⁸ Para el desarrollo de sus tareas se ha contemplado el permanente cuidado del medio ambiente y la explotación racional de los recursos naturales

Se ha apostado por un proceso de modernización que intenta privilegiar la necesidad de garantizar el abasto energético de la planta productiva y de servicios, a fin de incrementar los niveles de rentabilidad económica de la misma, y propiciar entre otras cosas, la competitividad de las industrias, el máximo aprovechamiento de los recursos humanos, materiales y financieros, así como la aplicación de rigurosos criterios de racionalidad para la asignación de recursos de inversión y la concertación de convenios de beneficio recíproco con los agentes económicos nacionales y extranjeros.

Sin embargo, se han presentado hasta la fecha dicotomías entre los intereses macroeconómicos y energéticos. En muchas políticas macroeconómicas predominó la utilización de los precios como un instrumento de control de las presiones inflacionarias. Estos se congelaron por lapsos prolongados o se fijaron por debajo del costo efectivo de las operaciones¹⁹.

La política energética se ha orientado hacia la suficiencia en el abasto de energía eléctrica independientemente de su procedencia. Hoy en día, en congruencia con la nueva política económica, se toman decisiones que dan prioridad a la racionalización y diversificación productiva y a la necesidad de maximizar el valor de las inversiones.

Para los funcionarios actuales, en el pasado alcanzar una alta electrificación causó serios inconvenientes tanto en el corto como en el mediano plazos. En primer lugar, por lo costoso de los procesos y porque limitó el aprovechamiento de ventajas comparativas. En segundo término porque indujo al aprovechamiento poco racional de los recursos naturales y provocó degradación del medio ambiente, al fincar proyectos en zonas geográficas con delicado equilibrio ecológico. Por lo anterior se replantearon los objetivos de la política eléctrica, con el fin de participar decididamente en la apertura económica y la estrategia de modernización.

De acuerdo con la Secretaría de Energía (1995a), los propósitos centrales de la política en la industria eléctrica son:

- Satisfacer la demanda del servicio al menor costo
- Incrementar la eficiencia técnica y económica del sector
- Garantizar la óptima estabilidad, calidad y seguridad en el suministro de productos y servicios

¹⁹ Al aplicar subsidios y al retrasar reajustes en los precios, se provocaron índices de "inflación reprimida" que terminaron en ajustes traumáticos cuando la situación fiscal y financiera de las empresas se hizo insostenible.

- Brindar seguridad jurídica a los particulares que participan en el sector y mejorar la protección del medio ambiente.

Hasta principios de 1999, los productores independientes de energía se insertaban congruentemente con el proceso de modernización de la industria eléctrica. También se reconocía que podían ayudar al crecimiento global de la economía en forma sostenida y con impactos positivos en un sector estratégico. Sin embargo, con la propuesta de reforma estructural del sector, esta visión cambió súbitamente.

VI.2.2 Posible injerencia de nuevos agentes en decisiones estratégicas

Las fuerzas que impulsaron la reforma del sector eléctrico de 1992 se relacionaron fundamentalmente con motivos políticos, tarifas distorsionadas, directrices insuficientes o crisis económica global. En lo que al Estado corresponde, se han realizado cambios para intentar corregir las fallas en el manejo inadecuado de las dos compañías eléctricas, reconociendo implícitamente su incapacidad de proveer los recursos públicos para financiar las inversiones requeridas para el desarrollo del sector.

La incursión de agentes externos en el sector eléctrico no ha ocurrido fácilmente. Ha requerido de nuevas formas de participación pública-privada, un compromiso sincero a largo plazo de las dos partes, arreglos contractuales extensos y complejos. Aún así, los beneficios parecen superar los costos.

Sullivan (1993) sostiene que el requisito inicial fue el compromiso sostenido y total por parte de los funcionarios gubernamentales de más alto rango. Sin esto no hubiese ocurrido un compromiso del sector privado en el sector energético. Se tomaron diversas decisiones para superar los impedimentos políticos, regulatorios, institucionales, contractuales y financieros que existieron²⁰.

En un principio no se contaba con precedentes suficientes en cuanto a la participación del sector privado en proyectos de producción independiente. Por lo tanto, la falta de conocimientos y experiencia retrasó por más de tres años su primer permiso.

²⁰ Estos impedimentos requirieron del compromiso y de la atención seria de funcionarios del gobierno, especialmente los titulares de las Secretarías de Energía y de Hacienda, del Banco de México, de la CFE y de LFC.

La participación privada en la generación de energía ofrece beneficios sustanciales, pero es un compromiso complejo y difícil que exige tener una comprensión clara del concepto y *confianza entre los sectores público y privado*.

Cualquier inversionista que examina la aplicación de recursos en actividades de servicios de infraestructura, analiza, además de los aspectos de mercado, de tasa de retorno y otros elementos, cómo es llevada a cabo en la práctica la reglamentación aplicable y cuál es el comportamiento del organismo regulador.

Si la actividad de infraestructura de generación concesionada está dividida entre diversos agentes, se supone que el poder concedente dispone de un organismo suficientemente capacitado para ejercer sus funciones, de manera a garantizar que los servicios sean adecuadamente prestados y que el permisionario trabaje con resultados económicos que remuneren sus inversiones y representen un incentivo para mantener la prestación de servicios.

El gobierno federal ha mostrado estar consciente de la conveniencia de adecuar la función *reguladora*, como instrumento de promoción del desarrollo sectorial y de control de la actuación de los diversos agentes interesados, de manera a compatibilizar los intereses de los inversionistas y de los consumidores, actuando como aglutinador, facilitador y árbitro de los intereses involucrados en el sector²¹.

Se aplica de un compromiso firme y explícito de la política pública respecto al estímulo a la participación privada en el sector energético, sobre la influencia de quienes consideran que *ésta es una función natural del Estado*. Adicionalmente, el sector público ha estado dispuesto a celebrar compromisos contractuales de largo plazo que le permitan al sector privado financiar sus operaciones.

Para atraer la inversión privada, el gobierno adquiere un compromiso público en el que se menciona la cantidad específica de energía que se necesitará comprar. Sin embargo, Díaz-Pérez (1995) considera que no es fácil identificar a las autoridades gubernamentales responsables de la toma de las *decisiones relativas al tipo de planta, propiedad y esquema de financiamiento*.

²¹ La ley prevé que tales reglas aseguren la optimización de los recursos electro-energéticos existentes o futuros, lo que significa en la práctica, que las mismas tengan alcance incluso bajo las reglas de operación de las centrales generadoras de energía eléctrica integradas a los sistemas optimizados.

Hoskote (1991) expone como la participación privada en el sector energético, ya sea energía independiente, privatización o contrato de administración, esta rodeada por capas complejas de acuerdos contractuales que se refuerzan mutuamente. La empresa estatal debe celebrar contratos firmes para la adquisición de energía y con frecuencia éstos deben ser respaldados por acuerdos con dependencias colaterales del gobierno. También se requieren contratos de suministro de combustible, contratos de operación y mantenimiento, acuerdos de seguros y muchos otros acuerdos legalmente exigibles para la participación del sector privado.

Dado que los proyectos de energía independiente tienen generalmente de cerca de 25 años de duración, todas las partes confían en su inviolabilidad en el largo plazo. Debido al riesgo político y financiero del país, los inversionistas del sector privado buscan garantizar tantos acuerdos contractuales como sea posible, para asegurarse contra las consecuencias de eventuales incumplimientos²².

La entidad reguladora en México es un organismo poco autónomo en sus decisiones y desde 1995 que fueron ampliadas sus facultades, ha demostrado una permanente debilidad como autoridad en el ramo de electricidad. Se ha convertido en una entidad que sólo otorga permisos pero que no contribuye plenamente al proceso de selección de productores externos.

De descontrolarse el actual crecimiento de productores independientes puede ser factible la gradual pérdida de control de la industria debido a que el porcentaje de participación relativa de generación de la CFE irá disminuyendo. Además, como el órgano regulador no posee las suficientes atribuciones, pueden presentarse injerencias políticas dentro del mismo sector público. Ello puede conducir a un desorden derivado de la inexistencia de restricciones para limitar su crecimiento y ubicarlos en su dimensión óptima.

Políticamente se puede convertir en un problema de imposición de decisiones, en que por una parte estén representados los planes de la CFE, y por otra, los intereses de los productores independientes que tenderán a ganar cada vez más espacios dentro del sector. Advirtiendo este riesgo, la CFE ha controlado su expansión y pretende tratar con pocos productores aunque tengan plantas de dimensiones considerables. Esto significa que, al margen de aspectos técnicos, siempre será preferible tratar con un sólo agente externo que con un conjunto de productores que den por suma la misma cantidad de energía.

²² El hecho de que el único comprador de su producto sea una empresa eléctrica pública, usualmente lleva a que se exijan garantías por toda la vida del proyecto que aseguren el cumplimiento de los términos del contrato

VI.2.3 Influencia de los partidos políticos

Un elemento importante de poder lo constituyen sin lugar a dudas los partidos políticos. Existe una multiplicidad de partidos, pero solamente un pequeño porcentaje detenta el poder. Este grupo elitista de partidos es el que interesa en virtud que es éste el que ha influido claramente en la reforma del sector eléctrico.

Groves (1996) sostiene que la fuerza distintiva de los partidos políticos, en comparación a otros elementos de influencia, reside en su capacidad y disposición para organizar grupos numerosos de personas como su base de poder²³. Utilizan una variedad de incentivos y técnicas tales como la ideología, el énfasis en el sentimiento de pertenencia, así como la disciplina para movilizar y organizar a sus seguidores.

La actitud del Partido Revolucionario Institucional (PRI) y su representación en el poder parece tener un carácter ambiguo e inconsistente en materia del sector eléctrico al no definir claramente su real intención. Está influido por el doble compromiso que debe cumplir y que le exige cuerdas: al pueblo al que se debe y a los organismos internacionales que hacen posible el financiamiento y desarrollo del sector.

El carácter débil e incongruente del PRI puede explicarse en virtud de realidades e intereses políticos. En primer término, el partido busca la influencia política para mantener su unidad y ampliar su seguimiento, aunque esto les lleve a entrar en conflicto con la gente que les simpatiza.

En general, los partidos tienden a ser muy sensibles debido a que la reforma genera la oposición de grupos influyentes reconocidos. Las posturas argumentadas pueden constituir una seria amenaza al partido del gobierno, aún cuando sean pocos quienes las emitan.

La fuerza de los partidos reside en sus militantes pero es una fuerza que toma tiempo movilizar y cuya meta es convencerlos para lograr los triunfos durante los procesos electorales, por lo que suelen ser muy cautelosos en esas circunstancias. Si es necesario frenar lo que ellos mismos fomentaron, sin lugar a dudas lo harán, a cambio de no perder su poder ya sea en las Cámaras o en la Presidencia.

²³ En términos generales perciben su fuerza en las cifras, es decir en la cantidad de base social.

La reacción política de los partidos está en función de la actividad estatal. Los cambios propician que el carácter integrador de la actividad partidaria sea vital en la adaptación de viejas instituciones y procesos a nuevas condiciones o en el establecimiento de nuevas instituciones sobre una base política firme. Así los partidos cuando son orientados son creadores de instituciones y/o leyes de acuerdo a intereses muy particulares.

Existen dos instrumentos de política que, de aplicarse podrían mejorar sensiblemente la situación financiera de las dos empresas del sector. Uno de ellos es el del aumento de precios y tarifas, y otro, el de reducción de subsidios. Sin embargo, en la implementación de éstos, Gutiérrez (1988) menciona que siempre ha sido un elemento de controversia en el país por varias razones:

- a. Es sumamente impopular
- b. Se contradice con las políticas de control de la inflación que incluye en sus objetivos de política económica
- c. Tiende a reducir la actividad de ramas clave para el crecimiento económico
- d. Afecta el poder adquisitivo de los grupos de menores ingresos
- e. Aumenta los costos de algunas empresas exportadoras de manufacturas y, por lo tanto, reduce su competitividad internacional.

Al sector eléctrico se le usa como contrapeso político dependiendo de la situación en que se encuentre el país²⁴. En macroeconomía es un instrumento de ajuste; internacionalmente es muestra de la transformación y modernización del país; y, en política interna es un motor de desarrollo y *patrimonio de todos los mexicanos*.

El discurso político pretende la explicación, justificación, fundamentación, origen y desarrollo de las formas de convivencia referidas al vínculo que se genera entre gobernante y gobernado. Una característica del discurso político es su ambigüedad e imprecisión, omisión deliberada, de los intereses particulares de quienes gobiernan. Este descuido contrasta con el empeño mostrado en el cuidadoso razonamiento que pretende demostrar el desvelo de los que gobiernan, por cuidar los intereses de los gobernados.

²⁴ Muchos de los problemas del sector se suscitan porque los procesos de decisión política son incompatibles a procesos comerciales y perjudican a diversos grupos sociales. De acuerdo a su magnitud, el control de este sector representa un importante peso político.

Sosa (1994) establece que el discurso político contemporáneo define un corte tajante entre el ayer y el hoy. Este discurso divide al orden en moderno y tradicional. Introduce desde la perspectiva histórica, una división radical entre el pasado y el presente²⁵.

Para el Partido Acción Nacional (PAN), quien ganó la presidencia y una buena parte de la representación en las Cámaras, este modelo puede lograr importantes avances en la expansión de la industria aunque reconoce formas alternas de inversión a futuro para evitar una crisis de abastecimiento. Por la importancia política y económica que tiene la industria en el desarrollo del país, este partido aparentemente no coincide con las ideas radicales del PRI, para no comprometer su imagen y evitar un elevado costo político.

Gómez (1999) fija la postura del Partido de la Revolución Democrática (PRD) al considerar que la ola privatizadora que inunda a México se explica en gran parte como una estrategia de las grandes transnacionales en el marco de una globalización. Cuestiona la política neoliberal que despertó expectativas en muchos sectores de la población, incitada por teóricos al servicio del gran capital y con conceptos individualistas que pregonaban que bastaba la apertura comercial y de capitales para que éstos fluyeran automáticamente, que habría grandes inversiones, pero concluye que lo que se constata es mucha inversión especulativa y poca inversión productiva.

Para el PRD no es una casualidad que las empresas transnacionales estén interesadas en participar en los sectores productivos, siempre que signifiquen negocio o lucro ya que por su naturaleza tienden a buscar su control estratégico y tratan de inducir al Estado a que abandone su enfoque social²⁶. Por su parte, los partidos de izquierda opinan que los trabajadores se enfrentan con un enemigo potencial: la globalización neoliberal, que anula sus identidades, expropia y saquea los recursos naturales y que quiere terminar con el patrimonio nacional.

Según Fernández, Kalifa y Quintanilla (1999), los cambios estructurales siempre generan una reacción negativa de quienes ven afectados sus intereses. Aún el PRI como oposición, defiende el modelo de mercado argumentando que la apertura del sector eléctrico no es un hecho accidental ni aislado. No obstante, recientemente la pérdida de poder político lo ha obligado a moderar sus propuestas de reforma para evitar perder más respaldo social.

²⁵ Al primero lo caracteriza como estático, rígido y pasado de moda. Al segundo, por contraste, en racional, tolerante y democrático.

²⁶ Para la oposición más radical, resulta claro que hay intenciones para que la economía sea cada más dependiente y el gobierno debilite esta industria.

La visión radical reconoce que algunos sectores pueden salir perjudicados, como los sindicatos vinculados a dicha actividad y algunos grupos de interés que reciben subsidios, pero esos no son argumentos contra la reforma, puesto que los beneficios de la participación privada los compensan.

Bajo los emblemas de *justicia, soberanía nacional e interés público*, algunos partidos políticos se mueven en la dirección que les convenga más en ese momento. Particularmente, dentro del sector eléctrico, la participación privada se usa como mecanismo político para llegar al poder o conservarlo, sin importar sus implicaciones²⁷.

VI.2.4 Estrategias inversas: impulso a la producción independiente y la privatización del sector eléctrico

En la política mexicana, el contenido de los discursos se estructuran de acuerdo al público al que es dirigido. No necesariamente al hablar de un tema se tiene el mismo enfoque, lo cual posibilita interpretaciones específicas que pueden transmitirse conteniendo intereses particulares.

Cuando se habla de un proceso de reforma para una área estratégica del país, muchos sectores de la sociedad reaccionan de acuerdo al grado de afectación de sus intereses. Esta sensibilidad es reconocida por las autoridades y en consecuencia actúan con mucha cautela para no cargar con un fuerte peso político.

En el caso de la industria eléctrica, se aprecia un reflejo de los dos modelos que han dominado la política nacional: el nacionalista y el neoliberal²⁸. Esto significa que en el sector eléctrico se puede hablar de un doble discurso. Uno dirigido al pueblo en general, en el que día con día se fortalece la industria eléctrica nacional y en donde la Comisión Federal de Electricidad es la empresa de todos los mexicanos. Alternativamente existe otro discurso, el externo, que intenta satisfacer las exigencias internacionales bajo la premisa de una reforma radical del sector.

²⁷ Los sectores que apoyan la reforma estructural consideran que lo que vale a nivel del discurso político, difícilmente se justifica en el ámbito de los planteamientos económicos y afirman que la retórica política abusa de un malabarismo verbal que hace pensar que los opositores de la reforma eléctrica conocen sus beneficios

²⁸ El discurso oficial decidió cambiar de lenguaje ya que las promesas emanadas de la Revolución no fueron cumplidas, por lo que desarrollo un nuevo lenguaje para conservar el poder.

Discurso interno

Lograr el desarrollo equilibrado del país y el mejoramiento las condiciones de la vida de la población rural y urbana, es y ha sido el fundamento del discurso nacionalista en materia de electricidad.

Se afirma que la industria eléctrica continúa cumpliendo su papel estratégico en la transformación de México y en el nuevo perfil de nación del nuevo milenio.

Sin embargo, el nacionalismo desbordado ha cambiado para transformarse en un nacionalismo más moderado, al reconocer que el mundo cambia y que ningún gobierno puede pensar en vivir y actuar aislado de lo que sucede en el resto del orbe. El discurso advierte que las acertadas decisiones de ayer hoy exigen cambios para adaptarse a las nuevas circunstancias. El mundo al transformarse²⁹ obliga a México a no quedarse a la zaga, pero acorde con los principios constitucionales que rigen, sin sacrificio de soberanía y vigilando el *sano cumplimiento del bienestar social*.

Se establece que es necesario permanecer en la cuesta de ascenso para mantener e incrementar la capacidad competitiva nacional, sin embargo, se advierte nuevamente: *los recursos públicos no siempre crecen al ritmo de las demandas sociales*.

La complejidad de los tiempos obliga a buscar opciones para atender a más con menos, sin que ello signifique perder el control de los recursos nacionales propios y, fundamentalmente, *sin ceder un ápice de soberanía nacional*, la que le corresponde al pueblo, de quien emanan todos los poderes del Estado.

A cuarenta años de la Nacionalización de la Industria Eléctrica y seis décadas de la creación de la CFE, el discurso interno alude que el mundo ha cambiado y no se debe pensar que la soberanía reside en construir y operar centrales sólo con presupuesto propio. Este mismo discurso afirma que es imperativo trabajar y diseñar estrategias de crecimiento a largo plazo, *que obligan a considerar la participación de la inversión privada, a fin de fortalecer nuestra infraestructura eléctrica con la menor cantidad de recursos públicos, los cuales pueden destinarse a otros rubros como salud, educación o vivienda.* (Conexión, 1997a).

²⁹ Los cambios deben ser graduales, consensuados y maduros. Sólo de esta manera se podrán internalizar, en beneficio de México, las oportunidades que surgirán de esta revolución en los sectores eléctricos del mundo.

Reitera la voluntad de mejorar la eficiencia y productividad del sector eléctrico, al propiciar una controlada participación privada a fin de unir esfuerzos y fortalecerlo, siempre pensando en el interés social. Ello permite enfrentar los retos que impone manejar una economía más competitiva, dentro de un marco de globalización internacional.

Se afirma que México tiene identidad propia pero que se abre al exterior por la confluencia de las grandes tendencias globales. El discurso concluye estableciendo que en la actualidad, los procesos de globalización e interdependencia dan lugar a un nuevo concepto de empresa, más allá de la diferenciación entre pública y privada, nacional y transnacional. Por imperativos de eficiencia administrativa, de optimización de recursos, de innovación tecnológica y de viabilidad ecológica, se entrecruzan las vías de operación y expansión de las empresas.

Discurso externo

Ante los problemas económicos configurados en 1995, México presume al exterior de la instrumentación de un proceso de reestructuración donde resalta el saneamiento de las finanzas públicas, el proceso de privatización de las empresas públicas, la apertura externa y la liberalización y desregulación de la economía, así como la promoción de la inversión extranjera directa³⁰. En este proceso, el sector eléctrico no ha quedado exento.

Para nadie es un secreto que a principios de 1995, en medio de crisis que atravesaba el nuevo gobierno, el gabinete económico se comprometió la desincorporación de las industrias estratégicas que integran el sector energético de México. A Estados Unidos se le prometió la venta de las industrias del petróleo, gas natural, petroquímica y electricidad, a cambio de un rescate financiero por 20 mil millones de dólares que le ayudara a afrontar la crisis³¹.

La iniciativa de 1999 y sus posteriores variantes plantean una nueva reorganización de la industria eléctrica, sugerida por asesores extranjeros que poco o nada conocen del sector eléctrico mexicano. Primero se habló de cambiar el régimen de propiedad, ahora se habla

³⁰ Estas políticas van dirigidas a propiciar cambios estructurales que permitan, sobre todo, alcanzar una mejor integración en el mercado internacional.

³¹ Existieron múltiples acuerdos pactados con el gobierno de Estados Unidos y con diversos organismos financieros internacionales. De acuerdo con Shields (1999d), estos acuerdos están perfectamente documentados, pese al esfuerzo oficial por no divulgarlos y son tres: 1) los ingresos futuros por la exportación de petróleo crudo fueron hipotecados para que sirvieran como garantía del repago del crédito de emergencia concedido por el Tesoro norteamericano en 1995 2) Con el North American Framework Agreement (NAFA) se comprometió la venta de la industria eléctrica, a la apertura a las telecomunicaciones a la competencia y a una mayor participación extranjera en el sector bancario. 3) En febrero de 1995, el secretario de Hacienda, hizo un compromiso verbal de privatización en nueve puntos. Uno de los puntos era la apertura del transporte, la distribución y el almacenamiento del gas natural a la iniciativa privada, nacional y extranjera. Otro de los puntos fue la privatización total de las plantas de Pemex-Petroquímica Básica.

sólo de reorganización, sin embargo deja todo listo para una futura desincorporación de activos. De cualquier modo, se cambiaría la estructura tradicional del sector en donde la Comisión Federal de Electricidad si bien no desaparecería, si se le restaría la influencia que tiene hoy. El esquema fue preparado al gusto de los mercados de capital privados, especialmente extranjeros, quienes ven la oportunidad de alcanzar un dominio en un sector que ofrece atractivas utilidades a futuro³².

El gobierno mexicano intenta ganar espacios en el contexto internacional al fomentar un régimen de economía abierta y de menor intervención del Estado, para que los grandes capitales y sobretodo la inversión extranjera directa, pasen a jugar un mayor papel en el manejo de la política económica. Esto reduce la soberanía del país en torno a la autodeterminación de sus acciones y estrategias, objetivo que es compatible con quienes prestan dinero a México³³.

Según Tristán (1997), desde hace tiempo el gobierno mexicano ha trabajado en la creación de un mercado eléctrico y el argumento que justifica que no se haya instrumentado es la conformación del Congreso³⁴, puesto que obstaculiza los planes de desregulación de la industria. Mientras tanto, el gobierno actual intentará convencer a los legisladores de oposición de la conveniencia de reformar industria aunque con matices distintos.

VI.3 ASPECTOS LEGALES RELEVANTES EN LA IMPLEMENTACIÓN DE PROYECTOS DE PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE

Para que se otorgue un permiso de producción independiente no basta con ofrecer el precio más bajo de la energía a vender, sino que requiere de requisitos adicionales para que estén dentro del marco legal involucrado. Por esta razón, se exponen los principales aspectos legales necesarios para su adecuada inserción en el sistema eléctrico.

³² Las grandes empresas aprovechan las ventajas tecnológicas y financieras que tienen para expandirse e incrementar su participación en el mercado mundial.

³³ Huerta (1992) establece que se privilegia la apertura externa, la competencia y la promoción de exportaciones para reestructurar la industria y generar situaciones de holgura en el sector externo para asegurar el pago del servicio de la deuda externa.

³⁴ La oposición ha representado más del 50% de la mayoría en la Cámara de Diputados en las últimas dos legislaturas. Con los últimos resultados electorales, se confirma que para llegar a instrumentar una reforma de esa magnitud se requiere de acuerdos que involucren a las principales fuerzas políticas del país.

VI.3.1 La producción independiente y su relación con los programas oficiales de expansión

Para que el crecimiento de los productores independientes sea armónico en el sistema, es necesario que la nueva capacidad de generación esté contemplada en los programas de obras de la CFE y debe satisfacer los lineamientos establecidos para su expansión.

Conforme al Artículo 36 Bis de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, la planificación del Sistema Eléctrico Nacional debe efectuarse (tanto en el corto como en el largo plazo), basado en la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo para la Comisión Federal de Electricidad (Secretaría de Energía, 1993).

Cada proyecto contemplado debe producir beneficios al sistema y se selecciona por un proceso riguroso de análisis económico. Por esta razón, el programa de expansión se modela a través de una función matemática cuyo objetivo es minimizar el costo. Esto conduce a que se logre el menor costo de largo plazo formado por la suma de los costos actualizados de inversión y operación.

Al paso del tiempo se van presentando cambios en el contexto en el que se desarrolla la industria eléctrica tales como alteraciones de la demanda, ajustes macroeconómicos, de política energética, avances tecnológicos, enmiendas al marco regulatorio. Estos factores conducen a desviaciones de la planificación original. Para corregir estas divergencias se requiere ajustar las decisiones con datos más recientes. Por lo tanto, la planificación es un proceso continuo que la CFE efectúa año con año. En la tabla VI-1 se muestran los factores que se influyen en los análisis de planificación del Sistema Eléctrico Nacional.

Tabla VI-1. Criterios en los análisis de planificación

ASPECTO	ACCIÓN
Técnicos	Establecen las condiciones de operación asociadas a la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro
Económicos	Establecen que el suministro de la energía eléctrica debe efectuarse al menor costo de largo plazo
Financieros ³⁵	Establecen que los proyectos tengan una rentabilidad adecuada y cumplan con las reglas definidas por las autoridades

Fuente: Cisterna (1998)

³⁵ Este aspecto se toma en cuenta para obtener la autorización de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público

Las mayores decisiones de la planificación recaen en las proyecciones de los parámetros principales: crecimiento de la demanda de electricidad, los costos de inversión y los precios de los combustibles. La incertidumbre asociada con estas proyecciones en el largo plazo hace indispensable la necesidad de estudiar la sensibilidad de las decisiones con respecto a los costos y en distintos escenarios que contemplen cambios tecnológicos con el propósito de encontrar la solución más adecuada de acuerdo a esos factibles cambios.

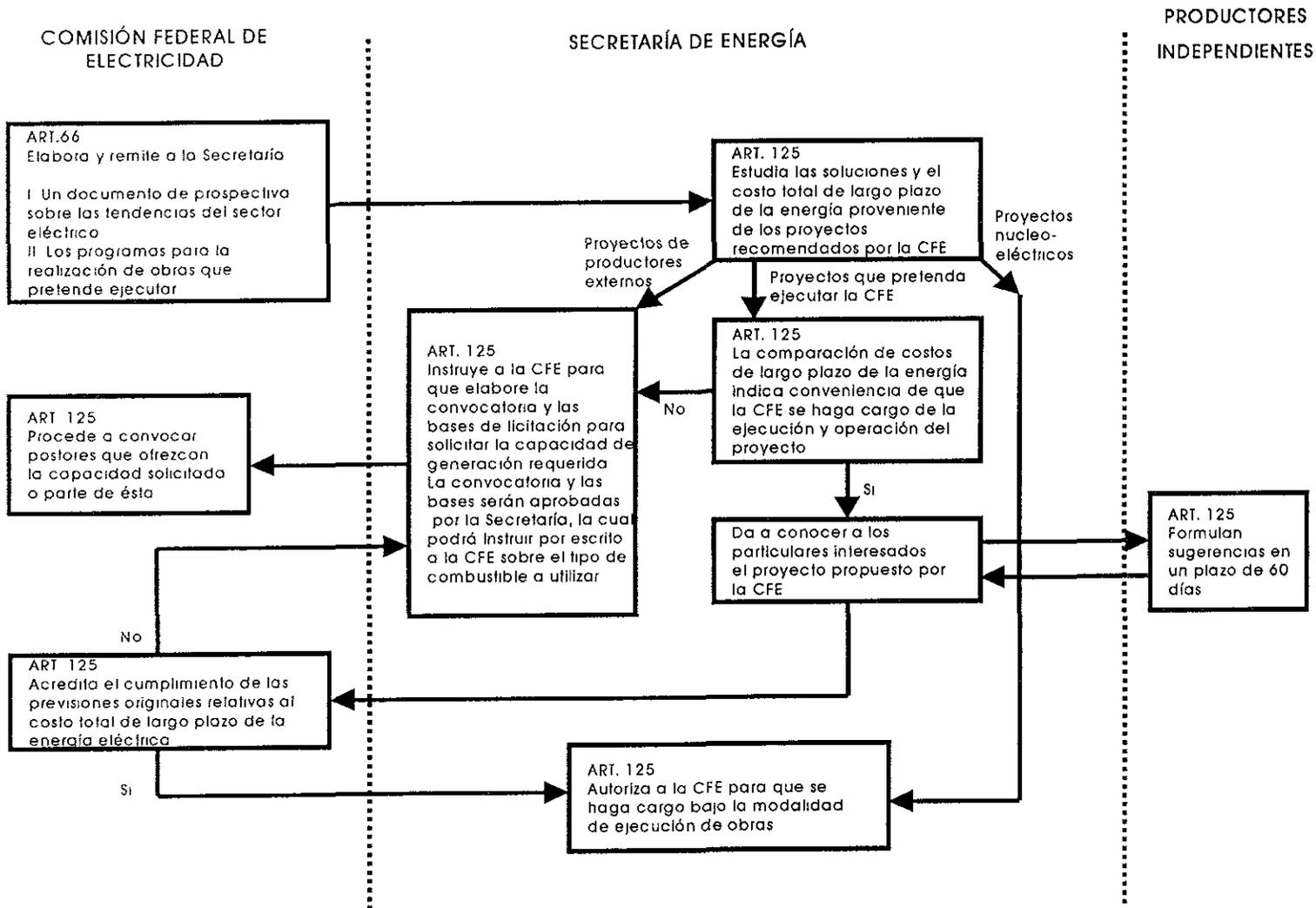
En la figura VI-1 se muestra de manera esquemática, el procedimiento previsto en el Reglamento de la LSPEE, para cubrir las adiciones de capacidad de generación que requiere la expansión del sistema eléctrico nacional.

Una participación creciente de los diversos tipos de producción externa requiere ir a la par de posibles modificaciones al marco regulatorio, con la finalidad de dar mayor impulso a las compras de energía eléctrica de los productores independientes y pequeños productores, así como a la adquisición de excedentes de cogeneradores y autoabastecedores.

Cristerna (1998) expone que las principales etapas del ciclo anual de planificación del sistema eléctrico, que contempla la participación de agentes privados, son:

1. Estudio del Mercado Eléctrico (pronóstico de la demanda)
2. Actualización de la información
 - a. Costos y parámetros de proyectos típicos de generación y transmisión
 - b. Catálogo de proyectos factibles utilizando diferentes tecnologías de generación
 - c. Escenarios de precios de los combustibles
 - d. Requerimientos ambientales y políticas energéticas
 - e. Proyectos en proceso, tanto de la CFE como de productores externos
3. Estudios de la expansión del sistema de generación y de transmisión
4. Estudios de evaluación económica y financiera de proyectos
5. Estudios de factibilidad de la incorporación de productores independientes y estimación de cargos por porteo para reservar capacidad de transmisión.

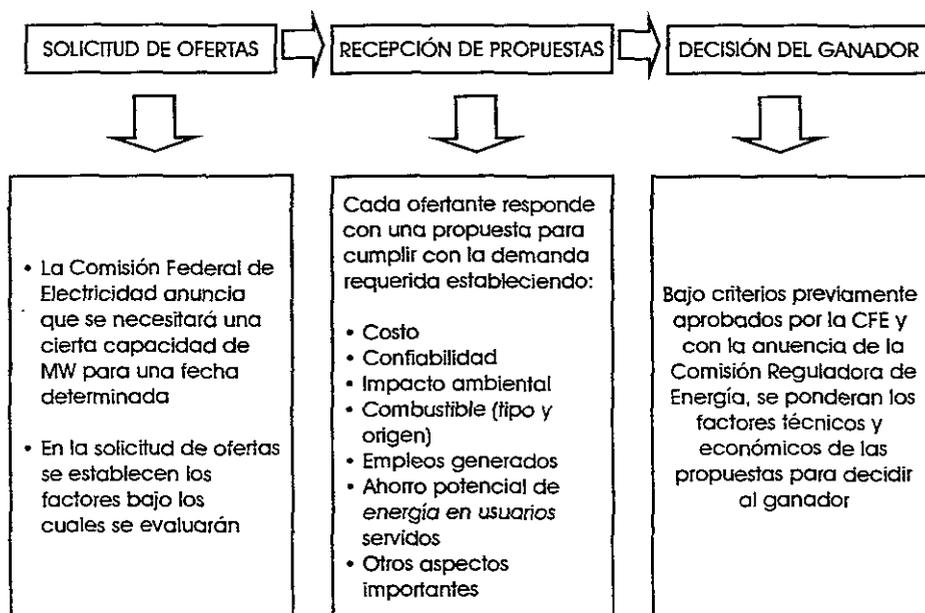
Teniendo en cuenta lo anterior, el análisis se complementa con las siguientes actividades: a) estudios de diseño de las redes de transmisión y subtransmisión, b) estudios de interconexiones fronterizas, importación y exportación de energía eléctrica, c) definición del Programa de Obras e Inversiones, d) revisión del programa propuesto, y e) posibles ajustes al programa de restricciones presupuestales.



Fuente: Blanco (1996)

Figura VI-1 Procedimiento para cubrir las adiciones de capacidad de generación de acuerdo con el Reglamento de la LSPEE

De acuerdo con la Secretaría de Energía (1993), sólo se podrá participar como productor independiente si la empresa está constituida conforme a las leyes mexicanas y con domicilio en el territorio nacional. Sin embargo, cabe resaltar que el gobierno tiene el control del desarrollo de nuevos proyectos, sustentado en el vacío legal que permite la discrecionalidad de su ejecución. El esquema típico de solicitud de ofertas por subasta se muestra en la figura VI-2.



Fuente: Aguilar y Aguilera (1992)

Figura VI-2. Proceso de licitación para productores independientes

Galván (1996) considera que la ventaja competitiva de un PIE sobre otro vendrá de:

- Su habilidad para conseguir el equipo de generación adecuado y a buen precio
- Obtener una tecnología altamente efectiva para el óptimo aprovechamiento del combustible
- Negociar un financiamiento en términos competitivos
- Determinar un margen, sobre el costo de capital, reducido.

Como en todos los aspectos en los que participa la iniciativa privada, sólo ingresará si se le aseguran rendimientos. Ningún operador, inversionista u otro agente económico interesado en

generar energía eléctrica arriesgará sus recursos si no es por una ganancia sobre lo invertido que permita pagar su costo de capital y cubrir los riesgos de la inversión³⁶.

El marco legal del sector vigente desde 1992 plantea las consideraciones de largo plazo debido a que los proyectos tardan varios años en ponerse en operación. De acuerdo al Artículo 10 de la LSPEE, la CFE debe programar cada año sus compras de los siguientes cinco años como mínimo y adoptar todo un proceso de programación y prospectiva. La misma Ley, establece que al fijarse las tarifas, deberán reflejar los costos reales incluidos los requerimientos de ampliación (Artículo 48).

En contraposición, el Artículo 149 del Reglamento de la dicha Ley establece que la CFE debe aceptar las entregas de energía eléctrica por parte de los particulares en estricto orden creciente de su respectivo costo total de corto plazo. Este criterio conduciría a un uso ineficiente de recursos, al grado que la CFE no lo aplica internamente³⁷.

Para despachar a un productor independiente se necesita conocer el costo marginal que ofrece en un momento determinado. Sólo lo podrá vender si la produce a un costo marginal de corto plazo menor o igual que los de la CFE para que a ésta le convenga comprar, tal y como lo establece la Ley.

Si un productor externo le vende energía a la CFE por encima del costo que lo que a ella misma le cuesta producirlo en promedio en cierto tipo de plantas³⁸ y posiblemente más barato si se trata de otros tipos de centrales, la CFE absorbe en su conjunto total de producción, un diferencial de los costos por kWh en algunos tipos de plantas para así impulsar esta modalidad de generación.

Para Whaley (1995), los tratos y contratos de la Comisión Federal de Electricidad con los productores privados en las diferentes modalidades establecidas legalmente requieren ser regidos estrictamente por criterios de largo plazo.

³⁶ El desarrollo de la generación de energía eléctrica por productores independientes esta enmarcada, se quiera o no, en el más crudo realismo económico a nivel internacional, el capital, extranjero o local, no conoce de fronteras ni de necesidades, lo único que se conoce es de rendimientos.

³⁷ Esto implicaría, despachar primero a aquellas centrales de costo menor, tales como las hidroeléctricas, y provocaría que las presas se vaciaran prematuramente y que al final de la temporada no se pudiera generar hidroelectricidad para cubrir la demanda que las termoelectricas no pueden atender.

³⁸ Gracias al funcionamiento combinado de siete tipos diferentes de plantas combustóleo, de gas, de ciclo combinado, de carbon, nuclear, hidro y geotermoelectricas. Estas dos últimas producen un costo por kWh menor que el resto, disminuyendo el promedio general del costo.

VI.3.2 Montaje legal de proyectos de producción independiente

La finalidad fundamental de los proyectos extrapresupuestales es la de sustituir recursos gubernamentales con inversión privada para llevar a cabo proyectos de infraestructura eléctrica sin incrementar la deuda pública de corto plazo³⁹.

Existen dos formas de realizar obras con recursos extrapresupuestales: la concesión y el arrendamiento. Adicionalmente, Shirley (1998) menciona que una tercera forma de realizar estos proyectos es mediante la contratación de servicios que se enfoca básicamente al mantenimiento de instalaciones.

