

Universidad Autónoma de Querétaro
Facultad de Contaduría y Administración
Maestría en Administración

La contratación de generación de energía eléctrica privada en CFE,
como estrategia financiera

Tesis

Que como parte de los requisitos para obtener el grado de
Maestro en Administración

Presenta:
Francisco Noyola González

Dirigido por:
Dr. Fernando Barragán Naranjo

Santiago de Querétaro, Oro. marzo del 2012



Universidad Autónoma de Querétaro
Facultad de Contaduría y Administración
Maestría en Administración

LA CONTRATACIÓN DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PRIVADA EN CFE, COMO
ESTRATEGÍA FINANCIERA

TESIS

Que como parte de los requisitos para obtener el grado de

Maestro en Administración

Presenta:

Francisco Noyola González

Dirigido por:

Dr. Fernando Barragán Naranjo

SINODALES

Dr. Fernando Barragán Naranjo
Presidente


M en A Arturo Castañeda Olalde
Secretario

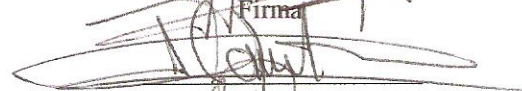
Dra. Graciela Lara Gómez
Vocal


M en A José Alberto Castro Ferruzca
Suplente

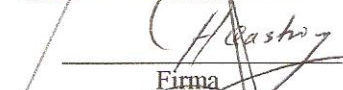
M en A Alejandro Montes Bravo
Suplente


M en I. Héctor Fernando Valencia Pérez
Director de la Facultad de Contaduría y
Administración

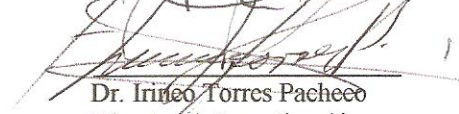

Firma


Firma


Firma


Firma


Firma


Firma

Dr. Irineo Torres Pacheco
Director de Investigación y
Posgrado

Centro Universitario
Querétaro, Qro.
Marzo, 2012
México

Resumen

En un mundo globalizado, donde los aspectos económicos, culturales, sociales y geográficos, están íntimamente relacionados, no son ajenos a las empresas públicas, como es el caso de Comisión Federal de Electricidad (CFE), en México, quien es la empresa que por disposición constitucional es la encargada de generar, distribuir, y comercializar la energía eléctrica en el país. En un entorno económico cada vez más difícil, las empresas públicas tienen que diseñar estrategias financieras, que les permitan ser más eficientes en el uso de los recursos públicos, en el marco de sus atribuciones constitucionales. El caso que se planteara en el presente trabajo de investigación será, analizar la estrategia financiera seguida por la CFE, aprovechando el marco regulatorio que se abrió, con la reforma eléctrica a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, la cual consistió básicamente en un esquema de financiamiento de largo plazo a través principalmente de instrumentos de financiamiento denominados Pidiregas (proyectos de Infraestructura productivos de Largo Plazo), es decir un financiamiento de muy largo plazo que empresas publicas como CFE y Pemex, en México han aprovechado para financiar sus proyectos, en los cuales las empresas participantes financian completamente los proyectos y las instituciones públicas como la CFE, comienzan a pagar una vez que dichos proyectos comienzan a generar recursos para la CFE, mediante contratos de deuda a largo plazo, de cuando menos a veinte años.

En el marco de las reformas a la ley del servicio de energía eléctrica en 1992, la CFE, desde ese año y hasta la fecha ha asignado diversos contratos de generación multianuales, a empresas privadas extranjeras, al grado de que un porcentaje muy alto de la generación de energía eléctrica en el país es bajo este esquema. Se hará un estudio durante el desarrollo de la presente investigación, para mostrar, que tan acertado fue el decidir una estrategia financiera de endeudamiento de largo plazo, en un entorno económico mundial difícil y cambiante.

(Palabras clave: Generación, Estrategias financieras, infraestructura, Energía eléctrica)

Summary

In a globalized world, where economic, cultural, social and geographical, are closely related, are no strangers to public companies, such as the Federal Electricity Commission (CFE) in Mexico, who is the company that constitutional provision is responsible for generating, distributing, and marketing of electricity in the country. In an economic environment increasingly difficult, public companies have to design financial strategies that allow them to be more efficient in the use of public resources, within the framework of its constitutional functions. The case raised by this research will analyze the financial strategy followed by the CFE, taking advantage of the regulatory framework that was opened with the electricity reform to the Law of Public Service Electric Power, which consisted basically of a scheme of long-term financing primarily through financing instruments denominated *Pidiregas* (draft long-term productive infrastructure), ie a long-term financing to public companies CFE and Pemex in Mexico have been used to finance their projects, in which the participating companies fully funded projects and public institutions as the CFE, start paying once these projects begin to generate resources for the CFE under contract long-term debt of at least twenty years.

As part of reforms to the law of electric service in 1992, the CFE, since that year and to date has been assigned various multi-generation contracts, foreign private companies, to the extent that a high percentage of power generation in the country under this scheme. There will be a study for the development of this research, showing you how relevant it was to decide on a financial strategy for long-term debt in a difficult global economic environment and changing.

(Keywords: Generation, financial strategies, infrastructure, electricity)

A mi esposa Rosa Imelda y mis hijos Imelda María y Francisco

AGRADECIMIENTOS

Gracias a mis profesores y compañeros de la Facultad de Contaduría y Administración de la UAQ, que de alguna u otra manera influyeron en mi formación académica.

Gracias a la UAQ, por permitirme cerrar el ciclo que estaba inconcluso, a pesar de los años transcurridos.

ÍNDICE

	Pagina
Resumen	i
Summary	ii
Dedicatorias	iii
Agradecimientos	iv
Índice	v
Índice de figuras	ix
Índice de tablas	x

1. Introducción	1
2. Planteamiento del problema	2
2.1 Que es la Comisión Federal de Electricidad (CFE)	3
2.1.1 La industria eléctrica mexicana en las últimas dos décadas	4
2.1.2 Marco Jurídico	8
2.1.3 Instrumentos de regulación	11
2.2 Estructura del Sistema Eléctrico Mexicano (SEM)	11
2.3 Situación Operativa	13
2.3.1 Comparativo internacional de la demanda per capita de electricidad	13
2.3.2 Capacidad instalada y generación de electricidad	14
2.3.3 Infraestructura del sistema eléctrico nacional	15
2.3.4 Consumo nacional de electricidad	16
3. Objetivo	17
4. Experiencias internacionales en la desregulación (liberalización) de los Sectores Eléctricos nacionales	18
4.1 Concepto de Globalización.	18
4.2 Experiencias internacionales.	18

4.2.1 Latinoamérica. Argentina	20
4.2.2 Brasil.	24
4.2.3 Chile	30
4.3 Estados Unidos. El caso California	36
4.4 Europa.	42
4.4.1 Alemania	47
4.4.2 España	50
4.4.3 Inglaterra y Gales (Reino Unido)	56
4.4.4 Italia	61
5. Aproximación Teórica en el Análisis financiero de la CFE	66
5.1 Inversión impulsada en el sector eléctrico	66
5.2 Pidiregas (Origen y funcionamiento)	66
5.3 Situación Financiera	68
5.4 Análisis Financiero y Razones Financieras	70
5.5 Análisis Financiero 2009 y 2010	72
5.5.1 Balances Generales 2010 (Cifras dictaminadas)	72
5.5.2 Estados de Resultados 2010 (Cifras dictaminadas)	73

CONCLUSIONES

REFERENCIAS

Índice de figuras

Figura		Página
1	Estructura actual del Sistema Eléctrico Mexicano (SEM)	5
2	Capacidad de los permisos por modalidad, (2009) (MW)	21
3	Estructura porcentual de consumo interno de energía eléctrica (2008)	24
4	Estructura del balance (2009)	109
5	Estado de Resultados (2009)	110

Índice de tablas

Tabla		Página
1	Plantas generadoras de electricidad que iniciaron operaciones mediante diferentes modalidades desde la reforma de 1992	5
2	Evolución de la capacidad instalada por el sector institucional (tasa media media de crecimiento anual, tmca)	9

1. INTRODUCCIÓN

En un mundo globalizado, donde los factores económico, social, cultural y geográfico de las empresas están íntimamente ligados entre sí, donde las distancias se hacen cada vez más cortas, donde los flujos de capital van y vienen, a lugares donde les son más atractivas las tasas de rendimiento, donde los países deben competir por atraer capitales de inversión, dando seguridad jurídica a los mismos, las empresas de carácter público, como es el caso de Comisión Federal de Electricidad (CFE), en México, quien es la empresa, que por disposición constitucional, es la empresa encargada de generar, distribuir, y comercializar la energía eléctrica en el país, no está exenta del fenómeno de la globalización, ni de las tendencias de otras partes de mundo de empresas similares, de tomar decisiones financieras, bajo los lineamientos de las leyes del país que rigen esta actividad, de buscar alternativas técnicas y financieras, que les permita ser más eficientes en el uso de los recursos públicos, para llevar a cabo la misión encomendada.

El presente trabajo de investigación tiene como objetivo principal, el de mostrar cual es el impacto que han tenido las modificaciones a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1992, desde el punto de vista financiero, el permitir que productores externos de energía eléctrica ingresaran al mercado eléctrico nacional, bajo los esquemas de inversiones de gasto diferido (Pidiregas), ya sea de Obra Pública Financiada (OPF), Construir-Arrendar –Transferir (CAT) y a través de Productores Externos de Energía (PEE), todos como gasto diferido, esquemas financieros que han permitido un crecimiento notable en la capacidad instalada (Kw) y por lo tanto en la generación de energía eléctrica (Kwh), pero que por otro lado ha generado una deuda pública para la

CFE muy significativa, la cual se analizara, para identificar como se ha manejado este pasivo de mediano y largo plazo y como ha impactado en la finanzas de esta empresa.

Se estudiaron también en este trabajo de investigación los principales rubros de los Balances Generales de los últimos años, así como los Estados de Resultados, que permitan identificar las principales razones financieras de la CFE, así como su estado patrimonial, de manera de concluir con datos duros, si ha sido acertado o no la elección de los esquemas de financiamiento de esta empresa.

En los años recientes en los países miembros de la OCDE (Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico) de la cual México es miembro, se ha presentado la tendencia de liberalizar el sector eléctrico, abriendo el mercado a la participación de productores privados de energía en este sector, en generación de energía eléctrica.

Para el presente trabajo de investigación se utilizara información financiera de carácter público de la CFE (<http://www.cfe.gob.mx>), de la Secretaria de Energía (<http://www.sener.gob.mx>), de la Comisión Reguladora de Energía (<http://www.cre.gob.mx>) y de publicaciones especializadas del sector eléctrico, así como de la Cámara de Diputados, y de organismos internacionales como el Banco Mundial (<http://www.bancomundial.org>) y la Agencia Internacional de Energía (<http://www.iea.org>)

No se consideran en este estudio, aspectos de carácter político y de ideologías que distorsionen el aspecto estrictamente financiero.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El presente trabajo de investigación plantea básicamente, el siguiente problema: La estrategia de desregulación del sector eléctrico en México, a través de las modificaciones realizadas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) en 1992, ¿ha cumplido técnica y económicamente las necesidades de la CFE, para satisfacer las necesidades crecientes de energía eléctrica del país, de una manera eficiente financieramente, sin que se comprometa el patrimonio de la institución, de manera que los pasivos de mediano y largo plazo contraídos por los esquemas de financiamiento aplicados, se cumplan en tiempo y forma?

Para vislumbrar una solución a este problema, se tendrá que realizar un análisis financiero de la institución (Balances Generales, Estados de resultados, análisis de la deuda, etc.), que permita identificar los principales rubros de toma de decisiones (razones financieras), de manera que permita visualizar el largo plazo en un entorno internacional global difícil, sin que se comprometa la viabilidad del sector a largo plazo.

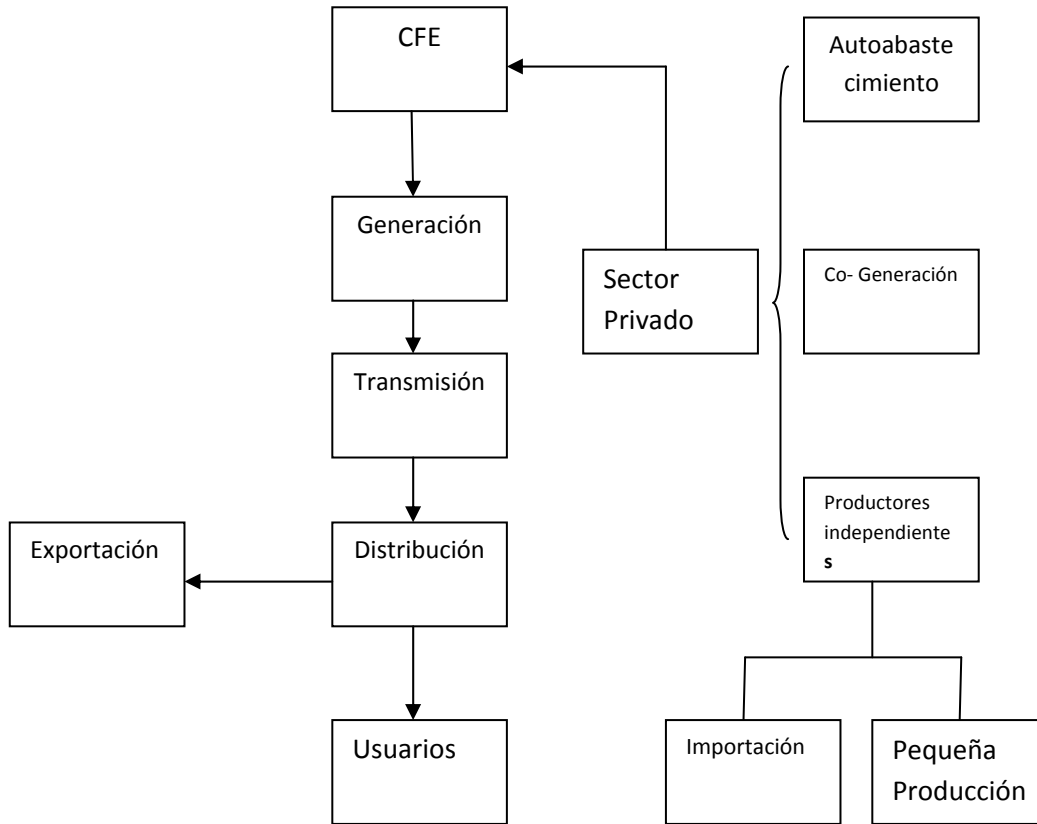
Para obtener las respuestas y conclusiones del problema planteado, se analizará entre otros factores, lo siguiente:

- Situación actual del Sector Eléctrico en México
- Marco Jurídico
- Instrumentos de regulación
- Estructura del SEM
- Situación Operativa
- Comparativo internacional de la demanda per cápita de electricidad
- Capacidad instalada y generación de electricidad

- Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional
- Consumo nacional de electricidad
- Inversión Impulsada en el Sector Eléctrico
- Pideregas
- Situación Financiera
- Análisis de la Razones Financieras

El análisis de estos factores, dan luz, para determinar si las decisiones financieras fueron adecuadas, y que nos mostraran, si financieramente fue adecuado aplicar los esquemas financieros de endeudamiento señalados para construir, operar y mantener la infraestructura eléctrica de acuerdo a la necesidades del país para los próximos 20 años, ya que esta visión será un factor clave en un país con demanda urbana e industrial creciente. Es importante señalar que los datos que se utilizaran son los disponibles de la CFE (<http://www.cfe.gob.mx>), al cierre del 2010. En Figura 1 se muestra la estructura actual de generación de la CFE.

Figura 1 Estructura actual del Sistema Eléctrico Mexicano



Elaboración propia. Con información de la Comisión Federal de Electricidad

2.1. Qué es la Comisión Federal de Electricidad (CFE)

La Comisión Federal de Electricidad es una empresa del gobierno mexicano que genera, transmite, distribuye y comercializa energía eléctrica para más de 34.2 millones de clientes, lo que representa a más de 100 millones de habitantes, e incorpora anualmente más de un millón de clientes nuevos.

La infraestructura para generar la energía eléctrica está compuesta por 178 centrales generadoras, con una capacidad instalada de 52,945 Megawatts (MW).

El 22.5% de la capacidad instalada corresponde a 22 centrales construidas con capital privado por los Productores Externos de Energía (PEE).

En la CFE se produce la energía eléctrica utilizando diferentes tecnologías y diferentes fuentes de energético primario. Tiene centrales termoeléctricas, hidroeléctricas, carboeléctricas, geotermoeléctricas, eoloeléctricas y una nucleoelectrica.

Para conducir la electricidad desde las centrales de generación hasta el domicilio de cada uno de sus clientes, la CFE tiene más de 748 mil kilómetros de líneas de transmisión y de distribución.

El suministro de energía eléctrica llega a cerca de 188 mil localidades (184,538 rurales y 3,400 urbanas) y el 97.8% de la población utiliza la electricidad.

En los últimos diez años se han instalado 42 mil módulos solares en pequeñas comunidades muy alejadas de los grandes centros de población. Esta será la tecnología de mayor aplicación en el futuro para aquellas comunidades que aún no cuentan con electricidad.

En cuanto al volumen de ventas totales, 99% lo constituyen las ventas directas al público y el 1.0% restante se exporta.

Si bien el sector doméstico agrupa 88.4% de los clientes, sus ventas representan 26.1% del total de ventas al público. Una situación inversa ocurre en el sector industrial, donde menos de 1% de los clientes representa más de la mitad de las ventas.

La CFE es también la entidad del gobierno federal encargada de la planeación del sistema eléctrico nacional (SEM), la cual es plasmada en el Programa de Obras e

Inversiones del Sector Eléctrico (POISE), que describe la evolución del mercado eléctrico, así como la expansión de la capacidad de generación y transmisión para satisfacer la demanda en los próximos diez años, y se actualiza anualmente.

2.1.1. La industria eléctrica mexicana en las últimas dos décadas

La nueva apertura del sector al capital privado comienza desde finales de los ochenta. En 1989 el gobierno del Carlos Salinas de Gortari, emitió el Plan de Modernización Energética 1989-1994. En él se establecen las líneas generales para integrar la industria eléctrica al proyecto de modernización económica del país. El objetivo era que la industria eléctrica cumpliera con los requerimientos de disponibilidad de energía y calidad del servicio que la nueva etapa de desarrollo industrial y comercial demandaría para la década de los noventa. Para alcanzar los objetivos se hizo una revisión y rectificación de las políticas de financiamiento, dando mayor participación a capital privado y aumentando poco a poco los ingresos del sector; se modificó la política regulatoria tarifaria y se terminó con los subsidios a algunos tipos de usuarios. Como complemento a lo anterior, se estableció la necesidad de elevar la productividad y eficiencia de las dos empresas del sector vía su reestructuración y modernización; se descartó la integración, manteniéndolas como entidades diferentes aunque paraestatales. En 1989, se realizó la reforma a la Ley del Servicio Público de Energía, previéndose que el Ejecutivo Federal dispusiera la constitución, estructura y funcionamiento del servicio que venía proporcionando la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (CLyFC). La empresas del sector eléctrico, con participación estatal mayoritaria, se conformaron por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A de C.V. y sus asociadas: Compañía de Luz y Fuerza de Pachuca, S.A. ; Compañía mexicana Meridional de Fuerza, S.A y Compañía

de Luz y Fuerza de Toluca, S.A. Dichas empresas estuvieron operando como concesionarias para la prestación del servicio público de energía eléctrica, y fueron sujetas a disolución y liquidación de conformidad con lo dispuesto en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

En Julio de 1990, México finalmente llegó a la era nuclear al iniciar operaciones en la Unidad 1 de la Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde, en el estado de Veracruz.

En Diciembre de 1992, el H. Congreso de la Unión aprobó, a iniciativa del Ejecutivo Federal, el decreto que reforma, adiciona y deroga diversas disposiciones de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, publicado en el *Diario Oficial de la Federación* el 23 de Diciembre de 1992, con la finalidad de ampliar la participación de los particulares en la generación de electricidad en actividades que no constituyeran servicio público. En congruencia con la reforma legislativa, el Poder Ejecutivo Federal expidió el Reglamento de la Ley del servicio Público de Energía Eléctrica, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 31 de Mayo de 1993. Las reformas al marco legal se dieron con motivo de la modernización del sector energético en México, conforme a los objetivos planteados en el Plan Nacional de Desarrollo.

En 1992 se implementaron varios cambios que se enfocaron, principalmente en que que la inversión se canalizara hacia las plantas de generación de energía. Desafortunadamente, la ambigüedad de ciertas normas y la deficiente coordinación entre la CFE y la paraestatal petrolera Pemex dieron lugar a que las reformas de 1992 no atrajeran inversión considerable a centrales eléctricas.

Aún así se muestra que desde 1992 se han llevado a cabo proyectos de generación bajo los esquemas de proyectos CAT (construir-Arrendar- Transferir), PEE (productor Externo de Energía) y OPF (Obra Pública Financiada).

Tabla 1				
<i>Plantas generadoras de electricidad que inician operaciones mediante diferentes modalidades desde la reforma de 1992</i>				
<i>Proyectos en operación</i>	<i>Modalidad</i>	<i>Construyó</i>	<i>Opera</i>	<i>Capacidad (MW)</i>
Rosario	CAT	ABB	CFE	497.5
Chihuahua	CAT	Mitsubishi	CFE	423.3
Cd. Puerto San Carlos II	CAT	Abengoa	CFE	39.4
Samalayuca	CAT	Bechte/GR/ICA	CFE	506
Monterrey II	CAT	Alstom	CFE	436.9
Hermosillo	PEE	Unión Fenosa	Unión Fenosa	228.9
Saltillo	PEE	EDF	EDF	247.5
Río Bravo II	PEE	EDF	EDF	495
Bajío	PEE	Intergen	Intergen	495
Tuxpan II	PEE	Mitsubishi	Mitsubishi	495
Mérida III	PEE	AES	AES	467
Monterrey III	PEE	Iberdrola	Iberdrola	489
Total:				4820.5
<i>Proyectos en Construcción</i>	<i>Modalidad</i>	<i>Construyó</i>	<i>Opera</i>	<i>Capacidad (MW)</i>
El Saúz	OPF	Siemens-Westing	CFE	137
Naco-Nogales	PEE	Unión Fenosa	Unión Fenosa	258
Rosario IV	PEE	Intergen	Intergen	489
Chihuahua III	PEE	Transalta Energy	Transalta Energy	259
Altamira II	PEE	EDF Mitsubishi	EDF Mitsubishi	495
Altamira III y IV	PEE	Iberdrola	Iberdrola	518
Tuxpan III y IV	PEE	Fenosa	Fenosa	492.5
Total				2648.5

Fuente: Elaboración propia.

