



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE ECONOMÍA**

**REVISIÓN INSTITUCIONAL DEL SECTOR  
ELÉCTRICO MEXICANO CON LA REFORMA  
ENERGÉTICA DE 2013**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:**

**LICENCIATURA EN ECONOMÍA**

**P R E S E N T A:**

**ANGÉLICA ASTRID MORALES RIVERA**

**DIRECTORA DE TESIS:**

**DRA. MARÍA EUGENIA CORREA VÁZQUEZ**

**Ciudad Universitaria, Cd. Mx., junio 2019**





Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



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

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

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

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



## Agradecimientos

Durante mi formación como persona he recibido más del cien por ciento de mis padres “Esther Rivera y Gustavo Morales” y hermanos “Martha y Gerardo”, quienes son mis pilares, personas más cercanas e incondicionales. Hago mención de lo agradecida que estoy con mis padres quienes me guiaron y que, sin tener un título universitario, siempre tuvieron la capacidad y el talento para dedicar tiempo a sus hijos, fomentar el ser estudiantes de calidad, tener aspiraciones y amor al conocimiento; el mayor legado e inspiración lo obtuve de ustedes. También mis hermanos Martha al ser un ejemplo del camino a seguir y Gerardo al ser mi contraparte más cercana y a quien le debo buena parte de mi voluntad; ambos me han enseñado muchas cosas siendo mi equipo, compañeros de vida y de perseverancia.

A mi familia más cercana, quienes han estado al pendiente, me han tendido la mano cuando más lo necesito y que me transmiten sus experiencias, tías, tíos, primos, primas (...). Hay una nueva profesionista en la familia y a su servicio. Siempre están conmigo y me es grato que me acompañen.

A mis amigos, con quienes puedo contar, hablar, colaborar, pero sobretodo confiar. Gracias por estar en mi camino y convertirse muchas veces en mi segunda familia. Ustedes con sus particularidades son fundamentales para mí y mencionarlos a cada uno, así como el valor que cada uno tiene para mí, no se puede expresar siempre con palabras.

A la UNAM por ser la casa de estudios responsable de abrir mi mente, un lugar en donde he conocido a gente muy talentosa y maravillosa, un lugar que ha sido mi hogar durante la educación media y superior; y que abrió mis horizontes con muchas oportunidades (en colaboración con FUNAM y la SEP). Así que, yo siempre regresaré cuando pueda con los brazos abiertos. ¡Orgullosamente UNAM!

A quienes fueron parte fundamental de este trabajo, me complace mencionarlos en la parte introductoria.

Finalmente, a la economía como campo de estudio, la consigna con la que inicié mi formación profesional y que espero desarrollar a lo largo de mi carrera:

“El estudio de la economía parece no requerir ninguna dote especializada de un orden desacostumbradamente superior ¿no es intelectualmente considerada una materia verdaderamente fácil comparada con las ramas superiores de la filosofía y la ciencia pura? (...) ¡Una materia fácil en la que pocos destacan!

Esta paradoja quizás pueda explicarse por el hecho de que el gran economista debe poseer una rara combinación de dotes. Tiene que llegar a mucho en diversas direcciones, y debe combinar facultades naturales que no siempre se encuentran reunidas en un mismo individuo. Debe ser matemático, historiador, estadista y filósofo (en cierto grado); debe comprender los símbolos y hablar con palabras corrientes; debe contemplar lo particular en términos de lo general y tocar lo abstracto y lo concreto con el mismo vuelo del pensamiento; debe estudiar el presente a la luz del pasado y con vista al futuro. Ninguna parte de la naturaleza del hombre (raza humana) y de sus instituciones debe quedar por completo fuera de su consideración.

Debe ser simultáneamente desinteresado y utilitario, tan fuera de la realidad y tan incorruptible como un artista, y; sin embargo, tan cerca de la tierra como el político”

(Keynes, en Memoria de su maestro Alfred Marshall, citado en la charla acerca de la carrera en economía 07-03-12)

# ÍNDICE

Índice de Abreviaturas .....	8
Introducción.....	10
Estructura del trabajo .....	19
Hipótesis.....	19
Objetivos Generales de la Investigación .....	20
Objetivos Particulares .....	20
Metodología de la Investigación .....	21
Definición de Instituciones .....	22
Enfoque del Cambio Institucional .....	23
El Cambio Institucional y las Reformas Estructurales .....	26
Panorama de esta Investigación.....	28
Capítulo 1. Historia de la Industria Eléctrica en México .....	29
Introducción .....	29
1.1 Inicios de la Industria eléctrica en México.....	29
1.2 El proceso de nacionalización de la Industria Eléctrica.....	35
1.3 Reformas y modificaciones de los años setenta .....	42
1.4 Reformas en los años ochenta .....	46
1.5 Reformas de los años noventa y TLCAN .....	48
1.6 La situación del sector en años recientes .....	54
Conclusión.....	58
Capítulo 2: Las Reformas al sector eléctrico como parte de las reformas estructurales a nivel mundial .....	60
Introducción .....	60
2.1 Fundamentos de las Reformas al Sector Eléctrico.....	61
2.1.1 Orígenes de los procesos de Reforma al Sector Eléctrico y el Papel de los organismos multilaterales .....	61
2.2 Grados de profundización de la Reforma al Sector Eléctrico .....	64
2.3 Algunas lecciones Internacionales .....	66

2.3.1 La crisis del Estado de California.....	67
2.3.2 Crisis en India .....	71
2.3.3 Caso Enron.....	74
2.3.4 Breve panorama de América Latina .....	77
Conclusión.....	77
<b>Capítulo 3 “La Reforma de 2013 al Sector Energético mexicano” .....</b>	<b>79</b>
Introducción .....	79
<b>3.1 Planteamiento de la Reforma de 2013 .....</b>	<b>79</b>
<b>3.2 Diagnóstico que Justifica la Reforma al Sector Eléctrico de 2013 .....</b>	<b>81</b>
3.2.1 Altos costos de operación .....	81
3.2.2 Subsidios.....	82
3.2.3 Pérdidas de Energía .....	83
3.2.4 Falta de inversión en Infraestructura .....	83
3.2.5 Régimen fiscal desfavorable.....	84
3.2.6 Obstáculos legales .....	84
3.2.7 Poca diversificación de la matriz energética.....	85
3.2.8 Diagnóstico de las Instituciones Políticas .....	86
<b>3.3 Modificaciones al marco legal.....</b>	<b>86</b>
3.3.1 Modificaciones Constitucionales .....	86
3.3.2. Ley de la Comisión Federal de Electricidad .....	90
3.3.3 Ley de la Industria Eléctrica.....	93
3.3.4. Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética .....	98
3.3.5 Ley de Energía Geotérmica.....	99
<b>3.4 Nuevo Modelo del Sector Eléctrico .....</b>	<b>100</b>
<b>3.5 Nuevo Diseño Institucional .....</b>	<b>101</b>
3.5.1 Órgano de gobierno centralizado .....	102
3.5.2 Órgano Desconcentrado .....	103
3.5.3 Órgano Descentralizado.....	103
3.5.4 Empresa Productiva del Estado .....	104
<b>3.6 Bases del Mercado Eléctrico Mayorista .....</b>	<b>106</b>
3.6.1 Productos del MEM.....	107

3.6.2 Participantes del MEM .....	108
3.7 Algunas opiniones críticas a la Reforma al Sector Eléctrico .....	110
3.7.1 Debilitamiento de la economía nacional y pérdida de soberanía energética.....	111
3.7.2 La formación de precios en el MEM .....	112
3.7.3 Experiencia de los mercados eléctricos en el mundo con respecto a los precios.....	113
3.7.4 Los subsidios a CFE.....	114
3.7.5 Otros riesgos.....	115
3.7.6 Algunas contradicciones constitucionales .....	116
Conclusión.....	117
Capítulo 4 Algunos Resultados de la Reforma al Sector .....	118
Introducción .....	118
4.1 Resultados al interior de CFE .....	119
4.1.1 Resultados en las Empresas Subsidiarias y Filiales de CFE.....	119
4.2 Evolución Tarifaria .....	128
4.3 Algunas opiniones críticas en los primeros años de implementación	132
4.3.1 CFE y el Mercado Eléctrico .....	132
4.3.2 Falta de Inversión .....	134
4.4 Comentarios adicionales.....	135
Conclusión.....	137
Consideraciones Finales .....	138
Anexo Estadístico .....	140
Referencias .....	146

## Índice de Abreviaturas

AIE: Agencia Internacional de Energía

BID: Banco Interamericano de Desarrollo

BM: Banco Mundial

CANAME: Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas

CdC: Centro de Carga

CDI: Comisión Nacional para el Desarrollo de los Pueblos Indígenas

CDMX: Ciudad de México

CECO-NAL: Centro de Control Nacional

CEL: Certificados de Energías Limpias

CENACE: Centro Nacional de Control de Energía

CIL: Contratos de Intermediación Legados

CFE: Comisión Federal de Electricidad

CNH: Comisión Nacional de Hidrocarburos

CRE: Comisión Reguladora de Energía

ECl: Enfoque del Cambio Institucional

EPE: Empresas Productivas del Estado

ERC: Entidades Responsables de Carga

FSUE: Fondo de Servicio Universal Eléctrico

IED: Inversión Extranjera Directa

ISR: Impuesto Sobre la Renta

LSPEE: Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica

INEEL: Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias

mdp: millones de pesos

MDA: Mercado de día Adelantado

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista

MiPyMEs: Micro, pequeñas y medianas empresas.

MTR: Mercado de Tiempo Real

MW: Megawatts

MW/h: Megawatts por hora

OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico

OPF: Obra Pública Financiada

PPA: Power Purchase Agreement

RNT: Red Nacional de Transmisión

SIE: Sistema de Información Energética

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

SENER: Secretaría de Energía

SHCP: Secretaría de Hacienda y Crédito Público

TLCAN: Tratado de Libre Comercio con América del Norte

UC: Usuarios Calificados

WEI: World Energy Investment

## Introducción

La energía eléctrica se define desde el punto de vista físico como una interacción entre partículas llamadas electrones cargadas negativamente que se desplazan hacia una carga positiva exterior. En el campo de la economía, la definición de energía eléctrica se ha convertido en un tema debatible, como lo pone en entredicho la OECD “¿Es la electricidad un bien público único que merece un tratamiento especial y que requiere de protección que asegure su viabilidad a largo plazo, o es un “commodity”<sup>1</sup> o servicio que debe estar sujeto a las reglas de la oferta y la demanda como se prevé en los mercados competitivos?” (IEA, 1994 p. 20-21).

De acuerdo con Molina M., (2002) “la electricidad es un insumo energético con características únicas que afectan las formas de producirla, distribuirla y utilizarla; ya que, por lo general<sup>2</sup> no importa la fuente que la haya generado, esto no perjudica ni su calidad ni sus características físicas; lo cual facilita su comercialización no sólo a nivel nacional, sino también internacional”(p. 23). Adicionalmente en el debate internacional se argumenta que, el suministro de este servicio básico no puede ponerse en riesgo, ni tampoco la dotación del servicio en zonas marginadas y remotas, por lo que es importante la intervención del Estado.

Retomando el argumento de Molina (2002), la electricidad bajo esta lógica debe ser considerada como un producto con características económicas únicas, y no calificada como un “commodity” a pensar de que se comporta como tal; puesto que esto originó experiencias internacionales poco exitosas en materia de desregulación de los mercados eléctricos, como en el caso de California del cual se hablará más adelante. Entonces, el

---

<sup>1</sup> Los “commodities” son bienes genéricos que generalmente no presentan ninguna transformación, por lo cual su significado tradicional se circunscribe primordialmente al de materias primas. De acuerdo con (Torres, Enero - Junio 2005 p. 1), un commodity es un producto de atributos no diferenciados, donde el factor precio es la clave determinante de compra. Se trata de productos cuyo valor viene dado por el derecho del propietario a comerciar con ellos, no por el derecho a usarlos. (De Morales, Abril 2008 p. 1)

<sup>2</sup> De acuerdo con Molina (2002), es un buen único, con la excepción del tipo de ciclo con que opera, por ejemplo, en México y Estados Unidos operaban con 60 ciclos, mientras que otros países con 50 ciclos. Además, hay procesos industriales de manejo de información en donde se requiere que la energía eléctrica sea tratada adicionalmente para ser energía eléctrica sin ruido.

desenvolvimiento del mercado eléctrico debe ser particular y no igual al de los *commodities* estándar. A continuación, se enlistan sus características económicas únicas:

- “No es un recurso primario de energía, sino que es producida por medio de la transformación de otras formas de energía.
- No puede ser almacenada en grandes cantidades por mucho tiempo, es por esto que la oferta de electricidad debe ser un poco mayor o igual a la demanda.
- Si se parte por el lado de la demanda, debe tomarse en cuenta que al no ser uniforme en el tiempo ni épocas del año, y dado que no se puede almacenar la electricidad y de que siempre se tiene que disponer de capacidad instalada necesaria para atender momentos de demanda elevada; en los periodos de baja demanda, el sistema tendrá capacidad inutilizada.
- Tomando en cuenta que el periodo de maduración de la inversión en este sector requiere al menos 36 meses; las centrales que abastecen sistemas regionales y nacionales cuentan con redes de transmisión únicas que operan con una sobreinversión, lo que les permite contar con una sobreoferta.
- Las líneas de transmisión de flujo eléctrico no pueden ser redistribuidas, por esto, cualquier modificación a los generadores tiene fuertes repercusiones en el sistema.
- Aún no tiene sustituto en la mayoría de sus usos.
- La demanda de este servicio es inelástica en el corto plazo.
- Posee un carácter estratégico por las actividades que dependen de ella”. (Molina M. , 2002 p. 24-26)

Por otro lado, Molina (2002) menciona que la postura contraria dice que a pesar de que la electricidad cuenta con características especiales, debe ser tratada como otras materias primas energéticas, por ejemplo: el carbón o el petróleo. Este argumento añade que, si productos básicos como los alimentos y los cultivos se encuentran en el mercado de *commodities* y se sujetan a las reglas del mercado competitivo, entonces la energía eléctrica también debería estarlo, a pesar de la complejidad que podrían acarrear los problemas técnicos relacionados con la competencia en las diferentes fases productivas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Además, esta postura también sostiene que, bajo un esquema de mercado competitivo se aseguran mejores condiciones de suministro.

Continuando, la cadena productiva de la industria eléctrica consta de cuatro etapas: generación, transmisión, distribución y comercialización; que van desde la forma de transformar la energía primaria en energía eléctrica, hasta la compra por parte del consumidor final.

La generación consiste en la transformación de una fuente de energía primaria, que es aquella que se obtiene directamente de la naturaleza, en energía eléctrica, que es un tipo de energía secundaria debido a que requirió de un proceso de transformación previo. Las fuentes de generación se pueden clasificar por dos criterios: por su origen y por sus usos. Por su origen, son renovables y no renovables; las primeras son inagotables, ya que se regeneran a un ritmo superior al que se consumen; mientras que, las segundas se encuentran en cantidades limitadas y su velocidad de regeneración es inferior a la de consumo. Por su uso se clasifican en convencionales y alternativas; las primeras, son las fuentes de uso más extendido y las alternativas son las que presentan un uso menos extendido; empero, están adquiriendo cada vez más importancia, (ver cuadro I del anexo).