Souza (1999) explica que en la época de la negociación de los primeros proyectos extrapresupuestales realizados por la CFE no se contaba con una normatividad expresa en la materia, siendo hasta julio de 1991 cuando la Comisión Intrasecretarial de Gasto Financiamiento (CIGF) emitió los lineamientos para la realización de proyectos termoeléctricos con recursos extrapresupuestales. En 1996 se creó el Programa de Impacto Diferido de Gasto Público (PIDIREGAS) que regula las actividades económicas derivadas de la implementación de este tipo de proyectos.

Las dependencias que participan en la autorización de proyectos extrapresupuestales y que pueden representar obstáculos para un mayor desarrollo de la producción independiente son las siguientes:

La Secretaría de Energía (SE) autoriza la realización de los proyectos con base al Programa de Obras del Sector Eléctrico (POISE), participando asimismo en todo lo relacionado con la licitación del concurso y el fallo del mismo.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) autoriza los términos y condiciones financieras de la operación, así como su régimen fiscal, participando activamente en la negociación de los diversos instrumentos jurídicos necesarios para la negociación y para su formalización. Asimismo autoriza a que el arrendatario comprometa recursos para el pago de rentas en ejercicios futuros.

³⁹ La realización de proyectos con recursos extrapresupuestales fue iniciada por la Comisión Federal de Electricidad en el año de 1989 para la construcción del proyecto Tuxpan, unidades 3 y 4.

La Secretaría de la Contraloría General de la Federación (SECOGEF) se encarga de vigilar el estricto cumplimiento de lo establecido en las bases de licitación, así como de que se mantenga la transparencia en el proceso de elección del ganador del concurso. Asimismo, vigila que el proyecto sea desarrollado de conformidad con las bases de licitación y con la oferta ganadora.

La Secretaría de Desarrollo Social (SEDESOL) interviene en lo relativo al otorgamiento del uso a un ente privado de inmuebles del dominio público de la Federación, y, a través de la Comisión de Avalúos de Bienes Nacionales (órgano desconcentrado de dicha Secretaría) del pago del terreno.

La Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), analiza el impacto ambiental del proyecto y, en su caso, otorga los permisos de carácter ecológico.

Las leyes aplicables a esta modalidad de proyectos son la Ley General de Bienes Nacionales, la Ley Federal de Entidades Paraestatales y su reglamento, la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público y su Reglamento, el Reglamento de la Comisión de Avalúos de Bienes Nacionales y el Código Civil.

En los proyectos de producción independiente, el contratista se encarga de la ejecución total del proyecto (con base a las especificaciones técnicas, ambientales y de localización establecidas por la CFE), por lo que en teoría, los riesgos involucrados en el proyecto corren a su cargo.

El costo del proyecto se basa en precios fijos para los componentes extranjeros, mientras lo nacionales quedan sujetos a escalación conforme a las fórmulas que para el efecto se acuerden, pudiendo establecerse porcentajes mínimos relacionados con la inflación. Dicho costo, incluyendo los intereses durante el periodo de construcción así como los impuestos federales de importación y al valor agregado, debe ser financiado íntegramente por el permisionario adjudicatario.

La implementación de estos proyectos, previa autorización de la SHCP, se lleva a cabo a través de acuerdos entre la Comisión Federal de Electricidad y un fideicomiso legalmente establecido, quien tiene a su cargo la administración de los recursos y la titularidad de los bienes que integran el proyecto.

El pago por concepto de compra de energía a cada uno de los productores independientes es contabilizado como un gasto corriente de la Comisión Federal de Electricidad, quien se obliga a incluir los importes respectivos en sus presupuestos anuales correspondientes (SHCP, 1999).

Las características legales de los financiamientos otorgados para el desarrollo de un proyecto con recursos extrapresupuestales varían dependiendo básicamente del esquema financiero (otorgamiento de avales, garantías reales sobre los bienes financiados, cesión de derechos de cobro, etc.) y de la fuente de origen de los recursos (Gelber, 1993)⁴⁰.

VI.3.3 Autorizaciones requeridas para la aprobación de proyectos de producción independiente

Los lineamientos para la realización de proyectos de generación independiente de electricidad con recursos extrapresupuestales establece que la obtención de los permisos y autorizaciones requeridas para su implementación está condicionado por los siguientes aspectos:

Términos y condiciones financieras

Aún cuando estos proyectos son de carácter privado y los créditos sean contratados por un consorcio de naturaleza ajena al Estado, con la finalidad de mantener una política congruente en cuanto al costo de financiamientos otorgados a entidades públicas, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público autoriza la estructura financiera de la respectiva operación, así como los términos y condiciones financieras específicas de cada uno de los créditos que se contraen para la realización del proyecto. Esta misma dependencia analiza las ofertas presentadas por los acreedores potenciales a la empresa fiduciaria concesionada, para establecer los montos, monedas, plazos, tasas de interés, comisiones y gastos legales fiduciarios, así como de otra índole que podrán ser pactados en los respectivos contratos de crédito⁴¹.

⁴⁰ Ya sean nacionales o del exterior, por emisión de bonos, créditos directos, con participación de capital, etc.

⁴¹ La misma SHCP autoriza el clausulado de carácter legal aplicable a los contratos de crédito que se suscriban para fondar los proyectos, estableciendo lineamientos similares a aquellos aplicables a contratos de crédito en que de manera directa son parte entidades públicas.

Afectación de recursos

Según lo establecido en la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público y en su Reglamento, la SHCP también autoriza la afectación de recursos para el pago por concepto de compra de energía en ejercicios fiscales posteriores al del ejercicio en que se inician tales erogaciones.

La CFE tiene la obligación de incluir en su anteproyecto de egresos de cada ejercicio los pagos que estén programados en las partidas correspondientes, comprometiéndose contractualmente con el productor independiente a no afectar éstas para otros fines (Cámara de Diputados, 1999).

Uso de Bienes Inmuebles

Siendo que los terrenos en donde se desarrollan los proyectos son del dominio público de la Federación, ya que los mismos estarán afectos de manera indirecta a la prestación de un servicio público, de conformidad con la Ley General de Bienes Nacionales, se requiere de la autorización de SEDESOL o del órgano de gobierno del arrendatario para que éste pueda otorgar el uso de dichos inmuebles a un ente de carácter privado.

Uso y Aprovechamiento de Aguas

Dado que en todos los proyectos para la generación de energía eléctrica se requiere el uso de aguas propiedad de la Nación, ya sea que ésta provenga de presas, vasos, ríos, depósitos subterráneos, etc., se hace necesaria la obtención de un permiso o una concesión expedida por la Comisión Nacional de Agua, dependiente de la Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos, para el uso y aprovechamiento de las aguas requeridas para la operación de un proyecto.

Permisos Ambientales

La Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (antes SEMARNAP) es la dependencia facultada para expedir los permisos relacionados con el impacto ambiental que el proyecto causará en la zona, considerando la producción de emisiones, descargas, desperdicios, ruidos, afectación del entorno, etc.

Permisos de importación

Estos permisos son otorgados por la Secretaría de Economía (antes SECOFI), requiriéndose básicamente para el equipo electromecánico del proyecto producido fuera de México.

Adicionalmente se requieren permisos de uso de suelo, de construcción y otros de carácter local, que varían dependiendo de la entidad donde se desarrolla el proyecto.

Por otra parte, son cuatro los instrumentos jurídicos más relevantes en el montaje de un proyecto de producción independiente:

1. *Contrato constitutivo de fideicomiso.* Por este conducto, el licitante adjudicatario, en su carácter de fideicomitente, constituye un fideicomiso de administración (y en ocasiones también de garantía) con el fin de crear el vehículo para la administración de los recursos inherentes al desarrollo del proyecto (recepción de los créditos, pago de administraciones de obra y equipos, servicio de deuda, pago de impuestos y gastos, etc.)⁴².
2. *Contrato de obra y suministro.* Este contrato establece los términos y condiciones en que se llevará a cabo la construcción y operación del proyecto (tiempo, costo, forma de pago, especificaciones técnicas, componente nacional y extranjera, fórmulas de escalación, garantías, penas convencionales, causas de rescisión, legislación aplicable, etc.) y es firmado por la CFE y por el adjudicatario.
3. *Contratos de crédito.* Estos contratos son suscritos por la fiduciaria en representación del fideicomiso y por los acreedores del proyecto. Los términos y condiciones de cada uno de ellos dependen de diversos factores, como son: la estructura financiera, si los financiamientos cuentan o no con algún tipo de garantía, la nacionalidad de los acreedores y el tipo de fuente de financiamiento.
4. *Contrato el Uso de Inmuebles.* Como los proyectos promovidos por la Comisión Federal de Electricidad se desarrollan en terrenos de su propiedad, dependiendo de la estructura financiera, es necesario suscribir un contrato por el que la CFE otorga a quien ostentará la propiedad del proyecto (fideicomiso) el uso irrestricto de dichos inmuebles durante la vigencia del permiso.

⁴² La duración de este contrato es igual es la que establece el título del permiso y en la que se garantiza que se cubran todas las deudas a cargo del promotor.

En México, se han iniciado las transacciones de venta de energía privada y como consecuencia se han delineado los requisitos para un proyecto exitoso⁴³. Inicialmente, el operador privado y la CFE deben celebrar un contrato de venta de energía en el que se describen los compromisos de las partes y se especifican los medios para hacer cumplir dichos compromisos⁴⁴. Por ello, y para terminar el capítulo, a continuación se exponen los fundamentos de la estructura de un contrato de producción independiente.

VI.4 ESTRUCTURA CONTRACTUAL BÁSICA DE UN PROYECTO DE PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE

El objeto de cada licitación es la celebración de un contrato de compromiso de capacidad de generación de energía eléctrica y compraventa de energía eléctrica asociada, conforme al cual un productor externo de energía constituido por el licitante ganador, está obligado, por un plazo de 25 años a partir de la fecha de operación comercial, a poner a disposición de la CFE una capacidad determinada de generación de energía eléctrica, así como a venderle a la CFE la energía eléctrica asociada con dicha capacidad en el punto de interconexión del sistema eléctrico nacional.

Conforme cada contrato, el PIE está obligado a realizar, a su sola costa, todos los trabajos para diseñar, construir, equipar, probar, poner en servicio, ser propietario de, operar y mantener las instalaciones. A partir de la fecha de operación comercial, tal y como se explicó en la sección IV.2.2, la CFE pagará al PIE los cargos fijos y variables establecidos en el contrato.

De conformidad con el artículo 125 del Reglamento de la LSPEE, cada licitante tiene la libertad de elegir el sitio para las instalaciones. Alternativamente, cada licitante puede decidir utilizar el sitio opcional que la CFE ha designado con el consentimiento de la Secretaría de Energía. Además, en todos los contratos, la Secretaría de Energía ha determinado que el combustible base de la central será gas natural y que cada participante realice los arreglos contractuales necesarios para el suministro y transporte de combustible durante la vigencia del contrato.

⁴³ Sin embargo, existen ciertas cláusulas en los contratos que pueden alterar el despacho a menor costo. Por ello, es importante exponer los principales aspectos que se incluyen en los contratos de compra de energía.

⁴⁴ Un contrato de venta es un documento en el cual un oferente se compromete a entregar un producto o servicio a quien lo necesita, bajo ciertas condiciones y a cambio de una cantidad de dinero. Generalmente estipulan,

- Un comprador y un vendedor
- La forma y cantidad de entregarla
- Un precio por unidad por la entrega
- Un lugar, tiempo y condiciones para la entrega

Los licitantes están en libertad de construir una central con la capacidad requerida por la CFE o construir capacidad excedente para destinarla a las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración u otra contemplada por las leyes aplicables.

La estructura básica de los contratos de compromiso de capacidad de generación de energía eléctrica y compraventa de energía eléctrica asociada que se han efectuado presentan elementos comunes que pueden integrarse en las siguientes cláusulas:

Cláusula de definiciones	Se establecen los significados de los principales términos utilizados en el contrato.
Cláusula de objeto del contrato	La razón del contrato es la provisión por parte del productor independiente de la capacidad garantizada a la Comisión Federal de Electricidad y la venta a ésta de la producción neta de energía asociada, de conformidad con los términos y especificaciones estipuladas.
Cláusula de declaraciones y garantías	<p><i>Declaraciones y garantías del PIE.</i> El PIE es una sociedad constituida conforme a las leyes mexicanas. No necesita ninguna autorización, aprobación o permiso por parte de ninguna autoridad gubernamental para la debida celebración y cumplimiento del contrato. Admite que no tiene ningún litigio pendiente. Reconoce al contrato constituye como una obligación válida y que no tiene inmunidad en México.</p> <p><i>Declaraciones y garantías de la CFE.</i> La CFE es un organismo público descentralizado de la administración pública federal. La celebración y el cumplimiento del contrato por parte de la CFE han sido autorizados con todas las formalidades y acciones orgánicas necesarias. No necesita ninguna autorización, aprobación o permiso por parte de ninguna autoridad gubernamental por la debida celebración y ejecución del contrato. Reconoce al contrato como una obligación válida. Sus estados financieros están auditados y dictaminados. Admite que no tiene inmunidad en México y declara que ha obtenido autorización de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público para contraer las obligaciones de pago derivadas del contrato.</p>
Cláusula de fecha de inicio	<p><i>Financiamiento.</i> El PIE debe obtener bajo su exclusiva responsabilidad todo el financiamiento de deuda y capital necesario para la construcción, terminación, operación y mantenimiento de la central, en términos y condiciones consistentes con los documentos de licitación.</p> <p><i>Certificado de inicio.</i> Cuando el PIE ha obtenido el compromiso financiero o tiene razón fundada para afirmar que cuenta con los recursos financieros para construir la central. El PIE debe entregar un certificado de la fecha de inicio después del fallo.</p> <p><i>Terminación sin responsabilidad.</i> El PIE tiene el derecho de no entregar el certificado de inicio si: i) el PIE no haya obtenido todas las autorizaciones gubernamentales; ii) que la CFE no haya incumplido con su obligación de adquirir o transferir los derechos inmobiliarios al PIE. En el caso de la misma comisión sea quien suministre el combustible; iii) que la CFE no haya adjudicado el contrato de servicio de transporte de gas natural a un licitante; y iv) el contrato de gas PEMEX gas y petroquímica básica - CFE no haya sido celebrado.</p> <p><i>Consecuencias de la prórroga de la fecha de inicio.</i> En caso de prórroga de la fecha de inicio, todas las fechas de los eventos críticos se posponen por un lapso igual.</p> <p><i>Variaciones en cosas financieras.</i> El monto de los cargos fijos por capacidad está sujeto a los ajustes en costos financieros derivados de la diferencia entre la fecha de presentación de la propuesta y la fecha de inicio.</p>

<p>Cláusula de obligaciones del PIE previas a la provisión de la capacidad</p>	<p><i>Desarrollo y construcción de las instalaciones.</i> El PIE debe elaborar el libro de anteproyecto que contenga, entre otros, la ingeniería del proyecto, datos garantizados, diagramas esenciales, arreglos generales y criterios de diseño. Debe entregar cinco copias a la CFE. Además debe llevar a cabo todos los análisis de riesgo, estudios de impacto ambiental así como estudios geotécnicos. También debe obtener a su propio nombre o a nombre de un fideicomiso, todos los derechos inmobiliarios, en un lapso razonable después de la fecha de inicio. El PIE es el responsable de obtener oportunamente y mantener en pleno vigor y efecto todas las autorizaciones gubernamentales exigidas por las leyes aplicables. Debe diseñar las instalaciones y cumplir con las especificaciones contractuales. Debe comenzar las obras una vez celebrado el contrato, así como llevar a cabo y terminar las obras.</p> <p><i>Desarrollo de procedimientos operativos.</i> El PIE es el responsable por el diseño de la central y debe satisfacer las especificaciones técnicas de ingeniería y construcción, usando solamente materiales y equipos nuevos y de primera calidad, libres de defectos, de tal manera que la vida útil de la central pueda razonablemente esperarse que sea igual o mayor a 25 años contados a partir de la fecha de operación comercial. El PIE es responsable del pago de todos los impuestos, tarifas y otras contribuciones fiscales y costos pagaderos a cualquier autoridad gubernamental, así como a cualquier entidad gubernamental no mexicana, que resulten del financiamiento, diseño, ingeniería, construcción. El PIE debe pagar, por una sola vez, a la CFE las penas convencionales si la capacidad demostrada es inferior a cierto límite establecido por la CFE. El PIE debe alcanzar la operación comercial en una fecha preestablecida en la inteligencia de que ha demostrado a satisfacción razonable las condiciones exigidas por la CFE.</p> <p><i>Suministro de combustible.</i> El PIE es el responsable de celebrar contratos de suministro para obtener el combustible base y el combustible alterno requerido para probar y operar las instalaciones. El PIE debe construir tanques de almacenamiento para el combustible alterno para un periodo de diez días al 100% de carga de la central.</p> <p><i>Reportes: programación y revisión.</i> El PIE debe entregar a la CFE reportes de avance en una forma razonablemente satisfactoria por la CFE, antes del día 15 de cada mes. La CFE tiene el derecho de dar seguimiento y físicamente inspeccionar todos los aspectos del desarrollo, construcción de las obras, de las pruebas y operación de la central. Después de 180 días el PIE debe entregar a la CFE copia simple de los planos de "como se construyó" y las especificaciones para la central.</p> <p><i>Garantía preoperativa.</i> Para garantizar el cumplimiento de sus obligaciones, el PIE debe entregar a la CFE, una carta de crédito incondicional e irrevocable en su favor por una cierta cantidad en dólares fijada por la misma CFE. El PIE debe incrementar la garantía preoperativa en la fecha de inicio por otra cantidad preestablecida, también en dólares. En caso de cualquier pena convencional, el PIE debe extender la vigencia por los plazos y montos requeridos.</p> <p><i>Terminación anterior a la operación comercial.</i> En caso de que el PIE incumpla con su obligación, la CFE tiene el derecho a terminar el contrato sin responsabilidad alguna y a recibir del PIE, como pena convencional, un importe igual a la suma del monto total de la garantía preoperativa otorgada.</p> <p><i>Capacidad excedente</i> El PIE debe, a su sola costa, realizar todos los trabajos de cualquier instalación adicional a las existentes para que el sistema eléctrico nacional pueda manejar la capacidad excedente del PIE.</p> <p><i>Contratos de suministros con terceros.</i> El PIE debe informar a la CFE acerca de todos los acuerdos mediante los cuales comprometa con terceros capacidad excedente y/o energía asociada quedando la CFE obligada a guardar confidencialidad con respecto a tales documentos.</p>
--	---

<p>Cláusula de obligaciones de la CFE con anterioridad a la fecha de operación comercial</p>	<p><i>Derechos inmobiliarios</i> La CFE tiene la obligación de realizar los trámites necesarios a efecto de que el PIE adquiera, la extensión de terreno que éste último solicitó para el sitio de la central en la propuesta, por el precio que determine la comisión de avalúos de bienes nacionales</p> <p><i>Interconexion</i> La CFE debe permitir al PIE conectar en el punto de interconexion al sistema de transmisión del sistema eléctrico nacional.</p> <p><i>Contratos de suministro.</i> El PIE es el responsable de celebrar los contratos necesarios para asegurar el suministro de combustible base y combustible alterno a la central para su</p>
--	--

(Continuación)	<p>operación normal.</p> <p><i>Documentos para facilitar el financiamiento.</i> La CFE debe entregar toda la documentación e información para que el PIE obtenga los recursos y/o garantías que requiera para el cumplimiento de sus obligaciones derivadas del contrato.</p> <p><i>Taxatividad de las obligaciones.</i> A excepción de lo específicamente previsto, la CFE no tiene ninguna otra obligación durante el periodo anterior a la fecha de operación comercial de la central.</p>
----------------	---

Cláusula de pruebas	<p><i>Al terminar completamente la construcción de las instalaciones, el PIE debe iniciar las pruebas de desempeño con el combustible base y el combustible alternativo. El PIE es el único responsable de suministrar los combustibles para llevar a cabo las pruebas.</i></p>
---------------------	---

Cláusula de compromiso de capacidad y generación de energía eléctrica y compraventa de energía eléctrica asociada	<p><i>Compromiso de capacidad.</i> El PIE debe poner a disposición de la CFE la capacidad garantizada y la CFE debe adquirir del PIE la capacidad demostrada.</p> <p><i>Suministro de capacidad durante extensiones.</i> En caso de que el PIE haya elegido extender cualquiera de las fechas de operación comercial mediante el pago de penas convencionales, puede poner a disposición de la CFE y ésta debe adquirir a los precios acordados, la cantidad de capacidad que la central esté en posibilidad de producir durante dicho periodo de extensión.</p> <p><i>Capacidad demostrada menor a la capacidad garantizada.</i> El PIE debe pagar a la CFE las penas convencionales, por un lapso no mayor a 365 días, mientras que realice las modificaciones a la central de manera tal que le permitan alcanzar la capacidad garantizada. En este caso, el PIE debe poner a disposición de la CFE la totalidad de la capacidad garantizada.</p> <p><i>Capacidad demostrada superior a la capacidad garantizada.</i> El PIE debe poner a disposición de la CFE y ésta debe adquirirla de aquel, sólo la capacidad garantizada.</p> <p><i>Producción neta de energía.</i> La CFE sólo está obligada a aceptar la entrega de, y a pagar por, la producción neta de energía entregada por el PIE de acuerdo con las instrucciones de despacho de la CFE.</p> <p><i>Exclusividad del compromiso de capacidad y energía.</i> El PIE no tiene derecho a comprometer o suministrar ninguna porción de la capacidad garantizada o la producción neta de energía asociada a persona alguna distinta de la CFE. El PIE tiene el derecho de comprometer la capacidad en exceso y vender la energía asociada excedente a terceros, siempre y cuando adquiera la capacidad legal para hacerlo y las leyes aplicables así lo permitan.</p> <p><i>Facultad para construir la capacidad excedente.</i> El PIE puede libremente y en cualquier momento durante la vigencia del contrato construir, disminuir o aumentar capacidad excedente total o parcialmente mencionada en la propuesta técnica siempre que obtenga la autorización previa y por escrito. La CFE debe los pagos de los cargos derivados que correspondan.</p>
---	--

Cláusula de obligaciones del PIE durante el periodo de operación	<p><i>Operación.</i> El PIE debe: i) cumplir con las obligaciones en materia ambiental, ii) inspeccionar, mantener y limpiar la central y llevar a cabo al mantenimiento preventivo, de acuerdo con el programa de mantenimiento, iii) reparar, reemplazar o restaurar cualquier defecto o imperfección de la central.</p> <p><i>Operador y cambio de operador.</i> El PIE debe celebrar antes de la fecha de operación comercial, un contrato de servicios de operación con el operador mencionado en la propuesta. El PIE puede cambiar el operador designado en la propuesta.</p> <p><i>Ordenes de despacho.</i> El PIE no puede recibir ordenes de despacho de la CFE por un nivel de generación mayor a la capacidad declarada disponible para un periodo señalado por el operador.</p> <p><i>Paros por mantenimiento programado y paros por emergencia en la central.</i> El PIE debe presentar su calendario de periodos de paros por mantenimiento programado por lo menos</p>
--	--

(Continuación)	<p>seis meses antes de las fechas de operación comercial, y a más tardar el 1° de noviembre del año precedente con respecto de los períodos de paros por mantenimiento programado para cada año subsiguiente. O bien, durante otros meses que la CFE pueda especificar siempre que la CFE de aviso por escrito de tal cambio al PIE con por lo menos 365 días de anticipación. En caso de que el PIE efectivamente re programe un paro por mantenimiento programado, la CFE debe reembolsar al PIE todos los costos incrementales incurridos razonablemente por el PIE como resultado de dicha reprogramación en la inteligencia de que: i) el PIE no está obligado a reprogramar ningún paro por mantenimiento programado por un periodo de menor o mayor duración que el originalmente programado, y ii) el PIE no está obligado a dividir un periodo de paro por mantenimiento en dos o más periodos.</p> <p><i>Planes para emergencia en el sistema eléctrico y emergencia.</i> El PIE debe cooperar con la CFE para establecer planes aplicables a la central en casos de emergencia en el sistema eléctrico, que les sean mutuamente aplicables.</p> <p><i>Suministro de energía durante emergencia en el sistema eléctrico.</i> Durante una emergencia en el sistema eléctrico nacional, el PIE debe, dentro de un lapso no mayor de 60 minutos a partir de la solicitud por parte de la CFE y con la mayor prontitud posible, en forma compatible con los límites técnicos y las prácticas prudentes de la industria, suministrar la energía solicitada por la CFE hasta la cantidad máxima que la central sea capaz de generar.</p> <p><i>Mantenimiento de la subestación y de la estación de monitoreo.</i> El mantenimiento de la subestación elevadora del PIE es su responsabilidad.</p> <p><i>Acceso a información y a las instalaciones.</i> El PIE debe proporcionar a la CFE toda la información que solicite con relación a la operación y mantenimiento de las instalaciones.</p> <p><i>Auditorías de calidad y ambientales.</i> El PIE tiene la obligación de permitir que la CFE lleve a cabo auditorías de calidad y ambientales periódicas.</p> <p><i>Información requerida del PIE.</i> El PIE debe entregar dentro de los 180 días siguientes al final de cada ejercicio fiscal una copia de su balance auditado y de su estado de resultados.</p> <p><i>Garantía operativa.</i> Para garantizar el cumplimiento de sus obligaciones, el PIE debe entregar a la CFE una carta de crédito incondicional e irrevocable por una cierta cantidad preestablecida y que debe permanecer vigente por el resto del término del contrato. En caso de que la CFE haga efectiva la garantía operativa para el pago de cualquier pena convencional, el PIE no tiene obligación de reponer la garantía operativa al monto existente al momento en que la comisión hizo efectiva la misma, pero debe mantener vigente dicha garantía operativa por su monto remanente. En caso de que la CFE intervenga la operación de la central, el PIE es responsable de cualquier gasto razonable en que la CFE incurra en relación con la operación y mantenimiento de la central. En caso de que un evento de incumplimiento del PIE ocurra y persista, y la CFE ejercite el derecho de rescindir el contrato, el PIE debe pagar a la CFE, una suma predeterminada de dinero (en dólares) como pena convencional.</p>
----------------	---

Cláusula de la CFE después de la fecha de operación comercial	<p><i>Despacho.</i> La central debe ser programada y despachada como si la central fuera una de las propias instalaciones generadoras de la CFE, de una manera compatible con los límites técnicos.</p> <p><i>Obligación de pago.</i> La CFE debe pagar al PIE los cargos por capacidad, por producción neta de energía y por arranques de acuerdo con los parámetros acordados ya sea a través de fórmulas o bien por aplicación de una tabla de precios y pagos.</p> <p><i>Contenido de emisión de las facturas y mora.</i> El PIE debe entregar a la CFE el séptimo día de cada mes una factura con la cantidad total en pesos y dólares que la CFE deba al PIE en razón de la entrega de capacidad y energía, así como los costos adicionales (en su caso) asociados al suministro de energía durante emergencias. La CFE debe pagar el vigésimo día de cada mes, el monto total neto debido al PIE por concepto de los cargos mencionados. En caso de mora en el pago, la CFE debe pagar al PIE, a partir de la fecha de vencimiento, intereses sobre la cantidad debida y no pagada a la tasa de gastos financieros que corresponda. Todos los pagos que se requieran hacer conforme al contrato deben ser hechos en pesos y dólares de acuerdo con las fórmulas establecidas.</p> <p><i>Prohibición de compensar</i> La CFE no puede suspender, retener o compensar ningún pago que deba realizar de conformidad con el contrato</p>
---	---

(Continuación)	<i>Presupuesto anual de egresos.</i> La CFE puede solicitar la inclusión de los recursos necesarios par satisfacer las obligaciones que adquiere en los proyectos del presupuesto anual de egresos de la federación correspondientes a cada año subsecuente.
Cláusula de otras obligaciones de la CFE durante la vigencia del contrato	<p><i>Permisos.</i> La CFE debe realizar esfuerzos razonables para ayudar al PIE en la obtención de las autorizaciones gubernamentales necesarias para que el PIE construya, opere y sea propietario de la central.</p> <p><i>Información requerida de la CFE.</i> La CFE debe entregar al PIE los siguientes documentos: dentro de los 60 días siguientes al final de cada uno de los tres primeros trimestres una copia del balance no auditado al final de dicho trimestre junto con su estado de resultados. Además dentro de los 180 días siguientes al final de cada ejercicio, una copia de su balance auditado para dicho ejercicio junto con su estado de resultados.</p> <p><i>Compromisos del PIE con terceros.</i> Durante el plazo que dure cualquier intervención en la operación de las instalaciones, la CFE tiene la obligación de cumplir los compromisos con terceros que haya asumida el PIE con respecto a la capacidad excedente y/o la producción de energía asociada.</p> <p><i>Prelación de pagos.</i> La CFE reconoce que las cantidades que debe pagar en virtud del contrato constituyen obligaciones generales, directas, absolutas e incondicionales de la CFE, las que tienen el mismo derecho de preferencia en el pago que toda la deuda externa no subordinada y no garantizada de la CFE.</p>
Cláusula de medición	<p><i>Medición.</i> El PIE debe suministrar e instalar a su costa y bajo la supervisión de la CFE, los medidores y los equipos de medición a ser usados para medir la producción neta de energía efectivamente puesta a disposición de la CFE por el PIE en el lado de alta tensión de la subestación del PIE. La operación y el mantenimiento de los medidores es efectuada por la CFE a su propio costo. Dichos medidores deben medir la demanda cada 15 minutos. Los medidores deben pasar por pruebas y calibración a ser efectuadas por un laboratorio de metrología independiente, seleccionado por las partes. El PIE puede optar por instalar y mantener a su propio costo medidores y equipo de medición de reserva en el punto de interconexión.</p> <p><i>Ajuste por medidores inexactos.</i> Si un medidor dejase de funcionar, se deben realizar ajustes como lo convengan las partes o en su defecto, las partes deben emplear el medidor de resguardo del PIE, si tal medidor fuese probado de la misma manera que los medidores de la CFE⁴⁵.</p>
Cláusula de plazo, incumplimiento y recursos	<p><i>Plazo del contrato.</i> El contrato entra en vigor al momento de su celebración y, a menos que se rescinda de conformidad con los términos del mismo, continuará por un plazo de 25 años después de la fecha de operación comercial.</p> <p><i>Eventos de incumplimiento del PIE.</i> a) la cesación o abandono del desarrollo, mantenimiento u operación de la central por un periodo mayor de 30 días; b) si en cualquier mes de operación, si la central no puede alcanzar un promedio de disponibilidad demostrada de por lo menos de 50%; c) cualquier incumplimiento del PIE en pagar o en constituir, mantener, reponer, extender la vigencia o incrementar la garantía preoperativa o la garantía operativa; d) si el PIE no alcanza la fecha de operación dentro de los 120 días posteriores a las fechas fijadas; e) si el PIE cae en insolvencia o sea incapaz de pagar sus deudas; y f) si la SHCP determina que el licitante ganador incurrió en falsedad en la declaración presentada.</p> <p><i>Eventos de incumplimiento de la CFE.</i> a) cualquier incumplimiento de la CFE en pagar al PIE cualquier monto debido; b) que la CFE incumpla con cualquier obligación de pago de su deuda externa por una cantidad superior a un monto preestablecido en dólares; c) que la CFE caiga en insolvencia o sea incapaz de pagar sus deudas; d) que la CFE se consolide o fusione con otra entidad o que se escinda o deje de llevar a cabo todas o una parte sustancial de sus actividades actuales o venda o transfiera una parte relevante de sus bienes, exceptuando las siguientes condiciones: que el gobierno asuma todas las obligaciones de la CFE, que la entidad sobreviviente sea una entidad organizada y existente bajo las leyes mexicanas y sea</p>

⁴⁵ También se puede recurrir a los datos históricos de los últimos 90 días para evaluación del perfil de la carga.

(Continuación)	<p>un organismo público descentralizado, totalmente propiedad del gobierno y que asuma todos los derechos y obligaciones que adquirió la CFE en virtud del contrato; e) que la CFE declare una moratoria general de su deuda externa; y f) que la CFE cese de ser un organismo público descentralizado propiedad del gobierno.</p> <p><i>Consecuencias de incumplimientos.</i> La parte que no haya incumplido tiene el derecho de rescindir este contrato sin necesidad de declaración judicial mediante notificación dada a la otra parte con 30 días de anticipación.</p> <p><i>Derecho de intervención de la CFE.</i> Durante el período en que subsista cualquier evento de incumplimiento del PIE, la CFE tiene el derecho más no la obligación de intervenir inmediatamente, tomar posesión y operar la central a nombre y por cuenta del PIE. La CFE debe hacer su mejor esfuerzo para operar y mantener la central de conformidad con los estándares aplicables y continuará pagando por los cargos por capacidad y energía, pero en el siguiente orden de prioridad: en primer lugar para reembolsar los costos incurridos razonablemente por la CFE en la operación de la central, y en segundo lugar, para pagar al PIE o a los acreedores, según sea el caso, cualquier monto restante que se adeude derivado del contrato. La CFE no asume ni es responsable por las obligaciones del PIE frente a sus acreedores o respecto de cualquier otra persona.</p> <p><i>Obligación de compra.</i> Si el PIE rescinde el contrato como resultado de un evento de incumplimiento de la CFE, el PIE tiene el derecho de exigir a la CFE, a título de pena convencional que adquiriera todos los derechos sobre la central, al precio de adquisición previamente fijado.</p> <p><i>Opción de compra.</i> Si la CFE rescinde el contrato, como resultado de un evento de incumplimiento del PIE, la CFE tiene el derecho, más no la obligación, de adquirir todos los derechos del PIE respecto de la central, al precio de adquisición calculado.</p> <p><i>Revocación del premissa.</i> La obligación de la CFE de pagar los cargos se suspenderá.</p>
----------------	---

Cláusula de adquisición de los activos del proyecto	En caso de que la CFE adquiera los activos del proyecto, debe pagar al PIE el precio de adquisición que corresponda en dólares.
---	---

Cláusula de responsabilidad e indemnización	<p><i>Responsabilidad.</i> Cada una de las partes asume la responsabilidad inherente al cumplimiento de sus obligaciones y derivada de los daños y perjuicios inmediatos y directos que causen con motivo o en el cumplimiento del contrato.</p> <p><i>Indemnización por el PIE.</i> El PIE debe liberar e indemnizar en su caso a la CFE y a sus respectivos empleados o filiales por todas las demandas y reclamaciones sean judiciales o extrajudiciales por daños, perjuicios y gastos que sean atribuibles a lesión corporal, enfermedad o muerte, que sean causados por actos ilícitos, negligencia, por defectos en el diseño, construcción, que sean reclamos de naturaleza u origen laboral, civil o penal por parte de empleados del PIE.</p> <p><i>Indemnización por la CFE.</i> La CFE debe liberar e indemnizar en su caso a la CFE y a sus respectivos empleados o filiales por todas las demandas y reclamaciones sean judiciales o extrajudiciales por daños, perjuicios y gastos que sean atribuibles a lesión corporal, enfermedad o muerte, que sean causados por actos ilícitos, negligencia, que sean causados por la decisión de la CFE de terminar el contrato en cualquier momento entre la fecha de fallo y la fecha de inicio, siempre que ello no se deba a un evento de incumplimiento del PIE ni sea resultado de caso de fuerza mayor.</p>
---	--

Cláusula de caso fortuito o fuerza mayor	<i>Exención de responsabilidad por incumplimiento.</i> La parte que alegue caso fortuito o fuerza mayor ⁴⁶ debe efectuar todos los esfuerzos razonables incluidos todos los gastos razonables, a fin de subsanar, mitigar o remediar sus efectos.
--	--

⁴⁶ Constituye caso fortuito o fuerza mayor todo acto o hecho que: a) imposibilite a la parte afectada cumplir con sus obligaciones conforme al contrato, b) esté mas allá del control razonable de la parte afectada; c) no se deba a su culpa o negligencia; y d) no pudiese ser evitado

(Continuación)	<p><i>Obligación continua de pago.</i> La obligación de la CFE de pagar se suspende mientras el PIE alegue caso fortuito o fuerza mayor. La CFE debe efectuar los pagos siempre que esté de acuerdo con el PIE en que dicho caso fortuito o fuerza mayor ha ocurrido.</p> <p><i>Terminación del contrato por causas de caso fortuito o fuerza mayor.</i> En caso de eventos de fortuito o fuerza mayor que imposibilite a una parte cumplir sus obligaciones por un periodo de 6 meses o más durante la operación comercial, o bien, si la producción neta de energía se reduce en más del 50%, cada una de las partes tiene el derecho de dar por terminado el contrato.</p> <p><i>Adquisición de las instalaciones.</i> La CFE debe continuar pagando los cargos fijos de capacidad hasta el mes en que ocurra la adquisición de los activos del proyecto.</p>
----------------	--

Cláusula de cambios en la ley	<p><i>Ajuste estimado.</i> Los precios y pagos también deben ser ajustados si el PIE incurre en costos mayores o menores en relación con el cumplimiento de sus obligaciones derivadas del contrato a causa de cambios en la ley, siempre que el valor neto acumulado de dichas variaciones de costos superara una cierta cantidad previamente fijada. Si las variaciones fueran inferiores a esta cantidad, será considerado como saldo inicial para el cálculo del valor neto de las variaciones de costos correspondientes al año siguiente, debiendo ajustarse los precios y pagos.</p> <p><i>Resolución de disputas.</i> Si las partes no logran acordar un ajuste en los precios y pagos que permita restablecer al PIE a la situación económica en que se encontraba antes de los cambios en la ley, cualquiera de las partes puede pedir al perito independiente que resuelva la disputa.</p>
-------------------------------	---

Cláusula de impuestos	Cada una de las partes debe cubrir los impuestos y demás contribuciones fiscales que le correspondan de conformidad con las leyes aplicables.
-----------------------	---

Cláusula de seguros	El PIE debe obtener, a su propia costa, pólizas de seguro integral contra todo riesgo, que incluyan: i) un seguro contra todo riesgo durante construcción; ii) un seguro de responsabilidad civil, iii) un seguro contra todo riesgo durante la operación. Cada póliza de seguros debe ser emitida por una compañía de seguros de reconocida solvencia.
---------------------	---

Cláusula de comité de coordinación	<p><i>Miembros y obligaciones.</i> Las partes deben constituir un comité de coordinación integrado por un representante de cada parte y un representante del operador, de haberlo, quien tiene voz, pero no voto. Este comité es responsable de la coordinación necesaria entre las partes durante la vigencia del contrato y de la coordinación de la central con el sistema eléctrico nacional.</p> <p><i>Conservación de archivos.</i> Ambas partes deben mantener archivos completos y exactos, así como todos los demás datos que sean necesarios para la correcta administración del contrato.</p>
------------------------------------	--