CAT se refiere a un proyecto (Construir-Arrendar-Transferir). En este tipo de proyectos el constructor realiza todas las inversiones y obras, y al concluir las entrega a la CFE para su operación. En los proyectos PEE el constructor lleva a cabo todas las inversiones, al término vende la energía a CFE con un contrato a largo plazo. Con el esquema de OPF (Obra Pública Financiada) El constructor realiza toda la inversión y al cabo la CFE adquiere un financiamiento para pagar la obra.

Para finales del sexenio del presidente Ernesto Zedillo Ponce de León, se sabía que del total de capacidad de generación de energía eléctrica que tenía el país, un poco menos del 10% correspondía a proyectos construidos y financiados por el sector privado a través del esquema de Proyectos de Impacto Diferido en el Registro del Gasto (Pidergas).

Dichos contratos representaban alrededor de cuatro mil megawatts de capacidad y la tendencia era a incrementarse. Aunados a este tipo de proyectos, se encontraban los proyectos de generación privada que contaban con un poco más de dos mil megawatts de capacidad de cogeneración y autoabastecimiento.

El lunes 4 de Octubre de 1993 se publicó en el Diario Oficial el decreto por el que se crea la Comisión Reguladora de Energía (<http://www.cre.gob.mx>) como un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal. Para una mayor atención y el eficiente despacho de los asuntos de la competencia de dicha secretaría en materia de regulación de energía, el Ejecutivo Federal dispondrá de una Comisión Reguladora como órgano desconcentrado de la citada dependencia, con facultades para resolver las distintas cuestiones que origine la aplicación de la citada ley.

2.1.2. Marco Jurídico

El objetivo de este apartado es analizar el marco jurídico actual en el que se desenvuelve el sector eléctrico y en particular la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Brevemente se comentan los artículos constitucionales que rigen al sector, así como las principales modificaciones que ha tenido el sector en esta materia, en particular aquellas orientadas al fortalecimiento del sector privado en esta actividad a partir de las reformas

de 1992; y los instrumentos de regulación de la industria. Asimismo, se comentan aquellos aspectos que atañen al sector con base a la Reforma Energética aprobada en 2008.

El fundamento jurídico de la reglamentación en materia de energía eléctrica está definido por los artículos 25, 26, 27 párrafo sexto y 28 constitucionales. Algunos autores como F. Treviño (1997) incluyen los artículos 73, 74, 90, 108, 110, 123 y 134 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM), debido a que se refieren a los aspectos organizativos y administrativos que como empresa paraestatal conciernen a CFE.

En el artículo 25 de la CPEUM se establece la rectoría del Estado en el desarrollo nacional para garantizar que éste sea integral y sustentable en las actividades económicas estratégicas reservadas al Estado, en las que se incluye la electricidad, conforme al artículo 28. Asimismo, permite la participación de los diferentes sectores de la sociedad (público y privado) en las actividades productivas en beneficio del desarrollo económico.

El artículo 26 establece el principio de la planeación del desarrollo. En el caso del sector eléctrico el Estado es el único facultado para mantener y planear el desarrollo de la industria eléctrica nacional. Este artículo establece la obligación de sujetar al Plan Nacional de Desarrollo los programas de la administración pública federal, entre los que se incluyen los programas institucionales de la CFE.

El artículo 27 en su párrafo sexto, establece los límites y alcances de la propiedad privada, indicando que: *“Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación*

de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines". Mientras que en el párrafo cuarto del artículo 28 de la CPEUM se incluye a la generación de energía nuclear; y a la electricidad dentro de las "áreas estratégicas" en que las funciones del Estado no son consideradas como monopólicas, dando la rectoría al Estado, así como el control sobre los organismos y empresas que requiera para el manejo de las áreas estratégicas a su cargo y en las actividades de carácter prioritario en las que podrán participar los sectores social y privado.

El artículo 73 se refiere a la facultad del congreso para legislar sobre energía eléctrica, y establecer gravámenes sobre ésta; mientras que el artículo 74 da facultad exclusiva a la Cámara de Diputados para examinar, discutir y aprobar el presupuesto en el que se incluye a la CFE.

Los artículos 90, 108, 123 y 134 se refieren a la parte que regulan los aspectos administrativos que se vinculan con la organización de las empresas paraestatales; la disciplina de la función pública de los servidores públicos que se desempeñan en los organismos del sector; la jurisdicción bajo la que se encuentran los trabajadores de la industria eléctrica, respectivamente. El artículo 134 establece el principio de adquisición de bienes, servicios y obra pública a través de licitaciones públicas.

Dentro de los ordenamientos legales, la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) es la que regula la prestación del servicio público de suministro de energía eléctrica, así como faculta a la CFE como la entidad autorizada para aprovechar los bienes y recursos naturales que se requieren para llevar a cabo las actividades de generación, conducción, transformación, distribución y abastecimiento de energía eléctrica.

En 1992 se efectuaron diversas reformas y adiciones a la LSPEE en la que se definieron diversas modalidades de generación que *no se consideran servicio público*, como son la generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción; la producción independiente de energía para venta a CFE; la exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción; la importación destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios. Ello dio lugar a las modificaciones en el Reglamento de la LSPEE en 1993 con objeto de regular las nuevas modalidades de generación, las cuales podrán ser realizadas por particulares, siempre y cuando cumplan las siguientes condiciones: que la venta de energía sea exclusiva para CFE; que se satisfagan las necesidades de energía eléctrica de una persona física o moral, de copropietarios de instalaciones eléctricas o una sociedad de autoabastecimiento; o se trate de exportación o importación de energía.

Por otra parte, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) que funge como entidad reguladora de CFE, tiene como objetivo promover el desarrollo eficiente de la industria eléctrica, del gas natural y gas LP, mediante una regulación que permita salvaguardar la prestación de servicios, fomentar la competencia, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y prestación de los servicios. Sus principales atribuciones en materia de energía eléctrica que se establecen en la *Ley* que lleva el nombre de la Comisión, son entre otros:

- Participar en la determinación de tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica.
- Aprobar los criterios y las bases para determinar costos de conexión.

- Verificar que en la prestación del servicio público de energía eléctrica, se adquiera la de menor costo.
- Aprobar las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica.
- Opinar sobre la conveniencia de que la CFE ejecute los proyectos o que los particulares sean convocados para suministrar la energía eléctrica y, en su caso, sobre los términos y condiciones de las convocatorias y bases de licitación correspondientes.

Por otra parte, con relación a las leyes aprobadas en la Reforma Energética de octubre de 2008, la *Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética*, tiene como objeto regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y tecnologías limpias para la generación de electricidad que no estén contempladas en la prestación del servicio público de energía eléctrica, en otras palabras, esta ley está orientada a fomentar la participación de particulares en la producción independiente en proyectos de generación de electricidad a partir de energías alternas. Asimismo, con base en el artículo 21 de esta ley, los proyectos que cuenten con una capacidad mayor de 2.5 Megawatts deberán orientarse al apoyo de las comunidades con fines de promover el desarrollo social y la sustentabilidad en las comunidades donde se desarrollen dichos proyectos.

La Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía contempla la participación de los sectores público, privado y social en el diseño y aplicación de programas en esa materia, incentivar los sistemas de transportes eléctricos.

2.1.3. Instrumentos de regulación

El marco regulatorio cuenta con instrumentos mediante los cuales los permisionarios pueden solicitar la interconexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Los instrumentos de regulación consideran tanto fuentes de energía firme como renovable y constan de contactos de interconexión para permisionarios de importación como de compraventa de energía eléctrica.

En materia de regulación tarifaria, la LSPEE establece, en su artículo 31, que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (<http://www.shcp.gob.mx>), con la participación de la Secretaría de Energía (<http://www.sener.gob.mx>), de Economía y a propuesta de la CFE, fijará las tarifas aplicables al servicio público de energía eléctrica, su ajuste o reestructuración.

2.4.1. Estructura del Sistema Eléctrico Mexicano (SEM)

El análisis de la estructura del sector se inicia con una breve descripción teórica de la transición del Sector Eléctrico Mexicano (SEM) de un modelo de monopolio natural a un modelo de comprador único, para luego describir la situación operativa, es decir, cómo se encuentra actualmente el sector con base a sus indicadores de operación.

El SEM ha sido objeto de diversos cambios en su estructura. A lo largo de su desarrollo se pueden identificar tres etapas:

La primera, comprende desde las primeras inversiones en electricidad en el último cuarto del siglo XIX hasta la creación de la CFE en 1937. La segunda etapa corresponde a la expansión de CFE, que incluye su nacionalización en 1960 y la unificación e interconexión del sistema en 1976 hasta conformar un sector integrado, en ella se observa la presencia de un modelo monopólico integrado verticalmente. La

tercera etapa inicia a partir de las modificaciones al marco jurídico en 1992 con la apertura a la participación privada en la generación de electricidad hasta la extinción de Luz y Fuerza del Centro, este último hecho permite vislumbrar una nueva etapa en la estructura de este sector.

En la primera etapa se reconoce la existencia de un modelo de libre competencia en el que comienzan a instalarse las primeras empresas privadas, extranjeras principalmente, y que llegaron a conformar el 70 por ciento de la capacidad instalada del país, alrededor de 19305. Sin embargo, algunas deficiencias como la escasa cobertura del servicio, así como las diferencias entre voltajes y frecuencia derivó en baja calidad del servicio y altas tarifas, llevando a la nacionalización de la industria eléctrica.

Es durante la segunda etapa de desarrollo de este sector que se consolida un sistema eléctrico para el país. Inicialmente y debido a las características físicas de la industria eléctrica el modelo de monopolio se adopta en la mayoría de los países, creándose empresas que conforman monopolios regionales, principalmente propiedad del Estado (Rosenzweig, 2007). No obstante, este tipo de estructura de *monopolio natural* permitió el desarrollo de la infraestructura necesaria para la integración, expansión y operación de la industria eléctrica, y garantizar una cobertura a nivel nacional, que requería de inversiones elevadas con periodos de maduración de largo plazo que difícilmente hubiese podido efectuar la iniciativa privada.

Entre las principales características de un modelo de monopolio de Estado destaca una planeación centralizada, donde el Estado determina la política del sector eléctrico y los planes de expansión del sistema; asimismo, define las tarifas para el suministro de energía eléctrica mediante un órgano regulador o una secretaría del ramo, características que cubrió el modelo mexicano desarrollado en la etapa indicada.

Un monopolio natural es una estructura de mercado en la cual hay un único vendedor regional de un determinado bien (Díaz Bautista y Romero, 2007). En el caso mexicano, una vez nacionalizada la industria eléctrica en 1960, se adoptó una estructura monopólica, donde la prestación del servicio público de energía eléctrica fue una actividad exclusiva del Estado a través de CFE y LFC. En esta etapa CFE se consolida como una empresa única, que lleva a cabo todas las etapas del proceso de los sistemas eléctricos: generación, despacho eléctrico, transmisión y distribución de electricidad, integrándose, de ese modo de manera vertical, que responde a una de las características del modelo de monopolio natural.

Con la modificación al marco jurídico en 1992 se permite la participación del sector privado en la generación de electricidad, con la condición de que la energía generada por este sector se destine al autoconsumo, a la exportación, o bien vender el excedente de energía a CFE, en otras palabras, cumplir con la condición de que el destino de la energía generada por particulares no se destine a servicio público, de tal manera que CFE continúa como el organismo responsable de la prestación del servicio público de energía eléctrica en su totalidad.

Este tipo de funcionamiento en el sector se le conoce teóricamente como modelo de *comprado único*, el cual se caracteriza dentro de la industria eléctrica por que se permite la participación de diferentes empresas en la generación de electricidad, mientras que existe un solo comprador, que adquiere la energía y se encarga de distribuirla y comercializarla.

Recientemente con la extinción de LFC puede abrirse una nueva reestructuración en el sector eléctrico, y aunque la actividad principal de esa empresa era la distribución y el despacho económico, la empresa contaba con activos de generación y transformación.

Con base a la ley vigente, como se trató en el apartado anterior, existe la posibilidad de que la actividad de generación que tenía a su cargo LFC pueda ser concesionada a productores independientes, o bien, pasen a formar parte de los activos de CFE. Puede verse en el Figura 1 las partes principales del Sector Eléctrico mexicano.

2.2 Situación Operativa.

2.2.1. Comparativo internacional de la demanda per cápita de electricidad

Generalmente los países más desarrollados consumen una cantidad de electricidad mayor debido a que tienen un aparato industrial más grande y su población cuenta con una serie de satisfactores y utensilios domésticos que requieren de electricidad para funcionar. Estados Unidos presentó en 2006 un consumo anual per cápita de electricidad de 13 mil 574 kilowatts hora (kwh) de electricidad, mientras que países como España e Inglaterra mantienen consumos de 6 mil 396 y 6 mil 210 kwh respectivamente. Por su parte, los países menos desarrollados presentan un menor consumo de electricidad, en América Latina por ejemplo, Chile presenta un consumo per cápita de 3 mil 200 kwh, mientras que el mismo indicador para el caso de México es de 2 mil 026 kwh.

Otra de las características de los sistemas eléctricos en los países desarrollados es su eficiencia. En 2006, mientras en América Latina economías como la brasileña o la mexicana presentaron pérdidas en transmisión y distribución de electricidad de alrededor de 17.0 y 16.0 por ciento respectivamente, países como Estados Unidos y Francia presentaron pérdidas por apenas el 6.0 por ciento de su producción.

La existencia y la calidad de la infraestructura de la economía es un elemento importante en la toma de decisiones de inversión. La producción y el consumo de electricidad son indicadores básicos del tamaño y el nivel de desarrollo de una economía; por lo que el incremento en su producción para satisfacer una demanda de

zonas urbanas cada vez más grandes y del sector industrial sin incrementar los costos sociales, económicos y ambientales es uno de los retos más importantes para las economías en desarrollo.

2.2.2. Capacidad instalada y generación de electricidad

A partir de la reforma de 1992, con la que se permitió la participación del sector privado en el sector eléctrico mexicano se ha presentado un cambio estructural importante desde el punto de vista del sector institucional que genera el fluido eléctrico.

Entre el año 2000 y 2008 se observa un crecimiento significativo de la participación del sector privado en la capacidad instalada y en la generación de energía eléctrica. Lo anterior se puede observar en las tasas medias de crecimiento anual que presentan estos indicadores:

La capacidad instalada del sector paraestatal disminuyó su ritmo de crecimiento de 5.6 por ciento a tasa media anual en el periodo de 1980-1990 a 3.8 por ciento entre 1990 y 2000, no obstante que se incrementó 4.2 por ciento en el periodo de 2000-2008, ésta permaneció en niveles moderados de crecimiento acorde a su evolución. Por su parte, la capacidad instalada del sector privado muestra el comportamiento contrario, es decir, después de haber registrado tasas medias de crecimiento de 2.9 y 2.5 en los periodos 1980-1990 y 1990-2000 respectivamente, la capacidad instalada en el periodo 2000-2008 tuvo un crecimiento medio anual de 10.3 por ciento, como se muestra en el cuadro 2.

Tabla 2

***Evolución de la Capacidad instalada por el sector institucional 1980-2008
(Tasas Medias de Crecimiento Anual tmca)***

Periodo	Total Nacional	Sector Paraestatal			
		Total	CFE	LFC	Permisiónarios
1980-1990	5.3	5.6	6	-0.7	2.9
1990-2000	3.7	3.8	3.9	-0.5	2.5
2000-2008	4.9	4.2	4.2	4.5	10.3

Fuente: Elaborada por el Centro de Estudios de Finanzas Públicas de la H. Cámara de Diputados, con base a datos del gobierno de varios años

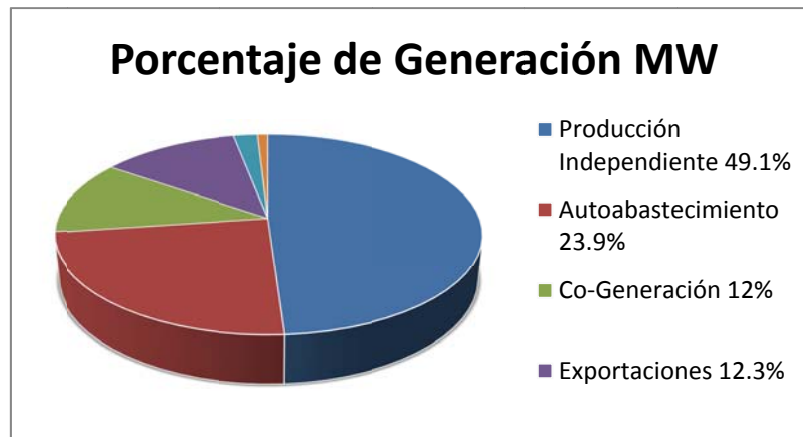
La evolución de la capacidad instalada del sector eléctrico a nivel nacional ha respondido al crecimiento de la demanda de energía eléctrica. Entre 1980 y 1990, registró un incremento promedio anual de 5.3 por ciento, disminuyendo su ritmo de crecimiento a 3.7 por ciento a tasa promedio anual en la década de 1990 a 2000 y en el periodo 2000-2008 se observó una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 4.9 por ciento, como se observa en el cuadro anterior

La participación del sector privado (únicamente permisionarios) representó en 2008 el 14 por ciento respecto de la capacidad instalada para generación total con un total de 8 mil 326 MW. Para ese año, la capacidad instalada total ascendió a 59 mil 432 MW, lo que representa 3.5 veces la capacidad con la que se contaba en 1980. Se estima que para 2009 ésta ascienda a 60 mil 217 MW.

A julio de 2009, la capacidad instalada autorizada a los permisionarios, que se encuentra en operación, ascendió a 27 mil 413 MW, destacando la producción independiente que alcanza 49.1 por ciento del total de los *permisos* administrados vigentes, que redujo su porcentaje de participación debido al incremento que observó la modalidad para exportación la cual pasó de 9.0 por ciento del total de los permisos en

2007 a 12.3 por ciento en julio de 2009. El autoabastecimiento representa 23.9 por ciento y la modalidad de cogeneración 12.0 por ciento. Ver Figura 2

Figura 2. Capacidad de los permisos por modalidad, 2009 ((MW)



Con Base a cifras de Julio del 2009

Fuente: Elaborada por cuenta del Centro de Estudios de Finanzas Públicas de la Comisión Reguladora de Energía

En 2008, la generación bruta de energía eléctrica del sector paraestatal ascendió a 234 mil 96 Gigawatts-hora (Gwh), mientras que la energía eléctrica generada por los permisionarios fue de 33 mil 600 Gwh, casi 6.6 veces más comparado con los 5 mil 88 Gwh que se generaban a través del servicio privado y mixto en 1980. La tasa media de crecimiento anual de la generación bruta producida por permisionarios fue de 14.2 por ciento entre 2000 y 2008. Las cifras oficiales prevén que la generación bruta total nacional al cierre de 2009 a 286 mil 739 Gwh.

2.2.3. Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está integrado por líneas de transmisión, subtransmisión y distribución de CFE y de LFC, éste tuvo una tasa de crecimiento de 2.5

por ciento promedio anual entre 1990 y 2008. Se estima que en 2008, el SEN cuenta con un total de 763 mil 398 kilómetros.

Al cierre de 2008, la red de transmisión y distribución total de CFE se integró por 729 mil 299 kms. 49 mil 4 kms, entre líneas de 400, 230 y 161 kV; y 47 mil 283 kms de líneas de subtransmisión con niveles de tensión de 138, 115, 85 y 69 kilovolts (kV), el sistema cuenta con una capacidad total de 190 mil 443 Megavatios (MVA) a septiembre de 2009. Las líneas de transmisión y distribución de electricidad cubren casi la totalidad del territorio nacional y se estima que son 25 mil 934 localidades las que cuentan con electricidad.

2.2.4. Consumo Nacional de Electricidad

Uno de los componentes del consumo de energía eléctrica son las ventas internas, que actualmente incluye a los productores independientes de energía. Las ventas internas tuvieron un crecimiento medio de 4.0 por ciento entre 1990 y 2008.

La estructura de la demanda no ha registrado cambios significativos desde 1980, siendo el sector industrial el principal consumidor de energía eléctrica, por lo que el comportamiento de la demanda de ésta última tiene estrecha relación con la evolución de la actividad económica.

El sector industrial es el principal consumidor de energía eléctrica en el país. En 2008 representó el 59.1 por ciento de las ventas internas totales, seguido por el sector residencial con 25.5 por ciento, ambos sectores concentran 84.6 por ciento de las ventas internas de energía eléctrica. En la Grafica 3, se pueden ver los porcentajes de consumo.

La desaceleración económica, en particular la del sector industrial a partir de 2001, ocasionó una disminución de la demanda de energía eléctrica, lo cual redujo la presión en la demanda total que se preveía. En el año 2000 se pronosticó que la demanda

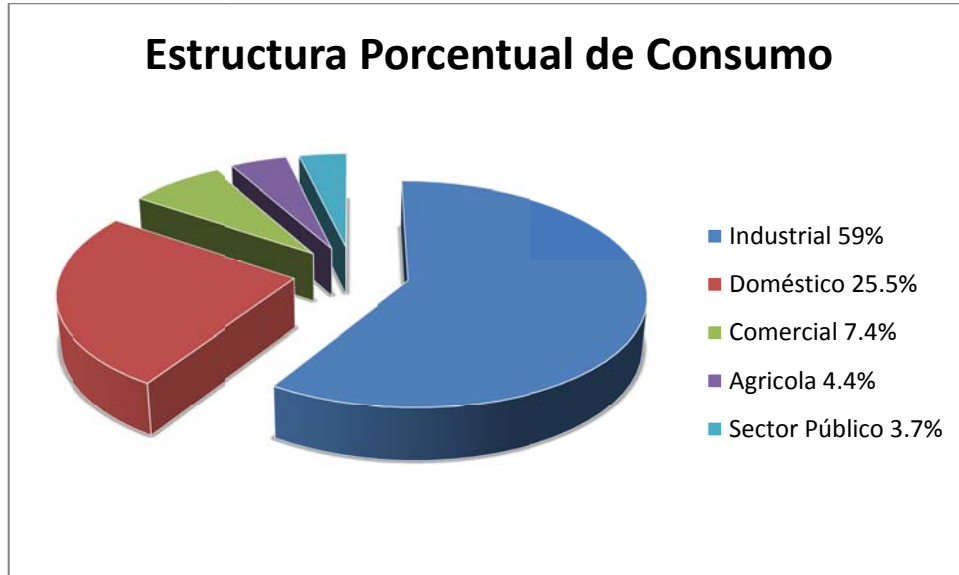
de electricidad crecería en un promedio anual de 6.6 por ciento, entre 2000 y 2009. Sin embargo, en este periodo se identifican varias contracciones económicas que han llevado a un ajuste a la baja en los pronósticos de demanda de energía eléctrica. Así, entre el año 2000 y 2008 el consumo de energía eléctrica a nivel nacional registró una tmca de 2.2 por ciento, cuatro puntos porcentuales de lo que se pronosticaba a inicios de la década del 2000, mientras que la generación bruta de electricidad total nacional (incluida la de PIE's Productores Independientes), aumentó 3.8 por ciento y la del sector paraestatal lo hizo en 2.4 por ciento, en el mismo periodo.