Posteriormente, en la etapa de transmisión, la energía es llevada mediante una red eléctrica de líneas de alto voltaje hacia a una red de distribución, donde se reparte en diferentes puntos de consumo, que van de los grandes consumidores (grandes industrias, etc.) hasta los pequeños consumidores, donde la red es de baja tensión.

Por último, está la comercialización, en donde la energía es distribuida a los diferentes tipos de consumidores involucrando los servicios de medición, facturación y cobranza.

Desde que la energía eléctrica comenzó a ser utilizada por los seres humanos, se convirtió poco a poco en un insumo básico para las sociedades, iniciando por el alumbrado público y la cobertura del servicio a nivel residencial, hasta la realización de cualquier actividad económica; por ejemplo, la agricultura que utiliza maquinaria y sistemas tecnificados o la gran industria. A partir del siglo pasado, que ya se había gestado o empezado a gestar en algunos países el proceso de industrialización, se le consideró a nivel internacional como un bien necesario para el ser humano, siendo también un indicador de la calidad de vida y del grado de desarrollo económico.

Históricamente, el Estado ha tenido un papel preponderante en la electrificación nacional como proyecto necesario para el desarrollo económico y el desarrollo industrial en todo el mundo. De este modo, se consideraba que el abastecimiento de energía eléctrica se comportaba como un monopolio natural, por lo que el Estado cumplió con el papel de impulsar la construcción de sistemas de electrificación nacionales, a partir de monopolios regionales o nacionales de propiedad estatal. El primer tipo de monopolio fue la dinámica seguida en Alemania, Estados Unidos, Japón y otros países; en tanto que, un ejemplo del esquema nacional fue México.

Una vez que se consiguió generalizar el acceso al servicio de abastecimiento de energía eléctrica, en muchos países a nivel mundial se han llevado a cabo reformas tendientes a permitir la participación de la iniciativa privada. Por un lado, puede manejarse con distintos esquemas de propiedad, ya sea: pública, privada o mixta.

La propiedad pública, tiene como fin el establecimiento del servicio público extendido a todo el país, generalmente opera mediante empresas monopólicas de propiedad estatal, integradas horizontal y verticalmente. En este esquema, el Estado tiene la responsabilidad de regular a las empresas, administrativamente mas no económicamente, así como, fijar tarifas, invertir para expandir el sistema eléctrico; y, la planeación del sector en su conjunto.

Bajo la propiedad privada, se permite a la iniciativa privada desarrollar la infraestructura del sector a partir de prácticas corporativas, mientras el Estado es responsable de establecer la regulación tarifaria; así como, la fijación de metas de cobertura y de calidad en el servicio. Este esquema opera en la mayor parte del territorio de Estados Unidos.

Por su parte, la propiedad mixta consiste en que el Estado participe en algunas empresas del sector como accionista, y también permite prácticas corporativas en las diferentes actividades del sector, donde por lo general, el Estado mantiene el control y la propiedad del sistema eléctrico y las líneas de transmisión. Algunos ejemplos son: algunas provincias de Canadá, Brasil y Colombia.

Además del régimen de propiedad con el que opere el sector, también están los modelos de mercado con los que funciona el sistema eléctrico. Éstos modelos son: monopolio, Comprador Único (single buyer) o Mercado Centralizado Instantáneo de Energía, Competencia en Mayoreo o en el Mercado Mayorista y Competencia en Menudeo o en el Mercado Minorista.

El monopolio consiste en la operación de empresas o una empresa de propiedad pública y, en algunos casos privada, con integración horizontal y/o vertical, en donde el Estado determina la política del sector y los planes de expansión; así como, las tarifas mediante un órgano regulador. De igual forma, no contempla la competencia en ninguna de las actividades del sector, pero en algunos casos permite el intercambio de energía con industrias vecinas. Este modelo predominó en todo el mundo antes de los procesos de liberalización, aunque actualmente sigue vigente en Costa Rica, Corea del Norte y Francia.

El esquema del Comprador Único (Single buyer), funciona por medio de una empresa que es un monopolio local o nacional, que compra energía generada por empresas productoras Independientes de energía, que por lo regular se eligen mediante licitaciones; o también adquieren energía con las empresas auto abastecedoras que venden sus excedentes. Este modelo se caracteriza por la presencia de competidores en la actividad de generación; es decir, el agente comprador se comporta como un monopsonio y lleva a cabo exclusivamente las actividades de transporte, distribución y comercialización.

Cabe señalar que, la figura legal del Productor Independiente de Energía (PIE) facilita su funcionamiento<sup>3</sup>, además de que pueden existir empresas verticalmente integradas; sin embargo, se opta por que hayan generadores independientes para atraer un mayor flujo de inversión. Este esquema se ha adoptado por completo en algunos países en vías de desarrollo, sobre todo si las características del sistema eléctrico son incompatibles con una estructura de mercado más avanzada.

---

<sup>3</sup> Las Compañías distintas al monopolio, pueden enajenar energía eléctrica a través de contratos de largo plazo, los cuales se adjudicarán generalmente mediante procedimientos competitivos, por ejemplo, mediante licitaciones o subastas. Éstos contratos son denominados Contratos de Compra de Capacidad y Energía Eléctrica Asociada (Power Purchase Agreement PPA).

Por su parte, la competencia en el Mercado Mayorista permite la competencia en las actividades de generación y comercialización, por medio de mercados eléctricos competitivos donde intervienen empresas de generación, comercialización, distribución y usuarios calificados<sup>4</sup>. También hay acceso abierto para los generadores y comercializadores a las líneas de transmisión y distribución, que fungen como monopolios naturales. Esta última etapa cuenta con delimitaciones geográficas y se permiten las compras a los generadores por medio de contratos bilaterales<sup>5</sup>.

Cabe señalar que, las operaciones realizadas dentro del mercado regularmente están organizadas total o parcialmente por el Operador del Mercado designado por las autoridades; y, las transacciones son al contado o en tiempo real, es decir, se llevan a cabo en el mercado spot, aunque también hay diferentes mecanismos de mercado adaptados dependiendo de las reglas de cada regulador. Asimismo, se introduce la figura del Usuario Calificado o Usuario Elegible, lo que permite una mayor competencia en las actividades que involucran la prestación del servicio eléctrico. Finalmente, este modelo defiende la idea de que los beneficios de la competencia son mayores para los consumidores; ya que, los riesgos inherentes son asumidos por los generadores.

El último esquema, en el cual se plantea un nivel de apertura mayor, es el de Competencia en el Mercado Minorista, en el que, a diferencia del modelo anterior, los consumidores sin importar su tamaño o características, pueden elegir a su suministrador de energía a través de la firma de un contrato directamente con los generadores o por medio de los servicios de un comercializador, por lo que se dice que este sistema opera bajo el modelo de mercados competitivos en todas las etapas.

Este modelo distingue entre la fase de distribución, que es considerada una actividad monopólica sujeta a regulación tarifaria, la cual consiste únicamente en la conducción física de la energía; y suministro, que es la comercialización de la energía en un entorno competitivo. Adicionalmente, se caracteriza por la determinación del nivel tarifario a través

---

<sup>4</sup> Mecanismo que consiste en permitir que determinados usuarios dependiendo del nivel de demanda, consumo, o tensión, puedan elegir a un proveedor que le ofrezca las mejores condiciones de precio y calidad en el mercado eléctrico. (De Rosenzweig, 2007 p. 16)

<sup>5</sup> Esto implica que los usuarios finales no tienen libertad de elegir a su distribuidor. (De Rosenzweig, 2007 p.20)

de sistemas de medición sofisticados para conocer el nivel de demanda de los usuarios y poder tener sistemas tarifarios precisos en el tiempo.

Por último, es importante mencionar que este modelo representa una fase de desregulación más avanzada, por lo que normalmente se lleva a acabo gradualmente, comenzando por los grandes usuarios hasta llegar a los más pequeños<sup>6</sup>.

Los esquemas de propiedad y estructura del mercado antes mencionados, han sido implementados en diferentes países dependiendo de diferentes factores, entre los que se encuentran: la maduración del sector, el funcionamiento del sector y de sus instituciones o incluso, presiones externas.

En el primer caso, el grado de maduración de las condiciones al interior del sector, determina sus necesidades, por ejemplo: en un inicio, cuando empezaron los proyectos de electrificación nacional, se requerían muy altos niveles de inversión en diferentes zonas, entre ellas las rurales que son menos rentables; en contraste, se dice que, para la implementación de proyectos de energías renovables resulta más factible combinar la participación pública y privada. Otro motivo para transitar de un modelo a otro puede ser las deficiencias en el funcionamiento del sector y la posible obsolescencia de sus instituciones, las cuales se van adaptando a las necesidades de los fines para los que fueron creadas. En cuanto a las presiones externas, éstas pueden darse por medio de organismos internacionales financieros o no financieros, conocidos por promover reformas a sectores estratégicos, sobre todo cuando reportan periodos de crisis a escala nacional, regional o mundial; o también, por empresas multinacionales privadas que buscan expandir su influencia.

Hoy en día, el sector energético en general enfrenta el reto de diversificar su matriz energética para dar paso a la producción de energía con fuentes renovables y poder hacer frente a la crisis ambiental. En este aspecto, la participación de la inversión en tecnologías limpias para el sector eléctrico se ha convertido en un punto muy relevante, de ahí que, a

---

<sup>6</sup> En el anexo estadístico se pueden consultar los esquemas I, II, III y IV que explican gráficamente el funcionamiento de cada modelo.

nivel mundial se han establecido medidas de transición y eficiencia energética, las cuales han tratado de evolucionar a la par de la inversión.

En 2017, la inversión global en el sector eléctrico fue de casi 750 mil millones de dólares, lo cual significó una caída por tercera ocasión consecutiva, registrando una variación del 6% menos con respecto a 2016. Cabe señalar que, la proporción de la inversión llevada a cabo por empresas estatales creció poco más del 40% en este año. Asimismo, más del 95% de esta inversión estuvo basada en la regulación o contratos de remuneración. Otro punto relevante es que la relación entre la demanda de electricidad y la inversión continúa evolucionando, de tal modo que, el sector eléctrico se está volviendo cada vez más intensivo en capital (IEA, 2018 p. 1). En 2018, la inversión global en este sector disminuyó en 1%; además, China, Estados Unidos, la Unión Europea e India, se perfilan como los mercados más grandes de inversión en energía eléctrica a nivel mundial (IEA, 2019 p. 1).

En 2017, las diez empresas que dominaron el plano internacional, de acuerdo con el valor de sus activos fueron: Next Era Energy (estadounidense, privada), Duke Energy (estadounidense, privada), Southern Co (estadounidense, pública), Dominion Resources (estadounidense, pública), National Grid (británica, privada), ENEL (italiana, privada), Iberdrola (española, privada), China Yangtze Power (china, privada), Engie (francesa, privada) y PG&E (estadounidense, privada), (Statista, 2018). De éstas, la mitad son estadounidenses, cuatro europeas y una asiática; y el 80% son privadas.

En el caso particular de México, hace cinco años se presentó un proyecto de reforma energética que replanteó el esquema del funcionamiento del sector energético, ante problemas detectados en su funcionamiento. Las principales modificaciones atienden a un nuevo proceso de apertura con la entrada en función del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), para el cual se rediseñaron las características institucionales del sector eléctrico. Evidentemente, desde su presentación como propuesta hasta la actualidad, ha sido cuestionada su efectividad e incluso la necesidad de haberla implementado.

Esta investigación fue motivada precisamente con la intención de responder a las preguntas de si ¿fue realmente necesario llevar a cabo este proyecto?, y si ¿el acomodo institucional

propuesto representa un progreso para el mejoramiento de las condiciones en las que operaba el sector?

Este trabajo no pudo haber sido posible sin la dirección de la Dra. Eugenia Correa, quien estuvo durante todo el proceso, colaboró, retroalimentó, criticó constructivamente y de quien he aprendido muchas cosas entre éstas, métodos de investigación, experiencias y temas selectos de economía financiera contemporánea. Le agradezco haber confiado en mi capacidad y la motivación que tuve durante el proceso. Además, ha sido de gran ayuda para mi formación profesional trabajar con ella por medio del CONACYT institución que me ha otorgado un estímulo como ayudante de investigación SIN III por más de dos años. También a mi compañero de trabajo el Dr. Jesús Sosa por su apoyo y comentarios.

Asimismo, mis sinodales: la Mtra. Karina Caballero Güendulain, la Mtra. Jannett Granados Casas, el Dr. Sergio Cabrera Morales y el Dr. José Luis Fernández Zayas; por sus comentarios de mejora, cooperación y el tiempo que dedicaron para revisar este trabajo. Quiero hacer una mención especial de la participación del Dr. Fernández Zayas, quien desde el punto de vista de la ingeniería y su experiencia profesional aceptó ser mi sinodal, por invitarme a su seminario, evaluarme en un ensayo de examen profesional y por las valiosas charlas en las que me transmitió parte de sus saberes.

Por último, pero no menos importante la colaboración de mis colegas: Maleni Águila Roldán, Claudia Barrera Becerril, Monserrat Salinas Sánchez y Alejandra Del Ángel Hernández; por su participación en la revisión de mi trabajo, comentarios de mejora y apoyo.

## **Estructura del trabajo**

Este trabajo se compone de cuatro capítulos; el primero, es una revisión histórica de las condiciones con las que ha operado el sector eléctrico mexicano desde sus inicios hasta antes de la Reforma Energética de 2013. En el segundo se aborda el papel de los organismos internacionales en la promoción de las reformas de apertura al sector, también se presenta un breve panorama de cuáles esquemas se han adoptado en otras partes del mundo y algunas experiencias internacionales. En el tercer capítulo se explica el contenido de la Reforma Energética, incluyendo el diagnóstico oficial, las modificaciones al marco legal, el nuevo acomodo institucional y las bases del MEM. El capítulo cuarto recupera algunos de los resultados más relevantes, tales como el monitoreo que hace el Informe Anual de la CFE para las empresas en las que se subdivide, también se aborda someramente el tema de las tarifas eléctricas junto con los aspectos que han intervenido, y se hacen observaciones generales.

En el último apartado, que corresponde a las conclusiones, se lleva a cabo un balance de las principales conclusiones de cada apartado, haciendo hincapié en la constatación de la hipótesis de trabajo.

## **Hipótesis**

La última Reforma Energética de 2013 en México, que integra tanto al sector de Hidrocarburos como al Eléctrico, no ha tenido los resultados esperados en los cuatro años que lleva su implementación para el sector eléctrico.

Entre las causas está que este cambio estructural, aunque ya había tenido discusiones previas, no ha sido aceptado por todos porque la apertura, como se ha visto en otras ocasiones, no necesariamente significa un beneficio neto para la población. De igual forma, la falta de efectividad se puede deber a un desacierto en la planeación que involucre un estudio minucioso de la situación del sector eléctrico mexicano y de cada tipo de consumidor; en donde, existe la posibilidad de que el modelo de apertura haya sido implementado más por presiones externas que por verdaderas necesidades al interior, corriendo el riesgo de imitar un modelo que no es apto para el desarrollo y desempeño adecuado de este sector.