Cláusula de cesión y transferencia de los activos del proyecto	<p><i>Prohibición de ceder.</i> Ninguna de las partes puede ceder, gravar o transferir, total o parcialmente, sus derechos y obligaciones derivados del contrato.</p> <p><i>Cesión de la CFE.</i> La CFE puede ceder a terceros sus derechos y obligaciones en virtud del contrato únicamente si cuenta con el consentimiento previo y por escrito del PIE.</p> <p><i>Cesión adicional de la CFE.</i> La CFE puede en cualquier momento ceder sus derechos, intereses y obligaciones derivados del contrato a i) cualquiera de sus filiales, siempre que la CFE garantice el cumplimiento de las obligaciones de la filial en virtud del contrato, ii) cualquier persona con la cual la CFE se fusione o consolide, o a la cual la CFE transfiera, venda, ceda o arriende cualquier porción relevante de sus propiedades o activos, siempre que dicha fusión de activos no resulte en un evento de incumplimiento de la CFE.</p> <p><i>Cesión del PIE.</i> El PIE puede ceder o gravar sus derechos de los acreedores o los terceros designados por los acreedores, mediante documentación aceptable para la CFE.</p> <p><i>Obtención de autorizaciones.</i> Cualquier cesión por el PIE o por la CFE está sujeta a la obtención de todas las autorizaciones necesarias.</p>
--	--

(Continuación)	<p><i>Prohibición de enajenar.</i> El PIE no puede vender, arrendar o de cualquier otra forma transferir la totalidad o parte de sus derechos sobre la central a ningún tercero, incluyendo los acreedores u otras entidades financieras.</p> <p><i>Prohibición de gravar del PIE.</i> El PIE no puede imponer ningún gravamen sobre la central sin la autorización previa y por escrito de la CFE.</p>
----------------	---

Cláusula de cambios en la estructura societaria del PIE	El PIE no debe permitir ningún cambio sustancial en su participación accionaria o en la composición directa o indirecta de su capital social respecto de la estructura descrita en los documentos de la licitación a menos que la CFE consienta por escrito tal cambio.
---	---

Cláusula de disposiciones varias	<p><i>Modificaciones.</i> El contrato no puede ser modificado excepto mediante acuerdo escrito de las partes.</p> <p><i>Terceros.</i> Este contrato es celebrado exclusivamente en beneficio de las partes.</p> <p><i>Renuncia explícita.</i> La falta o demora de cualquiera de las partes en exigir en cualquier momento alguna de las disposiciones de este contrato, o en requerir en cualquier momento el cumplimiento por la otra parte de alguna disposición del contrato, no debe ser interpretada como una renuncia al cumplimiento de tales disposiciones, ni afectará la validez del contrato.</p> <p><i>Relación entre las partes.</i> El contrato no debe ser interpretado de manera que cree una sociedad o asociación entre las partes (joint venture).</p> <p><i>Subsistencia de obligaciones.</i> La cancelación, expiración o terminación anticipada de este contrato no releva a las partes de las obligaciones que por su naturaleza deben subsistir a tal cancelación.</p> <p><i>Idioma.</i> El idioma del contrato es el español.</p> <p><i>Confidencialidad.</i> Cada una de las partes debe guardar confidencial sobre los acuerdos relacionados con la central, que sean de naturaleza confidencial y les hayan sido suministrados por o a nombre de la otra parte. Las disposiciones anteriores no son aplicables a: i) la información de dominio público que no haya sido hecha pública a través de la violación del contrato, ii) la información en posesión de la parte receptora que haya sido obtenida con anterioridad a su divulgación y sin violar una obligación de confidencialidad; y iii) la información obtenida de terceros que tengan derecho a divulgarla sin violar una obligación de confidencialidad.</p> <p><i>Contratos de trabajo.</i> El PIE debe celebrar todos los contratos de trabajo que requiera para el proyecto durante la vigencia del contrato, con el Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana y, en su caso debe requerir a los contratistas y al operador que celebren sus contratos de trabajo con este sindicato.</p> <p><i>Integración nacional.</i> El PIE reconoce que por lo menos el 25% del costo total de la ingeniería, suministro y construcción de las instalaciones debe tener origen mexicano.</p>
----------------------------------	--

Cláusula de derecho aplicable y resolución de controversias	<p><i>Ley aplicable.</i> El contrato se rige e interpreta de acuerdo con la legislación federal de México</p> <p><i>Perito independiente.</i> En caso de que las partes no lleguen a un acuerdo, éstas convienen en sujetarse a las decisiones de un perito independiente.</p> <p><i>Arbitraje.</i> Todo reclamo debe ser resuelto exclusivamente mediante arbitraje de acuerdo con el reglamento de conciliación y de arbitraje de la cámara de comercio internacional.</p> <p><i>Inmunidad.</i> En la medida en que cualquiera de las partes tenga o en el futuro llegue a tener cualquier derecho de inmunidad (soberana o de otra forma) cada una de ellas expresa e irrevocablemente renuncia a dicha inmunidad.</p>
---	---

Fuente: CFE (1997f), CFE (1998d), CFE (1998e), CFE (1999a), CFE (1999e), CFE (1999f), CFE (1999g), CFE (1999h)

Analizando cuidadosamente la estructuración de los contratos, se percibe que existen diferencias entre los primeros contratos y los últimos. Las estipulaciones que han tenido una notable modificación son las siguientes:

1. Previamente la CFE se hacía responsable de la compra de combustible y del suministro al productor independiente. En los últimos contratos, es responsabilidad del PIE celebrar los acuerdos que le permitan abastecerse de combustible.
2. Anteriormente se mencionaba explícitamente que la CFE tenía el derecho mas no la obligación de despachar la central, y en consecuencia adquirir, hasta un monto igual a la producción neta de energía asociada. En los contratos más recientes se menciona que la central debe ser programada y despachada como si la central fuera una de las propias instalaciones generadoras de la CFE, de una manera compatible con los límites técnicos.
3. En los primeros contratos, se especificaba que los trabajadores por ningún motivo debían considerarse como empleados de la CFE. En los últimos contratos, al no especificar lo anterior, se deja abierta la posibilidad de acuerdo entre las partes.

Sin embargo, el cambio más considerable lo constituye la inclusión, en los contratos más recientes, la cláusula denominada "Terminación por reestructuración del mercado", cuyo contenido se divide en dos partes:

- a. Si en cualquier momento después del segundo aniversario de la fecha de operación comercial han transcurrido cuando menos dos años de la reestructuración del mercado, cualquiera de las partes puede proponer a la otra parte la terminación total o parcial del contrato cuando menos 180 días de anticipación. El precio de terminación debe ser pagado tomando en consideración i) el valor presente de los precios proyectados de energía eléctrica en el mercado durante el resto de la vigencia del contrato; ii) el valor presente de los pagos que la CFE realizaría por el resto de la vigencia del contrato de no darse por terminado; iii) cualquier otro factor que juzgue apropiado el perito independiente o la CRE en la inteligencia de que el perito independiente tendrá absoluta discreción para determinar el monto y términos del precio de terminación, la fecha de terminación del presente y la fecha límite para la aceptación o rechazo de cualquiera de las partes del precio de terminación determinado.

- b. Si en cualquier momento después del segundo aniversario de la fecha de operación comercial han transcurrido cuando menos dos años de la reestructuración del mercado, cualquiera de las partes puede proponer al PIE la adquisición por la CFE de los activos del proyecto. Las partes deben seleccionar de común acuerdo un perito independiente autorizado por la CRE, que establezca el precio de adquisición que será pagado por la CFE al PIE. El precio de adquisición será establecido tomando en consideración: i) el valor presente de los pagos que la CFE realizaría por el resto de la vigencia del contrato de no darse por terminado; ii) el valor de las instalaciones relacionadas con la capacidad excedente que no pudieren ser separados por el PIE; y iii) cualquier otro factor que juzgue apropiado el perito independiente o la CRE.

SUMARIO Y CONCLUSIONES PARCIALES

Los principales factores políticos incidentes que han obstaculizado un mayor desarrollo de productores independientes son: el gobierno que no concede suficientes garantías para su participación en nuevos proyectos, sustentado en el vacío legal que permite la discrecionalidad de su ejecución; por la negativa de aceptar mayores riesgos; por la factible aplicación de una reforma radical en el sector; a la resistencia cultural de algunos grupos de poder dentro del sector, especialmente de la CFE; y, a la oposición de sindicatos que consideran que se afectan sus intereses.

Los grupos de poder que conocen las verdaderas implicaciones políticas pueden hacer que resurja el poco interés inicial en la producción independiente que se derivó de diversos intereses que se pusieron de manifiesto dependiendo de las circunstancias por las que atravesaba el país y en las que el gobierno pudo manejar al sector eléctrico para su mayor conveniencia. Esto se ha demostrado ya que el gobierno tiende a tomar decisiones a costa de la rentabilidad de la CFE, del futuro de la producción independiente y del sector eléctrico en general.

Las reformas implantadas en 1992 no tuvieron el éxito inicial que esperaban las autoridades, puesto que el ambiente de inversión no fue tan rápido. La experiencia muestra que los principales problemas de ingreso de la participación privada en la industria paulatinamente se han ido superando. De apostar por esta modalidad, el siguiente paso consiste en dotar de mayor flexibilidad en la aplicación de los reglamentos por parte de la autoridad, a fin de reducir excesivos trámites burocráticos, transparentar las tarifas de interconexión y disminuir las

limitaciones a las decisiones propias de las empresas (tecnología, ubicación, relaciones laborales, etc.).

Para lograr esto, se requiere un mayor compromiso de política pública favorable fuerte y explícita, alejando la consideración de que la generación es una función natural del sector público y que la participación privada en este sentido es muy necesaria para el fortalecimiento del sector, pero reconociendo la importancia de la estructura actual. En este sentido, la CFE ha demostrado que está en posibilidades de pactar en compromisos contractuales de largo plazo con el sector privado.

Es discutible papel de la Comisión Reguladora de Energía, cuya autonomía y autoridad todavía están muy lejos de lo conveniente. A principios de 1994 se apostó a la CRE como la solución a la implantación de las reformas al sector, pero un año después con el cambio de administración, casi todo ese impulso se desvió a regular el gas natural. Como consecuencia, si el número de productores independientes puede crecer de forma inconveniente y en ausencia de una autoridad líder en el sector, es factible la pérdida del control estatal de sus decisiones estratégicas, o bien, una subinversión para generar electricidad.

Las relaciones que rigen entre un productor independiente y la CFE se insertan en una red compleja de acuerdos que muchas veces dificultan su implantación, debido a las posiciones contrarias que cada parte defiende. Además de reconocer la necesidad de mayores facilidades para evitar procedimientos burocráticos, dentro de estos acuerdos sobresale la necesidad de simplificar el contrato de compra-venta de energía que establezca la posibilidad de venta de energía independientemente del despacho, la obligatoriedad y continuidad de los pagos, así como la identificación y cobertura de riesgos.

CAPÍTULO VII

PERSPECTIVAS DE LA PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE EN MÉXICO

Hasta aquí, la tesis ha abordado las causas que han motivado a la reforma de los sistemas eléctricos de muchos países, destacando la instrumentación de la producción independiente como una solución a las necesidades de expansión. Además, se ha explicado el desarrollo del sector eléctrico mexicano a lo largo de su historia y se han detallado los factores económicos, financieros, políticos y contractuales que han incidido en el desarrollo de generadores independientes en México. En este capítulo final se pretende exponer cuales son las expectativas del sector en su conjunto y de la producción externa en particular, teniendo en cuenta factibles reformas al modelo de organización actual.

Para tal fin, el capítulo inicia con la presentación de los aspectos relevantes de la iniciativa de reforma de 1999. Posteriormente se analizan objetivamente sus implicaciones, tomando en consideración tanto la posición de sus autores como la de sus opositores. Después, se describe la propuesta de reforma planteada por la administración del presidente Fox. Finalmente, se discute si el modelo de producción independiente en México está agotado.

VII.1 PROPUESTA DE 1999 PARA LA REFORMA ESTRUCTURAL DEL SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO

VII.1.1 Modelo actual insostenible a largo plazo

Como se ha mencionado a lo largo de la tesis, las modificaciones de 1992 al marco legal del sector y la implementación de nuevas estrategias abrieron el camino para la participación privada, al precisar el criterio de servicio público y delimitar las actividades que están a cargo del Estado en forma exclusiva de aquellas en las que pueden participar los particulares.

Este cambio implicó un reconocimiento de la necesidad de sumar el esfuerzo privado para ampliar la oferta eléctrica, ante las limitaciones financieras del gobierno federal y las demandas sociales de una población creciente. Esta suma de esfuerzos se volvió también posible gracias a cambios tecnológicos en el sector eléctrico que abrieron nuevas oportunidades de participación privada. Sin embargo, las autoridades actuales, consideran que todavía persisten restricciones a la entrada de inversionistas impuesto por la estructura institucional, por lo que el número de participantes privados es muy limitado (Téllez, 1999b)¹.

¹ Para ellos, la iniciativa privada tiene una escasa participación en el sector desde la modificación del marco legal de 1992, lo que generó entre los altos funcionarios una creciente atención por la tendencia decreciente del margen de reserva de generación que presenta la CFE.

La administración anterior consideró que el modelo de organización sectorial debe cambiar porque en la práctica, la provisión estatal del servicio ha resultado ser ineficiente por lo menos por dos razones: en primer lugar, por gozar de características de monopolio natural, la CFE no enfrenta competencia alguna, por lo cual no siente la amenaza de pérdida de mercado. Esta situación ha retrasado la introducción de mejores tecnologías ya que la permanencia en el mercado está garantizada, no importando cuán ineficiente sea la empresa.

En segundo lugar, la existencia de una pluralidad de objetivos a los cuales están llamadas a responder las empresas de propiedad estatal, genera serias distorsiones en la dinámica empresarial. Objetivos muchas veces excluyentes tales como la generación de empleo, el estímulo al aparato industrial y la provisión de bienes y servicios a la población de menores recursos, entre otros, generan por un lado, un conflicto de intereses cuyo impacto en la eficiencia de la empresa depende finalmente del poder relativo de cada uno de los grupos para influir decisiones particulares de la empresa y, por otro lado, impide o hace sumamente difícil la fiscalización externa de la empresa, particularmente en el desempeño económico.

Por tanto, el monopolio estatal no ha tenido estímulos adicionales para mejorar su desempeño, pues el gobierno ha buscado cumplir múltiples objetivos que poco o nada tienen que ver con un buen comportamiento empresarial, la adopción de nuevas tecnologías, la explotación de oportunidades de negocios e inversión y otras iniciativas orientadas a asegurar la máxima producción al más bajo costo.

Por esta razón, es que en la actualidad existe un convencimiento en los funcionarios de la Secretaría de Energía de que el Estado debe abandonar el papel de empresario y dedicarse a un rol más bien regulador de la actividad económica. Es decir, dejar de participar como actor y concentrar su atención en la definición de reglas para elevar al máximo posible el desempeño de las empresas operadoras en el sector.

Dado el dinamismo de la economía y por el crecimiento de la estructura demográfica nacional, el gobierno espera incrementos muy considerables en la demanda de electricidad². Zedillo (1999a) advierte que, aún con los escenarios moderados de crecimiento económico para los siguientes años, la demanda de energía eléctrica aumentará aproximadamente al seis por ciento anual.

² El gobierno estima que no puede enfrentar todos los requerimientos de expansión del sector exclusivamente con recursos públicos ya que implicaría poner en riesgo su modernización y desviar fondos indispensables para atender otras necesidades básicas de la sociedad.

Durante los próximos años, se tiene que aumentar de forma acelerada la oferta de electricidad, al tiempo que se incremente la eficiencia y se mejore el servicio. Para el gobierno, se trata de un gran reto que sólo se podrá superar en la medida en que se tenga la capacidad de sumar esfuerzos. Zedillo (2000a) considera que está en juego el bienestar de la población, tanto por el impacto de la energía eléctrica en el dinamismo de la planta productiva nacional como en la calidad de vida de las familias mexicanas. Concluye que el reto de la expansión y modernización del sistema eléctrico representa necesidades de inversión que, tan sólo para el periodo 2000-2007, estima en 460 mil millones de pesos.

De acuerdo con esta postura, la participación exclusiva del Estado en el servicio público de energía eléctrica ya no puede ser la base de la evolución que requiere el sistema eléctrico nacional y afirma que esa exclusividad puede llegar a convertirse en un obstáculo para su expansión y modernización³. Establece que posponer la apertura a la participación social y privada implicaría poner en riesgo la oferta de electricidad en el futuro cercano y, con ello, el potencial de progreso material de la sociedad⁴.

Esta visión establece que los requerimientos de expansión del sector eléctrico, la demanda de alta calidad en el suministro, los adelantos tecnológicos y la necesidad de contar con recursos adicionales para financiar otros requerimientos sociales, exigen evolucionar de un esquema que limita la participación privada a uno que facilite una amplia concurrencia, dentro de un marco de efectiva regulación estatal, definida en las leyes que establecen las condiciones de operación del sector.

La perspectiva de los creadores de esta iniciativa es que el sector eléctrico nacional necesita de *inyecciones considerables de capital que no es posible obtener con los esquemas tradicionales*, basado en el argumento de que el Estado, como principal inversionista, no cuenta con los recursos suficientes para financiar el ritmo de crecimiento del sector eléctrico. Además deja ver que el financiamiento necesario para lograr el aumento de capacidad no puede cubrirse con los recursos derivados del cobro de las tarifas actuales (*cabe recordar que, en promedio, las tarifas en su estructura actual apenas alcanzan a cubrir tres cuartas partes del costo de suministro*).

³ Particularmente, las concesiones que se otorgaron a los sindicatos de la industria y una estructura de tarifas con un fuerte contenido subsidiado fueron minando la salud financiera de las empresas estatales. Por una parte, las burocracias junto con los sindicatos se apropiaron de las empresas públicas, y por otra, los gobiernos buscaron beneficios electorales manejando los precios e introduciendo todo tipo de distorsiones en la asignación de los recursos de la sociedad.

⁴ Bajo esta visión, además implicaría poner en riesgo la capacidad del Estado para dar respuesta, con los mismos recursos globales, a las necesidades de inversión social con repercusiones de índole política.

Para Elías (1999b), la industria eléctrica en México necesita una reforma operativa, aún si no se aprueba la apertura del sector a la inversión privada, para asignar mejor los recursos y hacer transparentes los subsidios. En este sentido, se lograría un reacomodo tarifario, lo que identificaría claramente a los beneficiarios⁵. Esta medida lograría que se incrementara la eficiencia del sector y, al aumentar la competencia, las tarifas reflejarían la operación de los mercados, por lo que no se utilizaría ya los subsidios cruzados, que son mecanismos bastante ineficientes de redistribución y promueven el desperdicio de recursos.

Persiste la necesidad de un crecimiento acelerado de la inversión en el sector eléctrico, sin embargo, el Estado no cuenta con los recursos para afrontar plenamente los retos de expansión y operación de los próximos años ya que la situación económica se ha complicado en los últimos años. Además, los crecientes requerimientos de inversión en salud y educación, y los quebrantos asociados al sistema de seguridad social y a la crisis bancaria, colocan en una situación muy endeble las finanzas del Estado. Para los autores de esta propuesta, el modelo actual es insostenible a largo plazo y es contundente al afirmar que la capitalización y crecimiento de la industria eléctrica determinarán la capacidad de expansión del resto del aparato productivo nacional (Zedillo, 1999a). Concluye que muchos otros sectores reclaman el apoyo de recursos públicos y esto justifica la presentación de la iniciativa de reforma estructural en el sector eléctrico.

VII.1.2 Nueva perspectiva de la industria eléctrica

Con una nueva visión en materia eléctrica, el Estado pretende traspasar sus funciones de empresario al sector privado estableciendo una nueva organización industrial e interpretando de forma distinta el concepto de rectoría del sector. La reforma planteada por el Ejecutivo considera que la industria eléctrica nacional debe someterse a cambios fundamentales como consecuencia de la tendencia a la liberalización de los mercados y por la necesidad de financiar su expansión.

La ideología actual de los funcionarios pretende modificar la estructura tradicional del sector mediante la introducción de formas de libre competencia compatibles con la naturaleza del suministro de electricidad. Con esto, pretende garantizar una mayor captación de capitales para su desarrollo, mayor eficiencia, menores costos y, por consecuencia, precios más bajos.

⁵ La postura gubernamental establece que las tarifas que los consumidores pagan son menores a las que se cobran en otros países, situación que no es resultado de la eficiencia operativa del sector eléctrico, sino de subsidios crecientes que crean grandes distorsiones económicas y que impiden la sana expansión de esta industria

El nuevo sistema eléctrico propuesto se basa en la implantación de criterios de liberalización y competencia, que supone pasar de un sistema eléctrico fuertemente intervenido por los poderes públicos, a un sistema en el que las actividades eléctricas se realizarían sobre la base de criterios de mercado, sin otras limitaciones fundamentales que las que imponen determinados factores técnicos, económicos y naturales al transporte y la distribución de electricidad (Reforma, 1999).

El objetivo principal que se busca es incrementar la calidad del servicio y la competitividad de los precios de la electricidad. Su planteamiento básico es que las medidas de apertura y transparencia, unidas a la capacidad de gestión de las empresas eléctricas, permitirían conseguir tal objetivo.

Dentro del proceso de liberalización y competencia propuesto se pretende que a futuro se alcance lo siguiente:

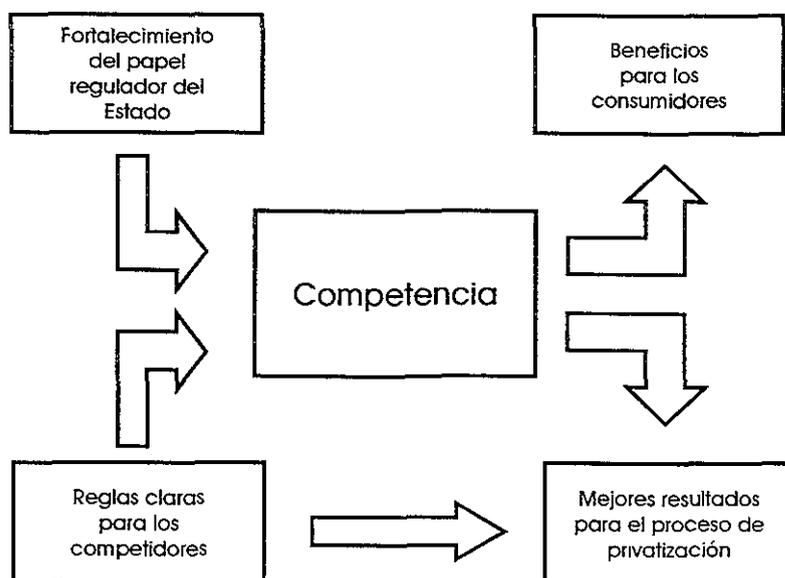
- Libertad de construcción de nuevas centrales de generación de electricidad
- Competencia entre las empresas generadoras en un mercado de producción basado en un sistema de compra y venta de energía eléctrica
- Libertad progresiva de los consumidores para elegir el suministrador que deseen y acordar con él las condiciones y precio del kWh
- Libertad de comercialización de la electricidad
- Libertad de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad.

La desintegración de servicios, examinando cuidadosamente la estructura del mercado, proporciona nuevas oportunidades a los particulares para entrar. Como se explicó en el capítulo I, la tendencia actual en el mundo es que los sistemas eléctricos se separen en generación, transmisión y distribución (reconociendo que estos dos últimos son monopolios naturales donde económicamente no conviene una duplicación de líneas o redes)⁶.

En este nuevo sistema, las relaciones entre todos los agentes sociales y económicos implicados en el sistema eléctrico serían muy diferentes de las actuales. Cambiarían los aspectos fundamentales de la producción y suministro de electricidad, la forma en la que las empresas eléctricas realizarían sus actividades, el funcionamiento del mercado eléctrico, los derechos de los consumidores, los precios, los controles de los poderes públicos, etc.

⁶ No obstante, las políticas impulsadas por instituciones financieras internacionales, han persuadido a los gobiernos de muchos países a abrir toda su industria a la competencia independientemente del tamaño de los sistemas.

La figura VII-1 muestra un diagrama con el papel que jugará la competencia en la estructura planteada en la iniciativa de reforma.



Fuente: Secretaría de Energía (1999a)

Figura VII-1. Papel de la competencia en la iniciativa de reforma

Sus argumentos sostienen que una autonomía de gestión probablemente mejoraría el flujo disponible para las empresas, pero no necesariamente se traduciría en mayor eficiencia operativa, puesto existen obstáculos laborales y políticos a modificar las relaciones contractuales y administrativas. De no haber cambios profundos en estos aspectos, el mayor flujo muy probablemente terminaría en manos de funcionarios y trabajadores que no estarán sujetos a la disciplina del mercado.

Esta iniciativa pretende reducir las distorsiones económicas provocadas por las interferencias políticas en el sector público empresarial. Intenta terminar con la ineficiencia de la CFE y LFC a través de la eliminación de objetivos particulares⁷. Considera al crear un mercado competitivo, se conduciría a una mayor eficiencia y a la maximización del beneficio.

⁷ Esto se debe a que la burocracia no está sujeta a la disciplina del mercado y, como se explicó en el tema VI.1, a que ve a las empresas del sector como mecanismos de enriquecimiento y poder

VII.1.3 Elementos fundamentales de la iniciativa de reforma de 1999

La propuesta de transformación del sector eléctrico, debe ubicarse como consecuencia de un profundo cambio en el ámbito económico, con una participación creciente de la actividad privada, donde el Estado pasa a ejercer básicamente una función de regulación.

De acuerdo con la iniciativa presentada ante el Congreso (Secretaría de Energía, 1999a) se pueden sintetizar los lineamientos principales de la reforma en la estructura del sector de la siguiente manera:

1. Se desintegraría verticalmente la actividad eléctrica, que quedaría conformada por tres segmentos diferenciados: generación, transporte y distribución.
2. Los fundamentos en que se proyecta la operación del sector eléctrico propuesto son: la conformación de un mercado de energía eléctrica (el Mercado Eléctrico Mayorista, MEM⁸), un sistema de precios y un administrador de dicho mercado (Centro de Operación del Sistema Eléctrico Nacional, COSEN).
3. El Mercado Eléctrico Mayorista sería el punto donde convergerían la oferta y la demanda. Los generadores podrían vender energía al mercado a través de un precio *spot* horario y la generación necesaria para satisfacer la demanda se determinaría en función del costo económico de operación del sistema eléctrico. Los precios *spot* horarios se determinarían marginalmente con el costo requerido para satisfacer la próxima unidad de demanda. Al considerar que la generación puede operar en un mercado de competencia⁹, la regulación sobre el segmento de generación sería más atenuada.

⁸ En general, la teoría de la comercialización de energía en un mercado establece que se puede efectuar a través de tres formas diferentes:

Mercado Spot: Donde los precios varían en forma horaria de acuerdo a variación de la demanda y a la disponibilidad de los equipos que haya en cada momento. El ingreso de máquinas para abastecer la demanda se hace con un orden prioritario de costos, es decir, entran en servicio primero las más económicas hasta cubrir la potencia más la reserva y las que no son requeridas quedan sin operar. En este mercado existe un reconocimiento para la energía en función de los costos de los combustibles y otro para la potencia que representa los costos fijos.

Mercado Estacional: Se definen períodos relacionados con las épocas de hidraulicidad. En cada período estacional se define un precio estabilizado de energía, en función de lo que se espera costará durante esos seis meses. Los distribuidores compran a ese precio y las diferencias con respecto a los precios reales que se produjeron en el mercado *spot*, se cargan al período siguiente.

Mercado a Término: Se establece entre un generador y un distribuidor o gran usuario con la firma de un contrato. Se determinan las condiciones de entrega de energía y de pago, como así también los plazos de vigencia y los resarcimientos de una de las partes por incumplimiento de la otra. Los precios se pactan libremente.

⁹ En la producción de energía la generación térmica funcionaría en libre competencia, es decir, los precios menores desplazan a los más altos.

4. Como resultado de la operación del sistema se obtendrían precios horarios de la electricidad, únicos en cada punto de entrega del Mercado Eléctrico Mayorista, y a partir de ahí se procedería de la siguiente manera: para cada generador se calcula su precio en el mercado con base en su costo marginal y el costo de transporte entre su ubicación y el mercado representado por la diferencia de factores de nodo. Ordenando estos precios en el mercado en forma creciente, se despacharían las máquinas necesarias a fin de cubrir la totalidad de la demanda en cada hora. El precio de la última máquina (y por lo tanto la más cara) que entra en producción, es el precio spot de esa hora. Todos los generadores en servicio reciben el precio spot como pago por la energía generada en esa hora.
5. Los consumidores se dividirían en los grandes usuarios (calificados) y usuarios del servicio de distribución. Los primeros se considerarían como integrantes del mercado eléctrico.
6. El transporte y la distribución operarían sobre mercados cautivos, dadas sus características técnicas. Para efectos de la distribución, el país se dividiría en aproximadamente 20 regiones (Cruz, 1999a). Estas operaciones, por lo tanto, estarían sujetas a regulación, lo que supone, entre otros aspectos, el control de los precios y la calidad de los servicios, además de la prevención de prácticas monopólicas o de abuso de posición dominante en el mercado. En lo que se refiere a las redes, tanto de transporte como de distribución, regiría el sistema de *open access*, es decir que cualquiera podría hacer uso de las mismas sin restricciones ni oposición por parte del titular, pagando los costos preestablecidos de porteo, excepto que hubiera restricción acreditada en la capacidad de transporte¹⁰.
7. Se estima que es en la distribución donde residiría la base de sustentación del sistema. En efecto, por un lado, las empresas distribuidoras estarían obligadas a proporcionar el servicio a todos aquellos usuarios que lo solicitaran dentro del área geográfica de la concesión, o sea, donde el mercado es cautivo. Pero también sería la única responsable por la prestación del servicio, lo que significa que sería el distribuidor quien tendría que velar porque exista suficiente oferta de energía y que la misma no se vea afectada por falta de generación o por dificultades en el transporte¹¹.

¹⁰ La Secretaría de Energía, auxiliada por la CFE, solo se haría cargo de la planeación de las inversiones de la red nacional de transmisión y, en su caso, del establecimiento de incentivos para el desarrollo eficiente y competitivo del sector eléctrico

¹¹ Los distribuidores serían los responsables de realizar cuidadosos análisis y proyecciones de demanda futura y con base en ellos, asegurarse que existiera energía suficiente para abastecer a sus clientes.

8. Los Distribuidores podrían comprar la energía al mercado a un precio estabilizado que se actualizaría periódicamente.
9. La nueva LSPEE y su reglamento establecerían restricciones para evitar acciones monopólicas en el caso de la generación (porcentaje límite del total en manos de una empresa).
10. En la misma propuesta se determina el fortalecimiento institucional de la Comisión Reguladora de Energía cuyas nuevas atribuciones, entre otras, tendría:
 - Controlar la prestación de los servicios
 - Dictar reglamentaciones
 - Prevenir conductas monopólicas y fiscalizar las concesiones de jurisdicción federal
 - Calcular y fijar las tarifas.

Los servicios públicos en general y las concesiones de transporte y distribución eléctrica en particular, constituyen, por razones fundamentalmente tecnológicas, monopolios naturales o, más precisamente, desarrollan su actividad en mercados cautivos. Por ello, la búsqueda de beneficios debe ser limitada por la regulación¹². Esto se debe en gran medida a la asimetría de las relaciones entre empresa y usuario. Los consumidores, al no tener la libertad de elegir a quién le compran, se encuentran en una posición de desventaja relativa y por ello es necesario que sus derechos sean claramente reconocidos y protegidos (Secretaría de Energía, 1999a). Por lo tanto, los usuarios, tienen el derecho de tener una adecuada protección regulatoria.

Con esta propuesta se espera privatizar la mayoría de los activos del Estado, utilizando tres mecanismos: licitaciones públicas (venta comercial), colocación de acciones en el mercado o una combinación de ambas.

En cuanto al esquema de subsidios a las tarifas eléctricas, Téllez (1999b) estima que la cantidad erogada para subsidiar las bajas tarifas es de 24,000 millones de pesos anuales (20,000 millones por vía de la CFE y 4,000 millones por conducto de LFC) se mantendría tras el surgimiento de empresas privadas en el sector y que este gasto se reduciría en la medida en que el costo de producción se abata.

¹² La Comisión Reguladora de Energía, como autoridad independiente, sería la responsable de regular los monopolios naturales de distribución y distribución en materia de precios, inversiones y calidad del servicio.

Para que la propuesta adquiriera legalidad, en primera instancia requerirá de cambios fundamentales en el marco jurídico actual. Será necesario reformar los Artículos 27 y 28 de la Constitución General de la República y la legislación secundaria, así como expedir una nueva Ley de la Industria Eléctrica y nuevas disposiciones reglamentarias y de regulación¹³. De acuerdo con Época (1999), los Artículos 27 y 28 de la Constitución presentarían las siguientes modificaciones:

El Artículo 27 en su párrafo sexto actualmente dice:

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

Con la propuesta, diría:

...Corresponde exclusivamente a la Nación el control operativo de la red nacional de transmisión de electricidad, el cual no podrá ser concesionado a los particulares.

Por su parte el Artículo 28 en su párrafo cuarto, vigente al día de hoy, que a la letra dice:

No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: correos, telégrafos y radiotelegrafía; petróleo y los demás hidrocarburos; petroquímica básica; minerales radioactivos y generación de energía nuclear; electricidad y las actividades que expresamente señalen las leyes que expide el Congreso de la Unión...

Con la propuesta, quedaría redactado así:

No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: correos, telégrafos y radiotelegrafía; petróleo y los demás hidrocarburos; petroquímica básica; minerales radioactivos; generación de energía nuclear; el control operativo de la red nacional de transmisión de electricidad y las actividades que expresamente señalen las leyes que expida el Congreso de la Unión...

¹³ El nuevo marco jurídico establecería las responsabilidades de los participantes en el sector eléctrico y redefiniría las atribuciones de la Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía

VII.2 CONSECUENCIAS FACTIBLES DE LA APROBACIÓN DE LA REFORMA DE 1999

La propuesta presidencial de 1999 para reformar la industria eléctrica ha dividido las opiniones entre quienes defienden la postura de que su aplicación es única la solución a los problemas que enfrenta y quienes piensan que el Estado puede encontrar alternativas de fortalecimiento y expansión del sector. Por ello, resulta imprescindible conocer ambas posturas para tener una visión más objetiva de sus implicaciones.

VII.2.1 Ventajas

Con la propuesta, los objetivos que persigue el gobierno para asegurar el abasto de electricidad, brindando un servicio de calidad y al menor costo posible, se pueden agrupar en cuatro grandes beneficios: solución a los problemas de inversión, liberación de recursos para gasto social, reducción de tarifas y reforzamiento de la rectoría del Estado.

a) Solución a problemas de inversión en el sector

Uno de los problemas más importantes que enfrenta la industria eléctrica actual consiste en la carga que implica para las finanzas públicas la necesidad de efectuar costosas inversiones con cargo a un presupuesto limitado y muchos objetivos prioritarios. Para Zedillo (2000a), los esfuerzos del Estado deben ser complementados con los del sector privado para garantizar el financiamiento de las inversiones que hoy demanda la industria eléctrica.

Es innegable la importancia del sector público en la vida productiva del país por su carácter privilegiado como factor de especificación de políticas. Además, el gobierno tiene la facultad de hacer modificaciones institucionales para corregir distorsiones que impiden el desarrollo económico, puede favorecer la creación de mercados y contribuir a aumentar la competitividad de la economía en su conjunto o de sectores y regiones en particular.

Por ello, el sector público tiene un lugar en la estrategia de desarrollo, pero no necesariamente como empresario. Por esta razón, se pretende permitir una mayor apertura del sector considerando que en toda asignación de recursos escasos, el gasto público debe considerar usos alternativos para dichos recursos.

Para el gobierno, se justifica la intervención de la iniciativa privada para que se oriente a corregir las serias imperfecciones que se puedan presentar a futuro, fundamentalmente la insuficiencia de capacidad de generación de electricidad. El Estado busca que los beneficios de esta apertura conduzcan a una mejor repartición del gasto público.

En la actualidad, las dos dependencias que tienen a su cargo la prestación del servicio público de energía eléctrica operan con una fuerte incidencia sobre el presupuesto federal. La importancia presupuestaria del sector eléctrico genera un conflicto entre los objetivos macroeconómicos del gobierno y el desarrollo de la industria eléctrica. El control de la inflación y los límites del presupuesto nacional, entre otros objetivos, determinan en gran medida las decisiones de inversión que deben adoptar la CFE y LFC¹⁴.

Debido a estas restricciones presupuestarias, el Estado no ha podido financiar las inversiones que requieren, en particular, los segmentos de transmisión y distribución. Como consecuencia de lo anterior, por falta de infraestructura y mantenimiento, parte de la producción no puede llegar a los usuarios finales.

De acuerdo con cifras y tendencias oficiales, en los próximos siete años la demanda de energía eléctrica en México crecerá a un ritmo no menor de seis por ciento anual, por lo que se requerirá invertir cerca de 460 mil millones de pesos para modernizar los sistemas eléctricos y garantizar el suministro.

La capacidad de generación adicional requerida en este periodo será de por lo menos 13 GW, para hacer frente a las necesidades del país. Ello implica un aumento equivalente a más de la tercera parte de la capacidad hoy disponible, instalada a lo largo de la historia del sector. De este modo, para los autores de la propuesta es motivo de preocupación que hay que construir en poco tiempo lo que antes tomó décadas, pero con una disponibilidad limitada de recursos presupuestarios con respecto al pasado.

En lo que respecta a transmisión, el futuro impone modernizar la red, elevar su confiabilidad y la calidad de servicio, porque recientemente la inversión ha estado limitada por la escasez de recursos públicos. Esto no ha permitido mejorar la debilidad de los enlaces del sistema

¹⁴ En el tema IV.4 se expuso como el gobierno ha fijado las tarifas eléctricas tomando muchas veces en consideración la situación macroeconómica del país y no sobre la base de los costos de la industria. Las tarifas para uso residencial y agrícola no son suficientes para que la CFE y LFC cubran los costos correspondientes. La diferencia entre los precios y el costo, superior a 50 por ciento en el caso del sector residencial, demuestra la magnitud del subsidio que reciben los usuarios.

interconectado nacional (no se aprovecha plenamente los flujos de energía, lo cual incrementa el costo de generación y disminuye la eficiencia y confiabilidad del sistema).