En 2008, el consumo interno de energía eléctrica ascendió a 183 mil 913 Gigawatts-hora (GWh), con lo que el consumo nacional de electricidad creció a una tasa promedio anual de 2.1 por ciento en el periodo 2000-2008; tasas menores casi hasta en 1.8 puntos porcentuales a lo observado entre 1990-2000; mientras que la capacidad instalada creció a una tmca de 4.9 por ciento y la generación bruta total registró una tmca de 3.4 por ciento.

El otro componente del consumo nacional es el autoabastecimiento el cual ha presentado un mayor ritmo de crecimiento en los últimos diez años. En el periodo 1997-2007 tuvo una tmca anual de 10.2 por ciento. Adicionando ambos componentes, el consumo interno total de energía eléctrica en 2007 fue de 203 mil 638 Gwh, lo que representó 11.4 por ciento del consumo nacional total.

Figura 3

México: Estructura Porcentual del Consumo Interno de Energía Eléctrica, 2008



Fuente: Elaborada por el Centro de Estudios de la Finanzas Públicas con Datos de la Secretaría de Energía. Perspectiva del Sector Eléctrico, 2008-2017

3. OBJETIVO

El objetivo de la presente investigación será el analizar los esquemas financieros para la generación de energía eléctrica por parte de la CFE en el presente, tomando en cuenta todos los factores regulatorios, normativos y legales a que está sujeta al ser una empresa de carácter público, y esto visto en el contexto de lo que la Constitución Política de la Estados Unidos Mexicanos y las Leyes regulatorias le permiten.

El análisis se realizó revisando elementos técnicos – económicos , contextualizando el entorno globalizado de la economía, tomando en cuenta principalmente los esquemas de financiamiento ya señalados anteriormente, financiándose a través de productores de energía independientes o esquemas de licitación financiada , todo con diferimiento del gasto a largo plazo.

La parte fundamental de nuestra investigación está basado en las modificaciones que se hicieron a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en Diciembre de 1992, en su artículo tercero, en el cual se señala que no se considerara servicio público a la generación de productores independientes de energía eléctrica, que le vendan la energía eléctrica a la Comisión Federal de Electricidad, y esto abre la puerta a nuestro análisis financiero, para los esquemas de generación financiada. antes señalados.

El entorno global de competencia, y el hecho de que todas las empresas tratan de optimizar sus costos de operación, no es ajeno a la empresas publicas como la CFE, por lo que también se ven obligadas a tomar decisiones de carácter financiero, para decidirse a entrar en los esquemas de desregulación internacionales, cuyo fin último es el de eficiente los sectores eléctricos nacionales.

Se observó también las experiencias internacionales en otros países, para tener puntos de referencia con los que sucede en México, costo de generación per cápita, capacidades de generación instaladas, etc. a través de indicadores de organismos internacionales.

4. EXPERIENCIAS INTERNACIONALES EN LA DESREGULACIÓN (LIBERALIZACIÓN) DE LOS SECTORES ELÉCTRICOS.

Hablar de experiencias internacionales en los procesos internacionales, tiene que ver con el proceso de globalización y una tendencia mundial a que el Estado se desprenda de los esquemas de monopolios naturales, como es el caso de la electricidad. Países en América Latina, Brasil y Argentina son ejemplo de esto. En los Estados Unidos la experiencia de California es significativa en el proceso de privatizar los servicios públicos de suministro de energía eléctrica. En Europa el caso español es muy importante.

Se mencionan diferentes casos mundiales que son importantes, para ver sus experiencias en los procesos de desregulación del sector eléctrico, para revisar cuales son las similitudes con el caso mexicano.

4.1 Concepto de globalización.

El termino globalización se aplica para designar principalmente un fenómeno de carácter económico, que consiste básicamente en un proceso complejo de interconexión e interdependencia financiera, económica, política y cultural que relaciona a personas, instituciones, organizaciones y pueblos de todo el mundo. Como es obvio, México no es ajeno a este fenómeno, mismo que empezó a cristalizarse principalmente con la puesta en marcha, en 1994, el Tratado de Libre Comercio entre México, los Estados Unidos de Norteamérica y Canadá (TLC) y de otros tratados con otros países que se han formalizado, hasta la actualidad. Este fenómeno ha consistido para el caso de las empresas que prestan un Servicio Público de Electricidad (SPE), en otros países, como

Chile, El Reino Unido, Francia, Estados Unidos y otros países, en que se han hecho *Reformas Eléctricas*, que involucran principalmente, la apertura a productores privados e independientes, en el proceso de generación eléctrica, estos productores son principalmente empresas transnacionales, con gran potencial económico.

4.2 Experiencias internacionales

Prácticamente todos los países de la OCDE han decidido liberalizar sus mercados eléctricos, al menos para los grandes consumidores industriales. En muchos países el mercado eléctrico estará abierto para todos los consumidores, incluidos los residenciales. Este es ya el caso de Finlandia, Noruega, Suecia, Inglaterra, Alemania y varios estados de los Estados Unidos y de Australia. A continuación se expondrán las experiencias de diversos países representativos en la liberalización de sus sectores eléctricos. Los países cuya experiencia se describe son los siguientes:

- Argentina
- Brasil
- Chile
- California (EE.UU.)
- Alemania
- España
- Inglaterra y Gales (Reino Unido)
- Italia

Para cada uno de estos mercados, se discuten los aspectos siguientes:

- *Motivación de la liberalización*: Describe la situación inicial y analiza los problemas económicos o las restricciones políticas que llevaron a la liberalización del sector.
- *Características básicas del modelo adoptado*: Describe la estructura básica adoptada para el sector, el papel del regulador, las decisiones orientadas a promover la competencia en el sector (p.ej. mediante la venta de activos de operadores dominantes),
- *Mecanismos de protección adoptados*: Describe los mecanismos adoptados para proteger a los distintos agentes que pudieran verse afectados por la liberalización del sector (consumidores, generadores, mineros, etc.)
- *Resultados de la liberalización*: Describe la evolución del sector en cuanto a precios, competencia y seguridad del suministro, e identifica algunos de los problemas surgidos a raíz del modo por el cual el sector fue liberalizado.

4.2.1 Latinoamérica

Argentina

Motivación de la liberalización: Antes de 1992, prácticamente todos los activos del sector eléctrico pertenecían al estado. El sector eléctrico se componía de dos compañías nacionales integradas de transporte y generación, dos centrales nucleares, dos centrales hidroeléctricas bi-nacionales, una empresa eléctrica verticalmente integrada para suministrar a la ciudad de Buenos Aires, alrededor de veinte empresas eléctricas provinciales y numerosas cooperativas eléctricas rurales.

A finales de los ochenta y principios de los noventa, el sector se enfrentó a la falta de suministro debido a la falta de inversión y al inadecuado mantenimiento de las centrales existentes. Los niveles medios de disponibilidad de las centrales de generación térmica cayeron por debajo del 50%. Las compañías de distribución sufrían continuas pérdidas comerciales por el robo, el impago y el mal funcionamiento de los equipos de medida. La consecuencia fue que los consumidores que abonaban sus consumos pagaban precios muy por encima de los costes del servicio. Como resultado de esta pobre actuación, las empresas eléctricas estatales requerían frecuentemente fondos del Estado.

Para afrontar esta situación, el gobierno emprendió una reforma exhaustiva con los siguientes objetivos: mejorar la calidad del suministro así como garantizarlo; permitir que el sector eléctrico llevara a cabo las inversiones de modernización y expansión; promocionar la participación privada en el sector; permitir la competencia y que el mercado fije precios cuando sea posible; reducir las pérdidas en distribución y reducir los precios de la electricidad de forma que reflejen los costes del servicio.

La Ley del Sector Eléctrico se promulgó en enero de 1992 (Ley Pública 24.065) y los aspectos fundamentales de la reforma se llevaron a cabo a lo largo de 1992. Sin embargo, la adecuación de la normativa continuó hasta el 2001 y la privatización de los

activos en las provincias aun no ha sido completada. Los principales componentes de la reforma fueron la separación de actividades y privatización, la negociación de contratos, el acceso al mercado, los incentivos de la regulación, el acceso de terceros y la expansión de la red de transporte.

Características básicas del modelo adoptado. En el contexto de la liberalización, y con el objetivo de regular las ocho compañías concesionarias de transporte y las tres compañías distribuidoras que suministran a Buenos Aires, que operan una concesión de 95 años de duración, se creó un regulador nacional independiente (ENRE). Los reguladores provinciales se encargan de regular a las compañías de distribución provincial. Las tarifas se determinan por una regulación basada en *price cap* (IPC-X), donde las tarifas reguladas incluyen un incentivo para realizar mejoras en eficiencia y son revisadas periódicamente. También existe una regulación por disponibilidad y calidad de servicio y las concesionarias están sujetas a sanciones si no cumplen con los estándares específicos.

Las compañías estatales fueron separadas en diferentes compañías. Las compañías de generación reestructuradas fueron alrededor de 21 con una capacidad total de 10.000 MW. El negocio de red fue separado en una compañía de transporte nacional de alta tensión, siete compañías de transporte regional y tres compañías de distribución que suministraban el gran Buenos Aires. Estos activos fueron privatizados entre 1992 y 1994, por un total de USD 2.500 millones de ingresos. La privatización de las compañías provinciales y estatales se llevó a cabo a continuación.

Un componente principal de la reforma fue el establecimiento de un mercado eléctrico mayorista basado en ofertas (MEM). Los generadores remitían las ofertas a

este mercado que forma la base del despacho económico y de la fijación de los precios “spot” de la energía. El precio horario se determina mediante el despacho de la central de orden de mérito. Los precios spot difieren entre una zona y otra. Las compañías de distribución compran energía al mercado a precios estacionales que son iguales a los precios medios esperados del mercado. Los precios estacionales intentan suavizar la volatilidad en los precios que pagan los consumidores finales.

La reforma también creó un mercado de contratos bilaterales a largo plazo, en el que los generadores pueden firmar contratos con distribuidores, grandes consumidores, otros generadores y, desde 1998, con comercializadores. La duración mínima de los contratos es de un año. Los contratos no son físicos y no afectan al despacho, excepto en el caso en que exista un déficit energético en el MEM.

Una nueva entidad, CAMMESA, fue creada para servir como operador de mercado, responsable en la determinación del precio de mercado, la liquidación y los contratos administrativos, y como operador independiente del sistema (ISO), responsable del despacho del sistema y de la seguridad del suministro.

El acceso al mercado MEM se ha ido expandiendo gradualmente desde el inicio del proceso de reforma. En un principio, sólo los consumidores con demanda punta por encima de 5 MW tenían acceso al MEM. El límite se rebajó posteriormente a 1 MW y, en noviembre de 1994, a 100 kW. En enero de 1995, los grandes consumidores se dividieron en dos categorías: grandes consumidores (GUMA), con demandas por encima de 1 MW, y pequeños consumidores (GUME), con demandas entre 100 kW y 2 MW. Los usuarios con demandas comprendidas entre 1 MW y 2 MW pueden escoger la categoría a la que prefieren pertenecer. Una tercera categoría, GUPA, fue creada para

usuarios con demanda pico de entre 50 kW y 100 kW. GUMA debe contratar con los generadores al menos el 50% de sus compras y puede obtener el otro 50% al precio de mercado. GUME y GUPA deben contratar el 100% de su consumo en el mercado si quieren participar en él.

Para facilitar la competencia, la reforma permitió el acceso de terceros a las redes de transporte y distribución. La reforma también introdujo las directrices para llevar a cabo la expansión de la red de transporte, que recae en los usuarios en vez de en las concesionarias. La expansión puede ocurrir mediante la firma de un acuerdo privado o por subasta pública, en cualquiera de los dos casos es soportado por el usuario.

A las compañías de transporte independientes se les permite competir con las concesionarias en la construcción y la operación y mantenimiento de las nuevas líneas. La concesionaria de transporte que tiene un equipo de conexión de otra empresa de transporte actúa en tareas de supervisión.

Mecanismos de protección adoptados. Se introdujeron una serie de medidas transitorias para facilitar el proceso de privatización. Estas incluyeron las siguientes:

- cuando las tres compañías nacionales de distribución que suministraban Buenos Aires fueran privatizadas, éstas firmarían contratos iniciales con generadores que remunerasen los costes hundidos que no podrían ser recuperados al precio de mercado (estos contratos finalizaron en el 2000);
- el límite a la propiedad en generación fue fijado en el 10% de la capacidad instalada, aunque esta restricción fue posteriormente eliminada debido a la segmentación que se produjo en el mercado mayorista; y

- para asegurar que existe un nivel de capacidad suficiente se establecieron diversos incentivos a la construcción y mantenimiento de capacidad de generación de reserva mediante pagos por capacidad.

Resultados. La reforma del sector eléctrico en Argentina comenzó en 1991. Las compañías eléctricas propiedad del gobierno fueron separadas y privatizadas, una nueva regulación fue establecida y un nuevo mercado mayorista fue creado. Los principios de la reforma fueron (1) permitir la competencia y los precios de mercado allí donde sean factibles, (2) mantener bajo regulación sólo aquellas actividades que sean monopolio natural y (3) donde la reforma sea necesaria, incorporar incentivos para un comportamiento eficiente. En términos generales, la reforma ha sido un éxito y ha transformado el sector eléctrico argentino pasando a ser uno de los más avanzados del mundo. Sin embargo, algunas características del mercado continúan siendo problemáticas.

En la actualidad, el sector eléctrico en Argentina se compone de 40 generadores privados hidráulicos y térmicos que compiten en el suministro de energía al mercado, dos centrales hidráulicas con propiedad compartida con otro gobierno y dos centrales nucleares estatales, una concesión privada para operar la red de transporte, cinco concesionarias privadas de transporte regional y una provincial, algunos operadores de transporte privados independientes y tres compañías privadas de distribución en Buenos Aires, alrededor de veinte compañías privadas de distribución provincial, algunas compañías provinciales de distribución y algunos comercializadores activos en el mercado. También se realizan intercambios internacionales de electricidad con Brasil y Chile. La capacidad efectiva instalada de generación está cercana a los 24.200 MW.

La reforma del sector eléctrico ha conseguido ampliamente sus objetivos como así lo evidencia el descenso de los precios, la mejora en la gestión de los activos, la rápida entrada de nueva generación, el alto grado de la competencia en el mercado y la participación en el mercado. En general, la eficiencia ha mejorado, los cortes en transporte y distribución han descendido y la calidad de servicio también ha mejorado. Las pérdidas comerciales de distribución también son menores.

Los precios han caído desde la reforma. Los precios del mercado mayorista (energía más capacidad) cayeron desde una media de \$49/MWh en 1992 hasta una media de \$24/MWh en 1998 como resultado del aumento de generadores privados. Consecuentemente, los precios del mercado minorista también se han reducido.

Desde la reestructuración, Argentina ha hecho grandes progresos con respecto a la inversión privada (la mayoría son empresas internacionales) como evidencia el dato de aumento de la capacidad instalada. Hasta 1997, más del 60% de la capacidad en generación y alrededor del 50% de la capacidad en distribución eran privadas. La capacidad de generación ha aumentado en 5.600 MW entre 1992 y 1998 y en otros 4.300 MW desde entonces.

El mercado de generación es altamente competitivo y el poder de mercado no es significativo excepto quizás en aquellas zonas aisladas donde existen restricciones en el transporte. La participación en el mercado mayorista pasó de 60 participantes en 1993 a 1.230 en 1997. No obstante algunas de las características del mercado continúan siendo problemáticas, y existen distorsiones e incentivos a comportamientos no eficientes que deben ser resueltos.

4.2.2 Brasil

Motivación de la liberalización. Brasil, es un país fuertemente dependiente de la generación hidráulica. De hecho, el 87% de los 68.000 MW de capacidad instalada corresponden con centrales hidráulicas. En términos de energía, la participación de la energía hidráulica es el 79% de los 372.200 GWh producidos. En el caso del sistema interconectado, esta participación alcanza el 91% de los 300.000 GWh generados (datos 1999). El resto de la energía prácticamente se genera con centrales térmicas de carbón y de gas natural.

El sector eléctrico de Brasil se encuentra dividido en cuatro regiones, siendo la capacidad del transporte entre ellas bastante débiles, lo que hace que puedan surgir problemas de cobertura de la demanda en algunas de ellas, mientras otras sean excedentarias.

La estructura actual del sistema eléctrico brasileño es consecuencia del modelo implantado en la década de los 70, en el cual el Gobierno Federal era el responsable de construir y operar las instalaciones de generación y transporte, mientras que los Gobiernos de los Estados lo eran de la distribución. Esto implica que antes de la reforma, la estructura empresarial del sector se resumiera en la existencia de una empresa federal de generación y transporte y 64 empresas distribuidoras, también de capital público, pero pertenecientes a los Estados.

En la década de los 80, el Gobierno utilizó la contención de la tarifa eléctrica como herramienta de política económica, para combatir la inflación. Esto hizo que el modelo sectorial se hiciera paulatinamente inviable.

A principios de los 90, debido a la elevada tasa de crecimiento de la demanda y la falta de recursos del Gobierno para atender las necesidades de expansión, se produjo un considerable déficit de capacidad de generación que ocasionó una importante crisis en el sector.

Así, la decisión de acometer la reforma se tomó en un momento de fuerte crecimiento continuado de la demanda (5% incremento anual) y con un ambicioso programa de construcción de centrales térmicas por parte del Gobierno para satisfacer esta creciente demanda y para garantizar el suministro en caso de bajos niveles de hidraulicidad, lo que implicaba una gran necesidad de atraer capital privado.

Para poder llevar a cabo la reforma, en 1993 se aumentaron las tarifas eléctricas en un 70% y el Tesoro asumió una deuda de 3.000 millones de dólares de las empresas.

Modelo adoptado. En lugar de decidir acometer un cambio radical, el Gobierno brasileño optó por una transformación progresiva, dando pasos a medida que el cambio anterior se había consolidado, mediante la sucesiva aprobación de leyes referidas a aspectos concretos de la actividad eléctrica. Los primeros pasos hacia la liberalización del suministro se dieron con las leyes que establecieron los regímenes de concesiones y permisos para la prestación de servicios públicos.

Además, se reestructuraron las empresas del sector y se diseñó un programa de privatización de las mismas.

Así, la antigua empresa federal dio paso al gran grupo eléctrico Eletrobrás, propietario de Eletronorte, Chesf, Furnas y Eletrosur, que son las cuatro empresas que generan y transportan energía en cada una de las cuatro regiones en que se divide el país,

así como de Eletronuclear y del 50% de Itaipu Binacional. Dentro de los planes del Gobierno estaba privatizar el 80% del capital de las cuatro primeras empresas. Sin embargo, debido a la crisis brasileña y la devaluación del Real de 1999, los procesos de privatización pararon, sin que se hayan vuelto a reactivar desde entonces.

En cuanto a la distribución, existen 64 empresas de distribución, herederas de las empresas estatales, 45 de las cuales ya se han privatizado.

A partir de la reforma, las condiciones para realizar las diversas actividades del sector son:

- Generación: se permite la entrada de nuevos agentes mediante concesión por licitación para las centrales hidráulicas y autorización para las térmicas.
- Transporte: comprende las instalaciones con tensión mayor a 230 kV, que son explotadas bajo concesión y con la obligación de garantizar el acceso de terceros a cambio del pago de una tarifa regulada.
- Distribución: Se ejerce mediante concesión o permiso. Los aspectos más importantes de esta actividad están regulados, aunque muchos de ellos se desarrollan en cada concesión o permiso.
- Comercialización: Se liberaliza la compra y venta de energía, así como su importación y exportación. La capacidad de elección de suministrador se aumenta paulatinamente.

Las características básicas de la reforma y la actual estructura del sector eléctrico brasileño son:

- Creación de un regulador independiente, Aneel. Entre sus funciones se encuentran promover licitaciones para generación, transporte y distribución, así como establecer las tarifas a aplicar por los distribuidores.
- Creación de un operador nacional del sistema, ONS. Su misión es ejecutar las actividades de coordinación y control de la operación de la generación y de los sistemas interconectados, asegurando la calidad y economía de suministro y garantizando el libre acceso a las redes.
- Creación de un mercado de energía, MAE. Se obliga a todos los generadores con potencia instalada superior a 50 MW y a los comercializadores y distribuidores con un mercado superior a 300 GWh/año y a los exportadores e importadores con potencia superior a 50 MW a comprar o vender toda su energía en el MAE.

Se debe tener en cuenta que, debido a la elevada proporción de producción hidráulica en el sistema brasileño, se ha optado por una programación de despacho que responde a una optimización centralizada del sistema en base a costes. Es decir, el MAE no es un mercado de ofertas de precio. Con la información de las previsiones pluviométricas, el nivel de los embalses, la disponibilidad de los generadores, la eficiencia de las plantas y sus costes operativos y de combustibles, el ONS planifica la operación del sistema en horizontes de largo, medio y corto plazo, asegurando la optimización hidro-térmica a través de modelos matemáticos semejantes a los utilizados antes de la creación del MAE. Adicionalmente a la programación de las centrales, se obtiene el precio marginal de corto plazo para las operaciones del MAE.

Los precios marginales de corto plazo del MAE se fijan semanalmente, diferenciando por bloques horarios y son distintos para cada una de las cuatro regiones que se distinguen en el país.