Un análisis que se enfoque en criticar el nuevo acomodo institucional que se planteó para reestructurar el sector podría ser útil para constatar esta última idea.

### **Objetivos Generales de la Investigación**

- Identificar las principales razones por las que la Reforma Energética de 2013 al sector eléctrico no ha logrado los resultados esperados.
- Analizar desde el punto de vista de la economía institucional que identifique los posibles beneficios y riesgos al transitar de una estructura en donde no había un mercado eléctrico al mayoreo hacia una en la que si lo hay.

### **Objetivos Particulares**

- Describir la evolución de la estructura institucional del sector eléctrico en México.
- Explicar los diferentes esquemas de apertura que plantean las Reformas al Sector Eléctrico.
- Identificar los principales fundamentos de las Reformas al sector, así como, los actores e instituciones internacionales que las han promovido.
- Describir brevemente algunas experiencias internacionales y regionales en la implementación de reformas al sector que consistieron en la apertura del MEM.
- Describir los cambios que planteó en su momento de Reforma de 2013, iniciando con el diagnóstico y considerando la nueva estructura jurídica, la nueva estructura institucional y las bases del MEM.

- Presentar algunos resultados de la Reforma y relacionarlos con el acomodo institucional para encontrar relaciones de causalidad, y agregar algunas opiniones críticas al respecto.

### **Metodología de la Investigación**

La corriente de pensamiento económico institucionalista se concibe como un enfoque teórico útil en el análisis económico, para entender las interacciones humanas al interior de un sistema económico a partir de sus arreglos institucionales. Se trata de una perspectiva de carácter particular que distingue dos etapas: el viejo y el nuevo institucionalismo.

Si bien, es difícil conjuntar posturas en esta corriente; por un lado, el nuevo institucionalismo, entre cuyos principales autores destacan North, Williamson, Schotter y Posner “es el intento de explicar el surgimiento de las instituciones, tales como la empresa o el Estado, haciendo referencia a un modelo racional del comportamiento individual, rastreando las consecuencias no intencionales en términos de la interacción humana” (Hodgson, 2001, p. 18). Este enfoque por lo regular se caracteriza como un individualismo metodológico. En cambio, diferentes autores como Veblen, Commons, Mtchell, Myrdal y Galbraith, que pertenecen al viejo institucionalismo consideran que, en el análisis económico el individuo no debe considerarse siempre como dado.

No obstante, a pesar de las diferencias entre ambas, es posible conjuntar algunos elementos para enriquecer el análisis y la discusión. Asimismo, “un tema principal de la economía institucional es incorporar una concepción contexto-dependiente del agente humano dentro de la una teoría sistemática rigurosa” (Hodgson, 2001, p. 21).

## Definición de Instituciones

No hay una definición acabada de “institución”; sin embargo, dentro de esta corriente una de las más aceptadas es la de North que dice que “son las reglas del juego en una sociedad, o más formalmente, son las limitaciones ideadas por el hombre que dan forma a la interacción humana” (North p. 13 1993, citado por Rivas, 2003). Otra definición indica que son “la consolidación permanente, uniforme y sistemática de usos, conductas e ideas con medios e instrumentos que aseguran su control y el cumplimiento de su función social” (Verdú p. 238 1977, citado por Uriarte, 2013).

Entre las ideas de North, sobresale que considera que las instituciones fueron un invento para establecer un orden y disminuir la incertidumbre del intercambio. Éstas pueden ser formales, incluyendo: leyes, constituciones, derechos de propiedad o estructuras socioeconómicas más amplias; o, informales como: los códigos de conducta o convencionalismos sociales, las costumbres, etc.

En lo que respecta a las instituciones formales, de acuerdo con Davis y North (1970), North y Thomas (1973) éstas se pueden dividir a su vez en instituciones a nivel macro o nivel micro. Las primeras “se refieren a un conjunto de fundamentos políticos, sociales y del campo de las reglas legales, que establecen las bases de las interacciones económicas, por ejemplo, la producción, el intercambio y el consumo. Las instituciones a nivel micro se refieren a los arreglos que estructuran las formas en las que los agentes económicos pueden cooperar o competir” (Yang, 2016, p. 38,39). Además, las instituciones formales pueden ser de carácter internacional, nacional o local. De hecho, las características de éstas son particulares dependiendo del país.

De igual manera Hodgson (2001), señala que hay características comunes en las diferentes definiciones que esta corriente da de institución, a saber:

- “Suponen la interacción de agentes con retroalimentación de información cruciales.
- Tienen un número de características, concepciones comunes y rutinas.

- Las instituciones sostienen y se sustentan por concepciones y expectativas compartidas.
- Aunque no son ni inmutables ni inmortales, las instituciones tienen una cualidad relativamente durable, auto reforzada y persistente; y
- Las instituciones incorporan valores y procesos de evaluación normativa. En particular, las instituciones refuerzan su propia legitimación moral: aquello que a menudo dura —para bien o para mal— es visto como moralmente justo”. (Hodgson, 2001, p. 38-39)

### **Enfoque del Cambio Institucional**

Dentro de la perspectiva del Nuevo Institucionalismo, el enfoque del cambio institucional (ECI) establece la evolución de las sociedades a lo largo del tiempo, donde es necesario conocer la relación entre el cambio histórico y la influencia de las instituciones en la economía, además de las causas que originan dichos cambios. Cabe señalar que, el ECI se compone de las ideas de diferentes autores que lo han definido hablado de sus alcances y de su proceso de implementación.

Además, este enfoque explica que hay diferentes causas que originan un cambio en las instituciones, entre éstas: la influencia de los individuos que incluyen la perspectiva de la demanda y oferta de cambio inducidas, los costos como indicadores de eficiencia, mejoras del funcionamiento vía aprendizaje; entre otros factores.

De acuerdo con North (1990), el cambio institucional indica la manera en que las sociedades han evolucionado a lo largo del tiempo, por lo cual, es clave para entender el cambio histórico, donde los agentes determinan la dirección del cambio institucional. En esa misma línea, Shepsle, (1989) sostiene que, “un cambio institucional ocurre cuando un número de individuos es capaz de irrumpir en una institución” (Shepsle, p.142 1989, citado por Wegerich 2001). No obstante, el número de individuos irrumpiendo no es el factor fundamental, sino el poder que tienen éstos para influir en la toma de decisiones, debido a

que, “los individuos poderosos insatisfechos con la situación actual pueden dominar el proceso del cambio institucional” (Wegerich, 2001 p.10).

De igual forma, es importante reconocer que en este enfoque las élites cumplen un rol importante, pudiendo influir de manera tanto positiva como negativa en el cambio institucional. Dentro del reconocimiento del papel de las élites se encuentra la explicación relacionada con la demanda y oferta de cambio inducidas.

La perspectiva del cambio institucional a través de la demanda inducida sostiene que las demandas de modificaciones institucionales pueden promoverse para mejorar las condiciones previas y están estrechamente relacionadas con el cambio tecnológico. Esta lógica también recibe influencia de las relaciones de poder. En este sentido Keohane (1983) apunta que “la formación de regímenes internacionales está determinada por las relaciones de poder y dependencia en el mundo de la política” (Keohane, p.146 1983, citado por Wegerich 2001).

Por otro lado, en lo que respecta a los cambios de oferta inducida Feeny (1988) argumenta que “hay un número importante de factores que afectan la capacidad y la disponibilidad del orden político para proveer de nuevos acuerdos. Éstos factores incluyen el costo de implementar nuevos acuerdos, el código de conducta, la sabiduría común y los beneficios netos esperados de las élites poderosas tomadoras de decisiones que, ejercen la posición de dominancia” (Feeny, p. 183 1988, citado por Wegerich 2001). Este autor, también sostiene que “los costos y beneficios políticos y económicos para las elites en el poder son un factor clave para explicar la naturaleza y el alcance del cambio” (Feeny, p. 168 1988, citado por Wegerich 2001).

Otro aspecto en las causas es la oferta inducida del cambio desde el nivel más alto, es decir, que el cambio se da a partir de las élites que constituyen los ya mencionados grupos poderosos. De este modo, “el cambio institucional desde el nivel más alto, puede presentar resistencia o sólo una adaptación parcial de los niveles más bajos. La teoría social e institucional es muy útil para unir actores, estructuras y procesos de interacción, los cuales posibilitan y forman instituciones y el ritmo de la reforma institucional” (Wegerich, 2001 p.16).

Por otro lado, desde el punto de vista de los costos, una institución es susceptible a ser modificada si su estructura y condiciones actuales generan más costos de los que podría generar con nuevas condiciones o estructura. En este sentido, desde el punto de vista convencional Uriarte (2013) señala que, “se puede observar por un lado la persistencia de economías con una pobre actuación por largos periodos, debido a sus altos costos de transacción y a la imperfección de los mercados, y, por otro lado, economías dinámicas que gracias a sus crecientes márgenes de ganancias derivadas de la disminución deliberada de dichos costos a través de ajustes institucionales marginales, impactan el contexto institucional para hacerlo más eficiente” (p.59).

En lo que atañe al punto de vista del aprendizaje, “el cambio institucional se da mediante un proceso de aprendizaje en el que las instituciones identifican las circunstancias cambiantes de su entorno y luego se adaptan a ellas” (Peters, p.194 2003, citado por Uriarte 2013). Dentro de esta perspectiva, el cambio institucional no es necesariamente funcional o adecuado, sino que puede resultar disfuncional si las instituciones públicas no trazan una ruta adecuada y, por ende, no atienden las demandas de la sociedad.

Por otro lado, en lo referente a la clasificación del cambio institucional Jepperson (2001) distingue cuatro tipos importantes:

- 1) “El desarrollo institucional, que representa la continuación institucional más que una salida, un cambio dentro de una forma institucional;
- 2) La desinstitucionalización, consistente en una salida de la institucionalización hacia la reproducción por medio de la acción recurrente o de patrones reproductores; y,
- 3) La reinstitucionalización, representada por la salida de una institucionalización y la entrada a otra forma institucional, organizada en torno a diferentes principios o reglas” (Jepperson, p.199 2001, citado por Uriarte 2013).

## **El Cambio Institucional y las Reformas Estructurales**

El enfoque del cambio institucional y su perspectiva de los grupos de poder, guarda una estrecha relación con las reformas estructurales en el plano institucional.

En el ámbito de los grupos de poder, Adams (2001) argumenta que, “la élite dominante es típicamente susceptible a las reformas institucionales cuando las instituciones financieras internacionales, convencen a uno de los grupos políticos clave para que su longevidad política o duración en el poder dependa de la ejecución de las reformas” (Adams, p.14 2001, citado por Wegerich 2001). En este sentido, Wegerich (2001) señala que “dependiendo de la influencia de las élites locales en el proceso de implementación, las reformas son retrasadas, abandonadas o ajustadas en términos oficiales dentro de las reglas explícitas o no oficiales a través de una influencia no evidente” (p. 21).

Atendiendo a las motivaciones del cambio institucional, cabe señalar que otro participante fundamental es el Estado. Entre sus funciones, luego de la promoción del nuevo paradigma del Estado con el Consenso de Washington, está desarrollar un entorno institucional seguro y atractivo para la inversión privada. De acuerdo con Ayala (2002) es posible considerar al gobierno como un agente endógeno importante en las negociaciones que, a pesar de que opera con instituciones públicas, participa activamente con instituciones sociales y de mercado.

Bajo esta lógica, dicho autor opina que el proceso de identificación, selección, diseño y aplicación de instituciones es complejo en todas sus fases, involucrando una etapa de aprendizaje en donde se prueban diferentes diseños institucionales que compiten entre sí.

De hecho, este autor enfatiza que no todas las economías son capaces de adaptarse al cambio institucional al mismo ritmo pues, mientras unas pueden ser muy flexibles, otras presentarán resistencia. Asimismo, Ayala (200) considera que, las instituciones funcionan en un contexto determinado por elementos culturales, políticos y sociales que indican el funcionamiento el conjunto de las instituciones, por ejemplo, el sistema legal, los partidos políticos, etc. Esto, considera que es fundamental debido a que la eficiencia de una institución depende del entorno que la rodea, es decir, una institución que funciona

adecuadamente en un lugar, es ineficiente en otro, justamente por la calidad de las instituciones que la rodea.

En lo que respecta a las Reformas Económicas, en especial las radicales, se observa que la distribución del poder sufre una alteración implícita. Como se menciona anteriormente, entre las motivaciones que tienen los grupos de poder para emprender estas reformas, están: la obligación por parte de agentes externos de llevarlas a cabo; la necesidad de anticiparse ante la amenaza de ser desplazados por otros grupos de poder; o, un periodo de crisis que favorezca la inclusión de los intereses de otros grupos de poder, que incluso puede ser acompañado por presiones de organismos internacionales externos.

Ayala, (2002) distingue tres etapas en la implementación de reformas al Estado, de acuerdo con sus diferentes grados de dificultad: la primera que es la etapa fácil, es de redimensión del Estado, donde se plantea la reducción de su tamaño y se implementan medidas estabilizadoras, cuyos resultados son visibles en el corto plazo; la segunda, es calificada como una etapa difícil porque pretende incrementar la eficiencia del Estado al mejorar la calidad de su administración y la provisión de bienes y servicios, para ello, entre sus requisitos se encuentra el rediseño institucional, surtiendo efectos en el mediano plazo; y, la etapa más compleja que es la reforma al Estado y al mercado, cuya duración es larga e involucra aumentos en la competencia, la eficiencia y la productividad, dando resultados en el largo plazo.

Dentro de la implementación de Reformas Estructurales Ayala (2002) considera que la Reforma de corte Institucional, es una de las fases más complejas pues, requiere que haya suficientes incentivos para propiciar un ambiente de coordinación de decisiones entre agentes, donde es necesario que haya una nueva red de instituciones y organismos públicos. Precisamente, el éxito de las Reformas Estructurales recae mucho en la buena coordinación y efectividad en el funcionamiento del acomodo institucional, el cual es el objetivo de estudio de este trabajo.

## **Panorama de esta Investigación**

El análisis de las iniciativas de Reforma desde el punto de vista de corriente institucionalista, ha sido trabajado por investigadores del área de política energética en diferentes países, tales como: Pakistán, Australia, Chile, Estados Unidos, Reino Unido, Uganda, Nepal, entre otros. Los trabajos revisados toman como punto de partida el cumplimiento parcial de los objetivos planteados en las reformas que modificaron sustancialmente el funcionamiento del sector y que, como común denominador, plantearon transitar hacia esquemas de mercado con mayor apertura. Para ello, la mayor parte de los trabajos revisados utilizaron metodologías relacionadas con el enfoque del cambio institucional y el método de análisis propuesto por Elinor Ostrom “Institutional Analysis and Development framework (IAD)”, el cual no se considera en este trabajo.