En materia de distribución la inversión ha sido insuficiente y la consecuencia se ha reflejado en pérdidas relativamente elevadas de electricidad¹⁵. Para incrementar y unificar los niveles de eficiencia en todo el país, se necesitan considerables recursos en el futuro inmediato.

Zedillo (1999a) explica claramente que: "los requerimientos de inversión en el sector eléctrico durante los próximos años ejercerán una presión sin precedente sobre la disponibilidad presupuestaria y la capacidad financiera del sector público. Pretender enfrentar estos requerimientos nada más con recursos públicos, podría no sólo poner en riesgo la modernización y expansión del sector eléctrico, sino también distraer fondos indispensables para atender otras necesidades básicas en una actividad en la que los recursos pueden ser aportados por otros sectores productivos. Al concurrir de los sectores público, social y privado se reforzará la capacidad del Estado para atender objetivos prioritarios en materia de desarrollo social y combate a la pobreza".

Para el gobierno, las inversiones en todas las fases de la cadena eléctrica no se pueden diferir y advierte que sin estas inversiones se pone en riesgo la prestación del servicio a la población en general, la competitividad de la economía y la capacidad de generación de empleos de la planta productiva nacional.

b) Liberación de recursos para gasto social

En la última década, en México las políticas de privatización se han convertido en importantes instrumentos de modernización política y económica. Son numerosas y variadas las razones que han motivado ambiciosos programas de privatización que se han ejecutado: la superación del déficit y desequilibrio fiscal; la necesidad de mejorar la calidad de los bienes y servicios producidos por las empresas públicas; la adaptación a los elevados niveles de competencia impuestos por el cambio tecnológico; la renovación y modernización del pensamiento económico.

Existen básicamente tres fases por las que México ha transitado dentro de los programas de privatización: la venta de empresas productoras de bienes y servicios comerciales; la apertura

¹⁵ La calidad y confiabilidad del servicio, sobre todo en la zona centro del país, tiene indicadores por debajo de los estándares deseables.

al capital privado en áreas de infraestructura; y la apertura al capital privado en áreas sociales. La administración 1994-2000 simpatizó con la visión de continuar con los procesos iniciados en el sexenio que le precedió, mediante el perfeccionamiento de los procedimientos de desincorporaciones y con la creación de los marcos regulatorios requeridos.

El objetivo general de la privatización atañe al papel del Estado y a la asignación general de recursos en la economía, independientemente del nivel de rentabilidad de la empresa: la privatización se produce no sólo cuando se plantea la sustitución del costo de los subsidios a las empresas estatales por una desviación de recursos hacia los sectores sociales, sino en general, cuando se decide que el Estado tiene funciones sociales prioritarias que no son la producción de servicios comerciales. En este sentido, para el gobierno, las políticas de privatización pasan a ser un instrumento del desarrollo social¹⁶.

Con la transferencia de activos al capital privado se incrementan los ingresos del Estado y se reduce el desbalance al quedar eliminados los déficits operativos (subvenciones) que las empresas públicas con pérdidas suponen para las arcas del Estado. Como se pretende que las empresas una vez privatizadas realicen una mejor gestión empresarial, se podrán cobrar mayores impuestos por los beneficios mayores que generan y sobre el valor añadido. Además de ingresos fiscales directos, las privatizaciones generan ingresos indirectos ya que estimulan un flujo sostenido de riqueza suplementaria.

Privatizar para reducir deuda pública sólo tiene sentido si el ingreso obtenido por el Estado por la venta de la empresa es igual (o mayor) que el valor de los flujos de caja futuros actualizados de la empresa a privatizar¹⁷. Y, en principio, los compradores sólo estarán dispuestos a pagar ese precio si esperan que el cambio de propiedad se traduzca en una gestión más eficiente de la empresa. Evidentemente, no se trata de una simple transferencia de propiedad, sino de mejorar la eficiencia empresarial que ayude a modernizar el aparato productivo del país.

Las privatizaciones son una pieza más de un proceso de reformas macroeconómicas cuyos principales objetivos son la reducción de los desequilibrios internos (conseguir una mayor estabilidad de precios) y externos (equilibrio de la balanza de pagos). El déficit fiscal crónico se identifica como causante de la inflación y de los permanentes desajustes económicos.

¹⁶ No obstante, el mismo gobierno reconoce que las privatizaciones no son una panacea para los problemas del crecimiento ya que la perspectiva histórica muestra que las nacionalizaciones se produjeron precisamente pensando en los imperativos del desarrollo

¹⁷ Si el costo de la deuda pública es superior a la tasa de rentabilidad que se obtiene de las empresas públicas, se sugiere su privatización como medida correctiva porque hay potenciales beneficios para los agentes involucrados.

Particularmente, durante la década de los años ochenta el gobierno utilizó como recurso al banco central para financiar los déficits fiscales, con la consiguiente depreciación de la moneda. En estas circunstancias, la privatización de las empresas públicas es visto como instrumento para la recuperación del equilibrio fiscal dentro de las reformas macroeconómicas.

Las ventas de infraestructura no sólo tienen el potencial de recaudar significativos ingresos por el gran tamaño de las empresas involucradas, sino que también ofrecen la posibilidad de incrementar la productividad del capital existente y de las nuevas inversiones en toda la economía. El servicio de electricidad es un insumo básico del que dependen los productores de toda la economía. Si su calidad es deficiente y sus precios elevados, los beneficios potenciales derivados de la transferencia de propiedad y la operación al sector privado pueden ser bastante sustanciales.

La participación extranjera en el programa de privatización puede ofrecer considerables ventajas económicas al país. En primer lugar existen considerables beneficios fiscales y económicos que se generan al ampliar el campo de posibles licitantes. Además puede obtenerse un mejor precio y mejores condiciones de venta, entre las cuales pueden mencionarse los futuros compromisos de inversión y los acuerdos laborales.

En segundo lugar, y particularmente si obtienen un interés mayoritario en la empresa que se venda, las empresas extranjeras pueden aportar nuevas tecnologías, métodos de administración y capital a las empresas, que constituyen factores clave para su revitalización.

Téllez (1999a) advierte que de rechazar la privatización de la industria eléctrica obligaría al Estado a desviar recursos de otras actividades para mantener y expandir la infraestructura eléctrica al ritmo de la demanda, lo que implicaría costos sociales elevados y pondría en riesgo proyectos de inversión industrial.

Elías (1999a) considera que para aumentar el gasto en infraestructura es necesario que el gobierno redefina su papel y reoriente sus recursos. Esto es, dejar de gastar en ciertas áreas donde puede acudir la inversión privada, y aumentar el gasto en aquellas donde la participación privada, ya sea por la naturaleza de tipo social o por sus estrategias empresariales, es insuficiente¹⁸.

¹⁸ Normalmente, el gobierno muestra una mayor preocupación que la incitativa privada en renglones que tienen un mayor impacto en la sociedad, tales como educación, salud y vivienda.

El Estado buscaría beneficiarse al desprenderse de empresas deficitarias, cuyas pérdidas son cubiertas con aportes del erario público, para obtener una buena cantidad de divisas, reducir su deuda externa y destinar parte de esos ingresos para obras de beneficio social. La venta de activos del sector eléctrico se considera como una política de apoyo a la racionalización del gasto público que permita un mejoramiento de las finanzas del Estado.

Un indicador que sustenta la pretensión de privatizar al sector, muestra que las inversiones públicas en este sector han venido disminuyendo en la última década, lo que en un momento puede hacer que la capacidad instalada no satisfaga los requerimientos de electricidad. Así, mientras la inversión anual promedio entre 1988 y 1994 fue de 10,928 millones de pesos, entre 1995 y 1997 sólo promedió 3,617 millones de pesos.

En este contexto de recursos públicos limitados y grandes necesidades de inversión, la propuesta considera que los particulares pueden jugar un papel preponderante. Concluye que la participación privada en la industria eléctrica y la eventual privatización de los activos públicos aportarían recursos suficientes para la expansión del sector y liberarían recursos para ser usados en otras áreas que brinden un mayor bienestar social a la población.

c) Reducción de tarifas

El objetivo económico básico que persigue la iniciativa pretende establecer los cimientos para el desarrollo de la industria eléctrica con características competitivas, maximizando tanto el bienestar de los consumidores como las ganancias de los productores involucrados.

Para Téllez (1999c), el beneficio inmediato con el nuevo marco institucional sería para los grandes consumidores, o usuarios calificados, quienes con la privatización podrían comprar directamente la electricidad con los distintos generadores y distribuidores.

Un propósito medular de la reforma eléctrica, como lo ha sido en todos los países que han privatizado, es la reducción de costos y precios. En términos generales, las tarifas industriales y residenciales en estos los países han corregido las distorsiones ocasionadas en el pasado por la intervención pública.

La tabla VII-1 muestra que algunas tarifas aumentan y otras disminuyen, siendo en el sector industrial donde más se reducen éstas.

Tabla VII-1. Tarifas eléctricas en varios países, 1991-1998
(cambios porcentuales en dólares corrientes)

PAÍS	INDUSTRIAL (%)	RESIDENCIAL (%)
Australia*	34	10
Finlandia	-21	-6
Francia**	-10	-23
Alemania*	-3	13
Hungría	34	43
Japón*	18	21
México	-8	-6
Nueva Zelanda	9	47
España**	-38	-18
Suecia**	-36	6
Reino Unido**	-5	-6
Estados Unidos	-23	0

* Comprende de 1991 a 1996

** Comprende de 1991 a 1997

Fuente: AIE (1998)

La Secretaría de Energía argumenta que en México también se han abatido las tarifas, como lo muestra la misma tabla, pero no debido a una mayor eficiencia productiva, sino por la devaluación del peso, así como por subsidios crecientes pagados por la sociedad. En términos reales (a precios de 1998), estos subsidios se doblaron entre 1990 y 1998, pasando de unos 14,600 millones de pesos a 30,300 millones de pesos.

Este último monto equivale al pago de un salario mínimo a más de 2 millones y medio de personas por todo un año. Estos subsidios resultarían innecesarios si el sector eléctrico mexicano alcanzara los niveles de eficiencia de los países desarrollados. En ese caso, esos fondos podrían destinarse a atender problemas sociales que demandan mayor atención.

Pensando en esto, la reforma permitiría que los usuarios del servicio de distribución se beneficien de la competencia en la generación de energía eléctrica y del establecimiento de incentivos para que los distribuidores mejoren su eficiencia y disminuyan sus costos. Una adecuada regulación y vigilancia del Estado permitiría que las ganancias que se obtengan beneficien a los usuarios finales.

Para los usuarios calificados, entre los que estarían las grandes empresas industriales, los beneficios de elegir al suministrador podrían ser mayores que contratar el suministro integrado con la empresa de distribución. Por ello, estos usuarios podrían adquirir la energía eléctrica con una empresa de generación, con un comercializador o en el mercado eléctrico mayorista, o bien contratar el suministro con la empresa de distribución de su región. En caso de requerirlo,

el usuario podría contratar con la empresa de distribución únicamente el servicio de *conducción de energía eléctrica*.

De acuerdo con Fernández, Kalifa y Quintanilla (1999), la percepción de que el servicio eléctrico en México es barato es errónea y exponen como la tarifa promedio que los consumidores residenciales pagan en México (5 centavos de dólar por kWh) es menor a la de otros países, como Estados Unidos (8.1 centavos) y Canadá (6 centavos). Sin embargo, sostienen que el verdadero costo de un kWh en México es 12 centavos de dólar: 5 que paga el consumidor más 7 que aporta el gobierno como subsidio (y que pagan todos los mexicanos)¹⁹.

Añaden que mientras que en Estados Unidos y en Canadá las tarifas que pagan los consumidores son suficientes para cubrir los costos de provisión, para financiar la expansión del sector y para generar utilidades a los operadores, en México solamente cubren una pequeña *porción del costo de la electricidad (que además es de menor calidad)*.

Conforme a esto, se plantea que la reforma debe ser muy radical para que se tenga una mayor eficiencia en la asignación de los recursos de tal manera que se puedan clarificar los subsidios.

Además se confía en que los precios de la electricidad no sólo no se incrementarían sino que con el tiempo tenderían a bajar como consecuencia de un mejor funcionamiento en el mercado eléctrico. Su argumento reposa en la experiencia que han tenido países que han decidido actuar en tal sentido.

La iniciativa de reforma toma como referencia los casos de Argentina e Inglaterra. Concluye que en primer caso, el sector argentino brinda evidencia confudente sobre el potencial de aumento de eficiencia de las paraestatales al ser privatizadas. Entre 1992 (año de la reforma) y 1995, las pérdidas de energía disminuyeron de un 21% a un 12%, el tiempo de interrupción disminuyó de 1,000 a 300 minutos y, sobre todo, el precio spot de la electricidad se redujo un 47% (de 41.85 a 22.3 dólares por MWh).

El Reino Unido también ha obtenido ganancias importantes a raíz de su reforma al sector eléctrico. Entre 1990 y 1997 las tarifas industriales cayeron en cerca de un 10%, mientras que las residenciales (sin considerar el aumento de impuestos) lo hicieron en un 8%. La

¹⁹ En diversos foros, las autoridades han mencionado que esto significa que nuestra electricidad cuesta el doble que en Canadá y un 50% más que en EUA

productividad laboral de las dos compañías generadoras privatizadas se duplicó en el mismo periodo (Littlechild, 1999).

Para los artífices de la propuesta, cuando las tarifas se establecen en el mercado, desaparece la presión sobre el erario público y ello deriva en un beneficio neto para la comunidad²⁰. Esto no significa que desaparezcan los subsidios a las clases más necesitadas. Por el contrario, es posible diseñar esquemas de subsidio más directos y transparentes, que identifican con mayor claridad tanto el monto como los receptores de este apoyo, pero que no están vinculados con la operación de las empresas eléctricas.

d) Definición del papel del Estado sólo como regulador

El Estado es un conjunto de instituciones que establece un orden en un territorio determinado mediante acciones coercitivas para el bienestar colectivo. El gobierno, en particular, es la organización del sector público que define las políticas públicas que llevará a cabo; la administración corresponde al personal del sector público; y el sector fiscal, incluye los aspectos de financiamiento, asignación y ejecución de los recursos públicos.

El Estado suele invadir el terreno del mercado. Así, el Estado ha asumido actividades propiamente productivas, unas veces con criterios de política social y otras con base en decisiones económicas que considera convenientes.

Si bien no existe una combinación óptima predeterminada, tanto el Estado como el mercado tienden de forma natural a la sobreponderación. La experiencia muestra que la participación estatal directa en la organización productiva es menos eficiente que una basada en mercados competitivos. No obstante, se reconoce que no es conveniente que el mercado sea la base principal de la percepción colectiva acerca del orden presente o futuro, ni que se pretenda convertirlo en la única medida de las relaciones sociales (Olade, 1993)²¹.

²⁰ La propuesta sostiene que menores costos provocados por la desregulación y por la mayor competencia incrementarían la productividad y la eficiencia de las actividades empresariales, mejorarían la calidad y diversificarían la oferta de bienes y servicios. Por tanto, las privatizaciones podrían generar fuertes incrementos de la producción y de la productividad en los sectores y empresas públicas monopolizadas por el Estado, introduciendo incentivos para invertir y producir más y mejor como consecuencia de la competencia. Ello supondría un aumento de la satisfacción de los consumidores, que podrían disfrutar de un servicio de mayor calidad. Ha sido el caso en muchos países que con varios proveedores de electricidad, se ha traducido en una mejora del servicio para los usuarios y en una continua rebaja de tarifas.

²¹ Si se le niega al Estado la facultad de intervenir de manera directa en la economía, se impide en la práctica la posibilidad de garantizar que el desarrollo nacional sea integral, que fortalezca la soberanía de la Nación y que mediante una más justa distribución del ingreso y la riqueza, permita el pleno ejercicio de la libertad y la dignidad de los individuos, grupos y clases sociales. Esto sólo puede hacerse si el Estado dispone de las herramientas económicas y no sólo las jurídicas.

El Estado y el mercado son imprescindibles para la sociedad y ambos son recíprocamente dependientes y complementarios. Si bien la actividad económica es imposible sin un marco institucional estable, una sociedad con mercados débiles o inexistentes no conduce a un sano entorno económico. Éste no es un argumento normativo o de autoridad, sino empírico: todas las experiencias exitosas de desarrollo han contado con el dinamismo del mercado y el apoyo institucional del Estado.

Levy y Spiller (1994) establecen que las políticas macroeconómicas y sectoriales necesitan una nueva forma de interacción de los agentes públicos y privados en diversos ámbitos, por ejemplo, información sobre mercados y tecnología, reducción de riesgos comerciales, protección al consumidor y a la propiedad industrial, fomento de la transferencia tecnológica y una activa estrategia de inserción externa.

El nuevo modelo de desarrollo a largo plazo se basa en la máxima utilización posible del sector privado y en el libre mercado, que son dos diferencias importantes con el modelo anterior. En tal sentido, se han realizado esfuerzos destinados a crear un sector público redimensionado y fortalecido, con mejores sistemas impositivos (gracias a reformas que amplían las bases tributarias), una mayor disciplina fiscal y mayor eficiencia administrativa. Se han establecido, también, regímenes de comercio internacional más abiertos y una tendencia a la integración internacional y a la creación de grandes áreas de libre comercio que han favorecido la estabilidad y el crecimiento.

Los cambios en el papel del Estado se darían en tres ámbitos:

- 1) En el Estado como regulador: ahora pasaría a crear un marco proclive a la inversión privada nacional y extranjera. Y en el campo de las privatizaciones a prestar una mayor atención a los marcos regulatorios. Es decir, una mayor preocupación por la post-privatización y, por tanto, por diseñar los marcos que permitan una operación eficiente en el terreno de la competencia entre las empresas.
- 2) En el Estado como financiador: antes era un financiador indiscriminado de todo tipo de empresas y con la propuesta se podría canalizar sus esfuerzos financieros hacia la prestación de algunos servicios esenciales, mejorando su calidad. Es decir, sólo la población realmente necesitada sería subsidiada y lo que prevalecería sería el subsidio a la demanda y no al productor.

- 3) En el papel del Estado como suministrador: antes el Estado era responsable del suministro de muchos bienes y servicios y con la iniciativa ese suministro se daría únicamente cuando no puede ser asumido por el sector privado. Esto generaría una concepción más estructurada y más racional del Estado.

La propuesta de apertura de la industria eléctrica reconoce que la electricidad es un servicio básico para todos, y para asegurar el suministro a los mexicanos, el Estado seguiría a cargo de lo que considera el cerebro de la industria eléctrica, es decir, de la operación técnica de la red nacional de transmisión de electricidad²².

Sus autores aceptan que las privatizaciones deben ir de la mano de la desregulación. De esta forma se intenta conseguir que el mercado estimule la economía, permitiendo un mayor crecimiento. En el contexto de la privatización sería necesario profundizar la regulación, control, fiscalización y verificación del sector.

La estrategia básica que se busca consiste en la salida del Estado de aquellas actividades económicas que pudieran ser desarrolladas por el sector privado, a través de la privatización de la CFE y LFC (Sánchez, 1999).

La iniciativa de reforma para el sector se inserta en un ambicioso plan de desregulación de la economía y de privatizaciones, cumpliendo con el objetivo de redefinir la actividad del Estado, reduciendo su tamaño al mínimo indispensable, a fin de disminuir el gasto, lograr una más eficiente gestión de los fondos públicos y generar un ambiente atractivo para la inversión productiva.

Es objetivo fundamental del Estado en el sector eléctrico sería asegurar la continuidad, regularidad, igualdad y generalidad del servicio a precios justos y razonables, así como la competencia leal y efectiva en la prestación de aquellos servicios que no estén sujetos al régimen de exclusividad. La nueva tarea del Estado como regulador sería compleja pues debería tomar decisiones donde existen intereses contrapuestos y satisfacer los requerimientos sociales presentes y futuros.

²² A través de la ley, el Estado promete que se encargará de velar por la seguridad, confianza, calidad y costo del servicio de electricidad. De esta manera, aseguraría que los usuarios se beneficien de un sistema eléctrico moderno y más eficiente.

VII.2.2 Desventajas

Quienes están en contra de la propuesta de reforma de 1999 enumeran múltiples desventajas en caso de una eventual aplicación. Por su importancia se exponen las cinco principales desventajas de la iniciativa antes descrita.

a) Planeación indicativa y seguridad de abastecimiento

En México, el desarrollo del sistema eléctrico ha requerido de un proceso de planeación muy complejo en diversos horizontes de tiempo, que ha contemplado restricciones financieras, los permanentes cambios en la tecnología, la disponibilidad y el costo de los energéticos, así como las restricciones ambientales que cada día se vuelven más severas²³.

La planeación de los sistemas eléctricos establece los programas de obras necesarias para satisfacer el crecimiento de la demanda y el consumo. Sin embargo, con la propuesta de reforma, los planes de expansión de la generación tendrían sólo un carácter indicativo, lo que significa, que en el futuro ninguna entidad sería responsable de cubrir las necesidades de suministro de electricidad.

Históricamente, para Alatorre, González, Navarro y Nieva (1997), el principal objetivo de la planeación ha sido seleccionar el programa de obras que permita una operación adecuada con los cambios que se le presenten al sistema, manteniendo los márgenes de seguridad seleccionados y con la mayor economía durante la vida útil de los equipos²⁴.

La planeación en nuestro país parte del problema del desarrollo del parque de generación, con base en el análisis económico de alternativas. El desarrollo del sistema de transmisión se fundamenta en los incrementos de generación y en el desarrollo del mercado eléctrico. En un horizonte a mediano plazo se estudia la expansión del parque de generación y de la red eléctrica. Estos planes a su vez se basan en horizontes más cortos (máximo cinco años), en

²³ Los aspectos fundamentales en los que reposa un adecuado proceso de planeación son los siguientes:

- Seguridad del diseño
- Confiabilidad
- Simplicidad de operación
- Calidad del servicio
- Necesidades de mantenimiento
- Flexibilidad.

²⁴ La planeación de un sistema eléctrico consiste de dos actividades separadas: la planeación de la expansión y la planeación de la operación. En su conjunto, comprenden un tiempo de formulación desde una hora hasta varios años.

donde se ajustan los aspectos de compensación reactiva y establecen prioridades entre las obras, con ello se realiza la planeación financiera y los requerimientos presupuestales.

Como México posee una configuración esencialmente radial, el problema de la planeación se complica al no poder desacoplar los problemas de transmisión y generación (Aburto, 1998). La teoría establece que los análisis deben ligar ambos problemas con una compleja metodología *iterativa para optimar el objetivo trazado*²⁵.

Los conflictos que pueden presentarse en la operación, tienen su origen en las desviaciones de los parámetros de planeación, la presencia de condiciones no previstas y el retraso en la ejecución de las obras. La planeación de la operación es indispensable para realimentar el programa de obras y establece prioridades en la construcción.

Las directrices básicas que supone una adecuada planeación de los sistemas eléctricos de potencia se contraponen con la tendencia actual de dejar a la libertad de elección a los particulares la construcción de nueva capacidad puesto que no existe la garantía de su concurrencia.

La propuesta enviada al Congreso establece que sólo la transmisión será planeada de manera formal como hasta ahora lo ha venido realizando con todo el sistema. Sin embargo, no se puede planear ni operar un sistema de transmisión sin tomar en cuenta la planeación de producción. Es una actividad conjunta por razones técnicas de estabilidad del sistema.

Dejar a las fuerzas del mercado la concurrencia de productores *significa abrir la posibilidad de no satisfacer la demanda y condiciona el crecimiento de red nacional de transmisión*. Esto puede conducir a que las obras de expansión planeadas por el futuro COSEN no puedan efectuarse porque no hay la capacidad de generación que la justifique. Lo que representará a un mayor debilitamiento del sistema.

Separar la planeación de generación y de transmisión descompondría el proceso de seleccionar adecuadamente la mezcla de plantas que operarán en un horizonte determinado. Además, puede poner en riesgo el plan de expansión que respete la confiabilidad la red de transmisión asociada y que tenga el mínimo costo de inversión (Brennan, Burtraw, Kopp, Krupnick, Palmer y Stagliano, 1996).

²⁵ Su objetivo es identificar los límites operativos, evaluar el impacto del programa de obras y establecer las estrategias de operación que minimicen los problemas que pueden presentarse en el horizonte de estudio.

La teoría, la planeación de la generación es el proceso en donde se selecciona la tecnología, el tamaño y la fecha en que la nueva generación afrontará a la demanda, se evalúa la producción, se analiza la inversión y su costo financiero, los requerimientos de mantenimiento y los repuestos necesarios. Sus modelos determinan la estrategia de inversión óptima para nuevas instalaciones generadoras. Utilizan programación dinámica de procedimientos de alimentación acoplada en conjunción con técnicas evaluación de costos de producción simplificadas. No obstante, la propuesta planteada induciría a la construcción de centrales que tengan el menor plazo de recuperación y es muy factible que se oriente a una sola tecnología, con el consecuente abandono de diversificación de fuentes de generación.

Por su parte, la teoría de los sistemas eléctricos de potencia establece que la planeación de la transmisión tiene el objetivo de desarrollar la red de transmisión existente, contemplando los escenarios futuros de carga y generación. Consiste de procedimientos son generalmente modelos aproximados para analizar requerimientos de inversión de las redes de transmisión y subtransmisión²⁶. Esto significa que la selección de las líneas de transmisión debe ir estrechamente ligada a la expansión de la generación. Lo grave es que la reforma no considera estos aspectos de tipo técnico que son fundamentales para lograr la estabilidad y confiabilidad en el sistema.

Toda acción para modificar una planificación formal puede conducir a retrasos en la construcción con consecuencias significativas (Sánchez, 1991). Por esto, el Estado requeriría de planes de reserva en periodos determinados que conllevaría movilizar recursos financieros, a fin poder materializar los proyectos que no lleguen a interesar a la iniciativa privada.

Si se cumplen los indicios de que la demanda real seguirá creciendo o si se retrasa algún proyecto, seguramente se producirá un déficit, que deberá ser cubierto por el Estado a través de plantas convencionales de vapor (o de ciclo combinado) si la brecha es permanente o con turbinas de gas si es temporal.

En cualquiera de los casos anteriores, hay que tener en cuenta que más caro es no tener energía eléctrica a tiempo, por la falta de producción de bienes y servicios, que generar electricidad por urgencia.

²⁶ Utiliza estudios de flujos de carga para identificar enlaces débiles en la red y sugerir los refuerzos requeridos. Las simulaciones se efectúan una vez que la base de datos contiene el crecimiento de carga previsto para cada nodo y que se han tomado las decisiones de inversión en generación

En el sistema eléctrico propuesto, cualquier empresa puede instalar nuevas centrales eléctricas, del tipo, potencia y localización que considere más convenientes, sin otras condiciones que las que la legislación establezca.

Puede resultar contraproducente para el gobierno adoptar las medidas necesarias para garantizar el suministro en caso de riesgos graves para sistema, es decir, en situaciones de falta de disponibilidad de una o varias fuentes de energía o circunstancias excepcionales en las que pueda estar en peligro la integridad física de personas o instalaciones²⁷.

Uno de los principales argumentos oficiales para abrir el sector eléctrico a la iniciativa privada es garantizar el abasto oportuno, pero como se ha demostrado, no es compatible con los criterios de mercado. Esta es una grave contradicción que conduce a pensar no es éste el verdadero motivo de la propuesta de reestructurarlo.

b) Fluidez de las inversiones dentro del nuevo marco propuesto y aumento en las tarifas

De aprobarse la iniciativa por el Congreso, aparecerían dificultades para que sea posible movilizar los recursos necesarios, en términos tanto de volumen, como de ritmo y tiempo. Los obstáculos más importantes serían:

- Marco institucional adecuado
- El riesgo de país
- El riesgo del tipo de cambio
- La dificultad de movilizar el ahorro nacional
- La complejidad de agrupar paquetes para el financiamiento de proyectos.

1. El marco institucional adecuado

El establecimiento de un marco institucional apropiado sería el principal obstáculo para atraer capital privado nacional e internacional. El ser nuevo no garantizaría su éxito y los inversionistas serían cautelosos en arriesgar su capital, cuya fluidez no sería inmediata.

²⁷ Algunas de estas medidas son: el establecimiento de limitaciones o modificaciones en el funcionamiento del mercado de producción; la supresión temporal de los derechos de autoprodutores y generadores acogidos al régimen especial de producción; la suspensión temporal del libre acceso de terceros a las redes de transporte y distribución; y la limitación del uso de determinadas fuentes energéticas por parte de los generadores (o, por el contrario, la obligación de éstos de utilizar determinadas fuentes).

2. El riesgo de país

El riesgo de país constituiría para la iniciativa privada uno de los factores más importantes a tener en cuenta. Abarca el riesgo al que se expone un inversionista si el gobierno no llega a cumplir sus compromisos institucionales, así como cualquier cambio o acontecimiento imprevisto que pueda tener lugar y repercutir en la viabilidad del proyecto original²⁸.

3. El riesgo del tipo de cambio

México presenta un tipo de cambio estructural e históricamente desfavorable frente al dólar. Esto necesariamente se reflejaría en los precios porque se importará equipo y el usuario pagaría en moneda nacional. Para poder cubrir tal riesgo sería necesario establecer tipos especiales de garantías.

4. Capital nacional

Atraer el ahorro nacional para la financiación de un proyecto de energía es un factor importante de equilibrio, ya que el uso del ahorro nacional ayuda a reducir el riesgo de los tipos de cambio. Por desgracia, la movilización del ahorro nacional a menudo tropieza con numerosos obstáculos, como la inexistencia o escasez de mercados financieros nacionales, la especulación y el desarrollo insuficiente de los conductos financieros nacionales. Un mal síntoma lo constituiría la desfavorable situación actual de la banca mexicana, sus recientes manejos y los enormes pasivos que heredó el Instituto de Protección al Ahorro Bancario del Fobaproa.

5. Ingeniería financiera

Los proyectos de energía se verían sometidos a un minucioso estudio financiero con vistas a determinar todo tipo de riesgos a fin de que éstos puedan ser cubiertos. Debido a que esta cobertura a menudo se realiza por acuerdos, muchos proyectos acaban convirtiéndose en una verdadera maraña de contratos y que abarcan diferentes aspectos: técnico, económico, financiero, jurídico, institucional y medioambiental. Son interdependientes y por ello entrañan múltiples negociaciones paralelas. De este modo, la movilización de capital privado supone

²⁸ Uno de los motivos principales de preocupación es el establecimiento de los precios de venta del inversionista privado. La rentabilidad del proyecto puede verse perjudicada si los precios de venta (para un determinado proyecto) no se ajustan automáticamente para reflejar los cambios que se produzcan en los costos de los insumos

una complejidad mucho mayor de la operación, debido en gran parte a una adecuada cobertura del riesgo de país²⁹.

Sólo mediante la diversificación de fuentes de financiamiento aumentaría el número de conductos financieros utilizando todo el abanico de fuentes disponibles: bancos comerciales nacionales e internacionales, organismos de crédito a la exportación, financiación bilateral e instituciones internacionales (Lamech y Jechoutek, 1995). Los nuevos empresarios requerirían encontrar medios de financiamiento alternos a los convencionales³⁰.

Existe el riesgo que la inversión no resulte atractiva al sector privado bajo el esquema propuesto. El nuevo sistema regulatorio y de tarifas no aseguraría su concurrencia. Dependería del sistema de incentivos, de la viabilidad financiera para atraer la inversión, de la asistencia técnica y de las acciones de promoción, dirigidas a los eventuales empresarios privados³¹.

La regulación es además el eje para promover el desarrollo del sector. Como en la industria eléctrica existe una fuerte tendencia a la formación de monopolios, sin los instrumentos que permitan obligar a la empresa a operar en los niveles socialmente óptimos, es muy difícil que en una situación de competencia, las empresas se vean atraídas para realizar las fuertes inversiones necesarias de largo plazo de maduración (Webb, 1998). Esta incertidumbre puede elevar los costos de financiamiento, lo que en la última instancia repercutiría en las tarifas que pagarán los usuarios finales.

Pérez (1998b) duda que un conjunto de entidades independientes de producción, sin una adecuada regulación, puedan mantener niveles satisfactorios en el suministro eléctrico. Además, teniendo en cuenta los períodos de maduración que requieren los proyectos, sin una buena planeación y sin el apoyo del resto de la iniciativa privada, en el futuro se podrían ejecutar proyectos estatales emergentes.

El argumento gubernamental de que los precios de la electricidad serán menores se basa en experiencias internacionales, específicamente en la inglesa y en la argentina (Rojas, 1999a). Este argumento es falso ya que no menciona que en el Reino Unido se produjo un incremento

²⁹ Hay algunos que poseen la siguiente cadena de contratos: acuerdo de aplicación, de adquisición de electricidad, de financiación, de construcción, explotación y mantenimiento, sobre suministro de combustible, de utilización del agua, de préstamo, de los accionistas, sobre cuenta de depósito en garantía y de consultoría.

³⁰ La cooperación constituye una forma de compartir los riesgos. Entidades nacionales o internacionales con competencias diferentes o complementarias pueden asociarse en un proyecto común a fin de reunir el capital inicial y compartir los riesgos.

³¹ Otro riesgo es la poca experiencia en el manejo de mecanismos que aseguren al sector privado recursos a largo plazo para proyectos de infraestructura, sin introducir mayores distorsiones en el sistema financiero.

de las tarifas previa la privatización y que la disminución del precio fue consecuencia de una baja de los costos derivados de la introducción de una tecnología más eficiente, como es la de ciclo combinado (Rodríguez, Sheinbaum y Viqueira, 1999). De acuerdo con lo anterior, la CFE también podría estar en esta situación.

Para que se reduzcan las tarifas, la condición necesaria es se tenga la situación de una sobrecapacidad de generación en relación a la demanda. Sin embargo, tal y como lo plantea la iniciativa de reforma, esta situación no se presenta en México. Por ello, la urgente inversión de la que se habla y la consecuente necesidad de amortización en el corto plazo, necesita de un incremento de las tarifas. Sería una situación muy similar a la consecuencia de la privatización de la empresa Teléfonos de México. Los supuestos beneficios de la reforma son falsos y el gobierno miente al afirmar que las tarifas al usuario van a bajar, pues recientemente se tienen múltiples ejemplos de servicios, que desde su privatización elevaron sus precios (SUTERM, 1999). Además, que la privatización en otros países no ha sido la solución que se esperaba.

Los generadores privados y los concesionarios en transmisión y distribución tendrían que incluir un mayor margen de utilidad en las tarifas para ubicarlas en el nivel internacional promedio.

La desintegración de la industria en varias empresas incrementaría los gastos fijos y administrativos. En transmisión y distribución no existiría competencia dentro de una misma región sino que el servicio estaría en manos de monopolios privados.

De acuerdo con su naturaleza, no habría subsidios a las tarifas por parte de las empresas privadas. Por lo que se puede anticipar que, con la privatización de la industria eléctrica, se esperarían un aumento significativo en las tarifas.

c) Pérdida de soberanía

Para los opositores a la iniciativa, desde principios de 1995 el gobierno se comprometió a poner en práctica una serie de ajustes con el fin de hacer frente a la crisis económica que estalló a principios de la presente administración³².

³² Esta dolorosa crisis no fue provocada por la población, sin embargo, debe cargar con la pesada factura económica y social. Esto es parte de una historia recurrente del México moderno que ha presentado como constante la mala administración de los últimos gobiernos.

En particular, sostienen que el gobierno actual firmó con el Fondo Monetario Internacional un acuerdo en el que se compromete de instrumentar una profundización de la reforma de 1992, acción que revela la ausencia de voluntad política y de capacidad de los funcionarios para fortalecer o por lo menos defender la soberanía nacional.

Para Almazán (1999) la pretendida privatización del sector no responde a la carencia de recursos estatales o de otras supuestas virtudes. Considera que estas ideas son adornos para lograr una venta apresurada de soberanía y patrimonio nacional en materia eléctrica. No duda en asegurar que es una condición impuesta por las grandes corporaciones financieras internacionales.

La propuesta intenta introducir el mayor grado de competencia posible a efecto de lograr a través de ella una mayor eficiencia. Sin embargo, Sánchez (1999) cuestiona tal argumento porque no se puede asegurar que la competencia sea sana y que ofrezca energía abundante además de barata³³.

Corrientes críticas a la iniciativa presidencial consideran que el gobierno miente en afirmar que la soberanía se preserva con la desnacionalización de la industria, pues lo que buscarán los capitales extranjeros serán sus intereses, sus ganancias y sacarlas del país. Establecen que es falso que el Estado ya no pueda financiar las necesidades de crecimiento y demanda eléctrica del país, porque el financiamiento lo hacen los consumidores y los impuestos.

Gershenson (1999a) coincide con lo anterior y afirma que más que de atraer la inversión privada a la construcción de nueva infraestructura, este proyecto lo que busca es canalizar esa inversión a la venta de los activos del Estado. Como dato de referencia, Cruz (1999b) establece que la industria en su conjunto vale poco más de 34,472 millones de dólares, a precios de junio de 1998.

De acuerdo con Galindo (1999), en esta iniciativa se observa un entreguismo del gobierno y la pérdida de soberanía nacional y una limitada visión empresarial, ya que la privatización del sector y por lo cuantioso de las inversiones necesarias, se traducirá en una extranjerización que conducirá a una mayor descapitalización del país, pues las corporaciones enviarán sus utilidades al exterior. También prevé una alza en las tarifas, por lo que los empresarios

³³ Su sospecha radica en la referencia de las recientes privatizaciones en México que no han sido exitosas y alude los casos de las carreteras y de los bancos.

mexicanos tendrán que pagar más por la electricidad, que constituye un insumo generalizado y concluye que redundará en mayores tasas de inflación.

El principal riesgo sobre la soberanía del país radica en la nueva interpretación de la rectoría del Estado que lo reduce a un nivel de supervisor que garantice y proteja la propiedad privada, así como las leyes del mercado, alejado de cualquier contenido social y mucho menos nacionalista.

Amezcuca (1999) afirma que la Constitución claramente atribuye al Estado un papel fundamental en materia económica. De acuerdo con esto, este autor se plantea la pregunta: ¿basta con que el Estado ejerza la rectoría sobre las ramas económicas fundamentales —entre ellas la industria eléctrica—, para que la soberanía nacional esté garantizada, aun cuando queden en las manos del capital extranjero?, y expone que esta pregunta tiene dos respuestas contrarias:

Desde el punto de vista del paradigma neoliberal, contesta afirmativamente y advierte que este argumento podría extrapolarse y para aplicarlo exactamente en los mismos términos a la industria petrolera.