- Aparece la figura del productor independiente, como aquel que produce energía eléctrica para destinarla total o parcialmente al comercio.
- Se permite la firma de contratos bilaterales entre los agentes.
- Se opta por un acceso a las redes de transporte y distribución regulado. Aneel es el responsable de fijar las tarifas máximas.
- Las tarifas integrales de venta de energía son reguladas por Aneel y se fijan en base a costes reconocidos por la prestación del servicio. Entre ellos, se encuentra el Valor Normativo, que es el precio máximo de adquisición de energía que un distribuidor puede cobrar a sus consumidores cautivos.
- En cuanto a la apertura del mercado, tienen la condición de clientes cualificados aquéllos con potencia superior a 3MW. Pueden optar a adquirir su energía en condiciones libremente pactadas con cualquier concesionario o agente autorizado del sistema interconectado, incluido los distribuidores. Igualmente, puede optar por permanecer acogido a su tarifa.

Mecanismos de protección adoptados. De entre los mecanismos de protección adoptados en los comienzos de la liberalización se encuentran:

- Limitación a la contratación: Un distribuidor no podrá contratar con una empresa generadora a la que esté vinculado más del 30% de sus necesidades.

- Se establecen siguientes separaciones contables obligatorias:
 - Actividad objeto de concesión de otras actividades que realice la empresa.
 - Actividades de distribución propiamente dicha, la comercialización a clientes cautivos y la comercialización a clientes libres.
 - Actividad de transporte asociado a la red básica y el resto de redes de transporte.

Es importante resaltar que los distribuidores pueden realizar la actividad de comercialización, incluyendo la importación o exportación de energía, a los clientes cualificados, previa autorización de Aneel.

- Teniendo en cuenta el plan de privatización, se establecieron los siguientes límites a la concentración del mercado:
 - 20% de la potencia instalada (o mercado de distribución) nacional.
 - 25% de la potencia instalada (o mercado de distribución) del subsistema Sur-Sudeste-Centro Oeste, donde se ubica la mayor parte de la demanda.
 - 35% de la potencia instalada (o mercado de distribución) del subsistema Norte-Nordeste.
- Los Contratos iniciales. Con el fin de iniciar de forma ordenada el MAE y para proteger a los consumidores de aumentos súbitos de los precios se establecieron unos contratos de compraventa de energía entre distribuidores y generadores, que son los denominados Contratos iniciales.
- Mecanismo de Recolocación de Energía (MRE). Es un procedimiento de reparto de la energía generada en cada hora por las centrales hidráulicas, independientemente

de cuál sea la que efectivamente esté produciendo en cada momento. Es un modo de eliminar el riesgo de las centrales hidráulicas a la irregularidad de la pluviometría. Debido a la fuerte componente hidráulica del sistema brasileño y teniendo en cuenta que la explotación del parque generador se hace de forma centralizada, se estableció un mecanismo de reparto de la energía generado por las centrales hidráulicas que les permitiera cumplir con los contratos iniciales que tuvieran firmados. Es decir, a través de este mecanismo se hacía responsables a todas las centrales con contratos iniciales de cumplir con la energía involucrada por el conjunto de las centrales. Se repartía la energía generada en cada hora entre todas ellas valorado a su correspondiente precio marginal de corto plazo.

- Cuenta de consumos de combustibles (CCC). Dentro de la tarifa hay un recargo para sufragar el coste de los combustibles de los generadores térmicos que entraron en servicio antes de febrero de 1998.
- Las tarifas a cliente final no desaparecen y son fijadas por Aneel. Además, existe una tarifa para clientes de baja renta.
- Los distribuidores tienen obligación de prestar suministro a todos los consumidores que se encuentren ubicados en su zona de actuación.

Resultados. Durante el 2001 y principios del 2002 Brasil tuvo que hacer frente a un gran desabastecimiento de energía eléctrica. Los principales motivos se encuentran en una sequía continuada acompañada de una falta de inversiones en el sector.

Esta crisis también ha servido para detectar deficiencias en el modelo actual del sector, por lo que se está procediendo a una revisión generalizada del sistema.

Pero ésta no es la única razón de la reforma. Debido a la crisis brasileña y la devaluación del Real de 1999, los procesos de privatización pararon y no se han vuelto a reactivar desde entonces. Esto implica que el nuevo marco regulatorio deba desarrollarse teniendo en cuenta que durante mucho tiempo van a coexistir grandes empresas generadoras de capital público con otras de capital privado.

Finalmente, una tercera razón para acometer una nueva reforma del marco regulatorio es que no se ha conseguido incentivar la expansión del parque generador debido a las incertidumbres e inconsistencias en el funcionamiento del mercado.

Las modificaciones que se están planteando van en la vía de incrementar la liberalización del sector, destacando las siguientes:

- Avanzar en la desverticalización: Se considera primordial proceder a la separación de las actividades reguladas y no reguladas para garantizar la neutralidad en la operación y expansión de las redes, así como mejorar el control sobre los agentes que llevan a cabo actividades reguladas.

Actualmente se está procediendo a la separación jurídica de las actividades de generación y transporte, con el objetivo de introducir mayor transparencia en estas relaciones y evitar trato diferenciado del transportista hacia los agentes generadores. Dentro de estas actuaciones no se contempla ningún plan de privatización posterior a la separación.

Igualmente, también se considera importante proceder a la separación jurídica de las actividades de distribución y comercialización.

- Modificación de las reglas del mercado para desarrollar un mercado de ofertas de precio, de modo que cada agente productor oferte el precio y la energía que está dispuesto a producir en cada hora. De este modo se atribuirán responsabilidades individuales a los propietarios para el cumplimiento de sus contratos. Dos de las razones para este cambio son: a) el procedimiento de cálculo de precio del MAE no ha funcionado como hubiera sido de esperar durante la crisis del 2001: a pesar de que era patente la sequía, los precios del MAE no eran capaces de reflejarlo con un aumento del precio y b) la asignación de responsabilidades relacionadas con los contratos de energía y las transacciones realizadas en el MAE durante la crisis ha sido muy complicada.
- Eliminación del MRE, traspasando el riesgo hidrológico a las centrales de generación, haciendo responsable a cada generador del cumplimiento de sus contratos. Se están buscando diversas alternativas que permitan que los operadores de centrales hidráulicas puedan actuar en el mercado mayorista asumiendo un riesgo aceptable inherente a su actividad.
- Subastas de energía. Debido a la coexistencia de generadores de capital público y privado, se está desarrollando un procedimiento de subastas de energía para asegurar una competición equilibrada entre ambos tipos de empresas y asegurar la transparencia en la venta de energía de las empresas de capital público. Las generadoras federales están obligadas a acudir a estas subastas, siendo optativo para las generadoras estatales y para los productores independientes.

También se ha propuesto la paulatina desaparición de los Contratos Iniciales, obligándose a los generadores a vender esta energía a través de estas subastas, aunque con un precio mínimo, que será el del Contrato Inicial.

- Estimular la contratación bilateral. Se ha comprobado que el precio de la energía en el mercado de corto plazo es demasiado volátil para enviar una señal eficiente de la necesidad de entrada de nueva generación. Por ello, se plantea como motor para la expansión de la oferta en Brasil la disposición de contratar parte de la demanda a través de contratos bilaterales. Como propuesta de corto plazo se está discutiendo obligar a todos los agentes consumidores a contratar un mínimo del 95% de su demanda. En una segunda fase, se dejaría absoluta libertad para los clientes cualificados y sus suministradores, mientras que los distribuidores adquirirán la energía por subasta para su mercado cautivo. Además, los resultados de estas subastas se utilizarán para definir el Valor Normativo, que es el coste de la energía a traspasar a las tarifas del cliente final.
- Incentivar la generación con gas natural para reducir el riesgo hidrológico.
- Estimulación a la existencia de consumidores libres. Un mínimo porcentaje de consumidores cualificados ha decidido abandonar la tarifa. Esto se debe, principalmente a que el sistema tarifario actual no representa los costes reales de suministro y que el "mix" de contratos de las distribuidoras permite mantener una tarifa media de compra inferior al coste marginal.

Para estimular la salida de clientes al mercado se propone bajar el límite de potencia para tener la condición de cualificado hasta 1 MW en el 2004 y en el 2005 liberar todos los consumos del grupo A.

Además se propone dar amplia libertad a los clientes libres que hayan cambiado de suministrador a volver a acogerse a la tarifa en un momento posterior. También se procederá a un realineamiento de las tarifas a cliente final para que reflejen los costes reales del suministro.

- Revisión tarifaria de las distribuidoras. Para la consolidación del marco regulatorio se considera crucial la definición de los procedimientos y la metodología para las revisiones tarifarias periódicas. De este modo se conseguirá dotar de la suficiente estabilidad a los agentes para que desarrollen esta actividad en un marco de baja incertidumbre.

4.2.3. Chile

Motivación de la liberalización. El sector eléctrico de Chile consta de cuatro sistemas geográficamente independientes, de los cuales los más importantes son el Sistema Interconectado Central (SIC), que suministra energía a la región metropolitana de Santiago, y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que atiende a zonas mineras del país. Ambos sistemas dan cuenta de aproximadamente un 97% de la capacidad instalada total, la que asciende a alrededor de 7.000 MW. Aproximadamente un 60% de la capacidad de generación disponible es hidroeléctrica. En condiciones normales de hidraulicidad, más de dos tercios de la energía generada en los últimos 20 años tuvo su origen en centrales hidroeléctricas. A partir de la introducción de gas natural procedente de Argentina en 1997 ha aumentado la importancia de la generación térmica.

Antes de la reestructuración del sector, el sector era atendido por empresas estatales verticalmente integradas, que operaban como monopolios en sus respectivas áreas de servicio. La regulación permitía, básicamente, la recuperación de costes con un margen determinado. En anticipación a la liberalización del sector eléctrico, estas empresas crearon filiales (con el fin de separar sus actividades de generación, transporte y distribución) que fueron privatizadas entre 1985 y 1990.

El propósito principal de la reforma del sector eléctrico de Chile fue el de introducir competencia y una mayor inversión privada en el sector. De esta manera se lograría una expansión de la capacidad de generación que permitiría sostener el rápido crecimiento de la economía chilena. La reforma del sector eléctrico estaba en consonancia con la filosofía reformista que prevaleció en Chile en los años posteriores a

1973 y que defendía que el sector privado y los mecanismos de mercado debían tener un peso preponderante en el funcionamiento de la economía. Otro factor importante que impulsó la reforma fue la incapacidad del marco regulatorio existente de garantizar una retribución adecuada de las inversiones en el sector en un contexto de inflación elevada. En parte, esto fue fruto de la pérdida de relevancia de la Comisión Tarifaria frente al Ministerio de Economía a la hora de fijar las tarifas.

Chile fue uno de los países que dio inicio al proceso de reformas del sector eléctrico a nivel mundial. El proceso de reformas se inició formalmente en 1978, con la creación de la Comisión Nacional de Energía (CNE). La CNE fue la encargada de diseñar el nuevo modelo del sector, plasmado en 1982 en el Decreto Ley DFL , “Ley General de Servicios Eléctricos”, aún vigente. El modelo del sector estaba basado en la separación y privatización de las empresas verticalmente integradas y en la introducción de competencia en generación y comercialización. A pesar de su carácter innovador al nivel mundial, el modelo ha demostrado, a la vez, ser uno de los más conservadores a la hora de introducir cambios. A la vez que se diseñaba el nuevo modelo, se había puesto en marcha, en 1981, el proceso de separación de las compañías verticalmente integradas (ENDESA y Chilectra). La privatización de las compañías resultantes comenzó a implementarse formalmente en 1985 y fue (virtualmente) completada en 1990.

Características básicas del modelo adoptado. El mercado de generación que surgió a raíz de la privatización se caracteriza por estar relativamente concentrado. En el sistema eléctrico SIC tres compañías dan cuenta de alrededor de un 90% de la capacidad instalada. En el sistema norteño SING, excluyendo la autogeneración de

las empresas mineras, un solo generador suministra virtualmente toda la potencia disponible para la venta al público.

Las actividades consideradas monopolios naturales, transporte y distribución, fueron separadas de la actividad de generación. Se eliminaron las barreras de entrada a las actividades de generación y transporte, mientras que la distribución eléctrica (unida a la comercialización a tarifa) quedó sujeta a la concesión de licencias.

Otro aspecto importante de la Ley de 1982 es que no impone ninguna restricción a la propiedad conjunta de activos en los distintos segmentos de la industria. Por ejemplo, ENDESA (Chile) que es el principal generador del sistema SIC, con aproximadamente un 57% de la capacidad disponible, es propietaria de Transelec que posee un 69% de las líneas de transmisión (por km). ENERSIS, una compañía holding propiedad de ENDESA (España) y que a su vez controla a ENDESA (Chile), es propietaria de Chilectra, la principal distribuidora del país con cerca de 1,3 millones de clientes en la zona metropolitana. Asimismo, en el sistema SING la empresa EDELNOR no solo es el principal generador sino que también posee todo el sistema de transporte. Por lo tanto, una característica del sector eléctrico chileno es que tiene una estructura de propiedad que conlleva a un importante nivel de integración vertical.

En Chile la función de despacho es realizada por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). El CDEC está encargado de organizar el mercado de generación, basado en un “pool” centralizado obligatorio. Los generadores están obligados a informar sobre los volúmenes y precios de sus obligaciones contractuales una vez al mes. El CDEC elige las centrales que van a despachar en cada momento según sus costes medios anunciados, y establece el coste marginal de corto plazo

regulado del sistema. Este valor normalmente se utiliza para saldar las transacciones, a través del “pool”, de potencia entre los generadores que puedan requerirse para atender sus obligaciones contractuales de largo plazo. Los generadores reciben un pago por la energía suministrada (el precio marginal del “pool” mayorista) y la capacidad ofrecida a la red (a partir del coste marginal de la energía a largo plazo establecido por la regulación), por lo que sus ingresos dependen del valor de mercado de su producto y no de sus costes de generación. Según la Ley los generadores con una capacidad mínima de un 2% del sistema están representados en CDEC. En la práctica, y dado los altos niveles de concentración existentes, la organización que coordina los suministros y precios de la energía está dirigida por los productores más grandes, lo que tiende a ocasionar desavenencias entre los participantes del mercado.

Además del mercado al contado, existe un mercado de contratos de largo plazo en el que los agentes pueden hacer transacciones directamente y a precios libres. Ello permite que los generadores puedan protegerse de la incertidumbre propia de los precios de mercado.

Las redes de transporte y distribución son operadas por empresas privadas. Las compañías de transporte están obligadas a dar acceso a sus sistemas de alta tensión a quienes lo soliciten. Hacen entrega de energía en los distintos nodos del sistema de transporte, aún cuando no pueden participar directamente en la comercialización de energía, y sus servicios están sujetos a un control de tarifas. A su vez, las empresas de distribución operan como franquicias territoriales que se hallan sujetas al modelo de regulación de “benchmarking” basado en comparaciones con la “empresa eficiente”. La

liberalización del mercado minorista se inició en 1986, cuando se permitió a los clientes con demandas superiores a los 2 MW elegir libremente su suministrador eléctrico.

Tres instituciones son responsables de la implementación de la regulación sectorial. La Comisión Nacional de Energía (CNE) es el principal organismo regulador, cuya función es asesorar al gobierno en cuanto a la formulación de tarifas y las decisiones de inversión. El Ministerio de Economía aprueba las tarifas de electricidad en función de las recomendaciones de la CNE. La función de la Superintendencia de Electricidad es supervisar la calidad del servicio, y garantizar que se cumplan las tarifas y medidas de seguridad en función de las normas y reglamentos vigentes.

Desde hace algún tiempo se viene discutiendo la modificación de la Ley de Electricidad en Chile. El propósito de esta modificación sería lograr una profundización de los mecanismos de mercado de modo que estos jueguen un rol cada vez más preponderante. En particular, se propone lograr un fortalecimiento de la competencia en la generación a través de la reorganización de los mercados mayorista y minorista, un perfeccionamiento de la regulación de los medios de transporte, una parcial desintegración vertical del mercado y un perfeccionamiento de los mecanismos de fijación de precios y solución de controversias. En mayo de 2002, el gobierno de Chile envió al Congreso Nacional un Proyecto de Ley para su aprobación, conocido como la Ley I o Ley Corta, que propone corregir las distorsiones más urgentes relacionadas con la seguridad del suministro y las inversiones en la Ley de Servicios Eléctricos vigente.

Mecanismos de protección adoptados. Al momento de iniciarse el proceso de reformas y privatización del sector eléctrico chileno no se mantenían subsidios u otros factores financieros que pudieran introducir fuertes distorsiones en los precios de la

electricidad, excepto tarifas favorables para los consumidores rurales y situados en zonas remotas. Debido ello, no hubo necesidad de establecer un programa de transición que paliase posibles variaciones en los precios o los efectos de un rebalanceo de tarifas.

Un aspecto que sí se contempló es la protección de los pequeños usuarios. Efectivamente, la ley de electricidad establece que el régimen de precios debe distinguir entre pequeños y grandes usuarios. Los pequeños usuarios, que se definen como aquellos cuya demanda es menor de 2 MW, están sujetos a precios regulados mientras que los demás cuentan con una libertad de precios. Los usuarios libres tienen la opción de efectuar sus compras por medio de las empresas distribuidoras o directamente con los generadores. Sin embargo, la ley vincula los precios de los mercados regulados y no regulados, de manera que los pequeños clientes también se puedan beneficiar de las mejoras de eficiencia que se vayan logrando en la actividad de generación de electricidad. Más concretamente, los precios regulados deben permanecer en torno a un 10% del promedio de los precios no regulados, y de lo contrario, el organismo regulador interviene para hacer los ajustes necesarios.

La ley vigente no prevé un cambio en la definición de los pequeños usuarios o un desfase paulatino de este grupo de usuarios, de tal manera que el cliente regulado sigue siendo aquél cuya demanda es menor de 2 MW. Sin embargo, en las discusiones y propuestas relacionadas con el nuevo proyecto de ley se contempla limitar el tamaño de los clientes regulados a uno 100kW o menos, de modo que se pueda aumentar el volumen de energía intercambiada a precios libres. También se contempla una

separación formal entre las funciones de transporte y comercialización de las empresas de distribución, con el fin de promover una mayor competencia al nivel minorista.

Fuera de las tarifas reguladas para pequeños usuarios, aparentemente no se han adoptado otros mecanismos de protección para grupos específicos, tales como los productores, transportistas, u otra clase de usuarios.

Para garantizar la existencia de un margen suficiente de reserva de capacidad en el sistema, se introdujo en la formación de los precios mayoristas que reciben los generadores un término por capacidad basado en el coste marginal de largo plazo de la energía (la anualidad de una turbina de generación diesel de gas).

Resultados de la liberalización. El precio real de los servicios de electricidad regulados, incluyendo tanto el “precio nodal” de la energía como la parte correspondiente al “valor agregado de distribución,” ha disminuido de forma gradual desde la década de los ochenta. Sin embargo, parte de este declive también estaría reflejando la eliminación de diversos subsidios, al igual que el impacto de varias otras reformas en la economía chilena.

No obstante, la liberalización del mercado ha permitido el logro de una mayor eficiencia expresada en términos de la productividad por trabajador, reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, y un menor tiempo de respuesta ante las emergencias. Los “precios nodales” de energía no han variado sustancialmente, pero sí se observa una reducción sostenida en los precios de distribución. En conjunto, entre 1986 y 1999 el precio real de la electricidad para los usuarios residenciales se redujo aproximadamente

de 28 céntimos de USD por kWh a aproximadamente 12 céntimos de USD por kWh, una caída de más del cincuenta por ciento en un periodo de doce años.

El objetivo de ampliar la capacidad disponible ha sido mayormente logrado. Durante el periodo 1987-1999 la potencia instalada prácticamente se dobló. Las empresas de generación han ampliado sus instalaciones de generación y han construido líneas adicionales de transporte. Además, durante los años 90 se ha asistido a una entrada en el sector chileno de operadores internacionales. Desde que se iniciaron las reformas ha aumentado el número de generadores, aunque todavía subsiste un alto índice de concentración. Este nivel de concentración es aún más evidente en términos de la propiedad de las líneas de transporte. A pesar de los evidentes logros del proceso de reforma chileno, aún permanecen importantes problemas relacionados con la operación del mercado, el sistema de despacho, y la remuneración de los servicios de transporte y distribución. Entre otros motivos de preocupación adicionales se incluyen la propiedad de los derechos sobre el agua, la falta de claridad en la formación de los precios del transporte y la percepción de falta de protección de los consumidores a tarifa. En el último año se han adoptado pequeñas mejoras orientadas a resolver algunos de estos problemas y se han debatido reformas que se incorporarían en nueva Ley de Electricidad.

4.3 Estados Unidos

Se expone el caso de California, como representativo de la liberación en los Estados Unidos.

California

Motivación de la liberalización. Con anterioridad a la liberalización el suministro eléctrico en California era llevado a cabo principalmente por tres compañías privadas, Southern California Edison, Pacific Gas and Electric y San Diego Gas and Electric, las cuales estaban verticalmente integradas. Existían asimismo empresas independientes de generación (denominadas *Qualifying Facilities* – QFs), que vendían su electricidad a precios regulados a las grandes empresas. Existían asimismo empresas no reguladas, como empresas municipales. Las empresas propiedad de inversores privados representaban aproximadamente un 70% del suministro, las empresas de propiedad pública un 25%, y el resto lo desarrollaban empresas propiedad del gobierno federal y de cooperativas.

California fue de los primeros estados norteamericanos en liberalizar su industria eléctrica, en marzo de 1998, con tres meses de retraso sobre la fecha inicialmente prevista y tras varios años de debates.

A principios de los años 90, California vivió una recesión importante que desembocó en un descenso de la demanda y un exceso de capacidad de generación. Esto encareció las tarifas y causó protestas públicas, ya que las tarifas en California eran

prácticamente un 50% más elevadas que en Oregón y los estados de las Montañas Rocosas y casi un 100% superiores a las de Washington.

En respuesta a esta situación, la Comisión de las Empresas Eléctricas (*California Public Utilities Comisión*, CPUC) puso en marcha una revisión de la industria con el fin de trasladar la responsabilidad de las decisiones de inversión a las empresas y fomentar la eficiencia a través de la competencia, lo cual derivaría en la reducción de los precios de la electricidad y en el estímulo del desarrollo económico.