A nivel nacional, y concretamente a nivel licenciatura se han hecho estudios relacionados con diferentes aspectos, por ejemplo, el TLCAN en “La apertura de la industria eléctrica de México: la situación en el marco del TLCAN y el alcance económico de la actual Reforma Energética” (Hernández, 2018). No obstante, la mayor parte de los trabajos dedicados al análisis de la Reforma Energética se centran en el sector de hidrocarburos y Pemex; de ahí que, este trabajo busque analizar los efectos de esta reforma para el sector eléctrico, el cual no ha tenido tanta atención como el de hidrocarburos.

# Capítulo 1. Historia de la Industria Eléctrica en México

## Introducción

Un elemento fundamental para analizar desde el punto de vista institucional los resultados de la Reforma al Sector Eléctrico promovida en 2013, es la evolución histórica del sector; la cual, es el objeto de este capítulo. Para ello, esta sección histórica se divide en seis apartados, los cuales son: los Inicios de la Industria Eléctrica en México, el proceso de nacionalización de la Industria Eléctrica, las Reformas y modificaciones de los años setenta, las Reformas en los años ochenta, las Reformas de los años noventa y el TLCAN; y, la situación del sector en años recientes.

### 1.1 Inicios de la Industria eléctrica en México

A principios del siglo XIX, las fuentes más comunes para producir energía eléctrica fueron: la potencia animal, los dispositivos hidráulicos y la energía calorífica de la biomasa (es decir, la quema de madera). A mediados de este siglo, el carbón ya se había perfilado como una de las principales fuentes; aun así, la madera seguía siendo la fuente más utilizada. No fue hasta el periodo que comprende entre 1870 y 1910, que el carbón fue la fuente de energía primaria más utilizada a nivel mundial. Luego, en el siglo XX el carbón fue paulatinamente desplazado por el petróleo, el cual fue considerado como el principal energético en el mundo más o menos hacia 1950.

En México, la instalación y puesta en marcha de la primera planta termoeléctrica del país en 1879 para abastecer la fábrica textil de Hayser y Portillo “La Americana” en León Guanajuato, fue el hecho que marcó el inicio de la historia de la Industria eléctrica<sup>7</sup>. Poco después, en 1880 se instalaron focos de arco para alumbrar parte de las calles del centro; luego, en 1881 se instalaron las primeras lámparas incandescentes que producían electricidad por medio de aceite para el alumbrado público. Ocho años más tarde, inició operaciones la primera planta hidroeléctrica en Batopilas, Chihuahua; cuyo fin fue abastecer a la actividad minera.

---

<sup>7</sup> Anteriormente la gente utilizaba otras fuentes para alumbrar como el cebo.

De este modo, el crecimiento económico durante el Porfiriato dio paso a que la energía eléctrica se utilizara como fuerza motriz tanto en la industria minera como en la textil, además de dotar de electricidad a los principales servicios públicos. En 1889 el Ministerio de Fomento elaboró una estadística de las plantas y sistemas generadores de energía eléctrica, “la capacidad total instalada en el país era de 837.89 kW en 60 plantas, sólo el 9.51% era de origen hidráulico; el resto térmico. Además, el 71.56% de esa potencia instalada se destinaba a servicios públicos y sólo el 28.44% a privados; en ese momento se contaba con 2,054 focos en alumbrado público” (Rodríguez, p. 157-158 1952, citado por De la Garza 1994). A su vez, la mayor parte de la potencia instalada se concentró en la zona centro con 81.31%, seguido de las zonas norte y del Golfo que en promedio representaban cada una el 7%, y por último el pacífico norte y sur, que juntas abarcaron alrededor del 4%, véase cuadro 1.1.

**Cuadro 1.1**  
**Potencia Eléctrica instalada en México en 1889**

<b>Zonas</b>	<b>KW instalados</b>	<b>Porcentaje del total</b>
Norte	65.52	7.85
Golfo	53.7	6.42
Pacífico Norte	17.47	2.08
Pacífico Sur	19.5	2.34
Centro	681.7	81.31

**Fuente:** Tomado de Rafael Arispe, El alumbrado público en la ciudad de México, Tip. Y Lit. La europea, México, 1990, en (De la Garza, 1994 p.19).

Cabe señalar que, durante estos años la instalación de plantas productoras estuvo a cargo de empresas privadas que en su mayor parte se constituyeron con capital extranjero. Dichas empresas se encargaron de abastecer tanto a consumidores públicos como privados mediante la obtención de concesiones a bajo costo, surtiendo muchas veces

primero la cantidad de kilowatts (Kw) que requerían y vendiendo únicamente sus excedentes a otros consumidores.

Poco a poco creció la demanda del mercado al grado que desde 1887 a 1911 se instalaron más de 100 empresas productoras de luz y fuerza motriz. Algunas de las más importantes en aquella época fueron: Mexican Light and Power Company Limited, Puebla Light and Power Company, Chapala Hydroelectric and Irrigation Company, Guanajuato Power and Electric Company y Río Conchos Electric Power and Irrigation Company. No obstante, las principales eran: Mexican Light and Power, American and Foreign Power y la Compañía Eléctrica de Chapala. De éstas, la Mexican Light and Power Company Limited que fue creada en Toronto y que llegó a México en 1903, se convirtió con el tiempo en un agente privado que ejerció un control significativo del mercado y de empresas de menor tamaño en la zona centro del país.

A pesar de los estragos causados por la revolución, a mediados de los años veinte “la Mexican y sus subsidiarias contaban con 50,748 kW; la Compañía guanajuatense y sus subsidiarias, 14,920 kW; la Compañía de Tranvías, Luz y Fuerza de Puebla S.A. operaba con 15,218.4 kW; y la Compañía Eléctrica de Chapala, S.A. con 4,476 kW” (Reséndiz, 1994 p. 113).

Este esquema fue favorable debido a que el capital privado invirtió en sistemas de generación e instalación de plantas que propiciaron la extensión de este servicio en varias partes del país; así como, el progreso de la infraestructura y el crecimiento económico durante el Porfiriato. Sin embargo, poco a poco el poder de mercado de las empresas líderes y la falta de uniformidad en la fijación de tarifas y de condiciones con las que se brindaba el servicio provocó descontento en los consumidores.

San Luis Potosí fue el primer Estado en donde se manifestó la primera organización de consumidores para la reducción tarifaria y la modificación de franquicias municipales de las empresas. Más tarde, estos sucesos continuaron ocurriendo en otras entidades como Veracruz, Puebla, Tampico y Toluca; sin embargo, en la capital no se presentaron agitaciones en estos años. Ante esto, en 1917 por medio de una iniciativa impulsada por Venustiano Carranza se creó el Departamento de Pesas y Medidas para dar un orden al

descontrol en los aparatos de medición de consumo de energía eléctrica. Otro problema fue que varias partes del país no estaban electrificadas, en especial las zonas rurales, porque para las empresas privadas, que fueron las que llevaron a cabo los proyectos de instalación de plantas, no era rentable cubrir esas zonas del país.

Ante esta situación, el gobierno implementó una serie de medidas regulatorias con el fin de establecer un control más adecuado del sector, entre las que destacaron:

- El 11 de mayo de 1920, se federalizó la reglamentación, regulación, y vigilancia de la generación de energía eléctrica.
- En 1922, inició labores la Comisión para el Fomento y Control de la Iniciativa de Generación de Fuerza que dependía de las Secretaría de Agricultura e Industria. Entre las funciones más importantes que desempeñó estuvo dictaminar las nuevas tarifas que actualizaban las empresas.
- En abril de 1926, se fundó la Comisión Nacional de Fuerza Motriz, esto como parte de una reestructuración a la Comisión para el Fomento y Control de la Iniciativa de Generación de Fuerza.
- En mayo de 1926, se creó el Código Nacional Eléctrico, el cual federalizó la reglamentación, regulación y vigencia de la generación de energía eléctrica. Desde ese momento, el gobierno federal tuvo la facultad de ejercer un control sobre las concesiones.

Para implementar este Código, se reformó el artículo 73 de la Constitución<sup>8</sup>, por lo cual el Congreso de la Unión tuvo la facultad para legislar en materia eléctrica por ser un asunto de utilidad pública; determinando que el Poder Federal tenía exclusiva jurisdicción en la generación de energía eléctrica por medios industriales; en los requisitos técnicos en materia de instalaciones; así como, para la generación, transformación, transmisión, distribución y uso de la energía. Además, de acuerdo con Reséndiz (1994) con este cambio

---

<sup>8</sup> Reséndiz (comp.) 1994 pág. 49, sólo se hace referencia al orden legal que se incluye en el sector en las fracciones X y XXIX apartado 5º inciso a) donde se faculta al Congreso de la Unión para legislar en toda la República en materia de energía eléctrica y fue la base de la anterior Ley del Servicio Público de Energía Eléctrico. No obstante, en el artículo 73 de la Constitución, los documentos del DOF en línea no especifican la fecha exacta de esta reforma o adición a la Constitución.

se regularon las tarifas y se obligó a las empresas generadoras a firmar contratos de suministro con los consumidores. De igual forma, se debían supervisar las concesiones cada dos años, pudiendo ser suspendidas cuando no cumplieran con los criterios establecidos. Finalmente, en 1928 se reglamentó este código, esto significó que oficialmente empezó a ser de competencia federal la vigilancia y el control de las instalaciones de las compañías, así como, la regulación y la fijación de tarifas en las concesiones.

Por otro lado, con el fin de monitorear el comportamiento del sector y ejercer la función del Estado como rector, “la Secretaría de Industria, Comercio y Trabajo realizó un censo en 1926 en el que se encontró que la capacidad instalada era de 392,396 kW; de los cuales, el 70% se empleaba en servicios públicos y el 30% restante en empresas” (De la Garza, 1994 p. 50). En este mismo año, la fuente hidráulica rebasaba a la térmica, correspondiendo a la primera el 63.3% de la energía eléctrica generada, revirtiendo la tendencia anterior.

Si bien, la mayoría de las plantas productoras se construyeron entre 1920 y 1925, a raíz de la crisis de los años treinta y del inicio<sup>9</sup> “del proceso de nacionalización en 1933 con la creación de la CFE, hecho que se abordará con mayor detalle en el siguiente apartado, la cantidad de empresas se redujo considerablemente al pasar de 670 en 1930 a 199 en 1935. Por otra parte, el personal ocupado total pasó de 13,301 a sólo 7,527 empleados, respectivamente” (De la Garza, 1994 p.51).

Haciendo un recuento de la capacidad instalada de las principales fuentes de generación de energía eléctrica hasta antes de la nacionalización de la industria eléctrica, la proporción de la capacidad de generación termoeléctrica era casi diez veces más que la capacidad de generación hidroeléctrica a principios de la última década del siglo XIX, como se observa en el siguiente cuadro.

---

<sup>9</sup> Se enfatiza en que en este año fue el comienzo de este proceso que no fue oficialmente un hecho sino hasta 1960.

**Cuadro 1.2**  
**Capacidad Instalada por fuente de generación (varios años)**  
**(KW)**

<b>Año</b>	<b>Capacidad hidroeléctrica (a)</b>	<b>Capacidad termoeléctrica (b)</b>	<b>Relación entre (b)/(a)</b>
1889 <sup>c</sup>	79.68	758.21	9.52
1899 <sup>c</sup>	12,043.06	18,995.76	1.58
1926 <sup>d</sup>	248,386.67	144,009.33	0.58
1930 <sup>e</sup>	315,682.86	159,743.14	0.51
1933 <sup>f</sup>	335,165.49	207,788.49	0.62
1936 <sup>f</sup>	371,979.04	257,001.42	0.69
1937 <sup>g</sup>	488,610.50	265,484.45	0.54

c. Secretaría de Fomento, Best (1889) Arizpe (1990a y 1990b)

d. Comisión Nacional de Fuerza Motriz, 1926

e. Secretaría de Industria y Comercio, años señalados.

f. Departamento de Medidas y Control de la Industria Eléctrica de la Secretaría de Economía Nacional, 1933 y 1936. (A partir de este año los datos están encadenados a las Estadísticas de la Comisión Federal de Electricidad 1933).

g. Elaboración propia

**Fuente:** Tomado de Solis, p. 23-26 de enero 2012.

Asimismo, en los años previos a la nacionalización y a principios del siglo XX la capacidad instalada de energía hidroeléctrica superaba a la capacidad termoeléctrica. De hecho, a partir de 1926, la capacidad termoeléctrica representó el 58% de la capacidad hidroeléctrica y de ahí, la proporción se mantuvo entre el 50% y 60%. En años posteriores, debido al proyecto de electrificación nacional iniciado con la nacionalización de la industria eléctrica; así como, los avances que se fueron dando en el desarrollo económico industrial y el aumento sustancial en la cobertura de este servicio para la población, esta tendencia se revirtió.

En lo relativo al acomodo institucional, a principios de 1930 se centralizaron las concesiones para el uso de aguas dentro del territorio federal, quedando a cargo de éstas el gobierno federal; además, a finales de 1931 se creó la Ley de Impuesto Sobre las Empresas Eléctricas, la cual consistió en gravar la generación de energía que rebasara los 50 kw. Un año más tarde, para atender a las diferentes organizaciones de consumidores inconformes, se formó la Confederación Nacional Defensora de los Servicios Públicos (CNDSP), la cual

agrupó para su defensa a los tres tipos de consumidores: industriales, comerciales y domésticos.

## **1.2 El proceso de nacionalización de la Industria Eléctrica**

Con el referéndum enviado al presidente Plutarco Elías Calles inspirado en la Conferencia Nacional de Defensa de los Servicios Públicos llevada a cabo en julio de 1933, se presentó el Primer Plan Sexenal en México que incluyó un apartado sobre el sector eléctrico. En éste se consideraban los siguientes aspectos: el precio de la energía eléctrica tenía que ser bajo para fomentar el desarrollo de las actividades agrícola e industrial; se sustentaría las bases para el desarrollo de un sistema de distribución que permitiera la creación de núcleos regionales de productores, se promovió el control de las concesiones por parte del Estado; así como, la creación de un sistema nacional capaz de proporcionar los servicios de generación, transmisión y distribución al integrar empresas semioficiales<sup>10</sup> y cooperativas de consumidores.

Con este hecho se sentaron las primeras bases del proceso de nacionalización, para ello se reformó nuevamente el artículo 73 de la Constitución, lo que permitió la federalización de la industria eléctrica (incluyendo las plantas termoeléctricas); de este modo el 29 de diciembre de 1933 el ejecutivo federal tuvo las facultades para crear la CFE, que comenzaría a operar formalmente hasta el 14 de agosto de 1937. Es importante destacar que de acuerdo con Reséndiz (1994) hasta antes de 1934, a pesar de que existía un Código Nacional Eléctrico, legalmente no había un orden capaz de homologar el nivel estatal con el federal a excepción de la Ley de Aguas, emitida para el aprovechamiento de este recurso.

A la par de la creación de CFE, se discutía la Ley de la Industria Eléctrica, la cual fue expedida el 31 de diciembre de 1938, publicada en el DOF el 11 de febrero de 1939 y reemplazó al Código Nacional Eléctrico. Esta ley tuvo como cometido regular la generación de energía eléctrica, transformación, transmisión y distribución, importación, exportación, usos y compra-venta; aplicar medidas tendientes al desarrollo de esta industria; y emitir los requisitos para dar autorización de participar en este sector; así como el otorgamiento de concesiones y permisos.