Desde el punto de vista del otro paradigma, el que surgió de la Revolución Mexicana y tuvo raíces todavía más profundas en la historia de las luchas del pueblo mexicano, no basta con que el Estado ejerza tal "rectoría" para que la soberanía nacional esté garantizada³⁴.

Para Hernández (1999), la energía eléctrica no es una mercancía más que se pueda comprar en cualquier parte, sino un bien estratégico necesario para el desarrollo independiente y define la iniciativa como venta de garaje en la que se pretende malbaratar al sector eléctrico poniendo en juego la soberanía nacional.

Shields (1999c) ubica el peligro de alterar la Constitución para que la industria eléctrica deje de ser una área estratégica para el desarrollo del país, reduciendo la electricidad a una simple mercancía alejada del concepto de bien público. Expone que con el eventual desmantelamiento de la CFE y LFC: "...se abriría el camino para dar el mismo trato a otros procesos industriales relacionados con la energía primaria y desincorporar las actividades industriales de Petróleos Mexicanos, con lo que la rectoría del Estado en la economía estaría

³⁴ Este mismo autor añade que, aunque todavía no se plasmaba la palabra en la Constitución, el Estado ya ejercía ese tipo de *rectoría* en materia de energía eléctrica desde décadas antes de la nacionalización de 1960

fuera de toda posibilidad real de ejercerse". Concluye que la sociedad tendría que resignarse a admitir que lo mercantil estaría por encima del interés nacional.

La propuesta fue planteada por consultores internacionales que muy poco saben del sector eléctrico nacional, por ello no es la más adecuada para enfrentar sus retos futuros. El contexto que analiza no contempla la problemática real por la que atraviesa, más bien la complica, la confunde y genera alarma por una posible insuficiencia de capacidad.

Rodríguez (1999b) plantea que la propuesta es incompleta porque carece de un diagnóstico profundo y objetivo de la situación actual del sector. Además, enumera cinco grandes inconsistencias:

1. No establece con claridad como se reorganizará la Comisión Reguladora de Energía, ente medular del nuevo modelo de organización y regulación.
2. No se aborda el tema de los derechos de los consumidores.
3. No se contempla una legislación con relación a la integración energética gas-electricidad.
4. Se ha omitido el potencial que representa el ahorro de energía, el desarrollo de las fuentes nuevas y renovables, así como el avance de las tecnologías.
5. Existe una inadmisibile ausencia cuantitativa de los beneficios que obtendrá el país con la reforma y no se estima cual será su costo.

La idea de segmentar los eslabones de la cadena eléctrica parece muy radical y con tintes ideológicos (Rodríguez, 1999a). Son altos los riesgos de sustituir un modelo probado que funciona técnicamente bien, por un esquema importado que poco tiene que ver con las particulares condiciones del sector eléctrico mexicano y que no se sabe si dará resultado. Shields (1999a) coincide con esta idea y añade que dicha propuesta presenta una evaluación sesgada y equivocada de las experiencias internacionales en materia de electricidad.

d) Problemas técnicos de interconexión y costos de transacción

La realidad tecnológica de la industria eléctrica impone ciertas restricciones a la posibilidad de extender la competencia al conjunto del sistema eléctrico. La necesidad de igualar oferta

con demanda en forma instantánea y la imposibilidad de almacenamiento de electricidad, junto con el carácter de monopolio natural que revisten las actividades del transporte y distribución, tendrán que tomarse en cuenta en el nuevo marco legal³⁵.

Entre los problemas que han debido enfrentar las experiencias privatizadoras se encuentra la de sincronizar su funcionamiento, es decir, su generación y consumo deben estar constantemente balanceados. Este equilibrio puede afectarse significativamente si una planta o equipo falla inesperadamente ya que el resto de las plantas presentes en la red deben compensar la falla.

Aún con un despacho centralizado dependiente de una misma empresa, es difícil coordinar los esfuerzos para actuar rápidamente en situación de contingencia. Por ello, se complica la sincronización entre empresas que son naturalmente competidoras entre sí³⁶.

Entre los muchos problemas técnicos que la privatización de la industria eléctrica plantea se encuentra el del costo de la energía reactiva. Hasta ahora, en México, con excepción de los grandes industriales, la mayoría de los usuarios pagan por el volumen de la energía que consumen, pero no se les carga el precio de la energía reactiva, esto es, de aquella derivada por la introducción en la red de elementos inductivos o capacitivos. Con varias empresas privadas a cargo de la generación y la distribución, la propuesta de reforma no aclara quién absorberá esos costos, ni cómo se determinarán.

El precio máximo de transporte pagado por los generadores conectados al sistema interconectado debería cubrir el costo total de transmisión, que incluiría el costo anualizado de inversión, operación mantenimiento y costos de administración de la red. El costo se determinaría a prorrata de la potencia máxima transitada por ellas (asignable al quien solicite el servicio) respecto de la potencia máxima total transitada por todos los usuarios³⁷.

Los costos de transición son costos que aparecen cuando un sistema eléctrico regulado cambia a un régimen de competencia, o cuando coexisten en él diversas empresas eléctricas con regulaciones diferentes. En un nuevo sistema, entre los costos permanentes que tienen que

³⁵ Las necesidades de igualar oferta con demanda en forma instantánea lleva a que se deba operar con un despacho centralizado que se determina con base en un conjunto conocido y acordado de reglas: dónde, quien y cuánto se generará en cada momento del tiempo

³⁶ Antes de la nacionalización, en México se vivieron los efectos adversos de la falta de colaboración entre compañías rivales.

³⁷ Las tarifas necesitan contemplar la potencia máxima que inyecta el interesado en la red, así como la dirección de los flujos de energía en el tiempo

pagar todos los consumidores eléctricos se hallan los denominados costos de transición a la competencia (Belden, Kahn y Stoff, 1995).

La entrada de las empresas eléctricas en un nuevo régimen de competencia supone pasar de un sistema de intervención administrativa, en el marco del cual se acometieron grandes inversiones que fueron programadas mediante planificación centralizada y cuya recuperación (sobre la base de valores estándares) garantizaba el propio sistema, a uno basado en el precio del mercado, en el que no tiene por qué estar necesariamente garantizada la recuperación íntegra de esas inversiones a través del libre juego de dicho mercado.

Además, pueden existir otros compromisos regulatorios cuya recuperación completa tampoco quede asegurada por el mercado, tales como la obligación de adquirir energía eléctrica de autogeneradores a un precio previamente determinado, o la de aceptar determinados contratos de compra de energía procedente de combustibles nacionales (Beato y Vives, 1996). También pueden existir costos derivados de ciertas decisiones regulatorias, cuya recuperación se ha diferido en el tiempo para atenuar su impacto en las tarifas eléctricas, o bien, los originados por razones sociales, medioambientales, de administración de la demanda, etc.

En suma, los costos de transacción aparecen porque se cambian las reglas de juego. Y este cambio modifica el papel de los actores. Obviamente, no se pueden cambiar estas reglas sin respetar los derechos adquiridos por los jugadores que participan en él³⁸. Algunos de los costos más altos en proyectos privados son los costos de transición por la nueva manera de hacer negocio. Nada garantiza que estos costos tenderían a bajar a medida que el gobierno y los nuevos agentes se familiaricen con los nuevos procesos³⁹.

Sánchez y Altomonte (1997) sostienen que los países que han efectuado reformas radicales, generalmente reconocen a las empresas eléctricas el derecho a percibir una retribución por concepto de costos de transición a la competencia. Normalmente se calcula esta retribución como la diferencia existente entre los ingresos medios que hubieran obtenido a través de la tarifa eléctrica del anterior sistema intervenido (reducidos en un cierto porcentaje, como contribución de dichas empresas a la implantación del nuevo sistema) y lo que se estima que obtendrán a través del modelo de retribución establecido en la nueva ley.

³⁸ Mientras los proyectos públicos requieren de una preparación intensiva y de largo plazo, los proyectos privados tienden a involucrar más escrutinio y negociación para afrontar detalles y requiere consultores más caros.

³⁹ Esto dependerá de que las acciones gubernamentales se orienten a clarificar las nuevas responsabilidades y las reglas del juego, así como diseminar ampliamente las lecciones de experiencia dentro del gobierno para que los beneficios se puedan extender en otras áreas.

De acuerdo con Klein, So y Shin (1995), aunque el número de proyectos de infraestructura privados a escala mundial continúa creciendo, los retrasos de obras y los costos de transacción, todavía alejan a los potenciales participantes. Estos costos representan en promedio del 5 a 10 por ciento del costo total del proyecto (de 2,000 millones a 3,000 millones de dólares en un año), asumiendo que las inversiones mundiales exceden los 35,000 millones de dólares anuales. La mayoría de estos costos son pagados finalmente por los consumidores.

e) Factible abandono de la electrificación rural

En México, las zonas rurales tienen una configuración de dispersión geométrica de la población y de baja demanda por consumidor, lo que contrasta con las características de las zonas urbanas que tienen alta densidad demográfica y alta demanda por consumidor. El costo de cada kWh en el campo es más alto que en la ciudad porque en las zonas urbanas cada kW de demanda máxima genera más kWh que las zonas rurales.

Para que la población rural no tenga esa desventaja es necesario que los demás consumidores indirectamente les transfieran recursos. Eso se logra otorgando a los proyectos de electrificación rural créditos blandos.

Yumiseva (1995) establece como puede suceder que servicios públicos no rentables no los preste nadie, porque no resultan atractivos. Tal es el caso de la transmisión y la distribución de energía eléctrica hacia zonas rurales apartadas, con muy poca población o hacia zonas populares de bajos ingresos.

Si en el futuro, la Comisión Federal de Electricidad se desintegra, la pregunta salta de inmediato: ¿quién va a prestar esos servicios públicos?. No se puede admitir la respuesta de que nuevas empresas los van a prestar, porque no resultan atractivos y lo que busca un empresario privado es maximizar la rentabilidad para sus inversiones. Esto se explica fácilmente:

Las zonas rurales reciben energía eléctrica a un costo alto por la energía porque no gozan de la ventaja de la economía de escala, la densidad de consumo es baja y los kWh/kW instalados que se consumen son muy bajos. Por otro lado, el poblador de las zonas rurales tiene una baja solvencia económica, por lo que a niveles normales de rentabilidad y con métodos operativos

tradicionales el precio de la electricidad se vuelve incompatible con la capacidad de pago del habitante rural⁴⁰.

Pérez (1997) considera que el usuario rural no puede normalmente generar el capital para hacer frente a las inversiones y por lo tanto, bajo una óptica social, debe subsidiarse. En un país desarrollado donde el sector rural es pequeño y el resto del país tiene gran capacidad de generar capital es posible establecer un fondo a través del Estado que subsidie la electrificación rural por medio de financiamientos blandos, de largo plazo de pago, años de gracia e intereses reducidos.

Este no es el caso de México porque tiene poca habilidad de generar capital y la disposición de fondos para electrificación rural se hace difícil ya que éstos son necesarios para la inversión en el resto de la economía en condiciones de mayor rentabilidad, considerada la Nación como un todo.

Durante muchos años, el gobierno, a través de la CFE ha dispuesto de fondos para su electrificación ya que ello ha contribuido a crear un clima de estabilidad social y/o al establecimiento de polos de desarrollo. Como muestra de esto, a principios de 1997, se tenía un índice general de electrificación del 94.65%. Sin embargo, esta cifra varía en las zonas rurales dependiendo de la ubicación, de su atomización, de la existencia de accesos, la distancia a las redes de distribución y la topografía del lugar. En la tabla VII-2 se aprecia la conformación del alcance de este servicio en las comunidades rurales.

Tabla VII-2. Población rural y su grado de electrificación

Numero de habitantes	Localidades con servicio	%	Localidades pendientes	%	Total de localidades
1-5	28,538	40.51	41,895	59.48	70,433
6-10	9,745	40.85	14,110	59.14	23,855
11-99	30,598	53.43	26,136	46.06	56,734
> 100	45,197	90.18	4,919	9.81	50,116
Total	114,078	56.72	87,060	43.28	201,138

Fuente: CFE (1997e)

La mayoría de las comunidades rurales sin electrificar son las que constan de menos de seis habitantes. Los primeros tres rangos representan a los asentamientos con un elevado grado de

⁴⁰ Si el precio que se asigna al kWh se hace compatible con la capacidad de pago del poblador rural la rentabilidad se hace muy baja. Este problema se agrava si las electrificaciones rurales necesitan contar con generación propia.

dispersión y muy baja densidad de población. Esto significa que se encuentran en regiones remotas y de difícil acceso.

Huacuz y Martínez (1994) exponen como los programas de electrificación rural han tenido un carácter eminentemente social y sin fines utilitaristas. El sistema eléctrico ha extendido sus redes de distribución incluso en regiones donde las inversiones no son rentables por su bajo consumo y escaso poder de pago⁴¹.

La forma de distribuir la energía eléctrica en una zona rural, es un problema que no obedece a consideraciones puramente de orden técnico, sino además de conveniencias y posibilidades de orden económico, que tienen permanente relación con las específicas condiciones del área servida. Por ello, la financiación de las obras de electrificación rural necesita considerar que se requiere de plazos largos y bajas tasas de interés y que parte de la financiación, que sacrifica la inversión de otros sectores de la actividad económica, debe ser absorbida por los beneficiarios ya sea con contribuciones monetarias o con trabajo.

Desde hace tiempo, la CFE ha utilizado fuentes renovables de energía para electrificar a las poblaciones que carecían de este servicio. Los factores que han contribuido al éxito radican en:

- Voluntad de los altos niveles de gobierno
- Adjudicación de presupuesto
- Empleo de fuentes alternas de energía.

El capital invertido ha representado un esfuerzo del gobierno para atacar el problema, a través de proyectos que han involucrado a los usuarios y a proveedores de equipo. CFE ha identificado las comunidades a nivel de microrregiones y de ahí se define la tecnología de energía renovable más factible de utilizar⁴². Recientemente se ha explorado la posibilidad de implantar sistemas híbridos fotovoltaico-eólico-diesel, para incrementar la confiabilidad del sistema y reducir los costos de operación⁴³.

⁴¹ El uso de la energía eléctrica fundamentalmente reside en alumbrado doméstico, entretenimiento (principalmente la radio) y en molinos de nixtamal

⁴² Particularmente, la tecnología fotovoltaica se está desplegando con éxito a pequeña escala en la generación de electricidad para alimentar a pequeños asentamientos alejados del tendido eléctrico. Las aplicaciones rurales eléctricas descentralizadas, generalmente para el alumbrado o la educación, hacen posible cubrir las modestas necesidades caseras y otras necesidades rurales y así evitar las ineficiencias económicas de ampliar el tendido eléctrico hasta estos clientes que viven en zonas remotas.

⁴³ Los desarrollos tecnológicos en el uso de la biomasa, la energía eólica y fotovoltaica han creado nuevas oportunidades para el desarrollo rural al margen de las hidroeléctricas a pequeña escala. La electrificación rural descentralizada es un competidor probado de la ampliación del tendido público

La energía descentralizada puede contribuir de forma significativa a mejorar las condiciones de vida de la población rural al ofrecer servicios energéticos a zonas remotas que no pueden conectarse rápidamente al tendido eléctrico. Las fuentes de energía renovables son las únicas capaces de asegurar el acceso de la población rural a los servicios esenciales relacionados con la energía (salud, educación, etc.) a corto plazo. Esto no es sólo importante en sí mismo, sino que al reducir el éxodo de las regiones rurales, también se reducen los problemas de desarrollo en las ciudades.

En las circunstancias anteriormente expuestas, la extensión del servicio eléctrico a zonas rurales y comunidades aisladas, está en un gran riesgo porque no se prevé algún interés de que la *iniciativa privada* apoye este programa. Aquí se presenta una disyuntiva: o se abandona el proyecto de electrificación rural, o consciente de que es un aspecto con implicaciones de tipo social, el Estado no podrá evitar nuevamente su participación, ya sea directamente en la ejecución de obras o mediante el pago a las futuras empresas de distribución concesionadas para que extiendan su servicio.

VII.3 PROPUESTA DE REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO DEL NUEVO GOBIERNO

A finales de 2000, las nuevas autoridades de la Secretaría de Energía dieron a conocer un proyecto del presidente Fox para reorganizar la industria eléctrica en la que se destaca la preservación de la propiedad pública de la Comisión Federal de Electricidad como cumplimiento a una de sus propuestas de campaña⁴⁴.

Esta nueva propuesta cambia el lenguaje y las formas de la iniciativa de su predecesor, en la que se hablaba de privatizar una buena parte del sistema eléctrico nacional. Sin embargo, el diagnóstico que efectuaron las nuevas, conduce que es necesario cambiar la estructura de la industria para garantizar el abasto de energía⁴⁵.

⁴⁴ Por fuentes periodísticas se sabe que la propuesta original fue elaborada por la empresa texana Enron, quien tiene mucho interés en participar activamente en el sector energético mexicano (Hernández, 2000).

⁴⁵ De acuerdo con el diagnóstico este cambio se debe a cinco razones fundamentales:

- El crecimiento económico del país requiere una fuerte expansión del sistema eléctrico
- La expansión implica montos de inversión sumamente elevados
- El sector no genera suficientes recursos para soportar esta expansión
- Las tarifas son insuficientes, tienen un subsidio importante
- El desempeño de las empresas del Estado no es el óptimo.

En su iniciativa de reforma coincide con señalar que problema central del sector eléctrico, son las tarifas actuales que impiden a CFE capitalizarse, de forma que pueda desarrollarse conforme lo requiere el crecimiento del país.

El reto mayor que se persigue es garantizar el abasto y suministro de energía eléctrica, que requiere la economía para crecer y generar más empleos. Además, la reorganización pretende tener más electricidad, de mejor calidad a los usuarios y permitiría destinar los subsidios por el servicio y suministro eléctrico a quienes los deben recibir, esto significa que la reorganización permitiría al Estado destinar recursos a programas sociales para quienes más lo necesitan y respetará los derechos de los trabajadores. Los objetivos de este proyecto se muestran en la tabla VII-3.

Tabla VII-3. Objetivos de la nueva propuesta de reorganización del sector eléctrico

METAS GLOBALES	PREMISAS	OBJETIVOS A LARGO PLAZO
<ul style="list-style-type: none"> • Garantizar el suministro de energía eléctrica que requiere el desarrollo económico y el bienestar de la población. • Reducir las inversiones públicas para liberar recursos y capacidad de endeudamiento necesarios para otras actividades del Estado. • Establecer una estructura competitiva que promueva la participación privada sin necesidad de garantías del Gobierno Federal. • Establecer los incentivos para minimizar los costos de operación y expansión del sistema y transferir estos beneficios a los usuarios. 	<ul style="list-style-type: none"> • No privatizar activos existentes. • Sustituir el esquema de PIE's. • Crear un mercado de energía y una regulación eficaz y transparente. • Establecer una estructura tarifaria que asegure la sustentabilidad del sector en el mediano y largo plazos y transfiera los beneficios de una mayor eficiencia a los usuarios. • Garantizar la estabilidad de la operación del sistema durante el proceso de reorganización. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mantener, en el corto plazo, el programa actual de PIE's para evitar la creciente probabilidad de desabasto y fortalecer la actividad empresarial de CFE • Hacer una reforma profunda del marco legal⁴⁶ • Crear un mercado competitivo de energía eléctrica como mecanismo de fijación de precios para dar incentivo a la inversión • Independizar de CFE al operador del sistema (despacho) y del mercado • Fortalecer al la CRE • Establecer la creación de incentivos para desarrollar proyectos y establecer cadenas productivas entre las empresas del sector industrial y las empresas paraestatales • Resolver la problemática de Luz y Fuerza del Centro • Empatar los planes de reorganización con una política energética general y de combustibles, especialmente en el área de gas natural • Crear sinergias entre las empresas estatales para aprovechar su capacidad térmica para procesos de generación (PEMEX).

Fuente: CRIE (2000)

⁴⁶ Los cambios legales que comprende este proyecto son: la reforma constitucional a los Artículos 27 y 28, a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, a la Ley de Aguas Nacionales, a la Ley Federal de Entidades Paraestatales, a la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, a la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y a la Ley de Adquisiciones. Además se necesita expedir la Ley Federal para el Ahorro de Energía y el Fomento de las Fuentes Renovables y la Ley Federal de Infraestructura para promover y salvaguardar los derechos y servidumbres de paso de la infraestructura energética

Al igual que la política empleada en los últimos años, no se pretende desviar recursos a la Comisión Federal de Electricidad, pero a cambio, se le permitirá que se maneje como una empresa comercial, a fin de que tenga ingresos razonables, de que mejore la calidad del servicio y que contribuya al fisco como cualquier inversionista privado.

La organización de la industria propuesta tendría las siguientes características:

I. Generación

El subsector generación de Comisión Federal de Electricidad se segmentaría funcionalmente en 4 Unidades de Negocios: CFE-Generación Termoeléctrica, CFE-Hidroeléctrica y Geotérmica, CFE-Nuclear y CFE-PIE's.

Se permitiría la libre entrada a la inversión privada en nueva capacidad. Se crearía un mercado abierto en donde competirían la capacidad de generación pública y privada de forma tal que se tendría un mecanismo de precios para la electricidad en bloque y establecería los precios de referencia para los contratos bilaterales. Además, no se privatizaría la generación pública ni se separaría a CFE en múltiples paraestatales para simplificar la regulación y evitar la introducción de elementos organizacionales/sindicales adicionales.

La división CFE-PIE's tomaría la electricidad de los productores independientes a través de los contratos existentes. Además cotizaría al mercado la energía disponible de acuerdo con los contratos y tomaría las ganancias o pérdidas de la operación de los contratos de suministro de productores independientes en el mercado⁴⁷.

Los generadores libres cotizarían en el mercado sin contrato con CFE. También podrían vender energía mediante contratos bilaterales, a comercializadoras o usuarios calificados entre los que estarían las compañías de distribución, industrias y otros grandes usuarios.

II. Transmisión y Operación del Sistema

Al igual que la iniciativa de 1999, se afirma que el Estado mantendrá la rectoría del sector al mantener la transmisión, la operación del mercado y del sistema, la planeación centralizada

⁴⁷ En el caso de las sociedades existentes de Autoabastecimiento y Cogeneración podrán actuar como compañías de generación libres que entren al mercado a vender excedentes o comprar faltantes, sin restricción. Con el cambio de ley, estas empresas serán equiparables a los generadores libres. En caso de no haber cambio de ley, para incentivar nuevas inversiones, habría que establecer el pago de los excedentes en un esquema de costos nodales.

de la expansión de la transmisión y la regulación de los participantes. Para lograr tal fin se plantea tres actividades básicas: i) crear un ente público independiente para la operación del mercado y del sistema, ii) mantener a transmisión como monopolio nacional regulado de propiedad pública, y iii) mantener la planeación de la expansión de transmisión como función del Estado.

El operador del sistema y mercado, recibiría ofertas de energía por parte de los generadores o comercializador. Igualaría la oferta con demanda esperada y despacharía las centrales por precios ascendentes, considerando restricciones de transmisión (orden de mérito). Además funcionaría como una organismo de compensación para los pagos correspondientes. Sus principales funciones serían:

- Administrar las tarifas de transmisión a fin de promover el uso eficiente de red y su expansión
- Creación de los mecanismos de mercado necesarios para el manejo de las restricciones de la red de transmisión
- Operar el mercado de corto plazo y de servicios conexos
- Administrar sistemas de información sobre las condiciones operativas de la red y del mercado
- Supervisar el funcionamiento de los mercado para detectar fallas de diseño y manipulación del mismo por el ejercicio de poder de mercado
- Planear y coordinar las necesidades de expansión mejoras de la red de transmisión.

En cuanto al organismo público independiente para la operación del Sistema Eléctrico tendría las siguientes características para asegurar un funcionamiento competitivo, transparente y no indebidamente discriminatorio: independencia de todos los participantes en el mercado, ámbito de operación general en todo el país, autoridad operativa sobre todas las instalaciones eléctricas de transmisión y responsabilidad del mantenimiento de la confiabilidad del servicio en el corto plazo

Se establecerían esquemas de retribución para que cuando los inversionistas privados inviertan en líneas de transmisión que pasen a ser parte del Estado, éstos tengan derecho al usufructo de las mismas (derechos financieros de transmisión).

III. Distribución

Los distribuidores comprarían energía en el mercado o directamente a generadores y comercializadoras y transportarían energía dentro de su región y la comercializan a los usuarios

no calificados y/o a los usuarios calificados que deseen contratar con el distribuidor local (para los usuarios calificados, la distribución deberá ser equivalente a transmisión o transporte local).

Inicialmente se mantendrá la distribución reservada al Estado puesto que existe una fuerte oposición a su concesión. Se definirá una regulación sobre calidad y eficiencia para las empresas estatales de distribución. Adicionalmente se fortalecerá al ente regulador para llevar a cabo tareas de análisis de costos e inversiones y verificación de la calidad del servicio

A medida que pase el tiempo, se concesionará la operación, mantenimiento y expansión de redes de distribución para capturar eficiencias operativas, se integrarán servicios adicionales en la red (como las telecomunicaciones) y se retirará la garantía financiera del Estado.

IV. Comercializadoras

Se crearía la figura de comercializador que actuaría un intermediario que se encargaría del cobro de la energía. Se tendría libre competencia en comercialización y a largo plazo se concesionarían para retirar las garantías financieras del Estado a la expansión. Vendería energía a los usuarios calificados, compraría en el mercado spot y/o mediante contratos bilaterales y establecería mercados secundarios y financieros.

A corto plazo se pretende separar la comercialización de la distribución y permitir la participación privada en competencia por la comercialización a grandes usuarios. En el largo plazo se buscaría extender la apertura en comercialización al total de usuarios para llevar el beneficio de la competencia (menores precios, mejor servicio) al usuario residencial.

En cuanto a los usuarios, de forma similar a la propuesta de 1999, este proyecto los divide fundamentalmente en dos tipos: a) pequeños usuarios, que podrían contratarse de los distribuidores y, a futuro al bajar el umbral de capacidad, todos los usuarios calificarían y podrán comprar energía a quien quisieran en un lapso de 10 años; y b) usuarios calificados, que comprarían al comercializador, al distribuidor, al generador o al mercado spot, según sea su elección.

La visión completa del sector a largo plazo se aprecia en la figura VII-2 y la evolución de la propuesta se muestra en la figura VII-3.

	Finales de 2000	2001- 2002	> 2005
	Corto plazo	Mediano plazo	Largo plazo
Generación	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad actual en manos del Estado • Expansión con PIE's • Apertura al mercado de excedentes (autoabastecedores y cogeneradores) 	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad actual en manos del Estado • Participación de algunos PIE's en el mercado • Nueva capacidad privada bajo esquema de mercado 	<ul style="list-style-type: none"> • Sin cambio vs. mediano plazo
Operación de sistema y mercado	<ul style="list-style-type: none"> • Operación del sistema (despacho) y mercado en CENACE como organismo público autónomo (Independiente de CFE) 	<ul style="list-style-type: none"> • Sin cambio vs. corto plazo 	<ul style="list-style-type: none"> • Sin cambio vs. mediano plazo
Transmisión	<ul style="list-style-type: none"> • Monopolio nacional regulado con libre acceso • El Estado mantiene la planeación, operación, mantenimiento y expansión 	<ul style="list-style-type: none"> • Sin cambio vs. corto plazo 	<ul style="list-style-type: none"> • Sin cambio vs. mediano plazo
Distribución y Comercialización	<ul style="list-style-type: none"> • Monopolios regionales regulados • El Estado mantiene la operación, mantenimiento y expansión • Apertura de comercialización a usuarios calificados • Adecuación tarifaria 	<ul style="list-style-type: none"> • Sin cambio vs. corto plazo 	<ul style="list-style-type: none"> • Monopolios regionales regulados públicos • Concesión de operación, mantenimiento y expansión • Apertura total en comercialización

Fuente: CRIE (2000)

Figura VII-3. Evolución del sector a largo plazo de acuerdo con la propuesta

VII.4 ¿ESTÁ AGOTADO EL MODELO DE PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE EN MÉXICO?

La producción independiente representa una alternativa de generación que tiene implicaciones positivas y negativas. Hasta hace muy poco tiempo, en México era vista como una opción muy factible de tomarse en cuenta. Sin embargo, los simpatizantes de reformas radicales en el sector recientemente se la han catalogado como una solución transitoria e inflexible. Para finalizar la investigación, se discute su futuro dentro del contexto actual.

VII.4.1 La producción independiente como solución al problema de carencia de capacidad

Desde hace muchos años en nuestro país se ha planeado adecuadamente la expansión del sistema eléctrico a pesar de que las modificaciones que ha sufrido el marco legal. Como se ha expuesto, estos cambios obedecieron a problemas de obtención de financiamiento para la construcción de nuevas plantas de propiedad estatal, además de presiones externas y compromisos adquiridos antes de la firma del Tratado de Libre Comercio.

En México nunca se ha presentado la urgencia de contratar producción externa como consecuencia de una insuficiencia de oferta de la Comisión Federal de Electricidad. Esto ha permitido una incorporación paulatina y bien estudiada.

La CFE está en una posición que le permite negociar en un ambiente de reserva de generación, lo que ha impedido establecer acuerdos que comprometan seriamente sus finanzas o su liderazgo dentro del sector.

Si se otorgan mayores facilidades al establecimiento de proyectos de producción independiente, éstos pueden ayudar al suministro suficiente de energía eléctrica a mínimo costo en el sistema eléctrico nacional.

De esto puede derivarse que a mediano plazo se tengan menores precios para aquellos consumidores que no reciben subsidio y en moderados incrementos (dolorosos pero necesarios) en aquellos usuarios que si lo reciben.

Los productores externos de electricidad innovan en el manejo de proyectos, acceden a mejor tecnología y tienen una mayor eficiencia en la operación⁴⁸. Además, esta modalidad atrae volúmenes grandes de capital privado a largo plazo a tasas atractivas, haciendo una contribución significativa a la inversión nacional y demuestra a otros sectores de la economía que también se podían beneficiar con su implantación.

En general, el costo de la energía entregada por un productor independiente en los sistemas eléctricos se estima con el costo marginal de largo plazo⁴⁹. Esto significa que emiten señales correctas de precios y evitan distorsiones en las tarifas.

Gershenson (1999b) sostiene que actualmente se acepta que la producción independiente puede ofrecer energía a precios competitivos y puede reducir el riesgo de cortes de energía costosos. Esto demuestra que su incursión ha tenido grandes éxitos.

Un estudio del Banco Mundial, expone que son difíciles las comparaciones entre los precios de las plantas de producción externa y las del Estado, porque raramente son ajustados por las diferencias de desempeño, eficacia y confiabilidad antes y después de la concesión (Banco Mundial, 1998). Además, se complican por el hecho que la opción de tecnología para la generación privada depende fuertemente de las opciones de combustible disponibles y la obligación de servicio de la planta. En algunos países que no tienen gas natural, el costo por kW instalado es más alto que el estatal.

La construcción de plantas por inversionistas privados está en aumento y es competitiva comparada a la del sector público. Además, han causado que las plantas tengan un mayor rendimiento y que los costos disminuyan, sobre todo en el caso de turbinas de gas. Hay una tendencia descendente en el costo de capital por unidad para productores independientes, principalmente debido a esta caída en los precios del equipo⁵⁰.

Lo que se establece con un productor externo es el derecho contractual para recibir cierta cantidad de energía acordada en circunstancias definidas en un convenio, reflejados en contratos relacionados para la construcción de la planta, suministro de combustible, operación, etc. Cuando el concepto del proyecto está claro y se definen claramente la

⁴⁸ Los niveles de disponibilidad de planta regularmente son más altos y menores sus costos de operación.

⁴⁹ La respuesta a la pregunta sobre si los PIE's elevan los precios al usuario doméstico es afirmativa, debido a que se acercan a los costos reales y no reciben subsidios.

⁵⁰ Al disminuir los costos de energía privada a los niveles económicos de competencia reflejados en las tarifas, se logra un mayor costo efectivo en el sistema eléctrico.

estructura contractual y la repartición de riesgos entre las partes, la producción independiente es una alternativa digna de tomarse en cuenta.

El aumento de experiencias en los empresarios de producción externa puede reducir el complejo conjunto de arreglos contractuales (frecuentemente por la repartición de riesgos y garantías gubernamentales). Esto ayudará a contrarrestar el argumento de que el otorgamiento de concesiones genera mayores problemas al gobierno.

Se puede ampliar el rango para la inversión del sector privado si la CFE deja de limitar las especificaciones a la capacidad deseada y a los requerimientos de actuación de quienes concursan para contratos nuevos como productores privados independientes. Esto permitiría que los inversionistas potenciales propusieran alternativas que respondan mejor a los estándares deseados.

El Banco Mundial reconoce que en México se debe preservar la participación en el sistema de los productores independientes de energía y los cogeneradores actualmente incluidos en la LSPEE (Banco Mundial, 1995). Por ello, la producción independiente representa mucho menor riesgo para los consumidores y para el país en su conjunto que la instrumentación del modelo que la reforma plantea. No se puede garantizar que un eventual mercado asegure el suministro necesario de acuerdo con el incremento de la demanda a largo plazo. En cambio, la paulatina incursión de PIE's en el sistema bajo el modelo actual ha empezado a mostrar que funciona y que para explotar todo su potencial requiere de modificaciones cuyas implicaciones no son comparables a la privatización radical del sector

En México se puede avanzar en este sentido y los organismos involucrados pueden promover transparencia para reforzar la limpieza de los procesos de licitación. La prueba es que el primer proyecto de este tipo (Mérida III) tardó en asignarse casi cuatro años, sin embargo, los subsecuentes fueron adjudicados en procesos que, en promedio, duraron menos de un año.

VII.4.2 La producción independiente como solución transitoria, inflexible e incompatible con el modelo de reforma propuesto

Para los autores de la propuesta de reforma radical del sector, todas las bondades que le vieron a la producción independiente desde 1992, ahora son obstáculos para su implantación. Aducen que esta participación es muy reducida por las restricciones que impone a los

inversionistas el actual marco institucional. Su principal argumento es que el gobierno federal, a través de la CFE, ha asumido las nuevas obligaciones crediticias, porque el marco jurídico actual somete la necesidad de respaldar los pasivos de los productores privados.

Después del enorme esfuerzo por entender la compleja relación entre la CFE y los productores independientes y avanzar para su fomento, Téllez (1999a) propone una solución *simple* para eliminar esta modalidad. Explica: "...algunos contratos podrán terminarse anticipadamente por mutuo acuerdo mediante un pago al PIE o mediante algún otro mecanismo que compense a éste por la terminación del contrato. En el caso de los contratos de largo plazo, las obligaciones de pago (que se cubrirán con las nuevas tarifas) serán transferidas a las nuevas empresas de generación propiedad del Estado". Lo que no queda claro es cómo se cubrirán dichos pagos, si se ha dicho que no se incrementarán las tarifas. Además, es improbable que las empresas recién creadas acepten los compromisos que eran desventajosos para la CFE.

Para tratar de convencer al público de que los PIE's pueden conducir a una exposición adicional de riesgos (de mercado, de tipo de cambio, de combustible, así como de garantías y apoyo político), el gobierno recurre a estudios que en que se muestran una serie de desventajas que fundamentan su pretensión de eliminarlos.

Particularmente, desde que se dio a conocer la propuesta de reforma, algunas autoridades sectoriales han insistido en la necesidad de reestructurar al sistema eléctrico considerando a la producción externa como un modelo agotado a través de cuatro aspectos básicos:

1. No es una verdadera inversión porque el Estado asume los riesgos
2. Los ingresos futuros de CFE no alcanzarán para pagarles a los productores independientes
3. A final de cuentas, la producción independiente se paga con recursos públicos que podrían dedicarse al gasto social
4. Los mercados de capital consideran a los productores independientes como deuda para el gobierno y para el país y eso limita para la obtención de préstamos para luchar contra la pobreza.

Sin embargo, esta visión parece ser parcial y no necesariamente cierta ya que cada uno de los argumentos son débiles y muy discutibles. Por ello, y de acuerdo al contenido acumulado a lo largo de esta tesis se pueden establecer los siguientes comentarios respectivos:

1. Con la experiencia adquirida durante el otorgamiento de once proyectos de producción independiente se ha logrado aprender y desarrollar mecanismos de cobertura para variaciones en: la construcción y operación, en el suministro de insumos y de mercado, en el marco regulatorio, condiciones políticas y en el aspecto financiero. La tendencia actual de los proyectos que la CFE negocia con la iniciativa privada va dirigida a los acreedores de los mismos tomen más riesgos, procurando que ello no resulte en un aumento del costo de los proyectos. Esto demuestra que los riesgos de este tipo pueden disminuir a medida que se posea más experiencia y certidumbre.
2. No parece válido el argumento de que los productores independientes generarán deuda impagable si se tienen los elementos para evitarla. Si se conceptualiza bien el problema, se pueden implementar estrategias que garanticen disponibilidad de energía bajo un esquema regulatorio más transparente que conduzca a beneficios sectoriales, y en general, para toda la sociedad. Esto depende esencialmente del grado de voluntad que tenga el gobierno en materia de regulación de la industria, es decir, de la forma de obtener mayores ingresos a través de una aplicación más racional de las tarifas eléctricas
3. Los usuarios, independientemente de su origen debe seguir pagando el costo de su energía, ya sea a un agente privado, a la empresa paraestatal correspondiente o al agente privado pero a través de la CFE. Esto significa que este argumento está involucrando aspectos que introduce lamentables confusiones a la opinión pública. Hay que saber diferenciar entre restricciones macroeconómicas y la ineludible obligación de invertir en un sector estratégico para el país con recursos provenientes de los usuarios a través de las tarifas. Menospreciar la importancia de invertir en la industria eléctrica, significa poner en riesgo uno de los principales motores del desarrollo nacional. Es ambiguo afirmar que con el pago por la energía generada por los particulares se descuidan otros sectores. Aquí se ha demostrado que aún con la existencia de los PIE's, los usuarios no resienten su ingreso. Esto demuestra que la incorporación de agentes privados ha sido superada por el sector eléctrico en su conjunto. No es falta de capacidad de pago a futuro, cuya solución del problema reside en las tarifas. Este argumento más bien parece que los PIE's pueden ser un obstáculo para una posterior reforma del sector.
4. Como se vio en el capítulo IV, el impacto un productor externo sobre la economía de la industria eléctrica está en función de la capacidad de pago de la CFE y de sus compromisos futuros. Sin embargo, es injusto que se considere como parte de la deuda global del país. Parece más bien una estrategia que desea a toda costa mostrar que no

resultan una buena inversión para la industria eléctrica y que eso limita la capacidad de endeudamiento del país para invertir en obras de beneficio social. Lejos de chantajes, los techos de endeudamiento requieren evaluarse de acuerdo con la capacidad de pago de cada sector. Es perverso castigar al sector eléctrico cuando ha demostrado tener fortaleza y su capacidad de pago estará determinada en buena medida por las acciones que en materia regulatoria tome el gobierno. La deuda contraída si bien compromete pagos corrientes a las siguientes administraciones, puede ser manejable de acuerdo a la solvencia de la CFE. Estos proyectos han demostrado ser viables, y como muestra, es que la misma Secretaría de Hacienda y Crédito Público los ha autorizado.