La recomendación de la CPUC (“Blue Book Proposal”, 1994) consistía en permitir el acceso a las redes por parte de los consumidores finales. Así, los pequeños consumidores podrían comprar electricidad a precios de mercado directamente de cualquier proveedor cualificado (generadores, traders o brokers). Por su parte, el Blue Book Proposal reconocía el derecho de las empresas eléctricas a recuperar los costes varados resultantes de la liberalización del mercado. La recomendación de la CPUC también obligaba a las empresas distribuidoras existentes a suministrar energía a precios regulados. El gobierno de California adoptó la práctica totalidad de las recomendaciones de la CPUC en su Assembly Bill 1890 (AB 1890), firmada en agosto de 1996 por el gobernador Wilson.

Características principales del modelo adoptado. La liberalización del sector eléctrico finalmente comenzó en California el 31 de marzo de 1998, tanto en el segmento de venta al por mayor como de venta a consumidores finales (todos los consumidores en California adquirieron el derecho a escoger su comercializador desde el primer momento). Las únicas empresas afectadas por la orden de la CPUC que desarrolla la ley AB 1890 fueron las tres principales compañías privadas, Southern California

Edison, Pacific Gas and Electric, y San Diego Gas and Electric. Las empresas no reguladas por la CPUC, como las empresas municipales y los distritos de riego, eran libres de sumarse al mercado liberalizado, aunque pocas lo hicieron.

La AB 1890 impulsó a las empresas eléctricas a desintegrarse verticalmente, vendiendo la mayoría de sus activos de generación. De este modo, las tres grandes empresas eléctricas anteriormente integradas se convirtieron en compradores netos de electricidad mayorista. Asimismo, se exigió la separación jurídica de las actividades de distribución (incluyendo el suministro a consumidores que no habían escogido un comercializador competitivo) y de comercialización competitiva, con estrictos códigos de conducta dirigidos a evitar subvenciones cruzadas desde la actividad regulada a la competitiva, lo cual distorsionaría la competencia.

La AB 1890 creó una bolsa de electricidad mayorista, el California Power Exchange (CalPX), además de un nuevo operador independiente del sistema, el California ISO.

La AB 1890 exigía inicialmente a las empresas distribuidoras la compra en el mercado diario del CalPX de todas sus necesidades de suministro para aquellos clientes que no hubiesen escogido un comercializador competitivo. En diciembre de 2000, ante los incrementos en los precios observados en el CalPX durante ese mismo verano, se eliminó la obligación de que estas empresas compraran su energía en el mercado diario del CalPX, permitiéndoles firmar contratos bilaterales a largo plazo hasta 2005 (dentro del “forward market” del California PX) que protegieran los costes de suministro de los consumidores que no habían escogido comercializador ante la volatilidad de los precios de mercado.

El sistema de precios del mercado en tiempo real también fue modificado en diciembre de 2000, estableciéndose que las ofertas por encima de 250 USD/MWh (valor posteriormente reducido a 150 USD/MWh) no fijarían el precio marginal del mercado de generación, aunque se les pagaría el precio ofertado (“*pay as bid*”). Dichas ofertas en cualquier caso debían estar justificadas en base a costes de producción y eran supervisadas por la CPUC.

Mecanismos de protección adoptados. Con el fin de permitir a las empresas generadoras recuperar los costes de las inversiones realizadas con anterioridad a la liberalización del mercado, la AB 1890 autorizó a las empresas recuperar sus costes varados de generación. La previsión era que las empresas recuperarían dichos costes varados antes del 31 de marzo de 2002.

La AB 1890 obligaba a congelar las tarifas eléctricas finales de todas las distribuidoras con un descuento del 10% para los consumidores domésticos y pequeños consumidores industriales. Dicha congelación se mantendría hasta el 31 de marzo de 2002 o la fecha en que la empresa hubiese recuperado sus costes varados, lo que ocurriera antes.

Resultados de la liberalización. Como resultado de una combinación de circunstancias meteorológicas (baja hidraulicidad), de la incapacidad de las empresas eléctricas de cubrir sus riesgos (debido a que se les obligó a desinvertir en generación y a comprar energía en el mercado CalPX), de la escasez de capacidad de generación en periodos de punta, y de otros fallos del mercado, el enfoque de reestructuración del sector eléctrico llevado a cabo en California tuvo consecuencias perversas, llevando a la desaparición de la competencia en el sector de comercialización, a problemas

financieros para todas las empresas eléctricas y a precios más altos para los consumidores.

Los precios de la electricidad comenzaron a subir drásticamente en el verano de 2000, debido a una combinación de factores. La demanda había aumentado en California, pero no se había incrementado significativamente la capacidad de generación en la región en los últimos 20 años. California dependía cada vez más de las importaciones de electricidad, por lo que éstas cada vez jugaban un papel más destacado. Sin embargo, estas importaciones se vieron reducidas debido a:

1. la falta de lluvias en el noroeste, reduciendo aún más la ya escasa capacidad hidroeléctrica de los estados del oeste;
2. la capacidad limitada de las líneas de transporte para importar electricidad y desplazarla en dirección norte-sur en el interior del Estado;
3. el elevado número de paradas planificadas y no planificadas, debido a la utilización prolongada de las centrales de generación durante los meses previos, excepcionalmente calurosos;
4. la disponibilidad reducida de algunas centrales de generación, debido a que habían agotado sus permisos de emisión de gases, también como consecuencia su uso anormalmente prolongado durante el verano anterior;
5. el elevado coste de comprar derechos de emisión, lo que hubiera permitido a las centrales continuar operando; y
6. la falta de estabilidad financiera de las tres compañías privadas.

San Diego Gas and Electric (SDG&E) recuperó sus costes varados en julio de 1999 por lo que, en principio, desde ese momento podría traspasar a sus clientes los costes totales de mercado de la energía suministrada. Sin embargo, en septiembre de 2000, el gobierno de California volvió a fijar un precio máximo para el suministro a clientes de la distribuidora en 6,5 céntimos por kWh. La diferencia entre los precios de mercado y la tarifa máxima fijada se anotaría en una “cuenta de liquidación” separada para su recuperación posterior. Sin embargo, debido a las diferencias experimentadas entre los precios reales de la electricidad y lo que las empresas eléctricas podían cobrar a sus clientes, éstas llegaron a acumular una deuda combinada de miles de millones de dólares. Como consecuencia, una de las empresas eléctricas, Pacific Gas and Electric (PG&E), se declaró en quiebra el 6 de abril de 2001.

Debido a la situación de inestabilidad financiera de las empresas eléctricas, los generadores eléctricos independientes se mostraron reticentes a venderles electricidad temiendo impagos. Debido a la negativa de vender electricidad por parte de los generadores y traders independientes y a la capacidad limitada de importación, el operador del sistema impuso cortes sistemáticos de suministro en diversas ocasiones a partir de enero de 2001.

El gobernador Davis firmó una ley en febrero de 2001 autorizando al Departamento de Recursos Hídricos de California (DWR) a celebrar contratos de largo plazo de compra de electricidad para el suministro a los consumidores de las distribuidoras, suspendiendo al mismo tiempo la operación del CalPX. El objetivo era poner a disposición de los consumidores finales más recursos de generación eléctrica, ya que los traders no estaban muy dispuestos a vender electricidad a las empresas eléctricas

californianas por miedo a no recibir los pagos correspondientes por parte de éstas. El DWR, una entidad con un buen “rating” crediticio, asumió el papel de comprador de electricidad para consumidores finales.

En enero de 2001, la CPUC aprobó un aumento temporal de las tarifas durante 90 días, que se convirtió posteriormente en permanente, incrementó los precios de la electricidad para los consumidores domésticos en un 9%, y entre un 7% y un 15% para los consumidores industriales. La siguiente subida tarifaria se produjo en marzo y aumentó las tarifas en torno a un 40%. El gobernador Davis ha anunciado además la intención del Estado de comprar activos de transporte de las compañías eléctricas como instrumento para aliviar su situación financiera –en síntesis, las compañías se verían obligadas a vender sus activos de transporte para recibir fondos por parte del Estado. Sin embargo, este plan aún precisa de aprobación regulatoria y legislativa.

La FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) - Comisión Federal de Regulación de Energía) ha llevado a cabo diversas investigaciones sobre la situación eléctrica en California. En diciembre de 2000, la FERC publicó una orden de gran alcance sobre métodos para resolver los problemas del mercado eléctrico de California. La orden de la FERC señalaba que debería seguirse trabajando para alcanzar consenso sobre diversos aspectos, incluyendo una nueva estructura de mercado para el Estado. Además, la FERC ha investigado los precios de la energía de algunos generadores eléctricos independientes. La FERC ha obligado a algunos de estos suministradores bien a explicar aquellos precios por encima de un determinado nivel durante las situaciones de emergencia por falta de energía o bien a devolver parte de sus ingresos.

El 21 de marzo de 2002, la CPUC confirmó que el 20 de septiembre de 2001 es la fecha de desaparición de los contratos de acceso directo, que permitían a los consumidores comprar electricidad a otras compañías diferentes de las distribuidoras. Los consumidores con contratos de acceso directo previos al 20 de septiembre de 2001 pueden cambiar de comercializador. Además, los contratos existentes antes del 20 de septiembre de 2001 pueden ser renovados o cedidos a terceras partes.

La reforma del sector eléctrico en California es percibida mayoritariamente como un fracaso. California cometió una serie de errores, incluyendo el no permitir incrementos en las tarifas para reflejar los costes de suministro, unos mecanismos de contratación y trading imperfectos, una falta de instrumentos de cobertura y una inadecuada supervisión de las ofertas de los agentes. De manera más general, tanto reguladores como políticos fallaron a la hora de llevar a cabo una reforma eléctrica capaz de responder de forma flexible a las circunstancias cambiantes. Como resultado, los precios se dispararon, las empresas eléctricas se hundieron financieramente al tener que comprar a precios elevados y vender a tarifas congeladas, y los consumidores tuvieron que pagar tarifas eléctricas bastante más elevadas.

Otros estados norteamericanos no se han visto envueltos en problemas de esta magnitud, dado que fueron capaces de dar respuesta a los principales problemas que supone la reestructuración del sector eléctrico. De este modo, los errores de California se han evitado en otros estados norteamericanos.

4.4 Europa

Previo a analizar la experiencia de países específicos de Europa, se va a proceder a comentar la Directiva sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad de la Unión Europea, ya que es la legislación marco dentro de la cual se están liberalizando los países integrantes de la Unión.

La Directiva de la Unión Europea Las Directivas de la Unión Europea son unos textos legislativos dirigidos a varios o todos los Estados Miembros de la Unión Europea y que obliga a que los países destinatarios lo transpongan a su legislación interior, en el plazo indicado en la propia Directiva. La forma en que los Estados pueden transferir la Directiva es libre, pero siguiendo con los criterios y requisitos de la misma.

En concreto, la Directiva sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad de la Unión Europea fue de obligada transposición para todos los Estados de la Unión. La fecha límite fue el 19 de febrero de 1999, excepto para Bélgica e Irlanda, que se les concedió un año más, y Grecia, con dos años.

Antecedentes La decisión de elaborar una Directiva Comunitaria que estableciera unas normas comunes para el mercado de la electricidad, respondió a dos tipos de objetivos:

- Económicos: El precio de la electricidad en Europa era sustancialmente superior al de EE.UU., lo que restaba competitividad a la industria europea. La constitución de un mercado único que se rigiera por el principio de la competencia, permitiría

mejorar la eficiencia de los recursos disponibles y en consecuencia la disminución en el precio de la electricidad.

- Políticos: El Tratado de la Unión Europea establece la libertad de movimiento de capitales, servicios, personas y productos. La electricidad, un producto básico en el desarrollo económico, debería en consecuencia estar sometido a esta libertad de movimientos.

La negociación de la Directiva fue muy complicada ya que suponía un cambio sustancial sobre la estructura que, en aquellos momentos dominaba en el sector (empresas públicas, empresas verticalmente integradas, monopolios, etc.) así como la renuncia por parte de los Estados miembros a una parte de su control sobre un sector que en general era considerado estratégico para el diseño de cualquier política económica y social.

En consecuencia puede decirse que el acuerdo alcanzado fue de mínimos. Su objetivo principal fue establecer un marco de referencia en el que, teniendo en cuenta la diversidad existente en Europa, los Estados miembros pudieran aplicar el principio de subsidiariedad para elegir la opción que mejor se adaptara a su situación particular.

Sin embargo, su aplicación ha implicado un cambio importante en el sector y un significativo avance en el proceso de liberalización, aunque no exento de problemas.

La Directiva 96/92/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. La Directiva 96/92/CE establece los siguientes principios:

- Servicio público. Los Estados miembros pueden imponer a las compañías obligaciones de servicio público que pueden referirse a la seguridad de

abastecimiento, a la regularidad, a calidad y precio, y a la protección del medioambiente.

Para poder cumplir con estos objetivos, los Estados miembros pueden establecer una planificación a largo plazo.

También pueden dejar de aplicar ciertos artículos de la Directiva si obstaculizan el cumplimiento de las obligaciones de servicio público.

- Generación: Los Estados miembros pueden elegir entre los procedimientos de “autorización “ y “licitación” para la construcción de nuevas instalaciones generadoras.
- Explotación de la red de transporte: Los Estados miembros deben designar un gestor de la red de transporte responsable de su explotación mantenimiento y desarrollo.

Es responsable del ordenamiento de las instalaciones de generación. Para ello, debe tener en cuenta las obligaciones contractuales y la precedencia económica.

Como garantía de seguridad de abastecimiento, puede dar preferencia a las instalaciones que usen combustibles autóctonos, hasta un máximo del 15% de la energía consumida.

- Explotación de la red de distribución. Se designará un gestor de la red de distribución responsable de su explotación mantenimiento y desarrollo.

Los Estados miembros pueden imponer la obligación de suministrar electricidad a determinados clientes, suministro que podrá regularse mediante tarifa. También

pueden dar preferencia a las instalaciones de generación que utilicen renovables, residuos o cogeneración.

- Separación de actividades: Se establece la separación contable para las actividades de generación, transporte y distribución y en su caso para otras actividades no eléctricas.
- Acceso a la red: Se establece el libre acceso a la red. Los Estados miembros pueden elegir entre el acceso “negociado” o “regulado” o el sistema de “comprador único”.
- Apertura del mercado: Se establecen los siguientes porcentajes de consumo mínimos de apertura:
 - 26,5% en 1999.
 - 30,27% en 2000.
 - 32,0% en 2003.

Se establece el principio de reciprocidad como salvaguarda para aquellos países que opten por un grado de apertura mayor.

- Disposiciones finales: La Directiva contempla la posibilidad de que los Estados miembros apliquen:
 - Medidas excepcionales en caso de amenazas para la integridad del sistema.
 - Un régimen transitorio para las instalaciones existentes antes de la entrada en vigor de la Directiva.
 - Se contempla la revisión de la Directiva a los nueve años de su entrada en vigor, es decir en 2006.

Situación del mercado eléctrico tras la trasposición. La Directiva fue traspuesta en todos los países en los plazos estipulados, excepto Francia que se retrasó unos meses. Las soluciones regulatorias que adoptaron los diferentes países para trasponerla, han sido muy diversas.

En algunos aspectos ha habido mucha coincidencia.

Así, en generación, la única opción elegida ha sido la de “autorización”. Sólo en casos especiales se contempla la “licitación”.

El acceso a las redes mayoritariamente elegido ha sido el “regulado”. Sólo Alemania ha optado por el negociado y nadie ha optado por la fórmula del “comprador único”.

Todos los países, salvo Alemania, han optado por la figura de un Regulador Independiente. Sin embargo sus competencias varían mucho de unos países a otros.

En otros por el contrario hay diferencias importantes.

El grado de independencia del Gestor de la red de Transporte respecto de las empresas generadoras varía desde la separación de propiedad, hasta la mera separación de gestión.

En lo relativo a la separación de las otras actividades, en unos países se limitan a cumplir los requisitos de la separación contable mientras otros han optado por la separación legal.

En el grado de apertura del mercado a los clientes finales las diferencias son muy significativas: en varios países la apertura es total, en otros existe un grado de apertura

mayor que el estipulado y un calendario para alcanzar la apertura total, y en otros sólo se llega al mínimo establecido, sin ninguna intención de dar pasos adicionales hacia una mayor apertura.

En el mercado mayorista también existen grandes diferencias, tanto en la forma de contratación (contratos bilaterales, pool), como en el nivel de concentración: mientras en algunos países permanece un operador que actúa casi en régimen de monopolio, en otros existe una diversidad de agentes y en otros se ha obligado al operador dominante tradicional a desprenderse de parte de sus activos de producción con el fin de fomentar la competitividad.

A pesar de la existencia de estas importantes diferencias, puede decirse que la transposición de la Directiva ha superado las expectativas que se tenían:

- El porcentaje de liberalización es muy superior al previsto inicialmente. La apertura media comunitaria en el año 2000 era del 66%.
- El precio de la electricidad ha experimentado importantes descensos en la mayor parte de los países, y según reconoce la Comisión Europea, los descensos han sido mayores en los países que tienen mayor grado de liberalización.
- No se ha producido ninguna anomalía importante en el funcionamiento del sector. Una encuesta de la Comisión Europea indica que el grado de satisfacción de los clientes domésticos en relación con el suministro de electricidad es alto.

Sin embargo, a pesar de que existen 15 mercados nacionales que actúan en sistemas más o menos competitivos y con un adecuado nivel técnico, el objetivo de constitución de un mercado único no se ha conseguido. Y ello es debido a dos problemas básicos:

- Las diferencias regulatorias existentes, entre ellas el grado de apertura, que muchas veces dificultan la actuación de agentes de otros países.
- La escasez de infraestructuras de conexión, así como la falta de regulación para los intercambios transfronterizos, tanto en la tarificación como en el tratamiento de las congestiones.

Tras analizar esta situación, en el Consejo Europeo de Lisboa del año 2000, se decidió dar un impulso a los procesos de liberalización y de constitución de un mercado único tanto de electricidad como gas.

Para ello, en marzo de 2001 es decir dos años después de la fecha de su transposición, y mucho antes de 2006, la fecha de la revisión inicialmente contemplada, la Comisión ha presentado una Propuesta para reformar las Directivas de gas y electricidad, así como de un Reglamento para el comercio transfronterizo de electricidad.

Dicha Propuesta se está tramitando actualmente, sin que se haya llegado todavía a su aprobación y entrada en vigor final.

Aspectos más importantes de la reforma. Las modificaciones que se han propuesto y que se están discutiendo se refieren a los siguientes aspectos.

- Obligación de servicio público: La Propuesta refuerza las obligaciones de servicio público relacionadas con seguridad de suministro, calidad y protección medioambiental.

Introduce además el concepto de “Servicio universal” definido como el derecho a un suministro eléctrico, de una calidad especificada y a unos precios asequibles y razonables.

Aunque el concepto está aceptado por todos los países, la definición concreta de su alcance se está debatiendo.

- Generación: El procedimiento habitual para la construcción de nueva generación es el de la “autorización”.

Sin embargo se acepta la “licitación “ en los casos en que por el procedimiento de “autorización” pudiera no haber suficiente capacidad y se pudiera poner en peligro la seguridad de suministro.

- Explotación de la red de transporte. Se quiere dar una mayor independencia al Operador del Sistema del resto de las actividades eléctricas, sobre todo generación y consumo. Se está debatiendo hasta donde debe llegar.

Se prevé que, con el fin de garantizar el buen funcionamiento del sistema, los Estados miembros puedan exigir a los respectivos Operadores del Sistema que cumplan determinados niveles de inversión para el mantenimiento y desarrollo del sistema de transporte incluida la capacidad de interconexión.

- Explotación de la red de distribución. Se está debatiendo el grado de independencia que debe tener el operador de distribución.

- Separación de actividades: Las propuestas actuales indican que debe haber una separación contable, por un lado para las actividades de distribución y por otro para las de generación y comercialización.
- Acceso a redes. Se elimina la opción del comprador único que no había sido utilizada.

Se está proponiendo que el acceso a la red esté basado en un sistema público de tarifas aunque todavía se está debatiendo.

- Autoridad regulatoria. Se quiere potenciar las competencias de los Reguladores Independientes con el fin de que la actividad regulatoria sea más independiente de las decisiones de tipo político - económico del país, propiciando un marco regulatorio más estable.

Más concretamente se quiere que dicho regulador tenga competencia en tarifas. Se está discutiendo no obstante sobre si las competencias deben llegar a la propia definición de las tarifas o simplemente a la metodología.

También se están debatiendo sus competencias en otras materias.

- Apertura del mercado. El acuerdo alcanzado en el Consejo de Barcelona es que en 2004 serán cualificados todos los clientes no domésticos. Se está debatiendo cuándo lo serán también los clientes domésticos, es decir, cuándo habrá apertura total.

Con la extensión de la apertura obligatoria se consigue que los beneficios de la liberalización lleguen a los pequeños clientes y que se reduzcan las desigualdades entre los diferentes países, lo que ha sido una de las fuentes de conflicto de esta Directiva.

4.4.1 Alemania

Motivación de la liberalización. El sector eléctrico alemán es el mayor de Europa. En 1999, su producción fue 531.400 GWh. La producción es principalmente térmica. El 28% corresponde a lignito, el 26% hulla y antracita y el 29% a nuclear.

El crecimiento de la demanda en Alemania es muy lento. Cuenta con gran exceso de capacidad instalada.

El sector eléctrico alemán ha estado históricamente muy influido por las ayudas al carbón nacional, aunque han ido disminuyendo desde comienzos de los años 90.

Por otra parte, Alemania cuenta con fuertes ayudas a las energías renovables.

Hasta 1998, el sector eléctrico alemán se regía por una Ley de 1935, en la que se establecía un sector energético intervenido y centralizado. Este sistema se caracterizaba por los contratos de demarcación, mediante el cual las empresas energéticas prestaban un servicio exclusivo a cambio de una remuneración regulada.

Una de las principales consecuencias de estos contratos de demarcación es la compleja estructura empresarial del sector. De entre ellas, destacan las seis empresas que actúan a nivel suprarregional (en 1998 eran 9, pero se han ido fusionando entre ellas), que controlan el 80% de la generación y el 10% del transporte. Además, controlan gran parte de otras empresas a través de complejas participaciones accionariales.

Además de estas seis empresas, existen cerca de 50 empresas regionales y una 600 municipales que realizan actividades de distribución y suministro.