---

<sup>10</sup> Son empresas en donde el régimen de propiedad es mixto.

Esto significó un cambio importante, debido a que anteriormente la industria eléctrica no era considerada por la Constitución como un sector de orden federal. A su vez, esta ley se coordinó con la recién creada CFE y el Departamento de Medidas y Control Eléctrico y para el 31 de diciembre de 1941 se reformó para hacer reversibles los bienes de las concesiones a la fecha de su finalización. No obstante, la CFE tenía que llevar a cabo el mismo proceso que cualquier otra empresa particular para abastecer energía eléctrica. En la cuestión tarifaria “se establecieron las primeras tarifas nacionales, determinadas sobre bases de igualdad para la misma categoría de usuarios, sustituyendo a los 168 juegos de tarifas que se aplicaban en todo el país” (Cámara de Diputados, 1999 p. 16).

Además, la venta de energía se llevó a cabo bajo el nivel tarifario y contratos controlados por la Secretaría de Economía Nacional. Esta ley, fungió como el marco legal básico del sector desde 1940, en que se completó formalmente, hasta que la nacionalización fue un hecho en 1960.

Paralelamente a esta Ley, se decretó la del Impuesto sobre el Consumo de Energía Eléctrica, e incluso se creó el Banco de la Industria Eléctrica S.A. para el financiamiento y operaciones bancarias diversas para impulsar el desarrollo del sector, en lo que estuvo incluido el programa de electrificación nacional de la recién creada CFE<sup>11</sup>.

La CFE en su creación estableció como objetivo organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, basada en principios técnicos y económicos, sin propósitos de lucro y con la finalidad de obtener, con un costo mínimo, el mayor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales; mismo que en la actualidad cambia su perspectiva para dar prioridad al desarrollo de actividades empresariales, económicas e industriales para generarle rentabilidad al Estado e incluye la sustentabilidad y responsabilidad social como metas. Legalmente se constituyó como un organismo descentralizado del Estado bajo la figura de empresa paraestatal con autonomía de gestión, limitada por la legislación y control del gasto público federal.

---

<sup>11</sup> El apoyo otorgado por este Banco a dicho programa tuvo una duración de treinta años y un capital de diez millones de pesos.

Esto significó un cambio en el rol del Estado, pues mediante este proceso se le otorgó la función de regular la generación y distribución de energía eléctrica. Dicho de otro modo, a partir de este momento el abastecimiento de energía fue reconocido como un servicio público, en el que operaría un sistema de concesiones restringido a agentes nacionales, donde se obligaba a los concesionarios privados a prestar sus servicios de forma regular, esto con el objetivo de emprender la creación de un sistema de electrificación nacional. A la par, el gobierno federal sentó las bases para la creación de Pemex, pensada como una empresa capaz de encargarse la explotación petrolera, que desde ese momento empezó a cobrar una gran relevancia en los ingresos estatales.

Durante los primeros años de la CFE, la inversión pública destinada a esta empresa se enfocó en cubrir el crecimiento de la demanda, aumentando para ello la potencia instalada. De acuerdo con Reséndiz (1994) “el Departamento de Control de la Industria Eléctrica de la Secretaría de Economía Nacional, en 1933 la potencia instalada de la industria fue de 542,953.28 kW, de los cuales 61.73% eran de origen hidráulico, además se encontraban operando 899 plantas”. Por otro lado, De la Garza (1994) señala que “el capital extranjero invertido en esta rama en 1935 ascendió a \$375,015,915; de los cuales, \$145,167,078 correspondían a capitales ingleses, \$19,019,558 a mexicanos, \$10,987,643 a estadounidenses, y el resto a otras nacionalidades” (p. 51).

Retomando el ámbito político, con la entrada al poder del presidente Lázaro Cárdenas, inició una nueva etapa en la economía mexicana denominada “cardenismo”; caracterizada por la intervención del Estado en la economía. Cabe señalar que bajo esta lógica se consideraba que el proceso de electrificación del país era necesario para el desarrollo de las actividades económicas en su conjunto, además de que el Plan Sexenal planteaba que la energía eléctrica era de interés social puesto que debía satisfacer una demanda agregada de consumo masivo.

Entre 1937 y 1942, la tasa de crecimiento anual de producción de energía eléctrica fue de 9%, debido al aumento de los factores de utilización<sup>12</sup>, del poco equipo existente y a la

---

<sup>12</sup> El factor de utilización de un sistema de distribución es la relación entre demanda máxima y la carga total conectada. En otras palabras, establece qué porcentaje de la capacidad del sistema de distribución está siendo utilizado durante el pico de carga. Recuperado de (Luna, 2011)

contribución de la producción de las empresas privadas. Ante esto, en 1944 la CFE dio inicio a una nueva generación de potencia hidroeléctrica con la construcción de la planta de Ixtapantongo que tenía una capacidad productiva mayor a las anteriores superando a la primera planta de tamaño medio que fue la de Necaxa. La planta de Ixtapantongo fue puesta en marcha el 30 de agosto de 1944, con una capacidad instalada de 28,000 kW, y tuvo como función destinar su producción a la zona centro del país.

Luego de haber experimentado mermas en la inversión privada a principios de la década de 1940 a causa de las medidas de finales de los años treinta; la inversión pública tuvo como prioridad cubrir nuevamente la demanda; y, a partir de los años cincuenta hubo una normalización gradual del servicio de abastecimiento de energía eléctrica. Para ello se fomentó la fabricación de equipo técnico a nivel nacional, a continuación, se muestra un cuadro en donde se mencionan algunas de las empresas nacionales que contribuyeron a la fabricación de piezas y máquinas.

**Cuadro 1.3  
Fabricación de Equipo por empresas nacionales**

<b>Empresas</b>	<b>Participación</b>
Cerrey	En la fabricación de generadores de vapor.
Turalmex y Teisa	En fabricación de componentes de turbinas de vapor y turbogeneradores.
Industrial Torres y Marmex	Empresa especializada en la fabricación e instalación de torres de enfriamiento
Megatek	En la construcción de generadores eléctricos, maquinado, embobinado, ensamblaje, entre otros.
Industrias IEM	Proyecto de fábrica de transformadores de potencia.
Ferranti Packard	Proyecto de fábrica de transformadores de potencia en Guanajuato.
Prolec	Proyecto de fábrica de transformadores de potencia en Monterrey.

**Fuente:** Elaboración propia con base en datos de Reséndiz 1994 (p. 220-239). \*Los años comprenden la época posterior al cardenismo entre 1940 y 1960).

Esto ocurrió una vez establecidos acuerdos y compras de acciones a las empresas que operaban en el sector; además, se invirtió en el desarrollo tecnológico mediante la integración de proyectos de la CFE en conjunto con el sector privado y la puesta en marcha

de programas. Esto último se dio paralelamente con la inversión en la construcción y mantenimiento de las instalaciones por parte de otras empresas productoras; cuyo fin último fue la creación de un sistema interconectado nacional. Esto fue posible también porque en 1949 se le dio a la CFE mayor libertad para ejercer sus funciones; ya que, por decreto pasó a ser un organismo descentralizado. Haciendo un breve paréntesis, no fue hasta 1986 que “se logró una integración nacional superior a 70% en todos los equipos usados para generar, transformar, transmitir y distribuir energía eléctrica” (Reséndiz 1994 p. 221).

No obstante, el proceso encaminado hacia la nacionalización fue bastante costoso; ya que, por un lado, “la inversión pública en este sector pasó de 59 millones de pesos promedio anuales en el quinquenio 1940-1944, a 684 millones de 1950 a 1,954 en pesos de 1970” (De la Garza, 1994 p. 286); es decir, la inversión fue casi 11 veces mayor en el segundo quinquenio. Aunado a esto, el Estado poco a poco compró las acciones de los socios de las empresas privadas; no obstante, con esto también adquirió su deuda, misma que se tradujo en una deuda interna y externa, siendo estos pasivos no sólo financieros sino también laborales.

El financiamiento a “las empresas privadas se componía de las aportaciones del Gobierno Federal que llegaron a representar el 46%, los empréstitos internos 7%, los empréstitos externos 30% con mediación de Nacional Financiera (NAFINSA) y la CFE; y, el resto por medio de recursos propios” (Martínez G. , 1960 p. 205). A su vez, la CFE obtuvo los recursos suficientes mediante las aportaciones del Gobierno Federal, las cuales se obtenían a partir de un impuesto del 10% sobre el consumo de energía eléctrica; recursos propios; y la emisión de empréstitos internos y externos (con garantía del Gobierno Federal e intermediados por NAFINSA). Esto fue favorable para el sector, debido a que de 1945 a 1955 se dio el mayor crecimiento en la inversión, capacidad instalada y capital fijo, registrado hasta ese entonces.

Para 1950, la CFE ocupó el 2º lugar como empresa productora de energía eléctrica del país, pues además del favorable flujo de inversión, durante la década se inauguraron muchas plantas eléctricas. No obstante, a pesar de esto, el crecimiento de la capacidad instalada cesó ocasionando un estancamiento en el crecimiento del sector con respecto al de la economía nacional pues, “la relación de PIB-eléctrico/PIB-total creció hasta 1950 al

0.91%, casi no varió en 1955 (0.93%) y disminuyó nuevamente en 1960 al 0.91%” (De la Garza, 1994 p.136).

A finales de la década, debido a la contraposición de intereses que existían entre la postura del desarrollo del país y la de las empresas privadas; el Estado optó por formalizar la nacionalización del sector y en 1960 se excluyó el derecho a otorgar concesiones<sup>13</sup> a particulares y a la eliminación de las que se habían otorgado previamente, por medio de un decreto publicado en el DOF el 23 de diciembre de 1960. De esta manera, se formalizó en términos jurídicos la nacionalización de la industria eléctrica con la modificación al artículo 27 de la Constitución, la cual dictó que desde ese momento era función exclusiva del Estado generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer la energía eléctrica que tuviera como finalidad la prestación de un servicio público, por lo que no se darían más concesiones a los particulares y la Nación debía aprovechar los bienes y recursos naturales requeridos para cumplir este cometido.

Si bien, desde los años treinta con la creación de la CFE y la concentración gradual de la función de generar y distribuir energía eléctrica en dicha empresa fueron elementos que establecieron las bases de la nacionalización, cabe mencionar que, hasta antes de 1960 se mantenía el debate de si era la mejor opción nacionalizar o no la industria eléctrica, al final dominó la necesidad de establecer un sistema nacional de abastecimiento de energía.

Simultáneamente, “el presidente Adolfo López Mateos anunció la compra de las acciones de las compañías dominantes en la zona centro del país: la Mexican Light and Power Company Limited, la American and Foreign Power Company y de la Compañía Eléctrica de Chapala en el Occidente; lo que incluyó a las pequeñas empresas que pertenecían a éstas. Luego, se fusionaron la American and Foreign Power Company y la Cia. Eléctrica de Chapala con CFE”<sup>14</sup>. Además, se creó “la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz S.A que se encargó de dar servicio a la capital, el Estado de México, Puebla, Michoacán,

---

<sup>13</sup> Con dicho decreto se adicionó el párrafo VI del artículo 27 constitucional, reservando exclusivamente a la nación, la generación, conducción, transformación, distribución y abastecimiento de energía eléctrica, que tuviese por objeto la prestación del servicio público. Recuperado de (Iglesias, 1997).

<sup>14</sup> En el caso de la Mexican Light and Power, sólo fue posible adquirir el 92% de las acciones. El resto quedó en manos de minorías accionarias que decidieron no enajenarlas lo que impidió su liquidación. Recuperado de (PUED, 2015)

Hidalgo y Morelos. Tres años más tarde cambió su nombre por Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A”.<sup>15</sup>

Por otro lado, en la parte técnica de la creación del sistema nacional de abastecimiento, la multiplicidad de frecuencias con las que operaban las distintas plantas fue un obstáculo. En ese entonces, la actividad se dividía en tres zonas de abastecimiento: la zona norte, centro-sur y central. De acuerdo con datos para “1960 de la CFE, la primera representaba el 20.5% de la potencia instalada, la centro-sur el 31.5% y la central 48%. De éstas, las primeras dos zonas trabajaban con una frecuencia de 60 Hz y la central con 50 Hz”.<sup>16</sup>

En cuanto a la creación de instituciones dedicadas a la investigación, se creó el Instituto de Investigaciones de la Industria Eléctrica (IIIE) en 1965, como respuesta a las necesidades de unificar el sector y realizar investigaciones dedicadas al desarrollo tecnológico. Cabe señalar que, en otras partes del mundo ya se preveía la creación de este tipo de instituciones, por ejemplo: en Japón el *Central Research Institute of Electric Power Industry* (CRIEPI) fundado en 1951, en Italia el *Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano* (CESI) fundado en 1956, en Inglaterra el *Central Electricity Generating Board* (CEGB) fundado en 1957; y, en Canadá el *Institut de Recherche d’Hydro-Québec* (IREQ) fue creado en 1967<sup>17</sup>.

Con la nacionalización, el sector transitó hacia una etapa en la que le fue posible la interconexión de todo el sistema bajo una administración unificada, dejando atrás los problemas que persistían cuando en la industria operaban sólo agentes privados. Además, de que se automatizaron en distintos niveles las centrales y subestaciones eléctricas a lo largo del país.<sup>18</sup>

---

<sup>15</sup> En 1967, la Industrial Eléctrica Mexicana S.A. de C.V. así como 18 empresas de menor magnitud fueron incorporadas a la CFE mediante su disolución y liquidación y Mex-Light sustituyó a sus directivos por funcionarios del gobierno federal, más tarde en 1963, cambió su razón social pasando a ser la Compañía de Luz y Fuerza del Centro S.A (Reséndiz, 1994 p. 30-31).

<sup>16</sup> El criterio para decidir sobre qué frecuencia se unificaría el sistema se llevó a cabo un análisis de costos y alternativas promovido por la CFE y la Comisión de Luz y Fuerza del Centro (CLyFC). De acuerdo con este estudio efectuado en 1968 por Bechtel Corporation, corporación que presentó estudios de unificación en algunas áreas de Estados Unidos, se concluyó que la conversión de 60 a 50 ciclos costaría 1,501 millones de pesos, y de 50 a 60 ciclos 995 millones de pesos. Recuperado de (Reséndiz, 1994 p. 31).

<sup>17</sup> Para mayor información acerca de la historia del IIIE, consultar en (Gobierno de México, INEEL, 2018)

<sup>18</sup> La interconexión de los sistemas eléctricos propició el uso de unidades de potencia cada vez mayor con las consiguientes economías de escala, abatiendo costos de inversión y de operación,

### 1.3 Reformas y modificaciones de los años setenta

El contexto internacional incidió nuevamente de forma negativa con la crisis internacional que se gestó durante los años setenta, época en la que pasada la etapa del desarrollo estabilizador (1954-1970), el aparente aumento del precio internacional del petróleo mexicano generó a partir de la política de exportación masiva del crudo<sup>19</sup>, una alta dependencia de la economía mexicana en sus recursos petroleros, lo que le hizo entrar en un periodo de inestabilidad<sup>20</sup>.