Actualmente se debate si los PIE's ayudan o entorpecen una reforma posterior. No hay una respuesta definitiva porque depende de las características de las relaciones contractuales por las que se rigen. Como ya se explicó en la sección II.2.4, los PPA's son arreglos contractuales que reflejan la relación del productor externo con la empresa pública. Cuando cambian los parámetros claves (precio de combustible, el advenimiento de plantas nuevas y más baratas), los PPA's pueden esclerosar al sistema. Pero como se expuso en la sección VI.4, los PPA's más recientes permiten una flexibilidad de adaptación a nuevos entornos que aseguren su existencia.

A pesar de todo lo anterior, hay quienes afirman que estos esquemas no representan una verdadera inversión de capital por parte del sector privado y que dichos esquemas están siendo abandonados a favor de reformas estructurales de apertura a la competencia y al *capital privado*, lo cual no coincide con los estudios del Banco Mundial (BM, 1998), cuyas estadísticas muestran que los proyectos de producción independiente tienen una alta tasa de crecimiento y un futuro promisorio⁵¹.

VII.4.3 Reflexiones finales

El concepto de producción independiente normalmente se aplica a los proyectos de generación que vende energía a una empresa nacional bajo un contrato PPA. Este acuerdo asegura un precio predecible al vendedor de un mercado donde hay sólo un comprador.

⁵¹ Por ejemplo, para Téllez (1999b) de no realizarse la iniciativa de reforma, el sector eléctrico, seguiría inmerso en *el peor de los mundos*, porque con la apertura a la ley de 1992: "la CFE tuvo que dar cobertura a las inversiones privadas con contratos a 25 años de plazo, sobre las cuales está garantizado el financiamiento de estos proyectos, por lo que el gobierno asume todo el riesgo, y no el inversionista privado. Además, la capacidad de endeudamiento de la CFE ya se está agotando"

De aprobarse la propuesta de 1999, los contratos celebrados por la CFE con productores independientes serían asumidos por las nuevas empresas de generación, previo convenio entre las partes. De no llegar a ningún acuerdo, el gobierno asumiría las obligaciones derivadas de los PIE's a fin de que participen en el mercado eléctrico y no se presente una insuficiencia de producción.

En las fases de transición ya descritas, el programa de licitación de proyectos de producción independiente se modificaría para ajustarlo a las condiciones que prevalecerían una vez que la nueva estructura se haya establecido. Los nuevos contratos de compraventa de energía tenderían a que:

1. Se ajustaran al nuevo marco regulatorio y al mercado eléctrico
2. Garantizaran condiciones justas para los inversionistas una vez que tenga lugar la transición
3. Establecieran condiciones más flexibles con el objeto de no obstaculizar una transición ordenada al nuevo régimen, evitar costos hundidos y compartir expresamente los riesgos con los inversionistas.

Con el nuevo marco legal y la nueva estructura de la industria, podrían concurrir nuevos participantes, sin embargo, el concepto original de productor independiente desaparecería.

Es importante que antes que se apruebe la reforma, se resalten los mecanismos que evitarían las diversas modalidades de concentración bajo el futuro protagonismo privado (Zedillo, 2000b). De allí la importancia también de construir entes realmente autónomos y con autoridad encargados de verificar condiciones antimonopólicas⁵².

En la propuesta del nuevo gobierno, el futuro de los productores independientes estará determinado por las cláusulas de salida de los contratos celebrados. Por sus características, se pueden identificar tres tipos con sus respectivas opciones:

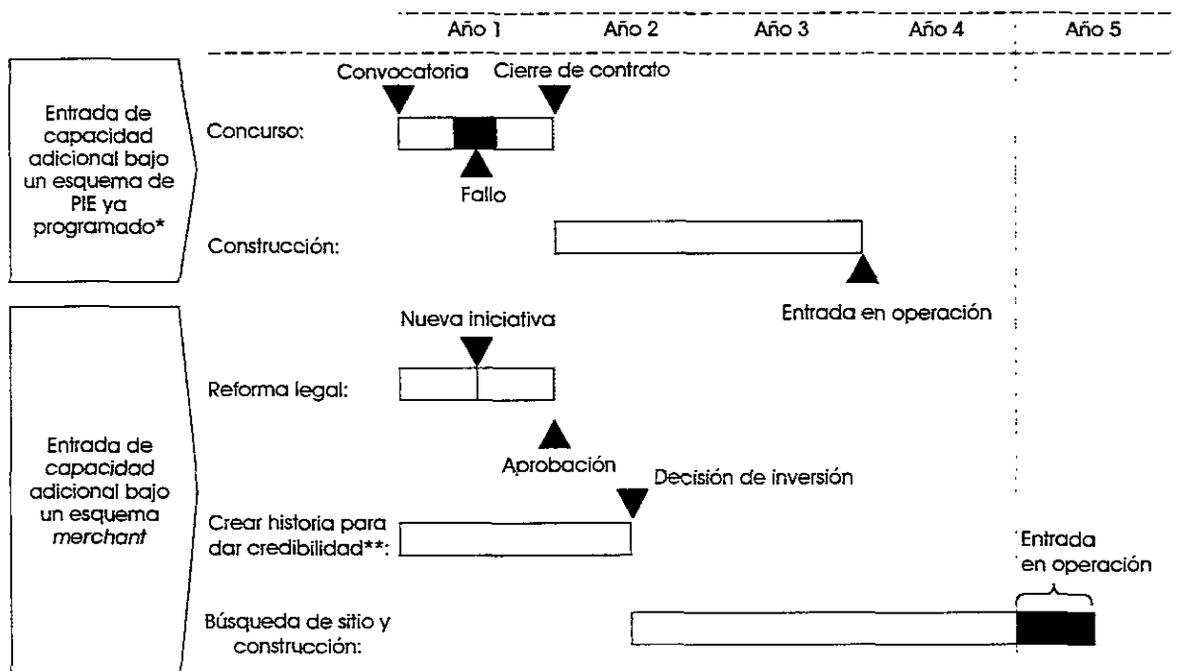
- a) Los que no cuentan con esquemas de salida.- Los PIE's bajo este esquema podrían ingresar al mercado a través de la División CFE-PIE's
- b) Los actuales con cláusulas de salida poco eficaces.- Los PIE's ingresarían al mercado a través de la División CFE-PIE's, hasta que decidan salir del contrato de suministro de CFE.

⁵² Por esta razón, existe consenso en que el Estado debe intervenir para corregir las imperfecciones del mercado, regulando las tarifas cuando su nivel y características no permiten un suministro competitivo

- c) Los futuros PIE's.- Que podrían tener cláusulas de salida en que elijan no pactar contratos de venta de energía con CFE.

En este último tipo, los PIE's ingresarían al mercado como cualquier otro participante, por lo que también considerando el concepto original de productor independiente, éstos desaparecerían.

La figura VII-4 muestra la evolución de los productores independientes bajo esta propuesta para los siguientes cinco años.



* Supone que ya se cuenta con un sitio identificado

** Supone que se aprovecha el avance con el que cuenta CFE de un mercado simulado

Figura VII-4. Proceso para la nueva entrada de capacidad de generación de PIE's

Ahora bien, de no aprobarse ninguna de las propuestas, el futuro de la producción privada estará determinado por la implantación de las siguientes acciones:

- Una mejor administración en los proyectos
- El establecimiento de reglas más transparentes en las licitaciones
- Maximizar el financiamiento nacional
- Promover el comercio entre áreas de potencia.

Los programas de producción independiente necesitarán ser manejados con mayor cautela para no incidir negativamente en la macroeconomía. Esto significará tomar más en cuenta la diversificación de inversionistas cuando se estudien requerimientos futuros de capacidad. Si la PIE continúa desarrollándose, es muy factible que se firmen arreglos contractuales donde los inversionistas absorban la totalidad del riesgo del mercado.

Los mercados de capital locales necesitan desarrollar instrumentos para financiar infraestructura a largo plazo que mitiguen la exposición del sistema eléctrico a fluctuaciones del tipo de cambio.

La energía privada también puede poner a disposición electricidad a través de las compras de países vecinos. A veces es mejor comprar que construir (Ravinovich, 1999).

Finalmente, de existir la voluntad de impulsar el modelo actual, puede considerarse la instrumentación de las diversas modalidades de generación independiente que CEPAL (1998) clasifica en tres tipos:

1. *Por contratos Take or Pay.*

Normalmente establecen los términos del servicio en función del plazo de contratación, de los cargos por capacidad y de los cargos por energía. Como se explicó en la sección II.3.2, se utilizan para solucionar una posible crisis de suministro de electricidad. Sus plazos oscilan entre 15 y 30 años. Bajo este esquema se asegura la rentabilidad de inversionista ya que no está sujeto a competencia con otros generadores y es despachado siempre.

2. *Contratos de capacidad.*

Determinan el plazo y los cargos por capacidad. Bajo este esquema el inversionista asegura su inversión pero está sujeta a competencia, lo cual no garantiza su rentabilidad. En una fase avanzada de tratos con productores independientes, esta modalidad suele ser una excelente opción para las empresas compradoras.

3. Producción libre.

Es una modalidad en la que los inversionistas poseen libertad absoluta para construir sus plantas para suministrar a usuarios industriales en mercados específicos. Toman sus propios riesgos en cuanto a ubicación, tamaño, tecnología y producción de las plantas. Sólo están sujetos a normatividades que no dependen directamente del sector eléctrico, como por ejemplo, las ambientales.

Sumario y conclusiones parciales

En febrero de 1999 el Ejecutivo Federal envió al Congreso una iniciativa de reforma del sector eléctrico sustentado en que se necesitarían invertir cerca de 250,000 millones de pesos para su expansión. Sin embargo, este monto no coincide con el documento de prospectiva, es muy superior y el periodo referido sólo es de seis años. De acuerdo con la Secretaría de Energía, si estas inversiones se financiaran como hasta ahora, surgiría una presión insostenible sobre el presupuesto federal y reconoce un importante rezago en la satisfacción de otras áreas fundamentales para el desarrollo del país. Cabe señalar que en un lapso de sólo once meses, la cifra oficial de requerimientos en el sector en el periodo 2000-2007 creció a 460 mil millones de pesos, es decir el 84% considerando sólo un año más.

El marco regulatorio planteado conduciría a una nueva estructura económica de la industria eléctrica basada en su desintegración vertical y horizontal, en la introducción o simulación de la competencia en todo nivel de actividad donde resulte factible y en el reemplazo de la planificación formal por un sistema descentralizado de toma de decisiones, acompañado por la privatización de las empresas estatales prestadoras del servicio, es decir, un cambio en la titularidad de la propiedad de los activos y la modificación institucional consecuente.

La idea de que la electricidad tiene carácter estratégico y que por lo tanto debe estar en manos del Estado, es cada vez menos compartida por el gobierno, dada la creciente influencia ideológica de las corrientes neoliberales promovida por organismos financieros internacionales. Como consecuencia, la privatización de la electricidad tiene prioridad, aunque no lo reconoce aduciendo que mantendría la rectoría del sector.

Si se aprueba la iniciativa de 1999, la producción independiente tiende a desaparecer. Los contratos pactados con empresas que ganaron sus respectivas licitaciones pueden

renegociarse, rescindirse o en su caso serán parte del nuevo mercado eléctrico mayorista como cualquier productor.

Hay que reconocer que el problema existe, sin embargo, esta propuesta es muy radical y no se tiene la garantía de que sea la que más conviene a la industria eléctrica nacional. Es un área estratégica que por algo está consignada en la Constitución y es importante como motor de desarrollo económico. Resulta contradictorio que se pretenda desintegrar y desincorporar empresas para dejarlas a las fuerzas del mercado y al mismo tiempo se quiera asegurar el suministro de electricidad.

A finales del año 2000, el nuevo gobierno dio a conocer una nueva propuesta de reforma para el sector eléctrico. A diferencia de la anterior, no se privatizarían los activos de las empresas paraestatales, pero sus alcances requerirían modificaciones legales comparables. En el caso del subsector generación, CFE se dividiría en cuatro unidades de negocios, se crearía un mercado y prácticamente toda la nueva inversión en generación se abriría a la inversión privada. La transmisión seguiría siendo propiedad estatal, se crearía un operador de mercado, y tanto la *distribución como la comercialización se concesionarían*. Para los productores independientes, básicamente el futuro dependería de las cláusulas de salida de los contratos, en que podrían elegir vender su energía a CFE-PIE's o ingresar al mercado como un productor más.

La aplicación de cualquiera de las dos propuestas, puede representar un riesgo latente de pérdida de soberanía. Se tiene que reconocer que en los países que han implantado un esquema similar al propuesto, la tendencia a la desregulación y la apertura del mercado facilita el movimiento de las multinacionales de la energía, que en la mayoría de los casos han conducido a una disminución de los puestos de trabajo y han incrementado la pobreza en nombre de las políticas de ajuste estructural.

De no aprobarse ninguna de las propuestas en forma definitiva, la producción independiente seguirá su desarrollo pero cada vez con mayor experiencia. Con un marco más transparente y una adecuada repartición de riesgos, puede contribuir con una cantidad de generación considerable dentro del sistema eléctrico nacional. Recientemente, la producción externa ha tenido una rápida expansión, lo que demuestra que no es una solución inflexible ni transitoria y, por lo tanto, no es un modelo agotado.

CONCLUSIONES

A principios de década de los ochenta, a nivel mundial se originó un replanteamiento de los modos de organización de la industria eléctrica e inició un reclamo de una mayor participación del sector privado. A partir de esto, se instrumentaron distintas medidas de modificación en el modelo verticalmente integrado, fundamentalmente por la aguda crisis que atravesaba y a la aparente incapacidad de los Estados para resolver los problemas.

Desde mediados de la década de los setenta, a lo largo del mundo se tenía un clima inestable en materia de precios y consumo de los energéticos, particularmente el petróleo. Su influencia llegó a Estados Unidos cuya industria entró en una crisis financiera dada la rigidez en la regulación al evitar que se reflejaran los aumentos de los costos en las tarifas.

Para afrontar dicha crisis, el Congreso de Estados Unidos aprobó en 1978 la *Public Utility Regulating Policies Act* (ley PURPA) con el objetivo de impulsar el uso de fuentes alternativas de energía y de fomentar la eficiencia energética. Este nuevo marco legal impulsó la competencia en la generación apoyando proyectos de cogeneración y ofreció facilidades para la aparición de pequeños productores que utilizaran fuentes renovables de energía. Este fue el nacimiento de los productores independientes de energía que con el tiempo tomaron la forma de empresas de inversión propia que generan electricidad para la venta en bloque a una compañía eléctrica, a clientes industriales o a otros usuarios bajo condiciones específicas.

A lo largo del mundo se ha tenido en los últimos años un considerable aumento de productores independientes que han contribuido a cubrir las necesidades de capacidad de generación. Particularmente en Estados Unidos, Asia y América Latina su crecimiento ha sido muy significativo. El desarrollo de esta modalidad es una opción intermedia a permanecer con el modelo tradicional y la alternativa de abrir totalmente la industria a la competencia. Representa una vía para impulsar el desarrollo que algunos sectores eléctricos necesitan ya que pueden financiar inversiones futuras y aligerar las presiones presupuestarias de las empresas estatales.

En México, en 1992 se instrumentó una reforma en el sector que tuvo dos motivos básicos. El primero se refiere a factores internos, derivados de la necesidad de financiar nueva capacidad de generación sin aumentar el endeudamiento público y por el manejo inapropiado de la política de subsidios que provocó su crisis. El otro motivo es de tipo externo, influido por la ideología imperante en el mundo a través de las instituciones financieras internacionales y por los compromisos adquiridos

antes de la firma del Tratado de Libre Comercio. Esta estrategia contempló reformas en los marcos legal, regulatorio, institucional y empresarial. Dentro del nuevo marco legal sobresale la posibilidad del ingreso de la figura de productor independiente que puede vender energía eléctrica bajo el esquema de comprador único.

Desde que se modificó el marco legal, el sector privado ha contribuido con más de 9,000 MW de capacidad. En cuanto a productores independientes se refiere, se han otorgado once permisos que, una vez en operación, totalizarán 4,965.5 MW.

Al paso de las licitaciones, los productores independientes ofrecieron precios atractivos para la CFE y se demostró que era factible adquirir energía. Además, estos productores no sufren ninguna alteración por la aplicación de tarifas bajas que cobra la paraestatal, es decir, que recibe los pagos por concepto de estipulaciones pactadas y no a través de la venta de energía al consumidor final.

La inversión de la iniciativa privada en el sector eléctrico se transforma paulatinamente en un gasto corriente para la Comisión Federal de Electricidad. Sus estados de resultados actuales que muestran una relativa salud en sus finanzas, se verán afectadas cuando se tenga que empezar a pagar a los productores que se vayan incorporando. La tendencia actual del gobierno es transferir casi la totalidad de la inversión en generación al sector privado utilizando este esquema. En un futuro, la CFE puede considerar la inconveniencia de depender demasiado de los generadores externos, por lo que para conservar cierto control tanto operativo como económico, necesitará equilibrarlo con esquemas de arrendamiento mejorados y de inversión propia.

El obstáculo principal que se presenta para el montaje financiero de un proyecto de producción externa se refiere a la repartición, entre los agentes involucrados, de los diversos riesgos que se derivan de las inversiones. Otro aspecto muy importante lo constituyen las tasas de retorno que se deben ofrecer a los inversionistas para compensar cualquier riesgo de tipo político, económico o de operación. A medida que este tipo de proyectos se realicen, se espera que la iniciativa privada tienda a tomar la totalidad de los riesgos y que el gobierno reduzca su participación en el montaje financiero como garante de algún crédito.

El aspecto político puede incidir considerablemente en el desarrollo de este esquema. El Estado puede condicionar la participación de nuevos agentes amparado en un vacío legal que le posibilita ejercer una discrecionalidad en la asignación de esquemas de construcción de nuevas plantas y por su oposición a aceptar mayores riesgos. Los grupos de poder dentro del gobierno pueden tener una gran influencia en la aplicación de criterios que determine su futuro

La red de contratos que actualmente tiene la CFE con los productores independientes es compleja y demoran su implantación. Con una autoridad firme que concerte las posiciones de cada agente participante, se lograría una mayor agilidad y transparencia en los trámites.

En febrero de 1999, se dio a conocer una iniciativa presidencial para reformar estructuralmente el sector eléctrico bajo el argumento de insuficiencia presupuestal para invertir en su expansión. Desde entonces, impera la idea de que la electricidad es estratégica pero que su suministro ya no necesariamente es obligación del Estado, por lo que se aprecia una marcada influencia del exterior con tintes ideológicos. Por su trascendencia se han generado intensos debates sobre la conveniencia de su aplicación y las opiniones se han polarizado en dos grandes grupos: aquellos que defienden la propuesta y sus opositores.

A finales del año 2000, las nuevas autoridades del gobierno entrante han propuesto otra reforma para la industria eléctrica que respeta la propiedad de la CFE y LFC, pero también requeriría de cambios en la Constitución para modificar su estructura. Se pretende permitir la libre entrada a la inversión privada en nueva capacidad de generación. Se crearía un mercado abierto en donde competirían los productores públicos y privados y se podrían pactar contratos bilaterales. Además, el Estado mantendría la propiedad del sistema de transmisión, se crearía un operador del mercado y tanto la distribución como la comercialización se concesionarían.

El urgente afán de reformar el sector eléctrico tiene su origen en los compromisos que adquirió el gobierno mexicano con instituciones financieras internacionales. Además, se tiene una preocupante falta de inversión pública porque las cifras revelan que en la actualidad casi la totalidad de la construcción de nuevas centrales eléctricas proviene del capital privado, a pesar de los retrasos en las licitaciones para deliberadamente propiciar una crisis de insuficiencia en el sector. No obstante, los diversos mecanismos de financiamiento empleados demuestran la viabilidad de opciones para fortalecer la industria eléctrica nacional que se pueden dar dentro del marco de inversión actual. Los autores de las propuestas reconocen los recientes logros en el sector eléctrico, esto significa que el incremento anual de la demanda electricidad se ha satisfecho con el esquema de participación privada vigente, lo cual no impide que se utilice bajo los mismos términos durante los próximos años.

La producción independiente en México ha pasado por tres etapas bien definidas. La primera fue de aprendizaje y reconocimiento de las condiciones que se necesitan para su implantación. En ese período la constante fue la desconfianza y rechazo por parte de la CFE. En la segunda, se replanteó su posible incorporación y a través de una mayor voluntad entre las partes, por el establecimiento de reglas claras y por la definición del marco en cuanto al suministro de combustibles. Inició primero

lentamente, después con mayor dinamismo. En esta fase se aprecia un optimismo oficial para su futura implantación masiva y se resaltaron sus bondades. En la tercera etapa, que es la actual, las autoridades plantean la posible desaparición de esta modalidad mediante la aplicación de reformas haciendo a un lado todos los esfuerzos que se hicieron para su surgimiento. Sin embargo, la necesidad de construir más capacidad de generación induce al gobierno a impulsar implícitamente esta modalidad mientras no se apruebe la propuesta, a pesar de considerarla ahora como una modalidad inflexible, transitoria y desventajosa para la CFE.

Si se aprueba la propuesta de reforma de 1999, la producción independiente tiende a desaparecer. Los acuerdos firmados con las empresas titulares de los permisos tendrían que renegociar o rescindir los contratos para que pasen a ser integrantes del nuevo mercado mayorista. Por su parte, en la propuesta de la nueva administración, el futuro de los productores externos dependerá de las cláusulas de salida de los contratos respectivos y tendrán la opción de pactar o no contratos de venta de energía con CFE a fin de formar parte del mercado como cualquier otro participante. Por lo tanto, en el caso futuro de no celebrar contratos con CFE, los productores independientes también desaparecerían. Ahora bien, si definitivamente no se aprueba la iniciativa, este esquema seguirá su desarrollo pero cada vez con más facilidad gracias a la adquisición de experiencia y confianza entre las partes.

Con base en lo anterior, y de acuerdo con los resultados de la investigación, se puede concluir que, las hipótesis planteadas son correctas y que los motivos que pueden impedir un mayor desarrollo de la producción independiente dependerán básicamente del manejo político de la implantación de una eventual reforma estructural, y de no presentarse esto, de la capacidad de pago futura que tenga la CFE para afrontar su gasto corriente derivado de la compra de energía.

Del análisis efectuado en este trabajo, se pueden derivar varias líneas de investigación futuras que puedan enriquecer el análisis del tema abordado. Por su importancia destacan tres: i) de acuerdo al manejo político que tenga la nueva administración para el sector eléctrico en un mediano plazo, y si no se efectúa alguna reforma al sector, proponer correcciones al modelo de organización para que siga siendo viable el modelo de producción independiente; ii) analizar la incidencia de los productores externos en la eficiencia global del sistema; y iii) recopilar los datos que permitan simular matemáticamente los costos financieros a fin de determinar la sostenibilidad del modelo considerando la paulatina eliminación de los subsidios estatales.

El modelo de productor independiente no está agotado en México y se constata por el creciente número de permisos otorgados y por el consentimiento de la Secretaría de Hacienda y Crédito

Público. Además, en el mundo ha demostrado ser una opción digna de considerar a fin de ayudar a solucionar los problemas de inversión. Si se depura el marco legal y se establecen procesos más transparentes y ágiles, esta modalidad tiene todavía mucho que aportar.

El problema de falta de recursos es evidente, pero la esencia de todo el problema radica en las tarifas y es claro que la política de subsidios no ha sido manejada correctamente. Si se le permite a las empresas estatales recuperar sus inversiones dotándolas de autonomía económica, y si a la industria eléctrica deja de verse como elemento de apoyo a las políticas macroeconómicas, el modelo actual puede preservarse para bienestar de toda la sociedad.

BIBLIOGRAFÍA

- Aburto José Luis (1998), *Mercados eléctricos*, Conferencia impartida el 2 de diciembre en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, UNAM, México D.F.
- Aburto José Luis (1999), *La demanda de electricidad*, Periódico La Jornada, México, D.F., jueves 11 de febrero.
- Agencia Internacional de Energía (1998), *Energy Prices and Taxes*, Página de internet. Dirección electrónica: www.eia.doe.gov.
- Aguilar Jorge Alberto y Aguilera Salvador (1992), *Productores independientes de energía. Análisis de cuestionamientos clave*, Seminario sobre producción independiente impartido en la Comisión Federal de Electricidad, 12 de junio, México, D.F.
- Ahmed Rayaz (1991), *Financiamiento de inversiones privadas en el sector eléctrico: el papel de la Corporación Financiera Internacional*, Ponencia en el Seminario: El sector eléctrico y su inserción en el sector energético y en la economía, Comisión Nacional de Energía, Bogotá, Colombia.
- Alatorre Pedro, González Nemorio, Navarro Roberto y Nieva Rolando (1997), *Uso de la red de planeación de la operación en el Cenace*, Boletín IIE, Instituto de Investigaciones Eléctricas, marzo-abril, Vol.21. No. 2, Palmira, Morelos. México.
- Albouy Yves y Bousba Reda (1998), *The impact of IPPs in developing countries—out of the crisis and into the future*, Viewpoint 162, World Bank, Finance, Private Sector, and Infrastructure Network, Washington, D.C.
- Almazán González José Antonio (1999), *¿A quién beneficia la privatización eléctrica?*, Periódico La Jornada, México, D.F., miércoles 17 de febrero.
- Amezcua Dromundo Cuauhtémoc (1999), *Porqué no se debe abrir la industria eléctrica a la inversión privada*, Partido Popular Socialista, México. Página de internet. Dirección electrónica: <http://www.geocities.com/CapitolHill/Parliament/2702/amezcua.html>.

- Alonso Mario B. (1994), *Financiamiento de proyectos de energía e infraestructura*, Ponencia en el "Seminario internacional sobre el financiamiento en el ahorro de energía". Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, México, D.F.

- Álvarez Soberanis Jaime (1994), *El régimen jurídico de la inversión extranjera en el sector eléctrico* en "La modernización del sector eléctrico", SEMIP, México. D.F., Centro de Investigación y Docencia Económica.

- Ángeles Sarahí y Morales Josefina (1993) en Rangel José (Compilador), *Economía mexicana: 1991 en el cambio estructural*, "La coyuntura neoliberal a mitad del periodo", Instituto de Investigaciones Económicas, UNAM, México, D.F.

- APEC (1996), *Manual of best practice principles for Independent Power Producers (IPPs)*, Energy Working Group. Asia Pacific Economic Cooperation, Norton Rose, Singapur.

- Arjona Argüelles Diego (1998), *Generación de energía: El sector eléctrico en México*, Seminario en "Desafíos y opciones del sector eléctrico en México. Los retos del nuevo siglo", Instituto Politécnico Nacional, México, D.F.

- Arriola Valdés Eduardo (1995), *Planeación del sector eléctrico en México en el nuevo marco regulatorio*, en "Integración de Mercados", XII Curso de Planificación Energética, Programa Universitario de Energía, UNAM, México, D.F.

- Babbar Suman y Schuster John (1998), *Power project finance: Experience in developing countries*, Resource Mobilization and Cofinancing Discussion Paper 119. World Bank, Resource Mobilization and Cofinancing Vice Presidency, Washington, D.C.

- Bacon Robert (1994), *Restructuring the power sector. The case of small systems*, Viewpoint 10. World Bank, Finance, Private Sector, and Infrastructure Network, Washington, D.C.

- Bacon Robert (1995), *Competitive contracting for privately generated power. What to do in the absence of competition in the market*, Viewpoint 47. World Bank, Finance, Private Sector, and Infrastructure Network, Washington, D.C.

- Banco Interamericano de Desarrollo (1995), *Proyecto Samalayuca II (ME-0189), Propuesta de préstamo*, septiembre.

– Banco Mundial (1993a), *La función del Banco Mundial en el sector de la electricidad*, World Bank Group, Washington, D.C.

– Banco Mundial (1993b), *Energía: Eficiencia y conservación en el mundo en desarrollo*, World Bank Group, Washington, D.C.

– Banco Mundial (1994a), *Private sector development seminar increasing private participation*, 3 y 4 marzo, World Bank Group, Washington, D.C.

– Banco Mundial (1994b), *Power and energy efficiency: Status report on the Bank's policy and IFC's activities*, Joint World Bank/IFC Seminar, 7 julio de 1994, World Bank Group, Washington, D.C.

Banco Mundial (1995), *Mexico Strategy Papers*. 10 de junio. World Bank Group, Washington, D.C.

– Banco Mundial (1998), *IPPs? How do they look now?*, Presentación a la Directiva del Banco, IFC, MIGA, noviembre 9. World Bank Group, Washington, D.C.

– Bastarrachea J. y Aguilar J. A. (1994) en Reséndiz Núñez D. (Coordinador), *Las inversiones del sector eléctrico*, "El sector eléctrico de México", Ed. Fondo de Cultura Económica, México, D.F.

– Beato Paulina y Vives Antonio (1996), *Private sector participation in infrastructure: risk, fiscal and efficiency issues in public-private arrangements for the provision of service*, Infrastructure, Vol. 1, No. 3, Wiley, Nueva York, Primavera 1996.

Belden Timotyh, Kahn Edward y Stoff Steven (1995), *Impact of power purchased from nonutilities on the utility cost of capital*, Utilities Policy Vol. 5, No. 1, Gran Bretaña.

– Bell Stuart (1995), *Privatization through broad-based ownership strategies. A more popular option?*, Viewpoint 33. World Bank, Finance, Private Sector, and Infrastructure Network, Washington, D.C.

- Benoit Philippe (1996), *Mitigating project risks. World Bank support for government guarantees*, Public policy for the private sector, Special edition, World Bank Group, Washington, D.C.

- Blanco Castillo Alberto (1996), *Nuevos proyectos de plantas generadoras*, Subdirección de Programación, Comisión Federal de Electricidad, México, D.F.

- Blaylock Brandon (1997), *El proyecto Samalayuca II: Una nueva generación de estructura de financiamiento en México*, Revista Potencia. Año 3. Edición 13. Septiembre-Octubre, Coral Gables, Florida, EUA.

- Bond James (1994), *Risk and private power—A role for the World Bank*, Viewpoint 1. World Bank, Finance, Private Sector, and Infrastructure Network, Washington, D.C.

- Brennan Timothy, Burtraw Dallas, Kopp Raymond, Krupnick Alan, Palmer Karen y Stagliano Vito (1996), *A shock to the system. Restructuring America's electricity industry*, Resources for the Future, Washington, D.C. EUA.

- Brockman y Schuh (1993), *La resolución integral de las necesidades de protección de los nuevos proyectos de producción de energía*, Ponencia en las "Segundas jornadas de cogeneración", junio, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, México, D.F.

- Bueno Montalvo Fernando (1994), *La participación del sector privado en la generación de electricidad en "La modernización del sector eléctrico"*, SEMIP, Centro de Investigación y Docencia Económica, México. D.F.

- Byer Trevor (1991), *Sector eléctrico y la economía*, Ponencia en el Seminario: "El sector eléctrico y su inserción en el sector energético y en la economía", Comisión Nacional de Energía, Bogotá, Colombia.

- Call Steven T. y Holahan William L. (1996), *Microeconomía*, Ed. Grupo Editorial Iberoamérica. México. D.F.

- Camacho Ernesto (1995), *De dónde vienen los fondos para el sector eléctrico?*, Revista Potencia. Año 1. Edición 2. III Trimestre, Coral Gables, Florida, EUA.

- Cámara de Diputados (1999), *Información complementaria de la Comisión Investigadora de la Cámara de Diputados sobre el sector eléctrico*, junio.
- Cardero María Elena (1996), *Qué ganamos y que perdemos con el TLC*, Ed. Siglo XXI-UNAM, México, D.F.
- Carrillo Soberón Francisco (1997) en Campos Leticia (Coordinadora), *Sector de la energía en México. Reestructuración y retos*, "La apertura externa en el sector eléctrico mexicano", Instituto de Investigaciones Económicas y PUE, UNAM, México D.F.
- Castro Estrada Álvaro (1994), *El marco jurídico del sector eléctrico* en "La modernización del sector eléctrico", SEMIP, Centro de Investigación y Docencia Económica, México, D.F.
- Comisión Económica para América Latina y El Caribe (1996), *Istmo centroamericano: diagnóstico y perspectivas de la integración eléctrica en el corto plazo*, CEPAL, Subsede México, LC/MEX/R. 584.
- Comisión Económica para América Latina y El Caribe (1998), *La industria eléctrica del Istmo Centroamericano: situación de los procesos de reforma y perspectivas para el corto y mediano plazo*, CEPAL Subsede México, LC/MEX/L.366.
- Comisión Federal de Electricidad (1993a), *Planeación financiera*, Subdirección de Finanzas, México, D.F.
- Comisión Federal de Electricidad (1993b), *Desarrollo del mercado eléctrico 1989-2003*, Subdirección de Programación, México, D.F.
- Comisión Federal de Electricidad (1995a), *Evolución del precio del kWh en México en el periodo 1962-1994*, Gerencia de Estudios Económicos, México, D.F.
- Comisión Federal de Electricidad (1995b), *Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico. Generación*, 13a. edición, Gerencia de Evaluación y Programación de Inversiones, México D.F.

Comisión Federal de Electricidad (1996), *Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional*, México D.F.

- Comisión Federal de Electricidad (1997a), *Misión, objetivos y valores*, Página de internet. Dirección electrónica: <http://www.cfe.gob.mx/git/infomis.html>.
- Comisión Federal de electricidad (1997b), *Nuestra historia*, Página de internet. Dirección electrónica: <http://www.cfe.gob.mx>.
- Comisión Federal de Electricidad (1997c), *Análisis y diseño de tarifas de electricidad*, Pagina de internet, Dirección electrónica: <http://cfe.mx.gob>.
- Comisión Federal de Electricidad (1997d), *Informe anual 1996*, México D.F.
- Comisión Federal de Electricidad (1997e), *Estadísticas por entidad federativa 1996*, México D.F.
- Comisión Federal de Electricidad (1997f), *Reporte de la evaluación económica financiera para la licitación del concurso de la central Mérida III*, México D.F.
- Comisión Federal de Electricidad (1998a), *Informe anual 1997*, México D.F.
- Comisión Federal de Electricidad (1998b), *Informe de labores, 1997-1998*, México D.F.
- Comisión Federal de Electricidad (1998c), *Bases de licitación del proyecto de producción independiente El Sauz*, México D.F.
- Comisión Federal de Electricidad (1998d), *Análisis de la licitación pública internacional Central PEE Hermosillo*, México D.F.
- Comisión Federal de Electricidad (1998e), *Análisis de la licitación pública internacional Central PEE Río Bravo*, México D.F.
- Comisión Federal de Electricidad (1999a), *Análisis de la licitación pública internacional Central PEE Saltillo*, México D.F.
- Comisión Federal de Electricidad (1999b), *Precios internos y externos de referencia de los principales energéticos, periodo 1970-1998*, 10ª edición, México D.F.

- Comisión Federal de Electricidad (1999c), *Estudios comparativos de costos de tecnologías de generación*. Planificación y programación de sistemas eléctricos. Pagina de internet, Dirección electrónica: <http://www.cfe.gob.mx/internacional/program2.gif>.

- Comisión Federal de Electricidad (1999d), *Tarifas para suministro y venta de energía eléctrica*. Gerencia Comercial. Pagina de internet, Dirección electrónica: <http://www.cfe.gob.mx/gercom/>

- Comisión Federal de Electricidad (1999e), *Análisis de la licitación pública internacional Central PEE Bajío El Sauz*, México D.F.

- Comisión Federal de Electricidad (1999f), *Análisis de la licitación pública internacional Central PEE Tuxpan II*, México D.F.

- Comisión Federal de Electricidad (1999g), *Análisis de la licitación pública internacional Central PEE Monterrey III*, México D.F.

- Comisión Federal de Electricidad (1999h), *Análisis de la licitación pública internacional Central PEE Altamira II*, México D.F.

- Comisión Reguladora de Energía (1993), *Expediente del proyecto Mérida III, Anexos I a VI*. Documento cedido a la CRE por la SEMIP en 1994.

- Comisión Reguladora de Energía (1996), *Cuadernos de divulgación de interés general sobre las actividades reguladas por la CRE: Leyes, reglamentos, directivas y manuales*, Primer ejemplar de la Serie.

- Comisión Reguladora de Energía (2000), *Permisos entregados*, Página de internet. Dirección electrónica: <http://www.cre.gob.mx>.

- Conexión (1997a), *37 Aniversario de la Nacionalización de la industria eléctrica*, Revista publicada por Unidad de Comunicación Social de la Comisión Federal de Electricidad. Edición conmemorativa Año 3. No. 10, México, D.F.

- Conexión (1997b), *La electrificación rural*, Revista publicada por Unidad de Comunicación Social de la Comisión Federal de Electricidad. Año 3. No. 11, México, D.F.

- Coordinación para la Reorganización de la Industria Eléctrica (CRIE, 2000), *Reorganización de la Industria Eléctrica Nacional*, Presentación del equipo de transición económica del presidente electo, 5 de octubre, México, D.F.

- Cristerna Ocampo Rafael, Flores Rubén y Tapia Francisco (1992), *Productores independientes de energía. Costos evitados*, Seminario sobre producción independiente impartido en la Comisión Federal de Electricidad, 16 de octubre, México, D.F.

- Cristerna Ocampo Rafael (1998), *Planeación de la infraestructura eléctrica en México*, Seminario en "Desafíos y opciones del sector eléctrico en México. Los retos del nuevo siglo", Instituto Politécnico Nacional, México, D.F.

- Cruz Serrano Noé (1999a), *La CFE, con sobrecarga de compromisos*, Revista Época. No. 401, México, D.F., lunes 1 de febrero.

- Cruz Serrano Noé (1999b), *CFE: controversia de alto voltaje. Negativas a desmantelar una industria que vale 35 mil mdd*, Revista Época. No. 404, México D.F., lunes 1 de marzo.