El capital de las empresas eléctricas en Alemania son, indistintamente, de propiedad pública, privada y mixta. Una empresa se considera pública cuando al menos el 95% del capital es público; es privada si menos del 25% del capital es público; y se considera mixta cuando el capital público tiene una cuota entre el 25% y el 95%. De entre todas ellas, las más importantes son las mixtas, entre las que se encuentran las principales generadoras.

La reforma del sector tiene su origen en la Ley de la Industria Energética de 1998, que transpone la Directiva 96/92/CE sobre las normas comunes para el mercado interior de la electricidad. El objetivo de esta reforma y, por ende, de la Ley, es conseguir un suministro seguro, a bajo coste y preservar el medioambiente.

Modelo adoptado. El modelo por el que se ha decantado RFA destaca por la práctica ausencia de regulación específica. El mercado eléctrico se rige según un esquema de autorregulación basado en varios textos legislativos y, principalmente, en los acuerdos alcanzados entre los agentes del sector.

- Para las empresas verticalmente integradas, se exige separación contable de las diversas actividades.
- No existe la figura del regulador independiente. El buen funcionamiento de la competencia es controlado por la Oficina Federal Antimonopolio.
- Mercado mayorista. La Ley de la Energía de 1998 no establece ningún tipo de mercado organizado para las transacciones eléctricas. Ahora bien, a raíz de su liberalización, y por iniciativa privada, aparecen dos mercados organizados: LPX y

EEX, ambos mercados spot, aunque EEX también desarrolló un mercado de futuros posteriormente.

- Operación del Sistema. Tampoco existe un Operador Nacional. Como parte del acceso de terceros a la red, y para cumplir con las obligaciones impuestas por la Directiva 96/92/CE, las asociaciones alemanas llegaron a un acuerdo a mediados de 1998 sobre el Código de Red de Transporte. Según éste, la operación del sistema es responsabilidad conjunta de los seis operadores del Sistema de Transporte, correspondiente a las seis áreas en las que actúan las seis principales empresas de generación.
- La Ley de 1998 establece la inmediata apertura total de mercado, es decir, da libertad total a todos los consumidores para cambiar de suministrador.
- El acceso a las redes es un acceso negociado, en contraposición al acceso regulado. Cada empresa de transporte y distribución fija sus propias tarifas de acceso. Sólo en el caso de las empresas de capital público las tarifas finales son aprobadas por la autoridad competente del Estado en que esté implantada.

Estas tarifas de acceso se fijan atendiendo a los principios establecidos en los acuerdos que la asociación de la industria alemana (BDI), la asociación de consumidores industriales de energía (VIK) y la asociación de empresas eléctricas (VDEW) han firmado libremente. El primer contrato estuvo vigente desde 1998 hasta finales del 2001. Actualmente está vigente un segundo acuerdo.

Por otra parte, la Ley de 1998 permitía a los pequeños distribuidores acogerse a la opción de Comprador Único hasta el año 2005. Sin embargo, aunque en 1999 unos 250 distribuidores lo habían solicitado, sólo ocho actuaban como tal.

Resultados. Siguiendo con el espíritu de la Ley de 1998, la Administración alemana procura no intervenir en la autorregulación del sector. En caso de duras negociaciones entre agentes y para forzarles a llegar a un acuerdo, amenaza con la creación de un regulador independiente.

Desde comienzo de la liberalización, el sector está inmerso en un continuo proceso de fusiones, adquisiciones y privatizaciones, a través de los cuales se está observando un aumento de la concentración empresarial. Estos procesos están siendo controlados por la Oficina Federal Antimonopolio.

Si por algo han destacado los precios alemanes de la electricidad históricamente, han sido por ser los más altos de Europa. Entre 1998 y 2000 las tarifas se redujeron sensiblemente, llegando a alcanzar en algunos casos hasta el 25% de disminución. Sin embargo, en el 2001 han sufrido un repunte, aunque no llegan al nivel de antes de 1998.

Muchas empresas han anunciado el cierre de instalaciones de generación. También se observa que prácticamente no se están construyendo nuevas instalaciones de generación. Hay quien alega que esto se debe a la disminución del precio de la electricidad. Sin embargo, no se debe de perder de vista, el bajo crecimiento de la demanda y el exceso de capacidad instalada existente.

En cualquier caso, la industria alemana está llevando a cabo un cambio en el mix de combustibles, procurando buscar alternativas a la energía nuclear e incrementar la generación con fuentes renovables y con gas natural.

Los agentes externos se quejan de la imposibilidad de entrar en el mercado alemán, a pesar de su teórica total apertura, por la dificultad que entraña su autorregulación, el poder de los principales grupos empresariales y las complejas participaciones accionariales cruzadas.

Ahora bien, igual que los grandes consumidores están siendo muy activos en el cambio de suministrador, sólo un 3% de los consumidores residenciales y pequeño comercio han cambiado de suministrador, a pesar de que pueda haber diferencias en precio de hasta un 20%.

Las principales cuestiones actualmente abiertas son:

- El nivel de cargos por acceso a las redes. La Oficina Federal Antimonopolio ha abierto una investigación sobre los cargos cobrados en concepto de acceso a las redes de transporte y distribución. Se está investigando a 22 empresas.
- Asignación de desvío de energía. La Oficina Federal Antimonopolio también está llevando a cabo una investigación sobre el procedimiento de cálculo de los cargos a asignar a los diversos agentes por los desvíos.

4.4.2 España

Motivación de la liberalización. Los principios básicos de la liberalización del sector eléctrico español se establecieron en el “Protocolo para el Establecimiento de una

Nueva Regulación del Sistema Eléctrico Nacional” de diciembre de 1996, suscrito por el Ministerio de Industria y Energía y las empresas eléctricas. Dicho Protocolo es uno de los referentes básicos de la Ley del Sector Eléctrico de noviembre de 1997 (ley 54/97) que recoge los fundamentos del sistema eléctrico español.

El objetivo declarado del Ministerio de Industria y Energía para la modificación del marco normativo del sistema eléctrico consistía en garantizar un menor coste de la energía eléctrica para el conjunto de la economía española. Los problemas que llevaron a la reforma no incluían una percepción de ineficiencia en la explotación del sistema eléctrico, cuya eficiencia en el marco regulatorio anterior parecía alcanzada, sino la percepción de precios elevados asociados a una política de inversión no siempre acertada (véase la moratoria nuclear, que supuso un recargo sobre la tarifa eléctrica del 3,54%) y que redundó asimismo en un exceso de capacidad. El Ministerio pudo asimismo verse influido por su voluntad de privatizar Endesa, dentro de su política de reducción de la participación del Estado en la actividad económica aunque también para reducir la deuda pública.

Desde la perspectiva de las empresas, la liberalización suponía una mayor libertad de actuación empresarial y de creación de valor. Esta mayor eficiencia se cuantificó al aplicar un descuento del 32,5% sobre el monto de costes varados inicialmente calculados (es decir, una reducción en los costes que de otro modo se hubiesen reflejado en las tarifas de unos 4,9 millardos de euros).

Dada la complejidad del sistema eléctrico, el Ministerio consideró que antes de proponer al Gobierno para su remisión a las Cortes las modificaciones legales correspondientes, era conveniente alcanzar un acuerdo básico con los principales

integrantes del sistema eléctrico español, aunque este acuerdo no prejuzgara las conclusiones del debate parlamentario.

Los firmantes del Protocolo asumieron asimismo la posición del Consejo de Ministros de la Unión Europea sobre el proyecto de Directiva sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad, de 25 de julio de 1996 -- Directiva que fue finalmente aprobada en diciembre de ese mismo año.

Para el análisis de la normativa necesaria en el desarrollo del protocolo, el Ministerio de Industria y Energía y las Empresas firmantes acordaron la creación de grupos de trabajo formados por representantes del propio Ministerio, de las empresas firmantes del Protocolo, de UNESA y de la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional, así como, en los grupos que se considere necesario, Red Eléctrica de España, S.A., las Comunidades Autónomas y otros agentes o colectivos interesados.

Características básicas del modelo adoptado. Con la promulgación de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 (Ley 54/97) y de sus disposiciones de desarrollo, en enero de 1998 se puso en marcha el funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica, quedando liberalizadas las actividades de producción y comercialización de energía eléctrica, y reguladas el transporte, la distribución así como la gestión económica y técnica del sistema. Cabe destacar que entre la firma del Protocolo y la entrada en funcionamiento del mercado eléctrico apenas transcurrió un año.

Con el fin de incrementar la transparencia en el sector, la Ley 54/97 requirió la separación jurídica (aunque no de propiedad) de las actividades que se desarrollan en competencia y de las actividades cuya remuneración se encuentra regulada.

El modelo adoptado recoge la figura del ente regulador del sector eléctrico, figura que ya había sido creada por la Ley de Ordenación del Sector Eléctrico de 1995. El ente regulador, actualmente responsable asimismo de los sectores de hidrocarburos y denominado Comisión Nacional de Energía, desempeña una función principalmente consultiva y de garante de la competencia en el sector. La definición del marco regulatorio y de las tarifas recaen en el Ministerio de Economía (anteriormente en el Ministerio de Minas y Energía).

El mercado mayorista de electricidad al por mayor es gestionado en el horizonte diario por el Operador del Mercado, OMEL. La participación en el mercado diario es obligatoria para toda central de potencia instalada igual o superior a 50 MW.

La programación de los grupos se realiza partiendo de la oferta más barata hasta igualar la demanda, sin perjuicio de las posibles restricciones técnicas que pudieran existir en la red o de otras alteraciones excepcionales en el orden establecido en el funcionamiento.

La energía generada en cada período de programación es retribuida al coste marginal del sistema eléctrico basado en la oferta realizada por el último grupo de generación cuya puesta en marcha haya sido necesaria para atender la demanda.

Se reconoce a todos los grupos de generación existente y de nueva construcción integrados en el sistema de ofertas definido anteriormente, el derecho a ser retribuidos por la garantía de potencia que presten efectivamente al sistema. La garantía de potencia se abona a todos los grupos según la potencia efectivamente disponible en el mercado diario. Su valor puede variar en función de las necesidades de capacidad a largo plazo

del sistema, de manera que el valor integrado de la energía origine señales correctas en el mercado propiciando, si fuera necesario, nuevas inversiones. Desde su establecimiento en 1998, el valor medio del pago por garantía de potencia se ha reducido desde 0,78 c€/kWh a 0,48 c€/kWh (aprox. un 8% del coste total de suministro).

El mercado mayorista permite la posibilidad de celebración de contratos bilaterales físicos entre vendedores y compradores, los cuales se integran en el mercado de producción una vez finalizado el mercado diario.

Con el fin de impedir el incremento en la concentración del sector, el Gobierno emitió un Real Decreto Ley en Junio de 2000 (RDL 6/2000) por el cual los productores de energía eléctrica con potencias instaladas superiores a determinadas cuotas no podrían incrementar la potencia instalada durante un determinado número de años (cinco años si la cuota excedía del 40 por 100 del total, y tres años si la cuota es inferior al 40 por 100 pero superior al 20 por 100).

La planificación eléctrica de la red de transporte tiene carácter vinculante y es realizada por el Gobierno a propuesta del Ministerio de Economía (a su vez a propuesta de REE en sus funciones de Operador del Sistema) con la participación de la Comunidades Autónomas. La actividad de transporte es llevada a cabo por los transportistas, siendo REE el principal y, además, el gestor de dicha red de transporte. La remuneración de la actividad de transporte es regulada.

La actividad de distribución en España se considera que incluye la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo, así como la venta de energía eléctrica a los consumidores a tarifa regulada o distribuidores que

también la adquieran a tarifa regulada. Los distribuidores tienen obligación de suministro en las zonas en que se encuentran ubicados, aunque no se reconoce la exclusividad en dichos territorios. La remuneración de la actividad de distribución es regulada.

La actividad de comercialización se refiere a la venta de energía eléctrica a los consumidores cualificados (es decir, que han abandonado la tarifa regulada). Los comercializadores y los consumidores cualificados negocian directamente los precios de suministro, teniendo garantizado el acceso no discriminatorio a las redes de transporte y distribución mediante el pago de peajes regulados. Los términos de estas transacciones son libremente establecidos por las partes y no conocidos públicamente.

El calendario que define qué consumidores son cualificados (es decir, cuales tienen potestad para escoger libremente comercializador) ha sido modificado en varias ocasiones, acelerándolo. Así, mientras que el Protocolo completaba el calendario de liberalización otorgando la elegibilidad en enero de 2001 para aquellos consumidores con un consumo mayor o igual a 5 GWh/año, dicha fecha se adelantó a enero de 1999. Durante 1999 la elegibilidad se amplió progresivamente a consumidores con un consumo mayor o igual a 1 GWh/año. En julio de 2000 se otorgó la elegibilidad a los consumidores conectados por encima de 1 kV (aprox. un 55% del consumo). Actualmente está previsto que en el año 2003 todos los consumidores sean cualificados.

Mecanismos de transición y protección adoptados. Al efecto de permitir un proceso gradual y garantizar la viabilidad financiera de las empresas durante la transición a un mercado en competencia, se consideró necesario un período transitorio, que permita

un paso razonable a una situación de competencia efectiva. El Protocolo preveía que dicho período tendría una duración de 10 años.

Los mecanismos de transición y protección adoptados en un principio (Protocolo y Ley 54/97) incluyen los siguientes:

- mantenimiento de las tarifas reguladas para los consumidores como alternativa a las ofertas de los comercializadores. Las tarifas para los clientes de alta tensión desaparecerán en el 2007
- definición de la evolución futura de las tarifas reguladas durante un plazo de 3 años, garantizando un nivel mínimo de reducción
- compromiso de compra de carbón nacional por los generadores y subvenciones a su uso en generación
- reconocimiento de costes de transición a la competencia orientados a asegurar el equilibrio económico-financiero de los generadores en el período transitorio.
- limitación a las participaciones cruzadas entre las empresas eléctricas firmantes del Protocolo
- mantenimiento de una participación superior al 25% de capital público en el Operador del Sistema (REE) hasta el 31 de diciembre de 2003. A partir de esa fecha deberá bajar hasta el 10%.
- definición de un pago (por “garantía de potencia”) definido administrativamente y orientado a incentivar la permanencia y construcción de centrales de generación y asegurar la garantía de suministro y

- establecimiento de incentivos orientados a fomentar las energías que contribuyan a la mejora del medio ambiente o al ahorro de energía primaria y eficiencia energética (energías renovables tales como mini hidráulica, eólica y otras, biomasa, residuos y a las instalaciones de cogeneración de hasta 25 MW de potencia instalada).

El RDL 6/2000 introdujo posteriormente otros mecanismos de transición y protección, que incluyen:

- limitación a la expansión de capacidad de generación durante un plazo de tiempo predefinido por parte de los grandes generadores; y
- limitación a la participación en más de un operador principal del sector energético (de aplicación a cualquier empresa y no solo las firmantes del Protocolo).

Resultados de la liberalización. La liberalización del sector eléctrico español se ha tornado en uno de los principales referentes internacionales, ya que puede considerarse como un éxito, sin perjuicio de los necesarios ajustes para una mejor predictibilidad y transparencia. El sistema eléctrico ha funcionado sin problemas de suministro y ha demostrado su validez como modelo estable para el largo plazo, habiendo logrado atraer inversiones en generación necesarias para la cobertura del crecimiento en la demanda, tanto por generadores ya instalados como por nuevos entrantes (p.ej. Gas Natural). Está previsto que en el 2002 entren en operación 1600 MW de centrales de ciclo combinado. La satisfacción del gobierno con el funcionamiento del mercado viene demostrada por las sucesivas extensiones de la elegibilidad a un mayor número de consumidores, y la decisión de muchos de estos consumidores de abandonar la tarifa regulada y adquirir su energía en el mercado liberalizado. Actualmente más de un 35% de la energía es

adquirida por consumidores que han elegido libremente suministrador (aprox. un 65% del total que goza de dicha posibilidad).

Los precios del mercado mayorista han experimentado fluctuaciones, pero se mantienen relativamente estables. En términos reales, el precio final del mercado mayorista ha bajado un 0,5% desde 1998 hasta 2001. Esto se debe tanto a la evolución de la producción hidráulica (cuyo funcionamiento viene determinado por las lluvias), el coste del petróleo y la desaparición del exceso de capacidad de generación, que influyen el precio al alza pero que se han visto contrarrestados por la reducción en los pagos a la capacidad de generación definidos por la Administración. En el año 2002 se está observando un aumento del precio del mercado mayorista debido, principalmente, a que está siendo un año muy seco y a que la cobertura de la punta del sistema ha disminuído hasta situarse en el 8%. Debe tenerse en cuenta que el consumo está teniendo un aumento anual del 5% en los últimos cinco años y que la demanda en punta ha crecido un 44% en este mismo periodo. De todos modos, se espera que la entrada en producción de los 1600 MW de los ciclos combinados que se esperan para este año estabilice el mercado.

Las tarifas finales reguladas han seguido una senda descendente con un descenso acumulado en términos reales del 26,4% en el periodo 1998-2002, debido a la reducción en la remuneración de las actividades reguladas (transporte y distribución), y la reducción de los pagos a generadores por costes de transición a la competencia. No obstante, las empresas eléctricas han denunciado que las tarifas de 2002 resultan insuficientes para financiar los costes del suministro en 700 millones de euros (aprox. un 6% de la recaudación total).

Una de las principales reclamaciones de las empresas eléctricas a los reguladores, es el establecimiento de una metodología tarifaria clara, estable y transparente. Este es el único procedimiento para que la tarifa cumpla eficazmente con su función de ser una señal de largo plazo que guíe las inversiones de los agentes del sector.

El modelo del sector eléctrico se encuentra actualmente en revisión como resultado directo del acuerdo entre los gobiernos de España y Portugal para la creación de un mercado eléctrico ibérico que integre los sistemas eléctricos de los dos países con el fin de fomentar la competencia y lograr una mejor explotación del parque generador.

4.4.3 Inglaterra y Gales (Reino Unido)

Motivación de la liberalización. Antes de la liberalización del sector eléctrico en 1990, todas las empresas del sector eran propiedad del estado: los activos de generación y transporte pertenecían a una agencia estatal, la *Central Electricity Generating Board* (CEGB) mientras que la distribución y el suministro en las diferentes regiones estaban a cargo de 12 comités estatales, cada uno operando bajo régimen de monopolio en su región. Con la liberalización, la CEGB fue separada en una compañía propietaria de los activos de transporte y encargada de la operación del mercado y del sistema (National Grid), 3 compañías generadoras (National Power, Powergen y Nuclear Electric) y los 12 comités eléctricos regionales. Todas estas empresas, excepto Nuclear Electric, fueron privatizadas en 1990. Parte de los activos de Nuclear Electric fueron privatizados en 1996.

Con la privatización, National Power recibió alrededor de un 60% de los activos de generación no nucleares, compuesto básicamente por centrales de carbón y fuel-oil.

Powergen recibió el resto de los activos no nucleares, también de carbón y fuel-oil. Las centrales de Nuclear Electric eran todas nucleares. En aquel momento no había centrales de generación con gas aunque National Power, Powergen y otras generadoras independientes estaban construyendo centrales de gas de ciclo combinado (CCGT).

El proceso de liberalización y privatización estuvo marcado por la ideología del gobierno. Bajo el mandato de Margaret Thatcher, el deseo de promover la propiedad privada propició una oleada de privatizaciones de activos estatales en los sectores del gas, electricidad, telecomunicaciones y viviendas. El gobierno creía firmemente que las empresas privadas serían más eficientes a la hora de gestionar estos negocios que el estado y por ello la privatización fue promovida con gran interés.

Tras una experiencia positiva con la liberalización de los sectores del gas y las telecomunicaciones, el gobierno encontró aún mayor fundamento para la privatización el sector eléctrico. La CEGB quería construir más centrales nucleares para sustituir las centrales de carbón más antiguas y el gobierno, que tenía dudas sobre la viabilidad económica de estas centrales, quería que la decisión de inversión la tomara una empresa privada que asumiera las consecuencias de sus decisiones.

Finalmente, tras las largas disputas que había tenido con los sindicatos del sector del carbón, el gobierno quería reducir el poder sindical en el sector del carbón privatizando la industria eléctrica (el principal comprador de carbón del país), y abriendo así a la competencia el mercado del carbón.

Características básicas del modelo adoptado. Con la liberalización se creó un organismo regulador del sector eléctrico, la OFFER (*Office of Electricity Regulation*),

actualmente responsable asimismo del sector de gas bajo el nombre de OFGEM (*Office of Electricity and Gas Markets*). La OFFER tenía la responsabilidad de supervisar el funcionamiento del mercado mayorista y también de establecer las tarifas finales y las fórmula de remuneración de las actividades de transporte, distribución y comercialización.

El mercado mayorista se estructuró desde 1990 a 2001 sobre la base de un mercado físico obligatorio basado en ofertas de generación (denominado *Pool*) y respaldado por contratos financieros entre compradores y vendedores. Todos los agentes generadores debían entregar su electricidad al Pool y el despacho lo organizaba el operador del sistema (la *National Grid Company - NGC*) de acuerdo al orden de mérito de las centrales, es decir programando primero las centrales con las ofertas de venta más económicas. El precio de venta al mercado era determinado por la oferta de venta más cara aceptada para satisfacer la demanda. La estructura del Pool también incluía un pago por capacidad. Este pago estaba asociado al nivel de margen de capacidad (diferencia entre la demanda y la capacidad de generación disponible) en cada momento. En 2001, el Pool fue abolido y sustituido por un sistema obligatorio de contratos bilaterales físicos (denominado *New Electricity Trading Arrangements - NETA*).

Con la privatización, la capacidad de generación quedó repartida entre tres empresas: Nuclear Electric, National Power y Powergen. Algunas compañías independientes entraron en el mercado mediante la construcción de centrales de gas de ciclo combinado (denominadas CCGTs). En 1996, tras las investigaciones que siguieron a una serie de precios altos en el Pool, la OFFER, exigió a National Power y Powergen

la desinversión de un 15% de su capacidad de generación. Esta generación fue adquirida por el negocio de distribución y comercialización de Eastern, creando así el cuarto operador significativo en el mercado. Powergen y National Power se deshicieron de otros 4,000 MW cada uno en 1998, creando dos nuevos competidores.