Bajo esta lógica, se implementaron dos estrategias de desarrollo distintas. La primera, de 1970-1976 se conoce como el Desarrollo Compartido, mediante el cual Luis Echeverría buscaba que la situación del país mejorara a partir de un crecimiento económico tendiente a lograr una mejor distribución del ingreso; sin embargo, fue un intento fallido debido a que pretendió distribuir el ingreso nacional principalmente por medio de subsidios, sin un crecimiento económico sólido, ni una base fiscal fuerte; por lo cual, la vía del crédito externo a la que recurrió elevó los problemas económicos del país.

La segunda fue la Alianza para la Producción y la impulsó José López Portillo, ex director de la CFE. López Portillo proclamó erróneamente que estaba ante una administración de la abundancia, pues los precios del crudo eran altos y las exportaciones generaron ingresos al país; no obstante, en la siguiente década la tendencia al alza se revirtió a partir de 1982 donde el precio alcanzó uno de sus puntos más altos, pues en estos años se había generado una dinámica en la que se dio el fenómeno de reciclaje de petrodólares en el

---

reduciendo al mismo tiempo las necesidades de reserva para mantenimiento o falla del equipo, antes no interconectado, y haciendo más confiable el suministro, con mejores rendimientos. Para más información véase en (NAFINSA, 1962)

<sup>19</sup> En 1974 inició esta apertura, en términos absolutos las exportaciones petroleras totales en 1974 ascendieron a 448.6 millones de pesos y el siguiente año fueron casi cuatro veces mayores con 1,668.2 millones de pesos. Otro punto de comparación es la composición de las exportaciones del país; ya que, en 1970 las petroleras sólo representaban el 3.1% pero para 1978 ya era el 31% y la tendencia siguió al alza. Véase en (PEMEX), y (BANXICO).

<sup>20</sup> La economía mexicana fue cada vez más dependiente de los precios del crudo y sus fluctuaciones. En 1970 el precio por barril fue de 4 dólares, al término del periodo de Echeverría se ubicó en 12.80 dólares por barril, en 1980 alcanzó los 37 dólares por barril y en 1998 10 dólares por barril. Para más información véase (Colmenares, septiembre-diciembre 2008).

mercado internacional<sup>21</sup>. También estaba cambiando la estructura de la composición de la deuda externa de los países latinoamericanos, de los cuáles los mayores tenedores fueron Brasil y México<sup>22</sup>.

En el caso concreto de México, como puede observarse en el cuadro 2, el nivel de deuda total del sector público y el del sector energético, tuvieron un comportamiento similar y se elevaron durante esta década, sobre todo en el periodo de Echeverría. En el caso del sector eléctrico la tendencia no fue tan similar, las tasas de crecimiento más altas fueron en 1972 (137%), 1974 (100.71%) y 1978 (129.57%), ante la necesidad de expandir el proyecto de electrificación nacional.

---

<sup>21</sup> “Este reciclaje se dio a través de dos canales: el comercial, vía mayores importaciones, y el financiero, a través de un aumento de los activos netos de estos países en el resto del mundo. Durante el aumento de precios de 1973 –y en menor medida en 1979–, los recursos adicionales por exportaciones de crudo se reciclaron principalmente a través del sector financiero, contribuyendo a la expansión de los entonces llamados euromercados y al aumento del crédito a las principales economías emergentes, lo cual desembocó finalmente en la crisis de la deuda de inicios de la década de los años ochenta”. (Ruiz, 2006 p. 5)

<sup>22</sup> La deuda en los países latinoamericanos creció significativamente en los años setenta. Cabe señalar que hacia la década de los setenta, los principales acreedores fueron los organismos multilaterales, y que durante esa década se modificó de tal forma que para la década siguiente el sector financiero internacional fue el de mayor peso. En ese entonces entre sus principales acreedores estuvo el mercado interbancario de eurodivisas, el cual creció durante los setenta a raíz del reciclaje de petrodólares. En el caso de México en 1971, el nivel de deuda externa con organismos internacionales ascendió al 40.1% y la contraída con el mercado financiero a 50.4%; en tanto que para 1981 fue del 13.3% y 80.6% respectivamente. Además, del crecimiento atribuido a la inversión en infraestructura, México entró a la dinámica del endeudamiento para el pago de su misma deuda acumulada. Para más información véase (Correa, 1984).

**Cuadro 1.4**  
**Incremento neto de la deuda externa**  
**(Millones de dólares)**

<b>Año</b>	<b>Sector Público</b>	<b>Sector Energético</b>	<b>Sector Eléctrico</b>	<b>Tasa de crecimiento de la deuda sector eléctrico %</b>
1971	283	135	66	-
1972	519	138	157	137.88
1973	2,007	519	281	78.98
1974	2,904	762	564	100.71
1975	4,474	1,531	724	28.37
1976	5,151	971	482	-33.43
1977	3,312	1,287	470	-2.49
1978	3,352	2,363	1,079	129.57
1979	3,493	2,490	1,010	-6.39
1980	4,056	2,803	981	-2.87
1981	19,148	9,274	1,421	44.85

**Fuente:** Elaboración propia con datos del sexto informe de gobierno, Anexo histórico A. López Portillo (1982).

Continuando, a partir de 1973 se modificó el nivel tarifario mantenido durante 20 años, aumentando el monto de las tarifas eléctricas con el objetivo de equiparar el precio medio con el costo medio de generación, debido a que las empresas públicas trabajaban mediante una estructura definida de subsidios, lo cual originó una brecha entre costos e ingresos afectando la estructura interna de las empresas públicas.

En lo referente a su funcionamiento, desde la puesta en marcha de la nacionalización, el Estado pretendió la fusión de ambas en la CFE, intento que fue bloqueado por el Sindicato de Trabajadores de México (SME) que en parte se negaba a pertenecer al Sindicato Único de los Trabajadores Electricistas de la República Mexicana (SUTERM). Empero, por el decreto presidencial del 13 de diciembre de 1974, se dictó la disolución de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A. y sus asociadas para unir esta empresa a la CFE, pero este intento fue frustrado años más tarde.

A finales de 1974, el presidente Luis Echeverría instó a la reforma del artículo 27 constitucional para hacer de derecho exclusivo a la Nación, el aprovechamiento de los materiales radioactivos y combustibles nucleares que son insumos básicos en la producción de energía atómica. De igual manera, con el fin de continuar la integración de la industria eléctrica, se decretó la disolución y liquidación de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro y sus subsidiarias.

En el ámbito regulatorio, la Reforma de 1975 sustituyó la hasta entonces vigente Ley de la Industria Eléctrica y el decreto de 1949 referente al funcionamiento de la CFE, por la Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica que instó a que el artículo 27 de la carta magna dijera explícitamente que era de competencia de la nación la generación, conducción, transformación, distribución y abastecimiento de la energía eléctrica que tuviera como objetivo la prestación de un servicio público, añadiendo que estaba permitida la inversión privada en generación de energía eléctrica bajo la solicitud de un permiso previo para autoabastecimiento sin que esta modalidad fuera un servicio público. De hecho, con esta modificación, el servicio eléctrico se consolidó exclusivamente en la CFE.

En este mismo año, el IIIE pasó a ser el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), el cual aumentó su injerencia, pues a finales de su primera década empleaba alrededor de 250 personas, llevó a cabo la construcción del simulador de la nucleoelectrónica de Laguna Verde (CNLV), también el simulador para adiestramiento de operadores de centrales termoeléctricas; el diseño de torres con retenidas; la transferencia de tecnología de la línea SAC versión IBUS-II a la empresa SINTEC del grupo ICA; y el monitoreo de contaminación de aisladores eléctricos, entre otras cosas<sup>23</sup>.

En conjunto con esta modificación legal, se dio continuidad al proceso de nacionalización, por lo que fue necesario (una vez que se dividió el territorio en zonas más específicas), implementar oficinas en donde se llevara el control del sistema, por ejemplo, la Oficina de Operación del Noreste (1962), la Oficina de Operación del Norte (1968), etc. Así, esta estructura se fue modificando gradualmente para dar paso a la creación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), que comenzó a funcionar formalmente en agosto de

---

<sup>23</sup> Recuperado del Sitio Oficial del INEEL.

1977 y que actualmente se encuentra en vigor<sup>24</sup>. En este mismo año, derivado de los efectos de la crisis, la CFE redujo costos y realizó medidas de ajuste despidiendo a 15,000 trabajadores y reubicando a más de 8,000, hecho que aumentó las tensiones entre el Estado y los sindicatos.

#### **1.4 Reformas en los años ochenta**

Una década más tarde, el país enfrentó la crisis de la deuda desatada en 1982, que se sumaba a una racha de bajos precios en el petróleo y, por ende, de los ingresos nacionales. Por este motivo a lo largo de la década se hicieron modificaciones al funcionamiento del sector. En diciembre de 1982, se dispuso modificar el artículo 28 constitucional para que la prestación del servicio público de electricidad se considerara de carácter estratégico.

En 1983, se reformó de nuevo la LSPEE para permitir no sólo que agentes privados contaran con sus propias plantas generadoras para utilizarlas en casos de emergencia; sino, además participar en la cogeneración de energía para satisfacer sus necesidades con la condición de poner sus excedentes a disposición de la CFE. De acuerdo con Cogenera México, la cogeneración es “la producción simultánea de calor útil y electricidad a partir de un mismo combustible o fuente de energía primaria (gas natural combustóleo, biogás, hidrógeno, etc.) mediante la recuperación del calor residual que es producto de la combustión en una planta generadora, el cual, de otra forma, hubiera sido liberado en el medio ambiente, desperdiciando energía disponible” (Cogenera México, 2012).

Dicha reforma también previó que las tarifas fueran aprobadas por la SHCP<sup>25</sup>. Asimismo, se estableció que la junta de gobierno de la CFE se integrase por los secretarios de la SHCP, de Comercio y Fomento Industrial de Agricultura y Recursos Hidráulicos, de Programación y Presupuesto y de Energía, Minas e Industria Paraestatal, el presidente de

---

<sup>24</sup> El CENACE funge como un organismo público descentralizado cuyo objetivo es “ejercer el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y garantizar imparcialidad en el acceso a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y a las Redes Generales de Distribución (RGD)”, recuperado de (CENACE, s.f.). Cabe señalar que el IIE participó en el desarrollo de los programas de aplicación avanzada para este centro.

<sup>25</sup> Para mayor información consultar el decreto original (DOF, 1983).

PEMEX y tres representantes de trabajadores electricistas sindicalizados; además, el director general de la CFE fue elegido por el ejecutivo federal.

Debido a esto, en 1983 el presidente Miguel de la Madrid impulsó políticas tendientes a mejorar la situación financiera del sector, para ello optó por dar continuidad a los programas de productividad de mano de obra y combustibles; mantener el incremento de las tarifas; limitar el endeudamiento del sector al 50% y sostenerlo con recursos propios y las transferencias que recibía del Gobierno Federal; y la reestructuración de sus pasivos, así como, su capitalización por parte del Gobierno Federal.

Dos años más tarde, la CFE y el gobierno convinieron que éste asumiría 360,000 millones de pesos del monto de sus pasivos, 50% en 1985, 25% en 1986 y 25% en 1987. En junio de 1985 hubo una asunción<sup>26</sup> por parte del gobierno a través del Fondo de Financiamiento del Sector Público, y se reestructuró el monto de la deuda vencida que ascendía a 7,679 millones de dólares. En agosto del siguiente año, el gobierno se responsabilizó del pago de 8,578 millones de dólares americanos deuda que la CFE contrajo con bancos e instituciones de crédito.

Asimismo, de acuerdo con Escobar y Jiménez (2009) “a consecuencia de la crisis económica de esta época, el Estado opta por reducir las inversiones en infraestructura afectando con este a distintos sectores estratégicos para la nación, como la industria eléctrica. Para compensar la falta de inversión en la década de los ochenta, se considera al ahorro de energía, como una alternativa a la política de generación. Por esta razón se crea la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE) que fue un organismo descentralizado creado mediante el acuerdo presidencial del 28 de septiembre de 1985” (Escobar, 2009 p. 2).

Pese al contexto de la crisis económica, es importante destacar que, desde el primer lustro posterior a la consolidación del proceso de nacionalización, el consumo final de energía eléctrica ha tenido una tendencia creciente, pasando del 4.11% en 1965 a 9.67% en 1990

---

<sup>26</sup> La asunción de una deuda es un concepto jurídico que alude a un mecanismo a través del cual el gobierno Federal asume como propios, para su pago, el conjunto de empréstitos de terceros a entidades de la Administración Pública Paraestatal, con el fin de sanear su estructura financiera. Recuperado de (Enciclopedia Jurídica en Línea, 2018)

como porcentaje de la energía total consumida por la población. De hecho, pese a que esta evolución pueda parecer marginal en términos absolutos, al compararse con el resto de las fuentes, encontramos que los combustibles sólidos que perdieron poco más del 50% de su participación, los productos petrolíferos aumentaron casi 20% su participación, el gas natural aumentó ligeramente más de 10%; y, la electricidad aumentó casi un 150% su participación inicial. Esto evidencia el papel preponderante que fue ocupando la energía eléctrica una vez que se inició el proyecto de la construcción de una Red Nacional capaz de acercarse con el paso de los años a la cobertura total del servicio para la población y las actividades económicas.

**Cuadro 1.5**  
**Consumo final de energía por fuentes 1965-1990**  
**(Porcentaje del total de energía consumida)**

<b>Año</b>	<b>Combustibles sólidos</b>	<b>Productos petrolíferos</b>	<b>Gas natural</b>	<b>Electricidad</b>
1965	29.55	52.09	14.24	4.11
1970	25.59	50.85	18.12	5.43
1975	20.8	56.04	16.87	6.29
1980	15.81	58.46	18.9	6.82
1985	15.14	57.4	19.38	8.08
1990	12.86	61.64	15.83	9.67

\*Los datos históricos fueron tomados de los balances nacionales de energía de varios años.  
**Fuente:** Tomado de los balances de energía de varios años en Reséndiz (1994) p. 463.

### **1.5 Reformas de los años noventa y TLCAN**

En la década de los años noventa durante la administración de Gortari, se implementaron algunas medidas con el objetivo de que la industria eléctrica saliera de un modelo de mercado cerrado, abrirlo y que se rigiera por los criterios de eficiencia económica, cumpliendo con el objetivo de mantener las finanzas públicas sanas. Para ello, se abrió paso a la inversión privada nacional y extranjera en algunos sectores; así como, el aumento de las tarifas eléctricas para equipararlas con los niveles en Estados Unidos.

De hecho, dichos aumentos fueron parte de una reforma tarifaria para CFE que entró en vigor en 1990 con la finalidad de “facilitar el cumplimiento del convenio de rehabilitación financiera firmado por la CFE, en donde se comprometía a la entidad a financiar no menos

del 40% de sus programas de obra e inversiones con ingresos propios” (Cámara de Diputados, 1999 p. 20).