- Cuevas M. Fernando (1993), *La réglementation d'un monopole naturel, le cas de l'industrie électrique en Amérique Latine; une approche politico-économique*, Tesis Doctoral, Universidad de Montpellier I, Francia, septiembre.

- Cuevas M. Fernando (1996a), *La dereglementation de l'industrie électrique en Amérique Latine. Un premier bilan*, Conférence annuelle de l'Association des Economistes de l'Energie. Paris, Francia, 14 de mayo.

- Cuevas M. Fernando (1996b), *Análisis de las reformas a la industria eléctrica en Bolivia y Nicaragua*, Comisión Económica para América Latina, Subsede Santiago de Chile, Serie reformas de política pública No. 39.

- Chang Ha-Joon (1996), *El papel del Estado en el cambio económico*, Ed. Ariel Sociedad Económica, México D.F.

- Churchill Antony A. (1993), *La ejecución de reformas: estrategia y tácticas*, Organización Latinoamericana de Energía, Quito, Ecuador.

- Dang Giap V. (1995), *La privatisation des industries électriques en Asie du Sud-Est: Étapes, défis et difficultés*, Revue de L' Energie, No. 465, enero-febrero, París, Francia.

- De Buen R. Odón (1997), *Reflexiones sobre el cambio en el sector de energía y la ingeniería mexicana a finales del siglo XX*, Ponencia en el XVII Congreso Nacional Bienal. Colegio de Ingenieros Mecánicos Electricistas, México, D.F.

- De Oliveira Adilson y Pinto Junior Helder Queiroz (1995), *La restructuration des industries électriques en Amérique Latine: vers un nouveau mode d'organisation?*, Revue de L' Energie, No. 465, enero-febrero, París, Francia.

- Díaz de Hasson Graciela (1995), *Les résultats de la réforme de l'industrie électrique en Argentine*, Revue de L' Energie, No. 465, enero-febrero, París, Francia.

- Díaz-Perez Gustavo (1995), *Generación independiente de energía en Monterrey, N.L. Su historia y futuro*, Ponencia en el "Foro de consulta popular sobre generación independiente de electricidad". Monterrey N.L. México.

- Dubois Claude (1990), *Precios y tarifas de la energía: el caso de la electricidad*, División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería UNAM, México D.F.

- Dussan Manuel (1996), *Electric power sector reform in Latin America and the Caribbean*, Working Papers Series, IFM, Washington D.C., EUA.

- Elías Ayub Alfredo (1999a), *Intervención del director general de la Comisión Federal de Electricidad ante Comisiones del Senado de la República*, Página de internet. Dirección electrónica: <http://www.cfe.gob.mx/git/senado.htm>.

- Elías Ayub Alfredo (1999b), *La reforma eléctrica con 15 años de retraso. Para que entre el capital*, Revista Época. Núm. 404, México, D.F., lunes 1 de marzo.

- Elwan Ibrahim (1993), *La perspectiva del Banco Mundial*, Organización Latinoamericana de Energía, Quito, Ecuador.

- Época (1999), *La Constitución como está y como quedaría*, Revista Época. Núm. 401, lunes 1 de febrero, México, D.F.

- Espinosa y Lara Roberto (1990), *Sistemas de Distribución*, primera edición, Ed. Noriega Limusa, México, D.F.

- Estrada Javier (1999), *Apertura de la Industria del Gas Natural en México*. Comisión Reguladora de Energía, México, D.F.

- Fernández M., González J. M., et al, (1998), *Tendencias tecnológicas en los procesos de combustión en la generación de electricidad*, Boletín IIE, Instituto de Investigaciones Eléctricas, mayo-junio, Vol.22. No. 3, Palmira, Morelos. México.

- Fernández V. Juan F., Kalifa A. Salvador y Quintanilla G. Pedro, (1999), *La participación privada en la industria eléctrica: Experiencia internacional y el caso de México*, Centro de Análisis y Difusión Económica, San Pedro Garza García, N.L. México.

- Finon Dominique (1995), *La diversification des modèles d' organization des industries électriques dans le monde: une mise en perspective*, Revue de L' Energie, No. 465, enero-febrero, París, Francia.

- Finon Dominique (1996), *Les nouvelles fonctions du régulateur et du gouvernement dans les industries électriques libéralisées: les leçons des expériences européennes*, Institut d'Economie et de Politique de l'Energie, Université de Grenoble, Francia.

- Flores Flores Rosendo (1999) en entrevista de Rodríguez Aceves Nora, *Miente el gobierno; el sector eléctrico es autosuficiente*, Revista Siempre. Sección: Finanzas. Año: XLV. Núm. 2385, México, D.F., jueves 4 de marzo.

- Galindo Magdalena (1999), *Inflación... contra inflación. La ilimitada privatización*, Revista Siempre. Sección: Finanzas. Año: XLV. Núm. 2385, México, D.F., jueves 4 de marzo.

- Galván Borja Salvador (1996), *Generación de energía eléctrica como inversión privada. Un marco de referencia y premisas de análisis*, Ponencia en el Seminario: México Power/México Oil & Gas, Monterrey, N. L., México.

- Gelber Les (1993), *Uso eficiente del capital: una perspectiva empresarial*, Organización Latinoamericana de Energía, Quito, Ecuador.

- Gershenson Antonio (1999a), *Electricidad: La propuesta*, Periódico La Jornada, México, D.F., domingo 21 de febrero.
 - Gershenson Antonio (1999b), *Electricidad: Alternativas*, Periódico La Jornada, México, D.F., domingo 28 de febrero.
 - Gómez Pablo (1999), *Patrañas*, Periódico La Jornada, México, D.F., viernes 5 de febrero.
 - González Ibarra Miguel (1993), *Oportunidades de financiamiento*, Ponencia en las "Segundas jornadas de cogeneración", junio, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, México, D.F.
 - Groves Roderick T. (1996) en Leemans A. (compilador), *Reforma administrativa y desarrollo político*, "Cómo reformar la administración pública", Ed. Fondo de Cultura Económica, México, D.F.
 - Guerrero Villalobos Guillermo y Reséndiz Núñez Daniel (1994), *La modernización institucional de Comisión Federal de Electricidad* en "La modernización del sector eléctrico", SEMIP, Centro de Investigación y Docencia Económica, México, D.F.
 - Guislain Pierre and Kerf Michel (1995), *Concessions—The Way to Privatize Infrastructure Sector Monopolies*, Viewpoint 59. World Bank, Finance, Private Sector, and Infrastructure Network, Washington, D.C.
 - Gutiérrez Roberto (1988) en Wionczek Miguel, Guzmán Oscar y Gutiérrez Roberto (Coordinadores), *El sector energético en México*, "Posibilidades y limitaciones de la planeación energética en México", El Colegio de México, México, D.F.
 - Hartley Peter (1998), *Reform of the Electricity Supply Industry*, Rice University, Houston, TX and Tasman Asia Pacific, Melbourne, Australia.
- Hernández Gamarra Antonio (1991), *Comentarios sobre tarifas, inversión y financiamiento*, Ponencia en el Seminario: "El sector eléctrico y su inserción en el sector energético y en la economía", Comisión Nacional de Energía, Bogotá, Colombia

- Hernández Navarro Luis (1999), *Gran venta de garaje*, Periódico La Jornada, México, D.F., martes 9 de febrero.

- Hernández Navarro Luis (2000), *El proyecto foxista descuida la inversión en el sector*, Periódico La Jornada, México, D.F., sábado 4 de noviembre.

- Heywood Fleisig (1995), *The Power of Collateral: How problems in securing transactions limit private credit for movable property*, Viewpoint 43. World Bank, Finance, Private Sector, and Infrastructure Network, Washington, D.C.

- Hoskote Mangesh (1991), *Contratos de administración y leasing en el sector eléctrico*, Ponencia en el Seminario: "Privatización del sector eléctrico". La experiencia internacional, Comisión Nacional de Energía, Bogotá, Colombia.

- Huacuz Villamar Jorge M. y Martínez Leal Ana María (1994), *Electrificación rural con sistemas fotovoltaicos: Lecciones del programa mexicano*, en "Integración de Mercados", XII Curso de Planificación Energética, Programa Universitario de Energía, UNAM, México, D.F.

- Huerta González Arturo (1992), *Riesgos del modelo neoliberal mexicano*, Ed. Diana, México, D.F.

- Hunt Sally y Shuttleworth Graham (1996), *Competition and choice in electricity*, John Wiley & Sons Baffins Lane, Chichester, West Sussex, England.

- Instituto del Tercer Mundo (1997), *La Banca Multilateral de Desarrollo y la energía en México*, ITM. Proyecto Energía. Informe especial, publicación 27 de Julio, Montevideo, Uruguay.

- Instituto Latinoamericano de Planificación Económica y Social (ILPES, 1994), *Guía para la presentación de proyectos*, Ed. Siglo XXI, México, D.F.

- Islas Samperio Jorge y Rodríguez Viqueira Luis (1997) en Campos Leticia (Coordinadora), *Las nuevas técnicas de financiamiento y la reorganización de la industria eléctrica mexicana*, "La apertura externa en el sector eléctrico mexicano", Instituto de Investigaciones Económicas y PUE, UNAM, México, D.F.

- Izaguirre Ada Karina (1998), *Private participation in the electricity sector. Recent trends*, Viewpoint 154, World Bank, Finance, Private Sector, and Infrastructure Network, Washington, D.C.

- Jechoutek Karl and Lamech Ranjit (1996), *Private power financing – From project finance to corporate finance*, Public policy for the private sector. Special edition, World Bank Group, Washington, D.C.

- Johnson, Oren y Svoboda (1997), *Equity and efficiency of unit commitment in competitive electricity markets*, Utilities Policy. Vol. 6. Marzo, Gran Bretaña.

- Kahn E. y R. J. Gilbert (1994), *Competition and industrial change in US electric power regulation*, University of California at Berkeley, EUA.

- Kappaz George (1997) en entrevista de Josefina B. Alonso, *Enfoques innovadores aceleran la construcción de proyectos privados independientes para plantas de energía eléctrica*, Revista Potencia. Edición 13, Año 3, Coral Gables, Florida, EUA.

- Kessel Georgina (1994), *Reformas al marco regulatorio y las instituciones de regulación en el sector eléctrico* en “La modernización del sector eléctrico”, SEMIP, Centro de Investigación y Docencia Económica, México, D.F.

- Klein Michael y Roger Neil (1995), *Back to the future. The potential in infrastructure privatization*, Viewpoint 30. World Bank, Finance, Private Sector, and Infrastructure Network, Washington, D.C.

- Klein Michael, So Jae, and Shin Ben (1996), *Transaction Costs in Private Infrastructure Projects—Are They Too High?*, Viewpoint 95. World Bank, Finance, Private Sector, and Infrastructure Network, Washington, D.C.

- Kliman Mel (1995), *Competitive bidding for independent power: developments in the United States*, Revue de L' Energie, No. 465, enero-febrero, París, Francia.

- Klom Andy (1996), *Desregulación de la electricidad en la Unión Europea*, Unidad A3. Dirección General de Energía (XVII) de la Comisión Europea. Bruselas, Bélgica.

- Krause Gilson G. (1995), *Le développement de la production indépendante en Europe: La diversité institutionnelle*, Revue de L' Energie, No. 465, enero-febrero, París, Francia.
- Kwoka John E. (1996), *Vertical integration and its alternatives for achieving cost efficiency in electric power*, George Washington University, EUA.
- Lamech Ranjit y Jechoutek Karl G. (1995), *Private Power Financing—From Project Finance to Corporate Finance*, Viewpoint 56. World Bank, Finance, Private Sector, and Infrastructure Network, Washington, D.C.
- Levy Brian y Spiller Pablo T. (1994), *Reforms and private participation in the power sector of selected Latin American and Caribbean an Industrializad countries*, University of California, Berkeley, EUA.
- Lewis J. Perl (1997), *Regulatory restructuring in the United States*, Utilities Policy, Vol. 6, No. 1, marzo, Gran Bretaña.
- Littlechild, S. (1999), *La experiencia de reforma en otros continentes: el caso de Inglaterra y Gales*, Ponencia en el Seminario “Desafíos y opciones para el sector eléctrico mexicano”, 25-26 de enero, Programa Universitario de Energía, UNAM, México, D.F.
- López de Silanes Florencio (1997), *What factors determine auction prices in privatization?*, Viewpoint 116. World Bank, Finance, Private Sector, and Infrastructure Network, Washington, D.C.
- Lucenet Georges (1997), *Le secteur électrique européen en 1997. Situation, évolution et perspectives*, Revue de L' Energie, No. 486, marzo-abril, París, Francia.
- Luz y Fuerza del Centro (1998), *Luz y Fuerza en el tiempo*, Página de internet. Dirección electrónica: <http://www.lfc.gob.mx>.
- Mackerron Gordon (1995), *Regulation and the economic outcomes of electricity privatisation in England and Wales*, Revue de L' Energie, No. 465, enero-febrero, París, Francia.
- Maldonado Pedro y Jaques Iván (1997), *Análisis de la legislación eléctrica en América Latina*, Comisión Económica para América Latina, Subsede Santiago de Chile, División de Medio Ambiente y Desarrollo, LC/R. 1726, 28 de mayo.

- Malhotra Anil y Roseman Elliot (1996), *The dynamics of independent power IPP seed top to bottom reform*, Electricity Journal, marzo, New York.
- Mansell Carstens Catherine (1996), *Las nuevas finanzas en México*, Editorial Milenio, Instituto Mexicano de Ejecutivos de Finanzas, Instituto Tecnológico Autónomo de México, México, D.F.
- Margain Eduardo (1993), *El TLC y la crisis del neoliberalismo mexicano*, Centro de Investigaciones sobre América del Norte, UNAM, México, D.F.
- Monteforte Raúl (1991), *La organización del sector eléctrico mexicano: contexto internacional y perspectivas de cambio*, Programa Universitario de Energía y Centro para la Innovación Tecnológica. UNAM, México, D.F.
- Moreno Eric (1990), *Tarifa horaria: una opción de pago para la tarifa 12*, División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería UNAM, México D.F.
- Navarro Jaime y Montes Nora Lina (1988) en Wionczek Miguel, Guzmán Oscar y Gutiérrez Roberto (Coordinadores), *Desarrollo y planeación de la industria eléctrica mexicana*, "Posibilidades y limitaciones de la planeación energética en México", El Colegio de México, México, D.F.
- Nellis John (1994), *Is privatization necessary?*, Viewpoint 7. World Bank, Finance, Private Sector, and Infrastructure Network, Washington, D.C.
- Norberg-Bohm Vicki (1995), *Domestic and international determinants of technological change in the electric power sector in Mexico*, Ponencia en "The Greening of Industry Conference", noviembre, Toronto, Canadá.
- Olea Hernández Héctor (1998), *La desregulación del gas, palanca de la estrategia privatizadora*, Entrevista de Luis Carriles publicada en la revista "Petróleo y Electricidad", pág. 24-26, Marzo, México, D.F.
- Organización Latinoamericana de Energía (1991a), *Bases para una estrategia energética de América Latina y el Caribe para la década de los noventa*, OLADE sede Quito, Ecuador.

- Organización Latinoamericana de Energía (1991b), *Evolución, situación y perspectivas del sector eléctrico en los países de América Latina y el Caribe*, Informe regional, Vol. 1, OLADE sede Quito, Ecuador.
- Organización Latinoamericana de Energía (1993), *El papel del Estado en el sector de la energía*, OLADE sede Quito, Ecuador.
- Organización Latinoamericana de Energía (1997), *Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: Enfoques para la política energética*, OLADE sede Quito, Ecuador.
- Palacios Blanco José Luis (1992), *Introducción al costo marginal de producción en sistemas eléctricos*, Programa Universitario de Energía, UNAM, México D.F.
- Paton John (1993), *Capacidad de absorción de los mercados domésticos de capitales*, Organización Latinoamericana de Energía, Quito, Ecuador.
- Percebois Jacques (1997), *La dérégulation de l'industrie électrique en Europe et aux États-Unis: un processus de décomposition-recomposition*, Revue de L' Energie, No. 490, septiembre, París, Francia.
- Pérez Arriaga J. (1998a), *Fundamentos teóricos de la nueva regulación eléctrica*, Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, Madrid, España.
- Pérez Arriaga J. (1998b), *Visión global del cambio de regulación*, Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, Madrid, España.
- Pérez Olivares Marcial (1997), *La electrificación rural*, Revista Conexión. Publicación de la Unidad de Comunicación Social de la Comisión Federal de Electricidad, Año 3, No. 11, México, D.F.
- Perl Lewis J. (1997), *Regulatory restructuring in the United States*, Utilities Police Vol. 6, No. 1, Gran Bretaña.
- Portes Mascorro Enrique (1993), *Alternativas de financiamiento*, Ponencia en las "Segundas jornadas de cogeneración", junio, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, México, D.F.

- Poulson Barry (1994), *Economic development, private and public choice*, West Publishing Co. Minneapolis, EUA.

- Ramírez Oteo Carlos (1996), *Se prevé una crisis en el abastecimiento eléctrico*, Revista "Petróleo y Electricidad", No 3, pág. 38, México, D.F.

- Ravinovich Gerardo (1995), *Evaluación de esquemas de generación privada de energía eléctrica en Costa Rica, Guatemala, Honduras y Nicaragua (versión preliminar)*, Comisión Económica para América Latina, Subsede México, BCIE BT-BCE-4-010, 29 de mayo.

- Ravinovich Gerardo A. (1999), *Contratos de compra de energía con productores privados independientes*, Comisión Económica para América Latina. Seminario en Tegucigalpa, Honduras, 3-5 de febrero.

- Reforma (1999a), *Abre inversión eléctrica; privatización será después*, Año 6. Número 1880. Sección A, primera plana, México, D.F., miércoles 3 de febrero.

- Rodríguez Padilla Víctor (1997), *Reforma de las industrias de energía eléctrica y gas natural en México*, Comisión Económica para América Latina, Subsede México, Unidad de Energía, 5 de agosto.

- Rodríguez Padilla Víctor (1998), *Impacto de la reforma económica sobre las inversiones de la industria eléctrica en México: El regreso del capital privado como palanca de desarrollo*, Comisión Económica para América Latina, Subsede México, Unidad de Energía, 31 de marzo.

- Rodríguez Padilla Víctor (1999a) en entrevista de Shields David, *La urgencia es ideológica. Contradicciones en la privatización eléctrica*, Revista Siempre. Sección: Finanzas. Año: XLV. Núm. 2384, México, D.F., 28 de febrero.

- Rodríguez Padilla Víctor (1999b), *Propuesta de reforma eléctrica cuestionable*, División de Estudios de Posgrado, UNAM, México, D.F.

- Rodríguez Padilla Víctor, Sheinbaum Claudia y Viqueira Jacinto (1999), *Verdades y mentiras sobre la privatización del sector eléctrico*, Periódico La Jornada, México, D.F., domingo 28 de febrero.

- Rodríguez Padilla Víctor (2000), *Inversión pública en el sector energético: fantasmiosa e ineficiente*, División de Estudios de Posgrado de la UNAM, México D.F.
- Rojas Nieto José Antonio (1999a), *La industria eléctrica a debate*, Periódico La Jornada, México, D.F., domingo 31 de enero.
- Rojas Nieto José Antonio (1999b), *Demanda de electricidad y financiamiento*, Periódico La Jornada, México, D.F., domingo 14 de febrero.
- Rojas Nieto José Antonio (1999c), *Reorganización eléctrica y cambio técnico*, Periódico La Jornada, México, D.F., domingo 28 de febrero.
- Rudnick Hugh (1997), *Regulación del sector eléctrico en Chile, Perú y Venezuela*, Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social, Corporación Andina de Fomento, Comisión Económica para América Latina, Subsede Santiago Chile, LC/IP/R.182, 18 de junio.
- Ruster Jeff (1996), *Mitigating commercial risks in project finance*, Public policy for the private sector, Special edition, World Bank Group, Washington, D.C.
- Salinas Edgar (1990), *Precios y tarifas de la energía: el caso de la electricidad*, División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería UNAM, México D.F.
- Sánchez Albavera y Altomonte Hugo (1997), *Las reformas energéticas en América Latina*, Comisión Económica para América Latina, Subsede Santiago de Chile, Serie Medio Ambiente y Desarrollo, LC/R. 1020, abril.
- Sánchez Rebolledo Adolfo (1999), *De la nacionalización, a la privatización*, Periódico La Jornada, México, D.F., jueves 11 de febrero.
- Sánchez Sierra Gabriel (1991), *Los problemas del sector eléctrico colombiano y el contexto de América Latina*, Ponencia en el Seminario: "El sector eléctrico y su inserción en el sector energético y en la economía", Comisión Nacional de Energía, Bogotá, Colombia.
- Secretaría de Energía (1993), *Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento*, Edición de la SEMIP, México, D.F.

- Secretaría de Energía (1995a), *Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía 1995-2000*, México, D.F.

- Secretaría de Energía (1995b), *Oportunidades de inversión en el sector eléctrico*, México D.F.

- Secretaría de Energía (1998a), *Documento de Prospectiva del Sector Eléctrico 1998-2007*, México D.F.

- Secretaría de Energía (1998b), *Estructura y organigrama de la Secretaría de Energía*, Página de internet. Dirección electrónica: <http://www.energia.gob.mx>.

- Secretaría de Energía (1998c), *Prontuario del sector energía 1992-1997*, México, D.F.

- Secretaría de Energía (1998d), *Documento de Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1998-2007*, México D.F.

- Secretaría de Energía (1999a), *Propuesta de Cambio Estructural de la Industria Eléctrica en México*, Iniciativa enviada al Congreso el 3 de febrero, México D.F.

- Secretaría de Energía (1999b), *Estadísticas del sector eléctrico*, Página de internet. Dirección electrónica: <http://www.energia.gob.mx/frame4.html>.

- Secretaría de Hacienda y Crédito Público (1999), *Informe de la cuenta pública 1998*, Información de la CFE, Página de internet. Dirección electrónica: <http://www.shcp.gob.mx>, México, D.F.

- Shields David (1999a), *Privatización a espaldas del país. La renuncia de Gasca Neri en la CFE despeja el camino para la desincorporación de la industria, sin el debate público prometido*. Revista Siempre. Sección: Finanzas. Año: XLV. Núm. 2381, jueves 4 de febrero, México D.F.

- Shields David (1999b), *Contrapropuestas. Salvar la industria eléctrica*, Revista Siempre. Sección: Finanzas. Año: XLV. Núm. 2385, México, jueves 4 de marzo, México D.F.

- Shields David (1999c), *Por una propuesta nacionalista. Reforma eléctrica, para después*, Revista Siempre. Sección: Finanzas. Año: XLV. Núm. 2392, México, jueves 22 de abril, México D.F.

- Shields (1999d), *Petróleo, gas, electricidad. Hipotecan energéticos*, Revista Siempre. Sección: Finanzas. Año: XLVI. Núm. 2411, jueves 2 de septiembre, México, D.F.

- Shirley Mary (1998), *Why performance contracts for state owned enterprises haven't worked*, Viewpoint 50. World Bank, Finance, Private Sector, and Infrastructure Network, Washington, D.C.

- Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana (1999), *Manifiesto de los trabajadores de base de la CFE y del SUTERM*, 17 de marzo. Página de internet. Dirección electrónica: <http://www.geocities.com/CapitolHill/Parliament/2702/suterm1.html>.

- Sosa Álvarez Ignacio (1994), *Ensayo sobre el discurso político mexicano*, Grupo Editorial Miguel Angel Porrúa- UNAM, México, D.F.

- Souza Antonio (1996), *Apoyo financiero a la inversión privada en el sector eléctrico*, Edición del Banco Nacional de México, México, D.F.

- Souza Antonio (1997), *Financing energy projects in Mexico*, Edición de Proteco Vector, México, D.F., noviembre.

- Souza Antonio (1999), *Financiamiento de proyectos para la generación eléctrica en México*, V Congreso Internacional de Cogeneración y Autoabastecimiento, Edición de Proteco Vector, México, D.F., mayo.

- Suárez Guevara Sergio (1997) en Campos Leticia (Coordinadora), *La industria eléctrica mexicana bajo un triángulo de apertura*, "La apertura externa en el sector eléctrico mexicano", Instituto de Investigaciones Económicas y PUE, UNAM, México, D.F.

- Sullivan James B. (1993), *Formas alternativas de participación privada: Modelos tradicionales y nuevos*, Organización Latinoamericana de Energía, sede en Quito, Ecuador.

- Téllez Kuenzler Luis (1999a), *Conferencia de prensa ofrecida en Los Pinos para exponer la Propuesta de Cambio Estructural de la Industria Eléctrica en México*, Los Pinos, México, D.F., miércoles 4 de febrero.

- Téllez Kuenzler Luis (1999b) en entrevista de Cruz Serrano Noé, *Privatización eléctrica: no quedaba otra opción. Habían fracasado todos los esquemas de coparticipación*, Revista Época. Núm. 401, México, D.F., lunes 1 de febrero.

- Téllez Kuenzler Luis (1999c), *Preciso, transparentar la apertura eléctrica: SE. Difundir las reglas a que se apegarán empresarios*, Foro organizado por el periódico El Universal, Periódico El Universal, México, D.F., lunes 8 de marzo.

- Tenenbaum Bernard (1995), *The real world of power sector regulation*, Viewpoint 50, World Bank, Finance, Private Sector, and Infrastructure Network, Washington, D.C.

- Tristán Georgina (1997), *Inminente privatización de la Comisión Federal de Electricidad*, Revista Petróleo y Electricidad. No. 21, noviembre, México, D.F.

- Vallejo Mejía César (1991), *Política económica y sector eléctrico*, Ponencia en el Seminario: "El sector eléctrico y su inserción en el sector energético y en la economía", Comisión Nacional de Energía, Bogotá, Colombia.

- Vaz Moreyra Ronnie (1993), *Oportunidades de financiamiento*, Ponencia en el "Seminario internacional sobre el financiamiento en el ahorro de energía". Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, México, D.F.

- Vázquez Restrepo Alberto (1991), *Escenarios de desempeño*, Ponencia en el Seminario: "El sector eléctrico y su inserción en el sector energético y en la economía", Comisión Nacional de Energía, Bogotá, Colombia.

- Vélez Ocón Carlos (1994), *El Tratado de Libre Comercio y el mercado eléctrico en México*, en "Integración de Mercados", XII Curso de Planificación Energética, Programa Universitario de Energía, UNAM, México, D.F.

Viqueira Landa Jacinto (1997), *Las tendencias mundiales a la desintegración de los sistemas eléctricos*, División de Estudios de Posgrado de la UNAM, México D.F.

- Whaley Martínez Arturo (1995), *Los productores independientes en una industria eléctrica integrada*, Entec, Ponencia en el "Foro de consulta popular sobre generación independiente de electricidad". Monterrey N.L. México.

- Wangenstein Ivar y Holtan Jon Anders (1995), *The reform of the Norwegian power industry*, *Revue de L' Energie*, No. 465, enero-febrero, París, Francia.

- Webb Michael G. (1998), *Power sector reform and regulation*, Seminario en Economía de Regulación organizado por la Comisión Reguladora de Energía, México D.F., 20-21 de Agosto.

- Yumiseva Jaime (1995), *Energías renovables y la electrificación rural*, *Revista Potencia*. Año 1. Edición 2. III Trimestre, Coral Gables, Florida, EUA.

- Zedillo Ponce de León Ernesto (1999a), *Texto del mensaje difundido en la radio y televisión por el presidente de la República*, Los Pinos, 2 de febrero. Página de internet. Dirección electrónica: <http://www.presidencia.gob.mx>.

- Zedillo Ponce de León Ernesto (1999b), *Quinto Informe de Gobierno*, Presidencia de la República, México D.F.

- Zedillo Ponce de León Ernesto (2000a), *Presentación del programa del Sector Energía 2000*, Discurso en el Museo Tecnológico de la CFE, 24 de enero, México D.F.

- Zedillo Ponce de León Ernesto (2000b), *Intervención en el Foro Mundial Económico*, Discurso ante promotores del libre comercio, 29 de enero, Davos, Suiza.

- Zúñiga Juan Antonio (1997a), *La política del sector eléctrico impone un constante aumento de tarifas, a pesar de los subsidios oficiales*, Periódico La Jornada, México D.F., jueves 8 de enero.

- Zúñiga Juan Antonio (1997b), *Las tarifas eléctricas, nudo gordiano que impide avanzar al sector*, Periódico La Jornada, México D.F., viernes 9 de enero.

ANEXOS

ANEXO A. Permisos concedidos a la iniciativa privada por la CRE

La Comisión Reguladora de Energía ha otorgado 180 permisos a la iniciativa privada desde 1994 hasta principios de noviembre de 2000. De la totalidad, 120 están en operación, 28 están en construcción, 7 están por iniciar obras, 12 están caducos, 7 están inactivos, 5 han renunciado y se ha revocado un permiso. Cabe destacar que 63 permisos son de regularización y no deben considerarse como fruto de la reforma a la LSPEE. Esto se muestra en la tabla A-1 que contiene la lista completa de los permisos adjudicados.

Tabla A-1. Permisos otorgados de generación privada de electricidad desde 1994

No.	Permisionario	Modalidad	Fecha de otorgamiento	Cap. (MW)	Energía (GWh/año)	Estado	Entidad
1	ENERGIA DE NUEVO LEON	Cog.	10/03/94	225.0	1,270.22	Caduco	N.L.
2	D.D.F. (SAN BARTOLITO)	Auf.	3/05/94	2.66	19.81	Caduco	Mex.
3	D.D.F. (EL BORRACHO)	Auf.	3/05/94	1.35	10.17	Caduco	Mex.
4	D.D.F.(LAS PALMAS)	Auf.	3/05/94	2.73	19.48	Caduco	Mex.
5	MINERA HECLA	Auf.	6/05/94	2.80	13.40	En oper.	Son.
6	FABRICA LA ESTRELLA	Cog	6/09/94	8.38	55.50	En oper.	Coah.
7	PRODUCTORA DE PAPEL	Cog.	20/07/94	9.23	55.70	En oper.	N.L.
8	FERSINSA GIST-BROCADES	Cog.	20/07/94	5.30	42.40	En oper.	Coah.
9	PEP: COMPLEJO ABKATUN-DELTA	Auf.	6/09/94	7.52	7.40	En oper	Camp.
10	PROTEINAS INDUSTRIALES DE LA LAGUNA	Cog.	6/09/94			Renuncia a permiso	
11	PRODUCTOS ECOLOGICOS	Cog.	15/09/94	42.40	130.00	Inactivo	Ver.
12	ALMIDONES MEXICANOS	Cog.	5/10/94	12.00	17.50	En oper.	Jal.
13	SUMINISTRO ENERGETICO INDUSTRIAL	Cog.	7/11/94			Renuncia a permiso	
14	INDUSTRIAS MONFEL	Cog.	15/11/94	2.55	19.75	En oper.	SLP
15	CARTONES PONDEROSA	Cog.	15/11/94	9.00	70.90	En oper.	Qro.
16	SOC. CONS. ENERG. SON. (EL MEZQUITE)	Auf.	21/11/94	26.60	140.00	Caduco	Son.
17	SOC. CONS. ENERG. SON. (LA DURA)	Auf.	21/11/94	23.00	123.70	Caduco	Son.
18	SOC. CONS. ENERG. SON. (SOYOPA)	Auf	21/11/94	30.00	167.40	Caduco	Son.
19	SOC. CONS. ENERG. SON. (FAUSTINO)	Auf.	21/11/94	23.00	120.20	Caduco	Son.
20	PAPELERA VERACRUZANA	Auf.	1/03/95	1.26	3.27	En oper.	Ver.
21	TAZCOMEX	Cog.	1/03/95	47.00	91.13	Caduco	Mex
22	ALBRIGHT & WILSON TROY DE MEXICO	Cog	1/03/95	6.25	44.00	En oper.	Ver.
23	PRITSA POWER	Cog	1/03/95	30.00	229.70	Inactivo	Hid.
24	CORRUGADOS LA ESTRELLA	Cog.	27/03/95	26.27	182.00	En oper.	Hid.
25	ACEITERA LA JUNTA	Cog.	27/03/95	2.33	17.50	En oper.	Jal.
26	COMPANIA ELECTRICA DE COZUMEL	Cog.	28/03/95	29.50	192.00	Inactivo	Q Roo
27	AGROGEN	Auf.	28/03/95	11.52		Renuncia a permiso	
28	MINERA MANHATTAN	Auf	19/04/95	2.73	7.60	En oper.	Chih.
29	ELEOELECTRICA DEL ISTMO	P P.	10/95/95	20.16	88.16	Caduco	Oax.
30	ARANCIA	Cog	16/08/95			Permiso Revocado	
31	BOSE	Imp.	4/03/96	4.00	18.40	En oper.	Son.
32	GENERAL TIRE DE MEXICO	Cog	4/03/96	5.13	41.90	Caduco	SLP
33	ARANCIA CORN PRODUCTS	Auf	26/04/96	180.00	1,261.0	Inactivo	Coah
34	ELECTRICIDAD DEL SURESTE	Auf	26/04/96	27.00	134.00	Caduco	Oax.

35	TERMOELECTRICA DEL GOLFO	Aut.	24/05/96	250.00	1,750.0	En constr.	SLP
36	ENERTEK	Cog.	24/05/96	120.00	832.20	En oper.	Tamps.
37	PEGI	Aut.	24/05/96	617.30	4,143.0	En oper.	N.L.
38	PEP: COMPLEJO ABKATUM	Aut.	31/05/96	35.50	33.80	En oper.	Camp.
39	PEP: PLATAFORMA CAYO ARCAS	Aut.	31/05/96	1.57	2.61	En oper.	Camp.
40	PEP: COMPLEJO KU-A	Aut.	31/05/96	3.30	3.49	En oper.	Camp.
41	PEP: COMPLEJO KU-H	Aut.	31/05/96	1.05	1.53	En oper.	Camp.
42	PEP: COMPLEJO NOHOCH-A	Aut.	31/05/96	5.20	4.52	En oper.	Camp.
43	PEP: COMPLEJO POL-A	Aut.	31/05/96	6.23	11.65	En oper.	Camp.
44	PEP: COMPLEJO MARINO DE REBOMBEO	Aut.	31/05/96	1.94	2.28	En oper.	Camp.
45	COMPANIA MINERA EL BAZTAN	Aut.	21/06/96	2.20	10.01	En oper.	Mich.
46	ENERGIA BIDARENA	Cog.	21/06/96	1.90	13.37	En oper.	Mex.
47	POLIMAR	Aut.	10/07/96	0.85	1.04	En oper.	Tamps.
48	CELULOSA Y CORRUGADOS DE SONORA	Cog.	2/08/96	4.00	21.25	En constr.	Son.
49	ARANCIA CPC	Aut.	4/09/96	21.30	144.48	En oper.	Qro.
50	BERI CALI SUR	Cog.	27/09/96	5.00	20.50	Inactivo	BCS
51	COZUMEL 2000	Aut.	25/10/96	30.00	75.00	En constr.	Q. Roo
52	COGENERACION MEXICANA	Aut.	25/10/96	69.00	504.60	En constr.	Qro.
53	RESIDUOS INDUSTRIALES MULTIQUM	Aut.	3/12/96	0.80	2.33	En oper.	N.L.
54	PEP: COMPLEJO EK-BALAM	Aut.	13/12/96	22.91	67.10	En oper.	Camp.
55	TERMINAL DE PRODUCTOS ESPECIALIZADOS	Aut.	13/12/96	2.89	1.25	En oper.	Tamps.
56	SERV. AGUA Y DREN. DE MONTERREY-IPD	Aut.	24/01/97	9.20	40.20	En oper.	N.L.
57	AES MERIDA III, S. DE R.L. DE C.V.	PIE	19/02/97	531.50	3,400.0	En oper.	Yuc.
58	ENERGIA Y AGUA PURA DE COZUMEL	Aut.	18/07/97	25.71	135.60	En constr.	Q. Roo
59	SERV. AGUA Y DREN. DE MONTERREY-NORTE	Aut.	15/08/97	1.60	14.02	En oper.	N.L.
60	MINERA MUZQUIZ	Imp.	15/08/97	0.75	6.57	En oper.	Coah.
61	ADVANCED COGEN	Cog.	3/09/97	19.90	194.00	Inactivo	BCS
62	PETROQUIMICA COSOLEACAQUE	Aut.	24/10/97	59.20	175.20	En oper.	Ver.
63	PETROQUIMICA ESCOLIN	Aut.	2/12/97	48.00	336.00	En oper.	Ver.
64	PGPB: COMPLEJO REYNOSA	Aut.	17/12/97	6.00	15.02	En oper.	Tamps.
65	PGPB: COMPLEJO NUEVO PEMEX	Aut.	17/12/97	92.00	420.00	En oper.	Tab.
66	PGPB: COMPLEJO LA VENTA	Aut.	17/12/97	24.80	152.57	En oper.	Tab.
67	PGPB: COMPLEJO POZA RICA	Aut.	17/12/97	18.00	70.80	En oper.	Ver.
68	PGPB: COMPLEJO CIUDAD PEMEX	Aut.	17/12/97	64.00	245.00	En oper.	Tab.
69	PEMEX-REFINACION COMPLEJO INDEP.	Aut.	17/12/97	60.00	166.00	En oper.	Pue.
70	FUERZA EOLICA DEL ISTMO	Aut.	14/01/98	30.00	150.00	En constr.	Oax.
71	BAJA CALIFORNIA 2000	Aut.	14/01/98	60.50	166.00	En constr.	BC
72	PEMEX-REFINACION, REF. "MIGUEL HIDALGO"	Aut.	23/01/98	82.00	479.81	En oper.	Hid.
73	PGPB: COMPLEJO CACTUS	Cog.	23/01/98	120.70	315.16	En oper.	Chis.
74	PETROQUIMICA MORELOS	Cog.	13/02/98	172.00	490.56	En oper.	Ver.
75	PETROQUIMICA CANGREJERA	Cog.	13/02/98	163.50	762.00	En oper.	Ver.
76	PETROQUIMICA PAJARITOS	Cog.	13/02/98	58.50	202.00	En oper.	Ver.
77	AGROINDUSTRIAS DEL BALSAS	Aut.	11/03/98	15.00	120.50	En oper.	SLP
78	INGENIO PLAN DE SAN LUIS	Aut.	11/03/98	9.00	18.00	En oper.	SLP
79	PEMEX-REFINACION: REF. ING. AMOR	Aut.	20/03/98	79.50	470.00	En oper.	Gto.
80	PGPB: CENTRO COATZACOALCOS	Aut.	20/03/98	76.80	128.00	En oper.	Ver.
81	INGENIO PRESIDENTE BENITO JUAREZ	Aut.	27/03/98	9.00	18.90	En oper.	Tab.
82	PEMEX-REFINACION: REF. L. CARDENAS	Aut.	27/03/98	76.40	296.50	En oper.	Ver.
83	PEMEX-REFINACION: REF. ING. H. LARA	Aut.	17/04/98	64.00	308.00	En oper.	N.L.
84	MEXICANA DE COBRE	Aut.	18/04/98	36.50	287.61	En oper.	Son.
85	CIA INDUSTRIAL AZUCARERA SAN PEDRO	Aut.	24/04/98	10.00	10.8	En oper.	Ver.
86	INGENIO EMILIANO ZAPATA	Aut.	24/04/98	8.60	20.50	En oper.	Mor.
87	INGENIO SAN MIGUELITO	Aut.	22/05/98	3.70	5.45	En oper.	Ver.
88	IMPULSORA DE LA CUENCA DEL PAPALOAPAN	Aut.	22/05/98	24.20	38.15	En oper.	Ver.
89	MINERA BISMARCK	Aut.	22/05/98	3.20	2.62	En oper.	Chih.
90	INGENIO SAN FRANCISCO EL NARANJAL	Aut.	22/05/98	6.00	8.20	En oper.	Ver.
91	INGENIO LAZARO CARDENAS	Aut.	22/05/98	1.60	1.96	En oper.	Mich.
92	AZUREMEX	Aut.	22/05/98	2.50	1.95	En oper.	Tab.
93	PEMEX-REF. FCO. I. MADERO	Aut.	12/06/98	65.00	270.00	En oper.	Tamps.
94	ALTOS HORNOS DE MEXICO	Aut.	12/06/98	184.30	1,102.0	En oper.	Coah.
95	INGENIO DE PUGA	Aut.	26/06/98	12.00	166.00	En oper.	Nay.
96	BASF MEXICANA	Aut.	26/06/98	10.60	88.93	En oper.	Tamps.