Existe acceso regulado de terceros a las redes de transporte y distribución. El regulador, a través de un mecanismo de regulación por incentivos (*price cap*) controla los ingresos de las empresas de transporte y distribución. La planificación y construcción de la red de transporte son responsabilidad de la NGC. La NGC tiene incentivos a minimizar los costes asociados al desarrollo y explotación de la red de transporte. No existe competencia en la construcción de nuevas líneas. Las centrales de generación existentes firman un acuerdo de conexión con la NGC y pagan una tarifa anual por su uso del sistema.

Los consumidores con demanda punta superior a 1 MW son elegibles desde 1990 y en 1994 también pasaron a serlo todos los consumidores con demandas superiores a 100 kW. Finalmente, entre septiembre de 1998 y Mayo de 1999, se otorgó la potestad de elegir suministrador al 100% de los consumidores.

Desde la aprobación de la Utility Act en 2000, todas las empresas han debido separar legal y contablemente su negocio de distribución de las actividades de generación y comercialización. Esto ha propiciado una cierta consolidación de activos de distribución debido a la venta de activos de distribución por parte de algunas empresas.

En 1990, la generación y la comercialización eran actividades separadas. Sin embargo, en estos últimos doce años, National Power y Powergen han adquirido

negocios de comercialización, mientras que ciertos comercializadores han adquirido activos de generación. Como resultado, el mercado se compone actualmente de empresas verticalmente integradas de generación-comercialización. Cuando los generadores adquirieron los negocios de comercialización, el Regulador impuso restricciones a la celebración de contratos entre empresas pertenecientes a un mismo grupo. Estas restricciones aseguraban que las empresas integradas tenían que celebrar contratos con terceras partes para cubrir sus necesidades de suministro de electricidad. No obstante, el Regulador recientemente ha sometido a consulta una propuesta para eliminar estas restricciones.

Mecanismos de protección adoptados. Con la privatización/liberalización, se estipularon una serie de contratos iniciales (denominados “*vesting contracts*”) orientados a resolver determinadas preocupaciones asociadas a la liberalización.

En primer lugar, la industria nuclear fue protegida mediante la introducción de un sistema de apoyo a la generación de origen no fósil (denominado “*non fossil fuel obligation*”) por el cual los consumidores debían pagar una prima destinada a subsidiar todas las formas de generación que no usaran combustibles fósiles. Aunque esto incluía a las centrales de energía renovable, en la práctica la mayoría de los subsidios fueron a parar a la industria nuclear.

En segundo lugar, el gobierno concertó la celebración de contratos entre generadores y empresas regionales de electricidad para dar una salida económica a electricidad generada con carbón nacional. Según estos contratos, las dos empresas generadoras con centrales de carbón comprarían un mínimo de 70 millones de toneladas de carbón autóctono británico. A cambio, la electricidad sería vendida a las empresas

distribuidoras regionales a un precio superior al de mercado, las cuales tendrían obligación de adquirir dicha electricidad. Las distribuidoras regionales cubrieron los costes asociados a estos contratos firmados por encima del precio de mercado con los ingresos provenientes de sus ventas a sus consumidores cautivos a precios regulados.

Por último, los grandes consumidores recibieron un descuento en el precio de la electricidad el primer año después de la liberalización para amortiguar el impacto de la transición hacia los precios de mercado de las tarifas subsidiadas que hasta entonces habían pagado.

En la privatización, el gobierno mantuvo una Acción de Oro en cada una de las empresas privatizadas. El gobierno cedió las acciones de oro sobre las empresas distribuidoras regionales en 1995. En 2000, National Power y Powergen exigieron la eliminación de sus acciones de oro, a lo cual accedió el gobierno. Actualmente, el gobierno conserva acciones de oro en NGC y British Energy (la generadora nuclear, ya privatizada).

Resultados de la liberalización. El proceso de liberalización en Inglaterra y Gales se considera generalmente como un éxito. Como precursor en la reforma del sector eléctrico, el gobierno británico tuvo que tratar con toda una serie de problemas novedosos para el sector tales como el riesgo de abuso de poder de mercado. Sin embargo, a pesar de algunas dificultades, los precios cayeron aproximadamente un 40% en 10 años y la industria se volvió más eficiente y competitiva.

En 1990, tan solo había tres generadores en el mercado. Desde entonces se han construido o están bajo construcción 25,000 MW de nueva capacidad de generación y

hay, al menos, 35 generadores registrados. El mix de generación ha evolucionado desde tan sólo carbón y energía nuclear hasta un 37% de carbón, 30% de gas, 14% nuclear y 6% de generación embebida. El resto de la demanda está cubierta por importaciones y centrales hidroeléctricas y de fuel oil. Los márgenes en la actividad de generación se han mantenido entre el 20 y el 30% desde la privatización.

La construcción de centrales de gas de ciclo combinado (CCGTs) ha permitido sustituir algunas centrales de carbón, lo cual, unido a la inversión en tecnologías respetuosas con el medio ambiente, ha llevado a una reducción en las emisiones de CO₂, NO_x y SO_x.

Desde la liberalización del suministro a todos los consumidores en 1998-99, un 34% de los consumidores ha cambiado de suministrador. De los 12 monopolios de suministro tradicionales asociados a distribuidoras, se ha pasado a 22 comercializadores registrados en el segmento de consumidores domésticos y 35 en el de consumidores industriales y comerciales.

En 2001, el mercado mayorista de electricidad fue radicalmente reformado. El Pool obligatorio físico con contratos financieros bilaterales fue reemplazado por un mercado basado en contratos físicos bilaterales obligatorios. Este nuevo mercado (denominado *New Electricity Trading Arrangements* – NETA) permite transacciones físicas de electricidad, en lugar de financieras, a través de contratos bilaterales y de mercados de intermediación organizados. Estos contratos deben ser notificados al operador de mercado. Los participantes, tanto compradores como vendedores, son penalizados si se desvían de las posiciones que notificaron. Solo se gestiona un volumen

residual de electricidad en el mecanismo de gestión de desvíos, a través del cual la NGC mantiene el equilibrio entre la generación y la demanda.

4.4.4 Italia

Motivación de la liberalización. El sector eléctrico italiano se ha caracterizado históricamente por (a) la existencia de (virtualmente) una única empresa eléctrica verticalmente integrada de propiedad pública (ENEL), (b) una gran dependencia de la energía térmica (especialmente de la generación derivada del fuel-oil) y (c) un incremento progresivo del déficit eléctrico en territorio italiano hasta alcanzar el 15% de la demanda hacia 2000.

Antes del comienzo del proceso de liberalización del sector eléctrico a finales de los años 90, ENEL mantenía un monopolio virtual sobre la generación, el transporte y la distribución de electricidad, además de las importaciones de energía eléctrica. La única excepción estaba constituida por las empresas municipales de electricidad, pequeñas productoras independientes y los pequeños autoprodutores, que suministraban, en conjunto, aproximadamente un 20% del mercado.

Los principales razones que condujeron a la reforma del sector eléctrico italiano son las siguientes:

- la preocupación por el déficit de capacidad existente desde mediados de los años 80 y, sobre todo, desde la celebración del referéndum de 1987, que rechazó la generación de origen nuclear,

- la percepción de ineficiencia del sistema (subvenciones y fondos públicos para ENEL, carencia de tecnología avanzada, fuerte impacto medioambiental de la producción térmica y un sistema de tarifas particularmente elevadas respecto de la media europea y que encubrían subsidios cruzados a la gran industria) y
- presiones políticas para privatizar el sector (con una gran influencia de la experiencia internacional), para implementar la Directiva Europea 96/62/EC, para reducir la dependencia energética del exterior y para promover la eficiencia a través de la introducción de competencia en el sector.

A principios de los años 90 el gobierno italiano introdujo incipientes medidas liberalizadoras que tenían por objetivo hacer frente al déficit de capacidad de ENEL y la dificultad para encontrar emplazamientos para nueva capacidad de generación. Así, la Ley 9/1991 liberalizó la generación de fuentes renovables y la cogeneración. El “Decreto CIP-6” de 1992 puso en marcha un programa de incentivos para las fuentes renovables que dio lugar a 8.000 MW de capacidad instalada hasta 1997.

En 1999 el Gobierno aprobó el Decreto 79/99 (“Decreto Bersani”) que trasponía la Directiva Europea 96/92/EU e iniciaba, de forma definitiva, el proceso de liberalización y reestructuración del sector eléctrico italiano.

Características básicas del modelo adoptado. El Decreto Bersani implementa los principios implícitos en la Directiva Europea 96/92/EU a través de un proceso de liberalización de las actividades competitivas del sector (de la generación, importación y exportación y venta a clientes elegibles) y una reestructuración de la actividad de generación (a partir del 1 de enero de 2003 ninguna empresa podrá

producir o importar más del 50% de la energía producida o importada en Italia). El Decreto Bersani crea, además, un nuevo marco regulatorio y propone un calendario de liberalización del sector minorista.

Por otra parte, las actividades de transporte y distribución permanecen reguladas bajo licencia, aunque el Decreto racionaliza la actividad de distribución al impedir que dos empresas operen en un mismo municipio. Además, se exige la separación contable y administrativa entre las actividades reguladas y competitivas de las distribuidoras y a las grandes compañías (más de 300.000 clientes) se les obliga a separar legalmente la actividad de distribución.

El Decreto Bersani creó la figura del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN), concesionario de la operación del sistema eléctrico italiano y de la gestión de la red (cuya propiedad es de ENEL en un 96%). El GRTN es propiedad del Estado. A su vez, el GRTN creó dos sociedades (a) el Comprador Único (*Acquirente Unico*, responsable de garantizar energía y capacidad para el suministro a los clientes no elegibles) y (b) el Gestor del Mercado (*Gestore del Mercato*, operador del mercado mayorista).

La implementación del Decreto Bersani convive con el proceso de privatización de la empresa pública ENEL. En la actualidad, el Estado italiano posee el 67% de las acciones de la empresa.

El plan de desinversión de activos de ENEL fue aprobado mediante decreto el 4 de agosto de 1999. Se crearon 3 nuevos generadores: Eurogen (7.000 MW), Elettrogen

(5.400 MW) e Interpower (2.800 MW). Las dos primeras fueron subastadas durante el año 2001. Se espera que la tercera empresa sea subastada antes del 1 de enero de 2003.

La principal autoridad regulatoria del mercado eléctrico es la “Autorità per l’energia elettrica e il gas”. Esta entidad independiente es responsable de regular las tarifas eléctricas, el acceso a las redes de transporte y a las interconexiones, la calidad de servicio, las condiciones contractuales de suministro de electricidad y gas y los mecanismos de solución de conflictos.

Además, la Autorità desarrolla una función consultiva sobre cuestiones que son competencia del Gobierno (*Ministero delle Attività Produttive*) y de la autoridad en materia de competencia (*Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato*).

De acuerdo con las Reglas que han sido aprobadas, el Mercado Eléctrico Italiano se organizará en torno a un “pool” mayorista centralizado obligatorio. Los clientes elegibles podrán firmar contratos bilaterales con la aprobación del regulador.

El sistema de “pool” centralizado propuesto en Italia incluye un mercado diario de energía y dos mercados de ajuste de energía organizados por el Gestore del Mercato (GME). El Mercado Eléctrico Italiano estará dividido en cinco zonas geográficas interconectadas, que pueden dar lugar a precios de la energía zonales. También se pondrán en marcha varios mercados de energía en tiempo real, un mercado para los servicios complementarios y un mercado de resolución de restricciones, todos ellos organizados por el operador del sistema (GRTN). Ninguno de estos mercados se ha puesto en marcha todavía. Se espera que el “pool” eléctrico entre en funcionamiento a finales del año 2002.

Además de los mercados de energía y servicios complementarios, se están realizando pruebas para poner en marcha un mercado de emisiones, organizado por el operador del mercado.

Por el momento no existen mecanismos para incentivar la reserva de capacidad del sistema a largo plazo, aunque se está debatiendo la posibilidad de implementar un mercado de pagos por capacidad. También se debate la posibilidad de introducir un mercado de instrumentos derivados financieros en el futuro.

Las principales preocupaciones de los agentes involucrados en el diseño del Mercado Eléctrico Italiano se centran en la alta concentración en la actividad de generación y la posibilidad de que el sistema de precios zonales no proporcione las señales adecuadas para incrementar la inversión en la capacidad de generación y en las interconexiones. Además, la inexistencia de un mercado de derivados en el momento de la puesta en marcha del “pool” podría dar lugar a una insuficiente cobertura del riesgo de mercado por parte de los agentes.

El Decreto Bersani previó una apertura gradual del mercado minorista. Así, en el año 2000 eran elegibles los consumidores con consumos no inferiores a 20 GWh al año (25% del consumo total). A comienzos del año 2002 el consumo mínimo para ser considerado cliente elegible fue reducido a 9 GWh por año (38% del consumo total). El siguiente paso en la liberalización del sector minorista será la reducción del consumo anual (0,1 GWh o 65% del consumo total) exigido a clientes comerciales y a las administraciones públicas 3 meses después de la venta de Interpower por parte de ENEL. No hay una fecha prevista para la liberalización total del sector, aunque la

última cumbre del Consejo de Ministros Europeos en Barcelona barajó la posibilidad de liberalizar totalmente el sector hacia 2005 o 2006.

Mecanismos de protección adoptados. El suministro eléctrico tiene el carácter de servicio público en Italia. Existen garantías de calidad y de suministro a clientes finales a tarifa, así como estándares medioambientales.

El Comprador Único (propiedad del GRTN) es responsable de la adquisición de energía y capacidad de generación (en el mercado o a través de contratos bilaterales, físicos o financieros, autorizados por el regulador) para el suministro a los clientes a tarifa (a través de las distribuidoras).

En Italia los precios del suministro a clientes finales que no hayan ejercido la elegibilidad son regulados. Además, el regulador es responsable de fijar las tarifas de acceso a las redes. En estos momentos, no está prevista la finalización del actual sistema tarifario al no haber una fecha para la liberalización total del sector minorista.

El sistema tarifario actualmente en vigor define una tarifa “social” que favorece a clientes finales con una potencia instalada inferior a 3 kW y hasta un consumo anual de 1.800 kWh. Durante el mes de abril de 2002 un empleado de la Autorità declaró que cerca del 50% de los clientes de ENEL se beneficia de la rebaja en las tarifas. El Estado italiano reembolsa a ENEL por tal obligación de servicio público.

En Italia se han reconocido pagos por concepto de costes de transición a la competencia (CTC) a las empresas eléctricas. El decreto de 26 de enero de 2000 fija una cantidad máxima a recuperar por aquéllas (15.000 billones de liras italianas) que incluyen costes derivados de inversiones en generación anteriores a febrero de 1997, del

desmantelamiento de las centrales nucleares y de contratos de suministro de gas natural licuado adquirido en Nigeria. Los compradores de las centrales vendidas por ENEL tienen derecho a estos pagos por CTCs. En la actualidad no existe un acuerdo sobre la metodología de cálculo de los CTCs.

En Italia, la energía producida de fuentes renovables es comprada a precio regulado por el GRTN y luego subastada en el mercado libre. Existen, además, otros incentivos medioambientales, como la exigencia a productores e importadores que exceden los 100 GWh/año de producir un 2% de la producción/importación que exceda de dicha cantidad de fuentes renovables, o los incentivos fiscales para invertir en fuentes renovables a nivel regional. El GRTN otorga prioridad de despacho a la energía de fuentes renovables, cogeneración y al carbón doméstico.

Resultados de la liberalización. La percepción generalizada es que el proceso de liberalización en curso no ha solucionado todavía los problemas estructurales de la industria. En particular, los precios todavía son muy elevados en relación con los del resto de Europa, y el aumento de la capacidad de generación es ralentizado por las numerosas trabas burocráticas y administrativas. El Gobierno italiano está tomando medidas para disminuir el tiempo de puesta en operación de las centrales.

Entre 1997 y 2000 la capacidad instalada aumentó en cerca de un 8%. La mayor parte de las nuevas inversiones en generación ha sido realizada por ENEL, Edison y Sondel. En particular, en el 2000 las inversiones en instalaciones por parte de Enel supusieron unos 2.500 millones de Euros, mientras que Edison invirtió 320 millones de Euros en el mismo periodo. De acuerdo con estimaciones del GRTN, el balance de energía en Italia será excedentario hacia el año 2005.

En cuanto a lo que el mercado libre se refiere, se ha producido la entrada de unos 85 comercializadores y traders (28 de ellos extranjeros) y 8 nuevos distribuidores. La cuota de mercado de ENEL entre los consumidores a tarifa (92% en el año 2000) ha disminuido tras la cesión de parte de sus redes municipales de distribución.

En el mercado de generación ENEL pasará de una cuota del 80% en 1997 al 56% una vez finalizada la cesión de Interpower. En el mercado minorista libre ENEL retiene el 40% del mercado, seguida por Edison (16%) y de Lumenenergia (8%).

La Commissione Attività Produttive della Camera concluyó en abril de 2002 una investigación sobre la situación actual y las exigencias del sector eléctrico. A la luz de la evidencia presentada en el estudio el Gobierno propone presentar un proyecto de ley de reforma del sector que prevea (a) la venta de los activos de transporte al operador del sistema (GRTN), (b) la anulación de los CTCs reconocidos a ENEL y de las tasas sobre la producción hidroeléctrica, y (c) la reducción de capacidad de generación adicional por parte de ENEL.

Además, es posible que sea derogada la norma del Decreto Bersani que prevé la adquisición obligatoria de la energía eléctrica en el “pool”, permitiendo la contratación bilateral libre. Finalmente, se está discutiendo la posibilidad de garantizar a aquellos agentes que inviertan en interconexiones con el extranjero el derecho de explotación exclusivo de un porcentaje de la capacidad durante un número de años.

5. ANÁLISIS FINANCIERO

5.1 Inversión impulsada en el Sector Eléctrico

Se estimaba que para el cierre de 2009, la inversión total impulsada de CFE y lo que se consideraba para LFC ascienda a 77 mil 919.1 millones de pesos, de ese total la inversión física presupuestaria se estima en 33 mil 163.1 millones de pesos, lo que representa 42.6 por ciento del total de inversión impulsada, mientras que la inversión financiada representa 65.6 por ciento de ese total, lo que equivale a 51 mil 103.0 millones de pesos.

Del total de la inversión impulsada aproximadamente el 91.8 por ciento corresponde a inversión de CFE, incluyendo inversión presupuestaria y financiada y el restante 8.2 por ciento correspondía a LFC. Cabe aclarar que la inversión que correspondía a LFC era únicamente presupuestaria. Hoy día LFC es una empresa liquidada por el gobierno Federal.

5.2 Pidiregas

Uno de los instrumentos de financiamiento mas utilizados por la empresas publicas en México, principalmente por PEMEX y la CFE, son los conocidos como “Pidiregas”, y a continuación describiremos que son estos instrumentos financieros y como operan en la finanzas públicas, según informe preparado por el Centro de Estudios de las Finanzas Públicas de la H. Cámara de Diputados en el 2007 (<http://www3.diputados.gob.mx>)

5.2.1. Origen

Después de la crisis económica de diciembre de 1994, la disponibilidad de recursos financieros para la inversión productiva en México era prácticamente nula, dadas las

grandes necesidades de inversión en materia energética fue necesario desarrollar nuevos esquemas de financiamiento que permitieran a PEMEX y CFE contar con los flujos suficientes para generar la infraestructura necesaria para la generación de energía eléctrica y la extracción de petróleo.

Los Proyectos de Inversión Diferidos en el Gasto (Pidiregas) ahora conocidos como Proyectos de Inversión de Largo Plazo se diseñaron para atender dichas necesidades en condiciones de escasez de recursos públicos para la inversión. Asimismo, se previó que las entidades públicas pudiesen acudir directamente a los mercados financieros para resolver sus necesidades de financiamiento.

5.2.2. Funcionamiento

Los Pidiregas operan bajos dos tipos de esquemas:

Inversión Directa: Existen dos categorías de Pidiregas, la primera, denominada de inversión directa, que incluye aquellos proyectos en los que, por la naturaleza de los contratos, las entidades públicas asumen una obligación directa y firme de adquirir los activos productivos construidos por empresas privadas.

Inversión Condicionada: La segunda, denominada de inversión condicionada, incluye proyectos en los que los activos son propiedad privada y que en caso de alguna eventualidad contemplada en los contratos la entidad tiene la facultad de adquirir, o no, el bien. Este es el caso de la planta de nitrógeno que PEMEX ha requerido para poder complementar sus tareas de extracción de petróleo y de varias plantas de CFE.

El procedimiento para llevar a cabo un proyecto de infraestructura de largo plazo, en este esquema financiero es el siguiente:

- a) Se convoca a una licitación pública internacional; durante el desarrollo del mismo, los gastos no impactan a las finanzas públicas porque las empresas ganadoras de las licitaciones cubren dichos gastos con recursos provenientes de financiamientos, disponibilidades propias o inventarios.
- b) Cuando las obras están concluidas y en condiciones de generar ingresos, los proyectos se entregan a las empresas del sector público (PEMEX y CFE).
- c) Una vez que los proyectos entran en operación, se inicia el pago de obligaciones a través de recursos presupuestales generados por todos y cada uno de los proyectos; es decir, es en ese momento que PEMEX y CFE inician el pago presupuestario de las obras construidas, cuyo monto se refleja anualmente en su presupuesto y en el gasto público.

Han transcurrido 10 años desde que el esquema de financiamiento de los Pidiregas entró en vigor, a lo largo de este periodo se ha asumido que el pago de las amortizaciones forma parte de la inversión pública presupuestaria; sin embargo cabe señalar que como tal dicho monto es el pago de capital del crédito contratado por la paraestatal en momento que cada proyecto fue recibido; de manera que cuando el activo fue dado de alta hubo su contraprestación que fue un pasivo de largo plazo por el costo del bien.

Este esquema de financiamiento es principalmente el objetivo principal de nuestra investigación, ya que representa el principal mecanismo de financiamiento de los proyectos de infraestructura de la CFE.

Una de las consecuencias de la inversión financiada es su impacto en las finanzas públicas del país y en los registros contables de las empresas concernientes, en este caso en relación a CFE.

Los pasivos directos asociados a los Proyectos de Inversión Diferidos del Gasto (Pidiregas) a septiembre de 2009 fueron de 5 mil 642.2 millones de pesos. El pasivo contingente¹⁵ de CFE se estimó en 28 mil 348.5 millones de pesos, de ese modo el pasivo total de CFE ascendió a 33 mil 990.7 millones de pesos.