A finales de 1992, se reformó el marco regulatorio del sector para delimitar las actividades que estaban a cargo del Estado y las que podían llevar a cabo los particulares. De este modo, quedaría legalmente permitida toda inversión privada que no interfiriera con las funciones de orden público<sup>27</sup>. Para ello se establecieron dos grupos de actividades, las que requerían un permiso previo y las que no. Las primeras abarcaban: autoabastecimiento, cogeneración de energía eléctrica, instalación de centrales independientes (producción independiente) bajo la condición de vender el total de su producción a la CFE, abastecimiento de electricidad a pequeñas comunidades (pequeña producción), y también importación y exportación energía eléctrica. Específicamente, para las nuevas modalidades de permisionarios, la ley establecía las siguientes definiciones:

La Producción Independiente de Energía es la generación de electricidad proveniente de una planta con capacidad mayor de 30 MW destinada exclusivamente a su venta a la CFE o a la exportación. La Pequeña Producción, es la generación de energía con el fin de:

- a) vender la totalidad de la electricidad generada a la CFE, en cuyo caso, los proyectos no podían tener una capacidad total mayor de 30 MW;
- b) el autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carecieran del servicio de energía eléctrica, en cuyo caso los proyectos no podían exceder de 1 MW; y
- c) la exportación, dentro del límite máximo de 30 MW.

La exportación se llevaba a cabo por medio de proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción. Los permisionarios en esta modalidad, no podían enajenar dentro del territorio nacional la energía eléctrica generada.

---

<sup>27</sup> En mayo de 1994, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el acuerdo por el que se estableció que estaba permitido el servicio de respaldo para los particulares, si se apegaban a las modalidades de generación de energía establecidas en la LSPEE. Adicionalmente, se crearon tarifas de respaldo en alta tensión para la venta de energía eléctrica de los servicios de respaldo por fallas en el sistema y mantenimiento, respaldo para falla y respaldo para mantenimiento programado. Después se sustituyó este decreto por uno de mayo de 1994, para dar paso a la participación de particulares que no constituya el servicio público.

La importación se definió como “la adquisición de energía proveniente de plantas generadoras establecidas en el extranjero mediante actos jurídicos celebrados directamente entre el abastecedor de la energía y el consumidor de la misma” (González, 2010 p. 10).

Por otro lado, la única actividad que no requería un permiso previo fue la generación de energía para utilizarla en caso de que el servicio se viera interrumpido, esto como medida precautoria; también para el autoabastecimiento de energía que no excediera los 0.5 MW generados.

Específicamente, en el artículo 3 de la LSPEE, se señalaron cinco casos en los que la generación de energía eléctrica no se consideraba un servicio público, a saber:

- 1) “Generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración pequeña producción;
- 2) La generación de energía eléctrica que realicen los PIE para su venta a la CFE;
- 3) La generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción
- 4) La importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios; y
- 5) La generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica”<sup>28</sup>.

Es preciso señalar que, en ese entonces las empresas que producían de forma independiente, no tenían acceso a las redes de transmisión y distribución; es decir, la prestación de sus servicios era únicamente con la CFE y no consumidores finales, a este mecanismo se le llamó el Modelo del Comprador Único.

---

<sup>28</sup> Para mayor información consultar decreto original en: (DOF, 1992)

La SHCP junto con la participación de la entonces Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal y la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, se encargaron de fijar, ajustar o reestructurar las tarifas con el objetivo de cubrir necesidades financieras; así como, la ampliación del servicio público, e incluso intervinieron en la regulación de los horarios de demanda del mercado eléctrico (mínima, máxima o mixta).

Dos años más tarde de la publicación de esta modificación al marco legal, se creó la Comisión Reguladora de Energía (CRE). También, se implementó por primera vez el procedimiento de generación basado en ciclos combinados.

Otro aspecto relevante fue la entrada en vigor del TLCAN el 1° de enero de 1994. De acuerdo con un estudio realizado por la cámara de diputados en 1999<sup>29</sup>, el TLCAN significó junto con la reforma de 1992 a la LFSPEE, el inicio de la desregulación y liberalización de la industria eléctrica mexicana. Entre los acuerdos alcanzados destaca que las empresas de Estados Unidos y Canadá pueden adquirir, establecer u operar lo siguiente:

- Plantas de generación para el autoabastecimiento.
- Plantas para aprovechar el calor de los procesos industriales (cogeneración)<sup>30</sup>
- Plantas para vender toda la electricidad producida a CFE (producción independiente de energía eléctrica).
- Venta de energía a la CFE en virtud de contratos de largo plazo.
- Se permitió exportar electricidad que no sea de servicio público e importar para el autoabastecimiento.

Asimismo, en febrero de 1994, Salinas de Gortari decretó la creación del organismo público descentralizado “Luz y Fuerza del Centro”, por lo cual ya no desaparecería la figura de la

---

<sup>29</sup> Para más información véase (Cámara de Diputados , 1999).

<sup>30</sup> En el Tratado original, para esta actividad no es requisito que los dueños de la planta industrial sean también los propietarios de la planta de cogeneración; además, la electricidad generada que exceda los requerimientos de suministro de la planta industrial debe ser vendida a la CFE, y ésta deberá comprarla bajo los términos y condiciones acordados por ambas partes.

Compañía de Luz y Fuerza del Centro S.A. Este hecho suavizó temporalmente las tensiones sindicales, que se habían suscitado.

Cabe señalar que, este año estuvo marcado por un periodo de crisis financiera<sup>31</sup> que desembocó en una devaluación cambiaria, por lo que el gobierno decidió aplicar algunos recortes a la inversión de varios sectores, entre ellos el eléctrico. Una de las consecuencias inmediatas fue la disminución de inversión en el sector. Como se muestra en el siguiente cuadro, el porcentaje de la participación del sector energético en la inversión pública tuvo una tendencia descendente hasta 1994, al pasar de 39.7% al 30.1%; no obstante, tuvo una recuperación de casi 10 puntos porcentuales el año siguiente.

En cambio, para el caso de la industria eléctrica, la participación de la inversión pública presentó una tendencia un poco irregular hasta 1992, pues en los años consecutivos la tendencia fue a la baja con una pequeña recuperación en 1997. Por último, el porcentaje de inversión en la industria eléctrica dentro del sector energético pasó del 37.9% en 1989 a 26.4% en 1997, presentando una tendencia irregular hasta 1994, año en que inició la tendencia a la baja.

---

<sup>31</sup> Dicha crisis fue resultado del modelo de apertura y desregulación promovido por las autoridades con la firma del TLCAN y la reprivatización bancaria. En la reforma financiera: se desregularon las tasas de interés y toda clase de comisiones por servicios financieros; se retiró el mecanismo de depósitos obligatorios; y se modificó la legislación vigente para permitir la participación de extranjeros hasta por un 30% del capital accionario de la banca y de las casas de bolsa. De este modo, La reforma financiera que pretendía consolidar un sistema financiero doméstico capaz de incorporarse a la apertura financiera del TLC, en realidad provocó una crisis financiera clásica de sobreendeudamiento (Correa, 1984 p. 1).

**Cuadro 1.6**  
**Evolución de la Inversión Pública en la Industria Eléctrica 1989-1997**  
**(Millones de dólares)**

Año	Total (a)	Energía (b)	Industria Eléctrica (c)	Participación del sector energético en la inversión pública total (%) b/a	Participación de la industria eléctrica en la inversión pública total (%) c/a	Participación de la industria eléctrica en la inversión pública sectorial (%) c/b
1989	8,981	3,569	1,352	39.7%	15.1%	37.9%
1990	12,067	4,356	1,878	36.1%	15.6%	43.1%
1991	13,076	4,939	2,191	37.8%	16.8%	44.4%
1992	14,166	5,219	2,324	36.8%	16.4%	44.5%
1993	15,204	5,012	2,143	33.0%	14.1%	42.8%
1994	17,059	5,133	2,098	30.1%	12.3%	40.9%
1995	10,403	3,338	1,169	32.1%	11.2%	35.0%
1996	10,501	4,305	1,171	41.0%	11.2%	27.2%
1997 (d)	13,027	5,818	1,535	44.7%	11.8%	26.4%

(a) Recursos previstos en el presupuesto y recursos extra presupuestales para organismos y empresas de control presupuestal directo.

(b) Hasta 1994 se denominó Energía, Minas e Industria Paraestatal.

(c) Se refiere a la inversión de la CFE y LFC

(d) Inversión autorizada.

**Fuente:** Tomado del Informe presidencial, varios años.

Ante esta situación se decidió implementar dos tipos de modalidades para la expansión del SEN y contrarrestar un poco los problemas financieros al interior de CFE, éstas fueron: permitir a la iniciativa privada construir y operar plantas generadoras de energía eléctrica para abastecer a la CFE mediante contratos de suministro total, donde los precios de venta se determinarían por precio del gas en el sur de Estados Unidos; y, la construcción de plantas generadoras financiadas con capital privado y vendidas a la CFE por medio de contratos que reciben el nombre de Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS).

Los PIDIREGAS, “antes llamados Proyectos de Inversión Diferidos en el Gasto, son un esquema de inversión exclusivo de PEMEX y CFE sustentado en financiamientos provenientes de inversionistas privados, donde el Sector Público comienza a pagar esta inversión, con recursos presupuestales, una vez recibidos los proyectos a entera

satisfacción por la entidad contratante y que, generalmente se asignan por licitación pública internacional” (CEFP, 2007 p. 4).

Uno de los principales argumentos a su favor es que “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” (CEFP, 2007 p. 4). No obstante, la deuda contraída contempla el pago de intereses a largo plazo, lo cuales son cubiertos con recursos presupuestales a largo plazo<sup>32</sup>.

En 1999, el mandatario Ernesto Zedillo presentó un proyecto de reforma al sector que proponía modificar los artículos constitucionales 27 y 28 para que se legalizara la intervención del sector privado en la generación, transmisión, distribución y comercialización de la electricidad; es decir, que pudiera llevar a cabo actividades de orden público. El argumento principal era que los agentes privados aportarían una mayor eficiencia al sector y se crearía un mercado eléctrico competitivo. Esta enmienda a la C Constitución no procedió, sino hasta 2013 con el proyecto de Reforma Energética de Enrique Peña Nieto, del cual se hará un análisis más exhaustivo en otro apartado.

## **1.6 La situación del sector en años recientes**

La política energética a partir del periodo del presidente Vicente Fox se centró en asegurar el suministro de energía apegándose a los estándares internacionales de calidad. Para ello, los precios de la energía eléctrica debían moverse en concordancia con la inflación. Además, planteó fomentar la atracción de inversión privada para elevar la productividad y eficiencia del sector por medio del crecimiento de su infraestructura; promoviendo los criterios de sustentabilidad; es decir, aumentar el número de plantas que utilizan fuentes de energía renovable e implantar medidas de eficiencia energética. Sin embargo, bajo este esquema, la generación de energía eléctrica mediante fuentes limpias sólo estaba en

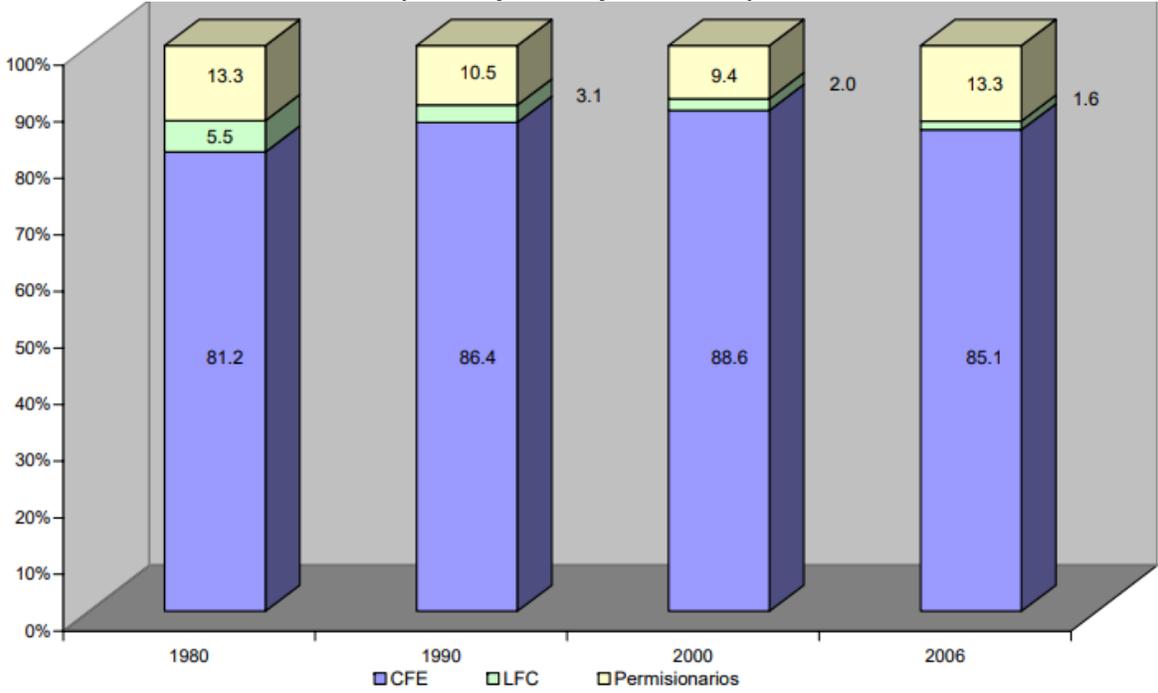
---

<sup>32</sup> En este mismo estudio se observa con respecto a los intereses que como todo financiamiento, “el pago por concepto de intereses tiene una tendencia inicial creciente, pues el cúmulo de los compromisos es mayor al principio que al final; sin embargo, el plazo es sumamente largo, sumando 47 años en total para finiquitar todos los proyectos” (CEFP, 2007 p. 19).

manos privadas, lo cual no aportaba ganancias hacia el sector público; y, por ende, para el desarrollo nacional.

Por su parte, la empresa estatal LyFC continuó operando con dificultades financieras e incluso disminuyó su presencia en el sector. Como se observa en la gráfica 1, la capacidad instalada de LyFC pasó de representar el 5.5% del total del sector en 1980 a 1.6% en 2006. De hecho, CFE a principios del primer sexenio panista, también experimentó una disminución ligera en su participación, no siendo el mismo caso para los permisionarios que aumentaron casi cuatro puntos porcentuales su presencia en la capacidad instalada total.

**Gráfica 1.1**  
**México: Capacidad Instalada de la Industria Eléctrica por compañía, 1980-2006\***  
**(Participación porcentual)**



\*Con cifras preliminares de 2006.

**Fuente:** Tomado del Centro de Estudios de las Finanzas Públicas de la H. Cámara de Diputados con datos del VI Informe de Gobierno, 2006.

Durante estos últimos años LyFC enfrentó problemas operativos técnicos y no técnicos que le generaron amplias pérdidas. Entre los no técnicos estaban la manipulación de medidores, facturación alterada, consumo ilegal en asentamientos irregulares, etc. En “diciembre de

2006, el índice de pérdidas totales fue del 32.48%, de este, aproximadamente el 18.1% correspondía a las pérdidas no técnicas” (CEFP, 2007 p. 7).