97	PEMEX-REF. ING. A. DOVALI JAIME	Auf.	15/07/98	115.00	609.00	En oper.	Oax.
98	INGENIO JOSE MARIA MARTINEZ	Auf.	15/07/98	12.00	25.56	En oper.	Jal.
99	INGENIO SAN FRANCISCO AMECA	Auf.	15/07/98	4.50	11.90	En oper.	Jal.
100	BIMBO DEL NOROESTE	Auf.	22/07/98	1.66	1.40	En oper.	Son.
101	SEIHOWA DE MEXICO	Imp.	22/07/98	0.85	-	En oper.	Son.
102	PAULSON MEXICANA	Imp.	22/07/98	0.55	-	En oper.	Son.
103	PEP: COMPLEJO AKAL-C	Auf.	12/08/98	9.80	12.26	En oper.	Camp.
104	PEP: COMPLEJO AKAL-J	Auf.	12/08/98	10.30	11.40	En oper.	Camp.
105	PEP: COMPLEJO AKAL-N	Auf.	12/08/98	3.15	6.13	En oper.	Camp.
106	PEP: COMPLEJO ABKATUN-A	Auf.	12/08/98	18.73	31.76	En oper.	Camp.
107	PEP: CENTRO GAS ATASTA	Auf.	13/08/98	8.10	21.35	En oper.	Camp.
108	INGENIO EL MOLINO	Auf.	11/09/98	5.50	8.50	En constr.	Nay.
109	PEP: PLANTA ELECTRICA CARDENAS	Auf.	18/09/98	36.80	22.00	En oper.	Tab.
110	PEP: TERMINAL MARITIMA DOS BOCA	Auf.	18/09/98	99.15	186.80	En oper.	Tab.
111	QUIMICA DEL REY	Auf.	18/09/98	16.20	102.00	En oper.	Coah.
112	HYO SEUNG DE MEXICO	Imp.	18/09/98	0.5	1.75	En oper.	Son.
113	PAPELERA INDUSTRIAL POTOSINA	Cog.	9/10/98	3.53	20.30	En oper.	SLP
114	CERVECERIA CUAUHEMOC-MOCTEZUMA	Auf.	16/10/99	15.00	66.47	En oper.	Ver.
115	MINAS SAN LUIS	Auf.	16/10/98	4.44	12.91	En oper.	Dur.
116	INGENIO TAMAZULA	Auf.	26/10/98	10.47	27.14	En oper.	Jal.
117	PROZUCAR	Auf.	26/19/98	10.50	27.90	En oper.	Sin.
118	OSCA DE MEXICO	Auf.	26/10/98	1.90	Renuncia a permiso		
119	INGENIO ALIANZA POPULAR	Auf.	3/11/98	6.395	13.20	En oper.	SLP
120	PEP: PLATAFORMA-ZAAP-C	Auf.	3/11/98	1.45	Renuncia a permiso		
121	GENERADORA ELECTRICA SAN RAFAEL	Auf.	11/11/98	24.00	134.40	En constr.	Nayarit
122	CEMENTOS APASCO	Auf.	13/11/98	0.55	1.00	En oper.	Coah.
123	INDUSTRIA CENTAURO	Auf.	23/11/98	10.00	18.80	En oper.	Dur.
124	FUERZA Y ENERGIA DE HERMOSILLO	PIE	23/11/98	252.70	1,800.00	En constr.	Son.
125	INGENIO EL DORADO	Auf.	3/12/98	5.60	9.90	En oper.	Sin.
126	ENERGIA DE QUINTANA ROO	Auf.	10/12/98	42.73	318.15	Por iniciar	Q. Roo
127	COM. MEX-AM. PARA LA ERR. DEL GUSANO B.	Auf.	10/12/98	2.20	1.77	En oper.	Chis.
128	CENTRAL RIO BRAVO	PIE	12/12/98	568.60	3,700.00	En constr.	Tamps.
129	INGENIO TRES VALLES	Auf.	16/12/98	12.00	30.25	En oper.	Ver.
130	MEXICANA DE HIDROELECTRICIDAD	Auf.	15/01/99	30.00	101.30	En constr.	Gro.
131	ENERGIA INDUSTRIAL RIO COLORADO	Cog.	15/01/99	470.00	3,000.00	En constr.	Son.
132	MECOX RESOURCES	Imp.	8/02/99	1.60	-	En oper.	Son.
133	CENTRAL SALTILLO	PIE	18/03/99	247.50	1,650.00	En constr.	Coah.
134	MINERA LA ENCANTADA	Auf.	9/04/99	6.80	13.03	En oper.	Coah.
135	ENERGIA AZTECA VIII	PIE	2/06/99	545.00	4,081.00	En constr.	Gto.
136	INGENIO EL HIGO	Auf.	2/06/99	12.00	26.00	En oper.	Ver.
137	COMPANIA INDUSTRIAL VERACRUZANA	Auf.	2/06/99	4.00	17.42	En oper.	Ver.
138	INDUSTRIAL ACITERA	Auf.	9/06/99	10.00	43.80	En oper.	Mex.
139	ELECTRICIDAD AGUILA DE TUXPAN	PIE	25/06/99	535.56	3,707.45	En constr.	Ver.
140	HYLSA PTA. MONTERREY	Auf.	12/07/99	50.00	28.00	En oper.	N.L.
141	ISPAT MEXICANA	Auf.	20/07/99	40.00	180.40	En oper.	Mich.
142	INGENIO A. LÓPEZ MATEOS	Auf.	09/08/99	13.50	21.60	En oper.	Oax.
143	GRUPO CELANESE (COMPLEJO ZACAPU)	Cog.	09/08/99	10.00	31.54	En oper.	Mich.
144	GRUPO CELANESE (COMPLEJO OCOTLAN)	Cog.	09/08/99	13.30	56.94	En oper.	Jal.
145	INGENIO DE HUIXTLA	Auf.	27/08/99	9.60	12.62	En oper.	Chis.
146	ELECTRICIDAD DEL ISTMO	Auf.	27/08/99	20.00	99.00	En constr.	Oax.
147	HIDROELECTRICIDAD DEL PACIFICO	Auf.	27/08/99	8.00	37.00	En constr.	Jal.
148	CIA. DE NITRÓGENO DE CANTERELL	Cog.	03/09/99	306.00	1,971.00	En oper.	Camp.
149	TERMOELECTRICA PEÑOLES	Auf.	03/09/99	260.00	1,850.00	En constr.	SLP
150	HIDROELECTRICAS VIRITAS	Auf.	10/09/99	5.73	26.92	En oper.	Ver.
151	ENERGÍA ELECTRICA DE Q. ROO	Cog.	27/09/99	114.50	848.84	Por iniciar	Q. Roo
152	IBERDROLA ENERGIA MONTERREY	PIE	08/10/99	570.00	3,685.00	En constr.	N L
153	PROVEDORA NACIONAL DE ELECTRICIDAD	Auf.	22/10/99	20.00	79.00	En constr.	Dur.
154	CELULOSA DE FIBRAS MEXICANAS	Cog	05/11/99	6.64	37.27	En oper.	Tlax
155	PROOV DE ELECTRICIDAD DE OCCIDENTE	Auf.	05/11/99	20.00	101.00	En oper.	Jal.
156	MICASE	Auf.	14/12/99	10.69	59.00	En oper.	Mex
157	GRUPO PRIMEX	Cog.	07/01/00	16.3	140.83	En oper.	Tamps.
158	COMPANIA AZUCARERA LA FE	Auf.	25/01/00	9.5	11.40	En oper.	Chis.

159	MINERA AUTLAN (MOLANGO)	Aut.	25/01/00	11.13	30.00	En oper.	Hid.
160	COMPRESION DE CAMPECHE	Aut.	11/02/00	7.78	22.63	En constr.	Camp.
161	INGENIO MELCHOR OCAMPO	Aut.	17/02/00	6.00	12.00	En oper.	Jal.
162	COMPANÍA MINERA BASIS	Aut.	17/02/00	7.99	23.93	En oper.	Dur.
163	ENERGIA DE MEXICALI	Exp.	31/03/00	257.60	2,119.12	En constr.	BC
164	TRANSALTA CAMPECHE	PIE	06/04/00	275.00	2,102.97	En constr.	Camp.
165	ELECTRICIDAD AGUILA DE ALTAMIRA	PIE	28/04/00	565.30	3,651.53	En constr.	Tamps.
166	COMPANÍA AZUCARERA DE LOS MOCHIS,	Aut.	03/05/10	14.00	22.53	En oper.	Sin.
167	ENRON ENERGIA INDUSTRIAL DE MEXICO	Cog.	2/06/00	284.02	2,265.00	Por iniciar	N.L.
168	ELECTRICIDAD DE VERACRUZ	Aut.	2/06/00	651.00	5,000.00	Por iniciar	Ver.
169	ELECTRICIDAD DE VERACRUZ II	Aut.	2/06/00	279.00	1,670.00	Por iniciar	Ver.
170	VITRO FLOTADO	Aut.	19/05/00	339.30	10.69	En oper.	N.L.
171	FUERZA Y ENERGIA DE NACO-NOGALES	PIE	14/07/00	339.30	1,920.00	Por iniciar	Son.
172	HYLSA PUEBLA	Aut.	21/07/00	5.60	30.24	En oper.	Pue.
173	INTERNACIONAL DE PAPEL DEL GOLFO	Cog.	21/07/00	3.00	22.78	En constr.	Tamps.
174	ENERGIA AZTECA X	PIE	7/08/00	597.25	4,850.00	Por iniciar	BC
175	AGROENERGÍA	Cog.	14/08/00	12.00	63.83	En oper.	Qro.
176	INGENIO SAN RAFAEL DE PUCTE	Aut.	15/09/00	9.00	18.38	En oper.	Q. Roo
177	KIMBERLY-CLARK DE MEXICO	Aut.	16/10/00	10.00	86.40	En constr.	Ver.
178	PEP: COMPLEJO IXTOC-A	Aut.	23/10/00	0.83	1.56	En oper.	Camp.
179	ITALAISE	Aut.	31/10/00	5.20	32.86	En constr.	Qro.
180	GRESAISE	Aut.	31/10/00	5.20	32.86	En constr.	Tlax.

Nomenclatura: Cog: cogeneración, Aut: autoabastecimiento, P.P: pequeña producción, Imp: importación, Exp: Exportación, PIE: producción independiente

Fuente: CRE (2000)

ANEXO B. Cálculo del costo unitario de generación de la Comisión Federal de Electricidad

La metodología que permite obtener el costo unitario total de generación para la CFE se basa en el costo nivelado de generación, que se puede desagregar en tres grandes componentes (CFE, 1995b).

- i. Por inversión (durante las etapas de estudios y construcción)
- ii. Por uso de combustibles
- iii. Por la operación y el mantenimiento.

Se define como inversión a la erogación que se efectúa para la obtención o instalación de un bien. Por su parte, los costos de operación son aquellos que se asocian con el consumo directo de bienes o servicios a lo largo del proceso de generación eléctrica.

En todos los proyectos los gastos se realizan en forma prácticamente continua, pero para efectos de un análisis económico, se asume que éstos se efectúan en forma discreta a principios de cada año.

A. Costo por inversión

Existen dos costos unitarios de inversión: el costo directo, el indirecto. Adicionalmente se le puede asociar el costo actualizado al inicio de la operación.

El costo directo (CD) en una central es el total de gastos en moneda constante respectivos dividida entre su capacidad. Expresa el costo de inversión considerando todos los gastos para un año en particular. Representa el valor de los equipos nacionales e importados, materiales, mano de obra, etc.

$$CD = \frac{\text{Total.de.erogaciones}[\$]}{\text{Capacidad}[KW]}$$

El costo indirecto (CI) es la adición al costo directo de los costos por ingeniería administración y control de la obra. Existe una estimación de este costo para cada tecnología de generación.

$$CI = CD \cdot (\% \text{ de estimación})$$

El costo actualizado al inicio de la operación (CAIO) es el valor de la inversión al momento de poner en servicio la central y se calcula a partir de la tasa de descuento tomando en cuenta el plazo de construcción y su cronograma de inversiones, es decir, considera el costo de los intereses que deben pagarse en la construcción de la central. Esto implica que el CAIO se calcula como:

$$CAIO = (CD + CI) \cdot fvp$$

siendo el fvp el factor de valor presente al inicio de la operación, dado por

$$fvp = \sum_{t=-N}^{-1} W_t (1+i)^{-t}$$

donde:

- i = tasa de descuento
- t = año de la inversión
- W_t = porcentaje del perfil de inversión en el año t del periodo de construcción

Se denomina *costo nivelado*¹ a un parámetro que integra la información económica que se dispone acerca de un proyecto. Su magnitud refleja el costo medio del bien o servicio producido y permite comparar proyectos alternativos que pueden resultar un mismo producto. El costo nivelado de inversión (CNI) dado en [\$/kWh], es aquel valor que al que hay que multiplicar el valor presente de la central, incluyendo su vida útil, para igualar al valor presente de las erogaciones efectuadas en la construcción.

El costo nivelado de inversión depende del costo unitario de inversión, del valor presente, de la vida útil de la central, de su factor de planta, y de la proporción de energía para usos propios. Matemáticamente, esto es:

$$CNI = [CU] \cdot \left[\frac{1}{GNA} \right] \cdot \left[\frac{frc(1, n)}{(1+i)} \right] \cdot [fvp(i, w)]$$

donde:

CU = costo unitario [\$/kW]

$$CU = \frac{I}{C}$$

I = inversión [\$]

C = capacidad instalada[kW]

GNA = generación neta anual uniforme [hr]

$$GNA = (1 - up) \cdot fp \cdot 8760$$

up = usos propios

fp = factor de planta

8,760 = horas en un año

frc = factor de recuperación del capital

$$frc = \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

n = vida útil de la central

¹Su análisis es válido tanto en costos de inversión como para obtener costos por otros conceptos.

B. Costo por combustibles

Durante la vida útil de la central, el principal componente de los gastos son los costos por el uso de combustibles que tienen un comportamiento variable por su comercialización en mercados.

El costo de un combustible representa el valor correspondiente al recurso energético requerido para generar un kWh por medio de las distintas tecnologías. Para su evaluación se utilizan tanto precios domésticos como precios externos de referencia bajo un determinado escenario de evolución.

El costo de generación por combustibles también es un costo nivelado y depende del escenario medio de evolución de los precios del energético². Esto no se aplica a plantas geotérmicas ni hidráulicas.

La metodología de cálculo es la siguiente:

A partir del régimen térmico, del poder calorífico y del precio del energético, se calcula el costo nivelado de combustible aplicando la siguiente expresión:

$$CNC = \frac{RT}{X} \cdot [P_e] \cdot [FA]$$

donde:

CNC = costo nivelado de combustible [\$/kWh]

RT = régimen térmico [Kcal/kWh]

$$RT = \frac{X/Y}{\eta_n}$$

X = cantidad de Kcal/unidad

Y = cantidad de kWh/unidad

η_n = eficiencia neta

P_e = precio externo de referencia [\$/unidad]

FA = factor de actualización.

² Una vez que se ha evaluado el costo por generación por combustible, generalmente se efectúa un análisis de sensibilidad para estudiar el comportamiento del kWh generado neto debido a posibles variaciones de los parámetros básicos

Para considerar el impacto de la inflación diferencial de un insumo al costo del kWh, se requiere tener una estimación dentro del horizonte contemplado. Si se tiene un escenario de inflaciones diferenciales V_1, V_2, \dots, V_k , con V_j como la variación real del combustible entre el periodo base y el j -ésimo año, se puede determinar la influencia de las variaciones reales en el precio relativo de cualquier insumo a través del factor de actualización, dado por:

$$FA = \frac{1 + \sum_{j \in J} V_j \cdot (1+i)^{-j}}{1 + \sum_{j \in J} (1+i)^{-j}}$$

donde J es el conjunto de índices.

En el caso de centrales geotermoeléctricas, el costo nivelado por kWh del vapor se obtiene al sumar el costo inicial, el de reemplazo de pozos y el costo unitario de operación y mantenimiento del campo³.

C. Costo por operación y mantenimiento

El costo por este concepto (COM) viene dado en [\$/kW-año] y para todas las tecnologías se puede obtener a través de la suma de un costo fijo (pago de la mano de obra) y un costo variable (aquellos relacionados con la generación de energía eléctrica, como materiales servicios de terceros y gastos generales):

$$COM = C_f + C_v$$

Para plantas termoeléctricas, este costo viene dado por la suma de las siguientes expresiones:

$$C_f = c_1 \cdot K^{-c_2}$$

$$C_v = c_3 \cdot K^{-c_4}$$

donde c_1, c_2, c_3 y c_4 son constantes anuales establecidas por la CFE y K es la capacidad de la planta en MW.

³ Para las plantas hidroeléctricas, desde 1995 el costo por combustible es cero (con anterioridad era el que el municipio respectivo fijaba por derechos de agua).

Para plantas de turbogás, carboeléctricas y nucleares, se recurre generalmente a la información de costos en otros países con mayor experiencia en su cálculo. Para el caso de unidades diesel, este costo se obtiene por datos de los fabricantes de los equipos.

En plantas geotermoeléctricas, los costos se refieren a casos muy específicos. En los últimos cuatro casos, no es posible descomponer el costo total en fijo y variable.

Finalmente para unidades hidroeléctricas de capacidad K [MW], los valores desagregados del COM se determinan así:

$$C_f = \frac{COM_{estimado} \left[\frac{\$}{unidad} \right]}{C \left[\frac{MW}{unidad} \right]}$$

$$C_v = c_5 \cdot e^{-c_6}$$

donde c_5 y c_6 son constantes anuales fijadas por la CFE.

D. Costo unitario total de generación

El costo unitario total de generación se obtiene al sumar los costos de inversión, los costos por uso de combustibles y los costos asociados a la operación y el mantenimiento.

Lo anterior, implica que el costo total del kWh generado es una función de tipo:

$$CT = f(\text{up}, I, C, i, W, n, fp, X, \eta, P_d, P_e, OM)$$

que matemáticamente puede expresarse como.

$$CT = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 - up \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I \\ C \end{bmatrix} \cdot [fvp(i, w)] \cdot \begin{bmatrix} frc(1, n) \\ (1 + i) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ 8760 \cdot fp \end{bmatrix} + \frac{RT}{X} \cdot [P_e] \cdot [FA] + OM$$

Es importante señalar que no es válido fijar un costo único de aplicación para cada tecnología, puesto que cada proyecto tiene características muy específicas. Los resultados, que para efectos comparativos se expresan como índices, no implican una automática

jerarquización para cada tecnología. Para ciertos usos particulares un tipo de central puede resultar más adecuada, dependiendo de cada circunstancia.

ANEXO C. Procedimiento para el pago mensual de capacidad y energía a productores independientes

Los cargos por capacidad y por energía representan los pagos que la Comisión Federal de Electricidad debe realizar cada mes a cada productor independiente. El siguiente procedimiento describe el cálculo detallado de dichos cargos, los cuales se estipulan claramente en cada uno de los contratos de compraventa energía eléctrica.

a) Cargos por Capacidad

1. Cargo Fijo de Capacidad

El pago por el cargo fijo de capacidad para el mes m en dólares, se calcula como:

$$PCFC_m = CFC_{am} * KC * FADD_m$$

en donde:

CFC_{am} = Cargo fijo de capacidad para el mes m ajustado por financiamiento.

KC = Capacidad neta demostrada.

$FADD_m$ = Factor de ajuste por disponibilidad demostrada correspondiente al mes m .

El ajuste para reflejar variaciones en el cargo fijo de capacidad por cambios en el costo de financiamientos (CFC_{am}) se calcula aplicando la siguiente fórmula a cada uno de los cargos fijos de capacidad cotizados en la propuesta.

$$CFC_{am} = CFC_{am} * (1 + 0.8 * F)$$

en donde:

$$F = \frac{\sum_{m=1}^n \left[\frac{CFC_m}{\left(1 + \frac{T_0}{1200}\right)^{m+34}} \right]}{\sum_{M=1}^n \left[\frac{CFC_m}{\left(1 + \frac{T_1}{1200}\right)^{m+34}} \right]} - 1$$

- m = El número de mes, de 1 a n , contando desde el mes siguiente al de la fecha programada de operación comercial, inclusive.
- n = El último mes para el cual se hubieren cotizado cargos fijos de capacidad.
- T_0 = El rendimiento hasta el vencimiento de los Treasury Bonds de EUA a 10 años de plazo, cuyo vencimiento sea más distante en el tiempo, de acuerdo con la cotización de Reuters News Services o, en su defecto de Telerate Service al cierre del quinto día hábil bancario inmediato anterior a la fecha de presentación de la propuesta.
- T_1 = El rendimiento hasta el vencimiento de los Treasury Bonds a 10 años de plazo, cuyo vencimiento sea más distante en el tiempo, de acuerdo con la cotización de Reuters News Services o, en su defecto de Telerate Service al cierre del día hábil bancario inmediato anterior a la fecha de inicio.

2. Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento

El pago por el cargo fijo de operación y mantenimiento $PCFOM_m$ para el mes m , se calcula como:

$$PCFOM_m = \left[CFOM_{mtm} * INPP_{m/o} + CFOM_{dm} * USPPI_{m/o} * TC_p + CFOM_{mom} * IES_m \right] * KC * FADD_m$$

en donde:

- CFOM_{mtm} = Componente fijo de los materiales en el cargo fijo de operación y mantenimiento para el mes *m*.
- INPP_{m/o} = Cociente del índice nacional de precios productor sin crudo de exportación más servicios del mes que se factura y el mismo índice correspondiente al mes de la presentación de la propuesta.
- CFOM_{dm} = Cargo fijo de operación y mantenimiento pero pagados para el mes *m*.
- USPPI_{m/o} = Cociente Producer Price Index de los EUA del mes que se factura y el mismo índice correspondiente al mes de la presentación de la propuesta.
- TC_p = Tipo de cambio en la fecha de pago correspondiente.
- CFOM_{mom} = Componente fijo de la mano de obra en los cargos fijos de operación y mantenimiento para el mes *m*.
- FADD_m = Factor de ajuste por disponibilidad demostrada correspondiente al mes *m*.
- IES_m = Índice de incremento acumulado de la mano de obra al mes que se factura *m* y que se calcula como:

$$IES_m = [(1 + IS_1) * (1 + IS_2) * \dots * (1 + IS_n)]$$

en donde:

- IS₁ = Porcentaje de incremento salarial entre el SUTERM y la CFE para el personal de operación en la primera revisión salarial anual posterior a la entrega del tabulador a los licitantes.
- IS₂ = Porcentaje de incremento salarial entre el SUTERM y la CFE para el personal de operación en la segunda revisión salarial anual posterior a la entrega del tabulador a los licitantes.
- IS_n = Porcentaje de incremento salarial entre el SUTERM y la CFE para el personal de operación en la última revisión salarial anual posterior a la entrega del tabulador a los licitantes.

b) Cargos por Energía

1. Cargo Variable de Operación y Mantenimiento

El pago por el cargo variable de operación y mantenimiento PCVOM_m para el mes *m* se calcula como:

$$PCVOM_m = [(CVOM_m * INPP_{m/o}) + (PCA_m * CCA_m)] * \sum_{h=1}^{h_m} (E_h)$$

en donde:

CVOM_m = Cargo variable de operación y mantenimiento para el mes *m*.

PCA_m = Cuota a pagar a la CNA para el mes *m*, publicada por la CNA, de acuerdo con la Ley Federal de Derechos en Materia de Agua.

CCA_m = Consumo de agua para el mes *m*,

h_m = Número de horas del mes *m*.

E_h = Producción neta de energía entregada en la hora *h* del mes *m* en el punto de interconexión.

2. Cargo por Combustible

El pago por el cargo por combustible PCC_m para el mes *m* se calcula como:

$$PCC_m = PG_m + PD_m + CA_m$$

CA_m = Cargos adicionales para el mes *m*.

PG_m = Pago por cargos por combustible base para el mes *m*, dado por:

$$PG_m = \sum_{h=1}^{h_m} CTP_{gmh} * \frac{PCS_{mh}}{PCI_{mh}} * PPG_m$$

en donde:

h_m = Número de horas del mes m .

CTP_{gmh} = Consumo térmico de energía para el combustible base en la hora h del mes m , calculado con base en el CTUNG especificado en la propuesta.

PCS_{mh} = Poder calorífico superior del combustible base en la hora h del mes m .

PCI_{mh} = Poder calorífico inferior del combustible base en la hora h del mes m .

PPG_m = Precio unitario promedio ponderado del combustible base para el mes m , determinado con base al poder calorífico superior, de acuerdo con la cantidad de combustibles base facturado para dicho mes bajo el contrato de suministro de combustible en relación con la producción neta de energía, pero excluyendo el combustible base utilizado en exceso del consumo teórico correspondiente al CTUNG y a las curvas de corrección especificadas en la propuesta.

Para obtener el pago por el cargo por combustible alterno CTP_{dm} para el mes m , se calcula como:

$$PD_m = CTP_{dm} * \frac{PCSD_m}{PCID_m} * PVD_m$$

en donde:

CTP_{dm} = Consumo térmico de energía para el combustible alterno para el mes m , calculado con base en el CTUNG especificado en la propuesta.

PVD_m = Precio promedio ponderado del combustible alterno consumido en el mes que se factura, determinado con base al poder calorífico superior, de acuerdo con el contrato de suministro de combustible.

$PCSD_{mh}$ = Poder calorífico superior del combustible alterno en el mes m .

$PCID_{mh}$ = Poder calorífico inferior del combustible alterno en el mes m ⁴.

Los consumos térmicos CTP_{gmh} y CTP_{dm} se calculan así:

$$CTP_{gmh} = [NHOV_{gmh} * CTOV_g] + [CTR_{gh} \{CS_h\} * E_{gh}]$$

$$CTP_{dm} = [NHOV_{dm} * CTOV_d] + \left[\sum_{h=1}^{h_m} CTR_{dh} \{CS_h\} * E_{dh} \right]$$

en donde:

CTP_{gmh} = Consumo térmico de energía quemando combustible base para la hora h del mes m .

CTP_{dm} = Consumo térmico de energía quemando combustible alterno para el mes m .

$NHOV_{gmh}$ = Periodo de tiempo en horas (o fracción de hora) operando en vacío quemando combustible base en el mes m .

$NHOV_{dm}$ = Número de horas (o fracción de hora) de operación en vacío quemando combustible alterno en el mes m .

E_{gh} = Energía generada quemando combustible base entregada en la hora h en el punto de interconexión.

E_{dh} = Energía generada quemando combustible alterno entregada en la hora h en el punto de interconexión

$CTOV_g$ = Consumo térmico del combustible base por operación en vacío.

$CTOV_d$ = Consumo térmico del combustible alterno por operación en vacío.

⁴ El productor debe establecer el poder calorífico superior ($PCSD_m$) y el poder calorífico inferior ($PCID_m$) para la reserva de combustible alterno en la central después de cada entrega del combustible alterno.

h_m = Número de horas del mes m .

$CTR_{gh} \{CS_h\}$ = CTUNG del combustible base, asociado al rango en el que estuvo la carga solicitada CS_h .

$CTR_{dh} \{CS_h\}$ = CTUNG del combustible alterno, asociado al rango en el que estuvo la carga solicitada CS_h .

CS_h = Carga solicitada por la CFE en la hora h .

Los consumos térmicos unitarios aplicables para las cargas máxima, 100%, 75%, 50%, 25% y vacío en carga de auxiliares son los correspondientes a las tablas y curvas de consumos térmicos unitarios netos garantizados (CTUNG), en condiciones de temperatura promedio. Si son distintas a las condiciones promedio anual y ponderado de acuerdo con el nivel de carga para cargas intermedias, se realiza una interpolación lineal de las tablas o del valor que resulte de la curva o ecuación que la represente.

3. Cargo por Arranques

Se reconocen tres tipos de cargos por arranques:

- a) Por arranque en frío (cuando se haya estado fuera de operación más de 96 horas debido al despacho de la CFE).
- b) Por arranque en tibio (cuando se haya estado entre 10 y 96 horas fuera de operación debido al despacho de la CFE).
- c) Por arranque en caliente (menos de 10 horas fuera de operación debido al despacho de la CFE).

El pago por cada tipo de cargo por arranques, tanto para el combustible base, como para el combustible alterno, se calcula de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$PCA_m = PCAG_m * PCAD_m$$

donde:

PCA_m = Pago por cargo de arranques en el mes m .

$$PCAG_m = CTPA_{gm} * PPG_m * \frac{PCS_m}{PCI_m}$$

en donde:

$PCAG_m$ = Pago por cargo por arranques con combustible base para el mes m .

$CTPA_{gm}$ = Consumo térmico de energía para el combustible base por arranques del mes m , calculado con base en el consumo térmico especificado en la propuesta para los arranques y el número de arranques exitosos ordenados por la CFE, de acuerdo con la fórmula que se define más adelante.

PCS_m = Poder calorífico superior promedio mensual para el mes m .

PCI_m = Poder calorífico inferior promedio mensual para el mes m .

El pago por cargo por arranques con combustible alterno $PCAD_m$ para el mes m viene dado por:

$$PCAD_m = CTPA_{dm} * PVD_m$$

en donde:

$CTPA_{dm}$ = Consumo térmico de energía para el combustible alterno por arranques del mes m , calculado con base en el consumo térmico especificado en la propuesta para los arranques y el número de arranques exitosos ordenados por la CFE, de acuerdo con la fórmula que se define más adelante.

Para calcular los valores de $CTPA_{gm}$ y $CTPA_{dm}$ se aplica la siguiente fórmula:

$$CTPA_{v,m} = \sum_{v=1}^3 (CTRA_v * NA_{vmv})$$

donde:

- $CTPA_{ym}$ = Consumo térmico de energía para el combustible “y” ($CTPA_{gm}$ y/o $CTPA_{dm}$) por arranques, calculado con base en el consumo térmico garantizado en la propuesta para los arranques.
- $CTRA_x$ = Consumo térmico asociado al tipo de arranque x.
- NA_{ymx} = Número de arranques exitosos de tipo x con combustible y en el mes m.
- y = Tipo de combustible: combustible base o combustible alterno.
- X = Tipo de arranque, que será: x=1 para arranques en frío; x=2 para arranques en tibio; x=3 para arranques en caliente.

Factor de ajuste por disponibilidad demostrada

El cargo fijo de capacidad se ajusta en forma mensual, en función de un factor que refleja la disponibilidad de las instalaciones (el “factor de ajuste por disponibilidad demostrada o *FADD*), factor que resulta del promedio de los factores de disponibilidad equivalente demostrada (*FDED*) correspondientes al periodo de 12 meses que culmina en el mes que se factura (el “promedio de disponibilidad demostrada” o *PDD*) y del promedio de disponibilidad garantizado (*PDG*), de acuerdo con la tabla C-1.

Durante el periodo de 12 meses que comienza con el mes en el que ocurre la fecha de operación comercial, el *PDD* es igual al valor que resulte más grande de entre (i) el promedio de los datos disponibles hasta ese momento, es decir, para el primer pago el *PDD* es igual al *FDED* del primer mes de operación comercial, para el segundo pago el *PDD* es igual al promedio de los *FDED* del primer y segundo mes de operación comercial, para el tercer pago el *PDD* es igual al promedio de los *FDED* del primer, segundo y tercer de operación comercial y así sucesivamente hasta el decimotercer mes y (ii) 0.5.

Para la aplicación del factor de ajuste por disponibilidad demostrada se establecen los siguientes parámetros para el promedio de disponibilidad demostrada: 0.96 para el valor alto previsto, *PDG* para el valor bajo previsto y 0.443 para el valor mínimo.

La aplicación del factor de ajuste por disponibilidad demostrada (*FADD*) en función del promedio de disponibilidad demostrada (*PDD*) se establece de acuerdo con la tabla C-1.

Tabla C-1. Factor de ajuste por disponibilidad demostrada
 en función del promedio de disponibilidad demostrada

INTERVALO PROMEDIO DE DISPONIBILIDAD DEMOSTRADA (PDD)	FACTOR DE AJUSTE POR DISPONIBILIDAD DEMOSTRADA (FADD)
$0.000 \leq PDD \leq 0.443$	FADD = 0
$0.443 < PDD < PDG$	FADD = $[2.19 * PDD] - 0.97$
$PDG \leq PDD \leq 0.960$	FADD = 1
$0.960 < PDD \leq 1.000$	FADD = $[1.5 * PDD] - 0.44$

Fuente: CFE (1998c)

SIGLAS, ACRÓSTICOS Y UNIDADES

APEC	Cooperación Económica Asia Pacífico
BID	Banco Interamericano de Energía
BM	Banco Mundial
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CEPAL	Comisión Económica Para América Latina
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CONAE	Comisión Nacional para el Ahorro de Energía
CRE	Comisión Reguladora de Energía
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
INEGI	<i>Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática</i>
LFC	Luz y Fuerza del Centro
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PUC	Public Utility Commission
SE	Secretaría de Energía
SECOFI	Secretaría de Comercio y Fomento Industrial
SEMARNAT	Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales
SEMIP	Secretaría de Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
TLC	Tratado de Libre Comercio
UNAM	Universidad Nacional Autónoma de México
BOO	Build Own Operate
BLT	Build Lease Transfer
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
PIE	Productor Independiente de Energía
PPA	Acuerdos de Compra de Energía
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SIN	Sistema Interconectado Nacional
TLC	Tratado de Libre Comercio

ft ³	Pies cúbicos
GWh	Giga Watts hora
Hz	Hertz
km	Kilómetros
kV	Kilo Volts
m ³	Metros cúbicos
MVA	Mega Volts Amperes
MW	Mega Watts
USD	Dólares de Estados Unidos

GLOSARIO

Comercialización.- Cambio en el comportamiento de la empresa y no necesariamente en su organización.

Corporatización.- Movimiento formal y legal del control directo a una corporación legal bajo una dirección separada.

Costo evitado.- Costo en que incurriría una empresa eléctrica a no ser por la existencia de un generador independiente u otra opción de servicio de energía.

Costo marginal.- Corto plazo: Es el costo adicional de suministro a la capacidad constante de producción. Largo plazo: es el costo adicional de suministro cuando el productor modifica su capacidad de producción.

Costos de transacción.- Es el término técnico para los costos de negociación, ejecución y litigio que requieren los mecanismos contractuales.

Economías de ámbito.- Existen cuando es menos costoso producir bienes o servicios en forma conjunta que con firmas separadas.

Economías de escala.- Característica que se presenta si al incrementar los insumos de manera proporcional, la cantidad de los bienes o servicios producidos crece más que proporcionalmente que los factores. Esto implica que los costos unitarios de producción disminuyen a medida que aumenta la producción.

Eficiencia económica.- Eficiencia en relación a la producción óptima y al consumo de los bienes y servicios. Esto generalmente ocurre cuando los precios de los productos y servicios reflejan sus costos marginales. La ganancia de eficiencia económica puede lograrse por las acciones que fomentan un incremento del valor neto total (que incluye, pero no limita, las reducciones de costos).

Desintegración.- División que permite que las actividades de un proceso productivo se realicen por operadores diferentes.

Desregulación.- Proceso que permite la apertura a la competencia de las distintas actividades del proceso productivo.

Industria.- Es el conjunto de firmas en competencia que producen bienes o servicios sustituibles ofrecidos en un mismo mercado.

Integración vertical.- Encadenamiento de conjuntos de operaciones que se suceden en el seno un proceso productivo para concurrir a la producción y distribución de bienes y servicios.

Liberalización.- Es el cambio de la coordinación dominante del sistema de una jerarquía a una red, o de una red a un mercado de precios. Consiste en posibilitar la participación de la iniciativa privada en los diferentes eslabones de la cadena eléctrica

Monopolio natural.- Es una industria que a lo largo de todo su rango de producción posee una función de costo subaditiva.

Poder de mercado.- Es el poder que tiene un productor de un bien o servicio para influir en el precio por arriba de su costo marginal.

Pool.- Entidad que coordina las operaciones de corto plazo para mantener la estabilidad del sistema y lograr el despacho a costo mínimo. El despacho contempla el respaldo en el suministro, el exceso de ventas a corto plazo, el soporte de potencia reactiva y la reserva rodante.

Privatización.- Es la transferencia de activos públicos al sector privado.

Reestructuración.- Es la reconfiguración de la empresa eléctrica verticalmente integrada. Generalmente se refiere a la separación de las diversas funciones de la empresa en entidades individualmente operadas y con distinta propiedad.

Regulación económica.- Es toda intervención directa y coactiva de los poderes públicos del Estado en la actividad de los agentes económicos en relación a la asignación de los recursos.

Subaditividad de costos.- Una función presenta esta característica si es menos costoso producir una cantidad determinada de un bien o servicio con una sola firma que con dos o más firmas.