En moneda extranjera, el pasivo directo ascendió a 760.3 millones de dólares y el pasivo contingente se estimó en 1 mil 663.7 millones de dólares, lo que acumula un pasivo total de 2 mil 424.0 millones de dólares.

5.3 Situación Financiera

Se analiza la información financiera disponible, es decir la información dictaminada al 31 de Diciembre del 2010, comparándola con la del 2009.

Se observa en el Balance General correspondiente al ejercicio 2010, un incremento del 1% en el activo total, mientras que al cierre del 2007, había tenido un incremento del 6.5%.

El pasivo total de la empresa en el 2010 tiene un incremento del 15.6% respecto al 2009. Se observa que el aumento en el pasivo a corto plazo correspondiente al arrendamiento de plantas, instalaciones, equipos y PIDIREGAS, tiene un incremento del 15.1%. También es muy importante el incremento en el pasivo de largo plazo por concepto de Beneficio a trabajadores, el cual tiene un incremento del 16.8% y el correspondiente al arrendamiento de plantas, instalaciones, equipos y PIDIREGAS pasa de \$53,669,719 a \$59,860,397, con un incremento del 11.4%

El activo neto (Plantas, instalaciones y equipos) represento en el 2010 un 79.7% del activo total de la empresa, con una disminución del 1.1% respecto del 2009.

En 2010, el patrimonio acumulado de la empresa fue de \$380, 702,406, que con el efecto del subsidio a los consumidores no cubierto por el Gobierno Federal, con las aportaciones recibidas y otros y el efecto de la aplicación de la utilidad del ejercicio \$ 809,067, se tiene un Patrimonio Total de de \$352, 656, 762, aun así con una disminución respecto del 2009, del 7.3%

El pasivo laboral que incluye el Beneficio a los empleados \$261,476,073 más un Rubro por Provisión por demandas laborales al retiro y otras \$3,545,024 representan el 2010 un 54.2% del Total del pasivo con un aumento del 0.7% respecto al 2009.

Con relación al Estado de Resultados, se observa un incremento en los ingresos por venta de energía del 15.6% y una pérdida en operación de \$37,125,473, en la que incluye de manera importante los gastos de explotación, los gastos administrativos y el costo estimado actuarial del periodo por obligaciones laborales.

Es interesante el manejo que se le da al Subsidio a los consumidores y el aprovechamiento cuyo neto es de \$34, 187,258, que se acredita a los resultados del ejercicio y se registra en el Balance General, afectando el patrimonio de la entidad.

Respecto a los gastos de explotación, que se componen de servicios personales, costo de energéticos, depreciación y de obligaciones laborales aumentó a \$ 291 mil 542 millones de pesos mayor en un 12.1% que en el año anterior.

Costos de explotación: Comprenden todos los gastos incurridos en la operación de las instalaciones del organismo, incluyendo combustibles, gastos de operación y mantenimiento, impuestos y derechos y gastos diversos, así como la compra de energía a los productores externos y a los autoabastecedores.

Costos de obligaciones laborales: Incluye el pago de pensiones al personal jubilado y el incremento anual de la reserva para cubrir las obligaciones virtuales por este concepto.

Depreciación: Este cargo virtual se determina con base en las tasas de depreciación establecidas en el marco fiscal y normativo vigente, y permite la reposición gradual de las inversiones realizadas en la infraestructura y bienes del organismo.

Indirectos de oficinas nacionales: Comprende todos los gastos realizados para el desempeño de las funciones del personal en las oficinas centrales del organismo.

Aprovechamiento: Este cargo se aplica conforme a lo establecido en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Intereses y gastos financieros: Comprende en forma parcial el pago de intereses y gastos derivados de los créditos contratados por el organismo para financiar sus inversiones. Se excluyen el efecto de las fluctuaciones cambiarias, el resultado por posición monetaria y los productos financieros considerados en el costo financiero total.

Es importante señalar que en los costos de explotación, se incluyen los costos generados por la compra de energía eléctrica a los productores y autoabastecedores, lo cual es un rubro muy importante que se refleja en los resultados de la institución.

Un rubro importante en los estados de resultados del 2010, es el subsidio a los consumidores y el aprovechamiento, que da un resultado neto de \$34, millones, 187 millones, 258 mil, que se reflejan en el Balance General con cargo al patrimonio de la institución, lo cual es motivo de estudio en este trabajo.

De todas maneras se observa un resultado final de 809 millones como utilidad neta del año, que se ve mermada de manera muy importante por los grandes costos de explotación y el subsidio a los consumidores.

5.4 Análisis Financiero y Razones Financieras

Una parte fundamental del presente estudio es analizar la viabilidad financiera del al CFE, en razón de las acciones tomadas en materia financiera, como consecuencia de la reforma eléctrica de 1992 y por lo cual se realizara el análisis financiero de los años 2008, 2009, de acuerdo a la información publicada de la CFE para esos años y del 2010 con criterios de análisis particular analizando las principales razones financieras de los años señalados, como información más relevante.

Se estima que la vida útil remanente de los activos fijos en operación equivale a 56.0 por ciento de la vida probable y su depreciación promedio es de 2.3 por ciento, lo que significa una garantía de alrededor de 24.3 años de capacidad instalada para generar energía eléctrica y ventas similares a las de 2008, según el informe anual del la CFE del 2008, que corresponde a la visión del plan estratégico de la CFE, para los próximos veinte años.

Los gastos administrativos representan 1.9 por ciento de las ventas totales, lo que significa que el nivel de ventas cubre este tipo de gastos. Sin embargo, al evaluar el costo total respecto a los ingresos por ventas, el primero rebasó la totalidad de los ingresos en los años 2000, 2001, de 2003 a 2005 y en 2008, por lo que los ingresos son insuficientes para financiar la totalidad de los costos, es decir, al incluir costos administrativos, laborales y depreciación. No obstante sin incluir dichos rubros, los costos han sido generalmente altos; pasando de 73.7 por ciento en 2000 a 79.0 por ciento en 2008. Incluyendo las partidas mencionadas, el margen de operación presentó cifras negativas desde 2003 de manera consecutiva hasta 2005, después tuvo una relación

positiva en 2006 y 2007 para registrar nuevamente un margen negativo de 6.5 por ciento.

Uno de los indicadores que utiliza CFE para asegurar que cuenta con una estructura financiera sana es que los activos fijos netos representan más del 80 por ciento del activo total, indicador que en 2008 fue de 81.6 por ciento, y los productos de explotación que alcanzaron 42.1 por ciento (la relación entre la ventas totales y el monto de los activos netos productivos), el mayor registrado históricamente. El patrimonio de la empresa respecto al activo total fue de 53.0 por ciento en 2008, indicador que a pesar de ser adecuado ha disminuido, ya que en 2000 fue de 73.9 por ciento.

Del análisis de las principales razones financieras para el 2008 destaca lo siguiente: Los indicadores de liquidez son adecuados, el índice de solvencia inmediata derivada de la relación entre el activo circulante y el pasivo a corto plazo es de 2.04 veces, lo que significa que por cada peso que CFE tiene comprometido dispone de 2.0 pesos para cumplir con sus compromisos menores a un año.

El índice de rentabilidad muestra que los resultados netos del ejercicio respecto al patrimonio de la empresa son bajos. Asimismo, el margen de utilidad neta disminuyó, presentando cifras negativas en 2007 de 3.3 por ciento y en 2008 de 7.2 por ciento, de igual manera, el índice de rentabilidad de la inversión en activos fijos es baja, registrando un resultado de $\square 0.01$ y $\square 0.03$ en 2007 y 2008, respectivamente. Lo anterior se debe por los altos costos de explotación que afectan el margen operativo, ya que representan 79.0 por ciento de los ingresos por ventas.

El índice de endeudamiento se incrementó, pasando de 26.1 por ciento en 2000 a 47.0 por ciento en 2008; mientras que el índice de apalancamiento, que es la razón del

pasivo a largo plazo respecto al patrimonio de la empresa se mantiene en niveles de alrededor de 27.7 por ciento. Ambos índices muestran un nivel de endeudamiento en niveles aceptables para la empresa.

5.5 Análisis financiero al cierre del 2009.

5.5.1 Balance General (Cifras dictaminadas) Figura 4

Del análisis de los principales rubros del balance, se deriva que el activo total de la CFE ascendió, al 31 de diciembre de 2009, a 803.0 mil millones de pesos, cifra que, comparada con la registrada al cierre del año 2008, observa un incremento de 2.3 por ciento. El total del pasivo ascendió a 422.3 mil millones de pesos, es decir, tuvo un aumento de 14.6 por ciento respecto al año anterior; y el patrimonio fue de 380.7 mil millones de pesos, el cual representa una disminución de 8.5 por ciento, también contra lo reportado en 2009. Ver estados financieros simplificados en la figuras 4 y 5.

*Figura 4**Estructura del balance (2009)*

MILLONES DE PESOS DICTAMINADOS				
CONCEPTO	2008	PARTICIPACION %	2009	PARTICIPACION %
ACTIVO	784 795	100.0	803 044	100.0
Activo fijo neto	640 744	81.6	649 445	80.9
Inversiones y cuentas por cobrar	4 889	0.7	5 456	0.7
Activo circulante	123 332	15.7	110 597	13.8
Otros saldos deudores	15 830	2.0	37 546	4.6
PASIVO Y PATRIMONIO	784 795	100.0	803 044	100.0
Largo plazo	108 541	13.8	115 703	14.4
Corto plazo	60 315	7.7	73 924	9.2
Reservas	199 821	25.5	232 715	29.0
Patrimonio acumulado	416 118	53.0	380 702	47.4

Elaboración propia con información pública de la CFE, 2011

Figura 5 Estado de resultados (2009)

ESTADO DE RESULTADOS CONDENSADO MILLONES DE PESOS DICTAMINADOS			
CONCEPTO	2008	2009	VARIACIÓN
PRODUCTOS ¹	269 682	220 034	(18.4)
COSTO DE EXPLOTACIÓN	287 329	259 852	(9.6)
Servicios personales	24 597	26 618	8.2
Energéticos	165 616	133 530	(19.4)
Depreciación	26 161	26 641	1.8
Otros	27 848	26 428	(5.1)
Obligaciones laborales	43 107	46 635	8.2
REMANENTE DE EXPLOTACIÓN	(17 647)	(39 818)	(125.6)
COSTO FINANCIERO	22 586	1 364	(94.0)
Intereses pagados	8 292	7 509	(9.4)
Fluctuaciones	18 022	(2 616)	(114.5)
Intereses ganados	3 988	2 525	(36.7)
Instrumentos financieros	260	(1 004)	(486.2)
RESULTADO ANTES DE APROVECHAMIENTO Y SUBSIDIO	(40 233)	(41 182)	(2.4)
Productos (Gastos) ajenos a la explotación	379	476	25.6
Aprovechamiento	55 767	55 485	(0.5)
Remanente antes de subsidio y de Impuesto Sobre la Renta	(95 621)	(96 191)	(0.6)
Subsidio a tarifas	77 012	98 339	27.7
RESULTADOS ANTES DE ISR	(18 609)	2 148	111.5
Impuesto Sobre la Renta remanente distribuible	901	963	6.9
RESULTADO NETO	(19 510)	1 185	106.1
Relación Precio / Costo	0.78	0.69	(11.2)

Elaboración propia con información pública de la CFE, 2011

Un análisis más detallado de la información permite observar lo siguiente: El activo circulante disminuyó 10.3 por ciento, al pasar de 123.3 mil millones de pesos a 110.6 mil millones de pesos, debido principalmente al menor nivel del efectivo y la disminución del saldo con Luz y Fuerza del Centro, así como por el aumento en las cuentas por cobrar a los consumidores público y gobierno. Este activo se integra de: disponibilidades 33.5 mil millones de pesos, cuentas por cobrar a clientes 45.0 mil millones de pesos, otros deudores 8.0 mil millones de pesos, y materiales para operación 24.1 mil millones de pesos.

Las inversiones y cuentas por cobrar a largo plazo se ubicaron en 5.5 mil millones de pesos. Estas cuentas están integradas principalmente por los adeudos de los préstamos a trabajadores a largo plazo, a través del Fondo de la Habitación.

El activo fijo neto, que se ubicó en 649.4 mil millones de pesos, representa el 80.9 por ciento del activo total y prácticamente se ubicó en el mismo nivel al del ejercicio anterior.

El pasivo a largo plazo se ubicó en 115.7 mil millones de pesos. Este rubro aumentó 6.6 por ciento, debido principalmente al efecto neto entre el aumento de instrumentos financieros de 9.0 mil millones de pesos por la contratación, durante 2009, de cinco nuevos instrumentos financieros derivados de tipo cross currency “Swap”; y la disminución de los Pidiregas por traspasos al corto plazo por 2.4 mil millones de pesos.

Por su parte, el pasivo a corto plazo se ubicó en 73.9 mil millones de pesos, y muestra un incremento de 22.6 por ciento respecto del año anterior, 13.6 mil millones de pesos, debido principalmente al efecto compensado entre el incremento en la deuda

titulada interna y externa derivado de las contrataciones de deuda en el mes de diciembre por 15.6 mil millones de pesos, en proveedores y contratistas, en depósitos de varios y en otros pasivos respectivamente; y el decremento en los Pidiregas, en IVA por pagar y en empleados.

El pasivo laboral (reservas) con los trabajadores y pensionados tuvo un incremento de 17.2 por ciento en el año, con base en el estudio actuarial elaborado por perito independiente al organismo, el cual se apega a la Norma de Información Financiera (NIF D-3) “Beneficios a Empleados”, que obliga a reconocer en resultados el costo total del pasivo laboral.

El patrimonio ascendió a 380.7 mil millones de pesos y disminuyó 35.4 mil millones de pesos (8.5 por ciento) respecto al cierre del ejercicio 2008. Esto se origina principalmente, por la insuficiencia del aprovechamiento sobre el subsidio otorgado durante el ejercicio.

La estructura financiera se mantiene sólida con una participación propia en los activos del 47.4 por ciento; por su parte el índice de liquidez (ya descontados los inventarios) se situó en 1.17, lo que confirma que la CFE cuenta con recursos suficientes para hacer frente a sus compromisos de corto plazo, al contar con \$1.17 por cada peso adeudado.

5.5.2 Estado de resultados (Cifras dictaminadas) Figura 5

En comparación con el cierre de 2008, la demanda de energía eléctrica al usuario final en 2009 (incluye exportación y LFC) disminuyó 5.5 por ciento y el precio medio facturado en 13.7 por ciento, lo que impactó el Estado de Resultados de la CFE, de cuyo análisis se deriva lo siguiente:

Los productos ascendieron a 220.0 mil millones de pesos, ubicándose 18.4 por ciento por debajo de los registrados en 2008, como consecuencia de lo señalado en el párrafo anterior.

El costo de explotación, que incluye servicios personales, energéticos, depreciación, costo de las obligaciones laborales al retiro y otros, asciende a 259.9 mil millones de pesos, inferior en 9.6 por ciento al del año anterior, originado por el decremento en el precio medio del gas y combustóleo, así como por un menor consumo de éste último durante el año.

El resultado de operación (remanente de explotación) presenta, debido a lo anterior, una pérdida de 39.8 mil millones de pesos.

Se obtuvo un costo financiero de 1.4 mil millones de pesos (22.6 mil millones de pesos en 2008). Esta disminución se originó por el efecto en la paridad cambiaria del peso frente al dólar estadounidense, cuya fluctuación en el periodo fue favorable, al pasar de 13.5383 pesos a 13.0587 pesos en diciembre de 2008 y 2009, respectivamente.

El subsidio neto se ubicó en 98.3 mil millones de pesos, superior al aprovechamiento que fue de 55.5 mil millones de pesos, por lo que en el ejercicio se

obtuvo una insuficiencia tarifaria de 42.8 mil millones de pesos, misma que se cargó al patrimonio.

Al cierre de 2009, el resultado neto refleja una utilidad de 1.2 mil millones de pesos (19.5 mil millones de pesos al cierre de 2008), debido principalmente a un menor costo financiero originado por fluctuaciones cambiarias favorables y de los productos ajenos a la explotación, netos de ISR, conceptos que no se consideran en la determinación del subsidio.

Por su parte, la relación precio/costo se ubicó en 0.69 (0.78 al cierre de 2008), debido al crecimiento proporcionalmente mayor de los costos operativos, en energéticos y fuerza comprada y costo de obligaciones laborales al retiro de los trabajadores del periodo, respecto de los productos obtenidos.

Esta relación, excluye los productos ajenos a la explotación, los otros productos y los intereses devengados de la deuda; sólo considera el 25 por ciento y del arrendamiento el 50 por ciento, el ISR y el pago extraordinario de impuestos.

Respecto a los estados financieros dictaminados al cierre del 2010, en balance de refleja un aumento en los activos totales del 4.75%, al pasar de \$803, 043,832 (miles de pesos) a \$841, 202,273 (miles de pesos), siendo un aumento importante en el valor de los activos productivos (Plantas, Instalaciones y Equipos) del 3.35%. El monto del pasivo total sigue en aumento al pasar de \$422, 341,426 (miles de pesos) a \$488,545,511 (miles de pesos), en la cual los compromisos por endeudamiento a largo plazo en Pidiregas cierra en el 2010 en \$59,860,397 miles de pesos. Teniendo un componente muy importante en el pasivo de beneficio a empleados de \$261,476,073 miles d pesos,

que sigue siendo una carga financiera muy significativa que impide un índice de rendimiento adecuado, ya que es muy bajo el margen de utilidad al cierre del 2010 (\$ 809,067 miles) sobre los activos totales \$841,202,273 miles 9.61%, siendo un componente muy importante en el estado de resultados los gastos de explotación de \$205,913,903, que involucra los pagos a los productores independientes por la renta de sus activos o la compra de la energía eléctrica generada, los cual es tema de nuestra investigación.

CONCLUSIONES

La reforma eléctrica en México ha sido muy importante para el país, ya que ha permitido el crecimiento del sector eléctrico, en un marco donde constitucionalmente no era posible que productores privados de energía, generaran energía eléctrica, para vendérsela a la CFE, tal mecanismo de compra- venta de energía no se considero servicio público, de manera que se optó por este mecanismo de financiar los proyecto de infraestructura con endeudamiento de largo plazo.

Como una conclusión del presente estudio, es que la reforma eléctrica emprendida en 1992, ha dado resultados positivos en el incremento de la infraestructura eléctrica del país, ya que se aprovecho de manera muy importante los esquemas de financiamiento de largo plazo, que de otra manera difícilmente el país hubiera tenido los recursos disponibles para emprender proyectos de infraestructura, hay que decirlo, el endeudamiento ha sido de largo plazo, y los proyectos han sido viables, de manera que se han estado cumpliendo los compromisos de pago de deuda, como lo muestran los balances generales y los estados de resultados de los últimos tres años.

La capacidad nacional instalada para generación de electricidad a diciembre de 2009 incluyendo exportación se ubicó en 60,440 MW, registrando un incremento de 1.7% respecto al año anterior. De esta capacidad, el servicio público (incluyendo producción independiente) concentró 85.5%, mientras que el restante 14.5% está distribuido entre las diferentes modalidades para generación de electricidad vigentes. Al cierre de 2009 la capacidad instalada del servicio público ascendió a 51,686 MW, un incremento neto de 581 MW, destacando las adiciones de 277 MW de ciclo combinado en Baja California y de 128 MW de turbogás en el área Central. Asimismo, la

generación bruta del servicio público se ubicó en 235,107 GWh, lo cual significó una variación de -0.3% respecto al año anterior. Las centrales que utilizan gas natural (ciclo combinado y turbogás) aportaron el 50.6% de esta energía, mientras que las termoeléctricas convencionales e hidroeléctricas lo hicieron con 18.3% y 11.2%, respectivamente. Esto tuvo como repercusión una mayor utilización del gas natural en la generación eléctrica, específicamente en lo que se refiere a la tecnología de ciclo combinado, al pasar de 8.6% en 1999 a 48.4% de la generación total del servicio público en 2009.

El presente estudio muestra que si fue positiva la estrategia de endeudamiento de largo plazo para los proyectos de infraestructura eléctrica, pero también muestra que la CFE arrastra pasivos laborales muy fuertes, que no permiten que los resultados sea mas significativos, y aquí también se muestra una ventaja de la estrategia adoptada , ya que los proyectos de infraestructura a través de los productores independientes no entran en los esquemas de contratación de personal tradicional a través del sindicato tradicional de la CFE, y esto alivia en alguna medida la carga laboral.

La conclusión final del presente estudio, es que la estrategia financiera al final es buena pero queda limitada, ya que para que fuera completamente abierta, se tendría que abrir el mercado de la transmisión de energía en alta tensión y la comercialización a través de empresas privadas, que permitieran una mayor competencia que redundaría en mejores tarifas a los usuarios finales, todo ello regulado por un organismo público que arbitrara las operaciones entre particulares. En México estas reformas están limitadas constitucionalmente, por lo que es necesario profundizar en los cambios estructurales en lo político y en lo hacendario, que permitiera migrar de un monopolio natural en el

mercado eléctrico mexicano a uno con mayor participación privada en los diferentes procesos de generación-transmisión y comercialización.

REFERENCIAS

Díaz-Bautista, A., (2005). Experiencias Internacionales en la Desregulación Eléctrica y el Sector Eléctrico en México. México: Plaza y Valdez.

Situación Actual del Sector Eléctrico en México. Obtenido el 25 de agosto de 2011, desde:

Información financiera del sector eléctrico, consultada en el Centro de Estudios de las Finanzas Públicas de H. Cámara de Diputados

<http://www.cefp.gob.mx/intr/edocumentos/pdf/cefp/2009/cefp1222009.pdf>

consultada en Agosto 10, del 2011

Estados financieros de la CFE e información general, disponibles en:

<http://www.cfe.gob.mx> consultada en Agosto 11 del 2011

Información estadística del banco mundial, disponible en:

<http://www.bancomundial.org>, consultada en Agosto 18 del 2011

Información estadística de la Agencia Internacional de Energía disponible en:

<http://www.iae.org> Consultada en Agosto 18 del 2011

Información energética disponible en la Secretaría de Energía:

<http://www.sener.gob.mx>

Información financiera disponible en la Comisión Reguladora de Energía

disponible en : <http://www.cre.gob.mx>

Información financiera (índices) del Banco de México, disponible en

<http://www.banxico.org.mx> consultada en Agosto 25 del 2011

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, 2011

Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, 2011