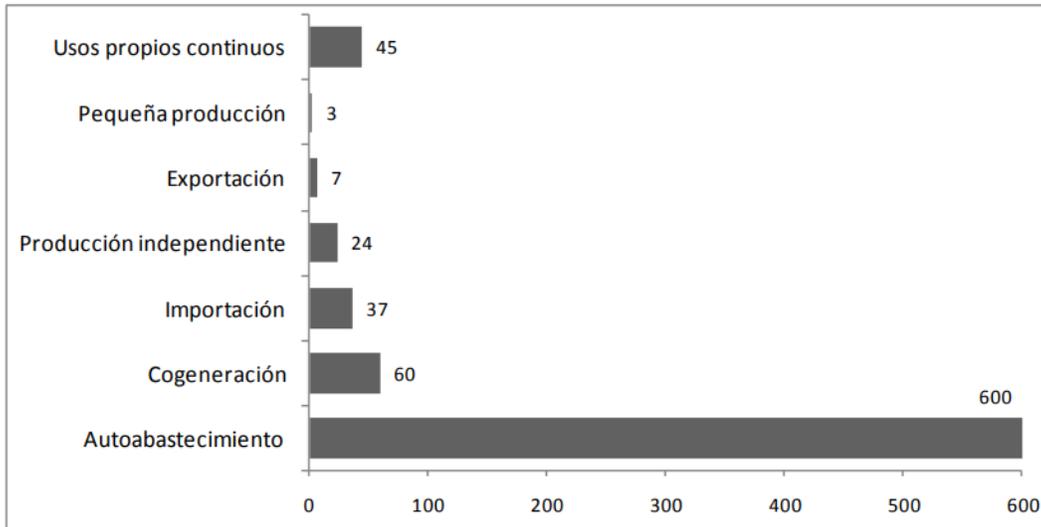
Las pérdidas totales de la empresa en 2001 ascendieron a 22,129.59 mdp y en 2006 a 32,074.56 mdp. El pasivo total pasó de 71,554.1 mdp a 117,055.4 mdp, respectivamente; es decir, casi se duplicó, pues aumentó 1.6 veces. Para contrarrestarlas, el monto de las transferencias del gobierno federal aumentó 2.6 veces en este periodo, indicando un claro proceso de canalización de recursos financieros públicos hacia la entonces empresa paraestatal, lo cual generó un proceso de financiarización al interior del sector. Este proceso se verifica con el hecho de que, durante el gobierno de Calderón, el país se convirtió en el tercer cliente más importante del BM, con una deuda acumulada de 12 mil 500 millones de dólares, unos 150 mil 500 millones de pesos, de 2007 a la fecha, el gobierno de Calderón adquirió compromisos por más de 99 mil millones de pesos” (Ramírez, 2011 p. 1). Cabe señalar que, dicha institución reprobó la situación de LyFC, que finalmente en 2009 fue disuelta debido a que su operación era insostenible.

El presidente Felipe Calderón prometió que los trabajadores del sindicato serían indemnizados conforme a la ley y se les daría un bono; sin embargo, el conflicto entre el sindicato y el gobierno no se ha reconciliado del todo. Con la salida de LyFC, la industria se quedó con la participación del CFE y de los particulares, los cuales desde la reforma de 1992 fueron incrementando paulatinamente su participación en el sector.

Para inicios de 2010, como se observa en la siguiente gráfica, la mayor parte de particulares (600) realizaban actividades de autoabastecimiento, apenas una décima parte de los adscritos a esta modalidad contaban con permiso para cogenerar energía eléctrica, seguido por usos propios continuos, la importación y la producción independiente de energía; y, con mucha menor presencia, los permisos para la exportación y la pequeña producción.

**Gráfica 1.2**

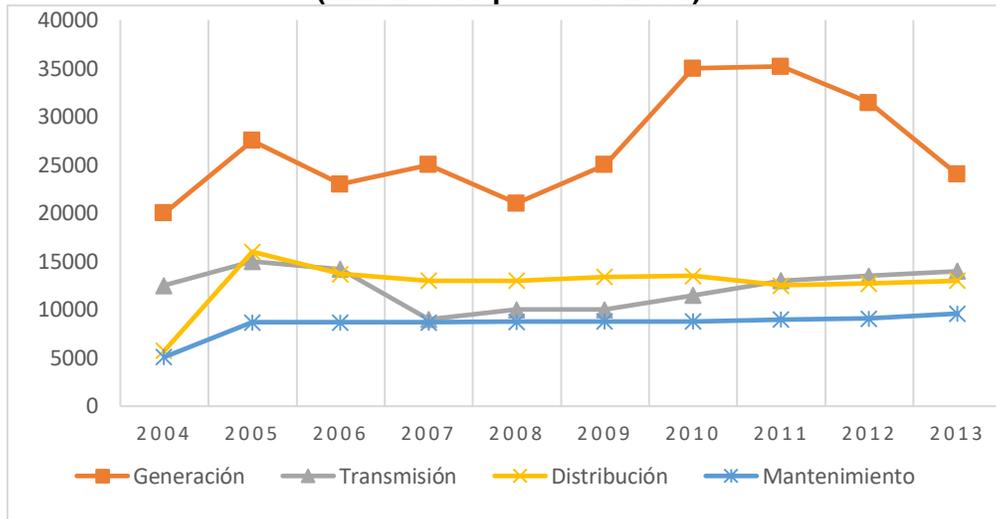
**Permisos otorgados a particulares para generación de energía eléctrica vigentes al mes de febrero de 2010**



**Fuente:** Tomado de la Comisión Reguladora de Energía, “Permisos administrativos vigentes al 28 de febrero de 2010”, Estadísticas, CRE, México, 2010 en (González, 2010 p. 10).

Continuando, de acuerdo con Escobar (2009), quienes en su artículo se muestran escépticos ante los datos reportados por la SENER, señalan como se observa en la siguiente gráfica que, la actividad que requería una mayor inversión de 2004 a 2013 fue la fase de generación, donde se prevé que la participación de los particulares aumente en los proyectos de generación durante este periodo hasta representar el 55.2% de la inversión total, seguidas por la distribución y la transmisión con casi la mitad de la generación, por último, el mantenimiento con poco menos que las anteriores.

**Gráfica 1.3**  
**Requerimientos de inversión para el SEN 2004-2013**  
**(Millones de pesos de 2004)**



**Fuente:** Tomado de SENER, El presente y el futuro del sector eléctrico mexicano en Escobar (2009).

### Conclusión

En suma, con el paso del tiempo el gobierno mexicano se ha replanteado el papel de la inversión privada en el Sector Eléctrico mexicano, la cual en un inicio fue mayoritaria. Sin embargo, dado que el país en ese entonces había comenzado su proceso de industrialización, se requirió de la intervención del Estado mexicano ante la necesidad de impulsar a la par de la industria, el desarrollo económico del país. Sólo de este modo, durante el siglo pasado se experimentó un crecimiento acelerado de las actividades económicas en su conjunto y el acceso a la energía eléctrica para el grueso de la población. Por lo tanto, la historia del Sector Eléctrico está estrechamente relacionada con el desarrollo económico del país, sustentado en la necesidad de dotar de un servicio público a la población, en donde la estructura monopólica fue fundamental.

No obstante, como se observa paulatinamente, desde las reformas de la década de los ochenta, se ha ido transitando poco a poco hacia un esquema de apertura en el que se está demandando un mayor flujo de inversión del sector privado, cuyos resultados hasta antes de la última reforma se reflejaron en el aumento de permisionarios.

En este sentido, se observa una dinámica interesante, ya que una vez que se llevó a cabo el proyecto de electrificación nacional, se tendió hacia una centralización del servicio público, diluyendo en un principio la participación mayoritaria de los agentes privados; pero, una vez que la cobertura alcanzó niveles por encima del 80%, el Estado optó por insertar nuevamente la participación de la iniciativa privada, hasta replantear en un primer diagnóstico, un nivel de apertura mayor.

En esta evolución, también destacó el hecho de que el anterior acomodo institucional replanteado con la nacionalización de la Industria Eléctrica, en el que dos empresas públicas: CFE y LyCF que se repartieron funciones por regiones, y donde está última estaba encargada de la zona centro del país; quedó obsoleto, luego de que LyFC experimentara pérdidas de eficiencia significativas.

## **Capítulo 2: Las Reformas al sector eléctrico como parte de las reformas estructurales a nivel mundial**

### **Introducción**

En el capítulo anterior se hace un recuento histórico de los principales eventos que modificaron el acomodo institucional del sector eléctrico en México, en donde se observa que hubo una estrecha relación entre el proceso de evolución del sector y el desarrollo económico e industrial del país. Asimismo, el último apartado hizo referencia a las condiciones del sector previas a la decisión de llevar a cabo una Reforma Energética sin precedentes, pues ésta última es más compleja en términos de diseño institucional.

En este sentido, es importante destacar que de forma similar al caso mexicano, la tendencia a nivel mundial indica que, luego de haber desarrollado una infraestructura básica para prestar el servicio de electricidad y haber alcanzado niveles de cobertura por encima del 75% o más (especialmente en el caso de los países desarrollados), el objetivo de las políticas sectoriales ha sido transitar de los modelos basados en la integración vertical de la industria en donde el mercado eléctrico es monopólico, hacia uno que se plantea la desregulación del sector, así como su apertura para crear un mercado eléctrico regido por las leyes del mercado.

Continuando con el análisis, este capítulo está dedicado a comentar los fundamentos de este tipo de reformas estructurales, así como la influencia de instituciones multilaterales en la decisión de implementarlas; precisar algunos conceptos relacionados con sus grados de profundización; y, mencionar algunas experiencias fallidas que pueden aportar lecciones importantes.

Concretamente, se divide en tres apartados. En el primero se abordan los fundamentos de las Reformas Estructurales al sector eléctrico, incluyendo los motivos y los actores que han participado en su promoción. El segundo, menciona los grados de profundización a partir del régimen del tipo de reforma que se lleva a cabo, pudiendo ser para fines de regulación, privatización o reestructuración. Por último, se describen: la crisis en California, la crisis en India, el caso Enron y un breve panorama de la situación en América Latina; los cuales,

ponen en tela de juicio la efectividad de los procesos de restructuración y privatización, y a su vez, aportan elementos que sirven para reflexionar sobre las lecciones en este ámbito.

## **2.1 Fundamentos de las Reformas al Sector Eléctrico**

### **2.1.1 Orígenes de los procesos de Reforma al Sector Eléctrico y el Papel de los organismos multilaterales**

El funcionamiento de las instituciones del sector eléctrico para configurar modelos de mercado con diferentes grados de apertura y protocolos regulatorios, ha sido evaluado y modificado en diferentes países. Primero en Estados Unidos (1978), luego en Chile (1982), Gran Bretaña (1988), Argentina (1992), Perú (1993), Colombia (1994-1995), Bolivia (1995), entre otros<sup>33</sup>. Véase el cuadro III del anexo estadístico.

De acuerdo con el informe del Banco Mundial<sup>34</sup>, “Reforma al Sector Eléctrico Mundial, Privatización y Liberalización de la Industria Eléctrica en países en vías de desarrollo”<sup>35</sup> a partir de los años ochenta, en el mundo se suscitaron una serie de reformas que cuestionaron la efectividad del Estado como eje rector de algunos sectores económicos entre ellos, el eléctrico, debido a la falta de eficiencia económica e inversión. Ante esto, se defendió la idea de transitar hacia esquemas que favorecieran la entrada de inversión privada para mejorar las condiciones de eficiencia en la cadena productiva.

Más tarde, en la década de los años noventa, varios países alrededor del mundo optaron por implementar reformas de liberalización al sector eléctrico, Chile fue pionero en América Latina y poco después Argentina, ambos a principios de los años noventa; posteriormente

---

<sup>33</sup> Cabe mencionar que, éstas fechas corresponden a cambios estructurales iniciales y que no quiere decir que éstos han sido estáticos, ya que, las medidas regulatorias han tenido modificaciones en años más recientes. Tampoco significa que todos los grados de apertura fueron iguales. De hecho, en Inglaterra y Gales inició con el proceso de apertura al MEM, en tanto que Estados Unidos y Chile han realizado procesos de apertura más graduales.

<sup>34</sup> El Banco Mundial ha sido uno de los actores principales en el impulso de proyectos de Reformas al Sector Eléctrico, emitiendo reportes que instan a llevar a cabo este proceso de la mano de planes de financiamiento, realizando análisis comparativos entre regiones y agrupaciones de países por ejemplo miembros y no miembros de la OECD

<sup>35</sup> El título original del documento es: “Global Electric Power Reform, Privatization and Liberalization of the Electric Power Industry in Developing Countries”, (Bacon R. -B.-J., 2001).

lo emprendieron Bolivia y Perú; a mediados de esta misma década continuaron Brasil, Colombia y buena parte de los países centroamericanos. Entre las causas estuvieron:

- a) “Los altos costos de operación de las empresas estatales, una expansión inadecuada de los servicios de acceso a la electricidad para la población, y/o la desconfianza en el suministro;
- b) La imposibilidad del sector público para financiar los gastos necesarios para invertir o dar mantenimiento a la infraestructura;
- c) La necesidad de remover los subsidios del sector eléctrico para liberar recursos para otros gastos públicos necesarios y urgentes; y,
- d) El deseo de aumentar de inmediato los ingresos gubernamentales a través de la venta de activos del sector” (Bacon R. -B.-J., 2001, p. 1).

Ante esto, “el principal objetivo de las reformas ha sido crear nuevos acuerdos institucionales para el sector eléctrico que provean beneficios a largo plazo para la sociedad y que aseguren que una parte apropiada de éstos beneficios son convenientes para los consumidores a través de precios que reflejen costos económicos eficientes del abastecimiento de electricidad y atributos de calidad de servicio que reflejen las valoraciones de los consumidores” (Joskow, 2008 p. 3). No obstante, el riesgo oculto detrás de esta medida es que podrían aliviar temporalmente las finanzas públicas, pero no resolver de raíz las repercusiones negativas de las políticas de austeridad basadas en la lógica de las finanzas públicas sanas.

A manera de síntesis, la reestructuración del sector eléctrico puede ser considerada un fenómeno global que responde a diferentes grados de apertura dependiendo el país; el BM ha impulsado tres esquemas: la producción independiente de energía eléctrica hacia finales de los años ochenta; el modelo de mercado abierto o el modelo inglés a principios de los años noventa; y, el mercado de grandes usuarios a mediados de los años noventa.

Los países que han avanzado a la par de éstos esquemas han sido los desarrollados, que como se observa en el cuadro III anexo estadístico (Yang, 2016), han llegado al nivel de apertura más alto, que es el del Mercado Eléctrico Minorista entre la década de los noventa y 2002. Los primeros países en llegar a este grado de apertura fueron: Reino Unido, los Países Escandinavos y del norte de Europa, seguidos por Estados Unidos, Francia, Japón,

Canadá y Australia. En lo que respecta a los países en vías de desarrollo, el máximo nivel de apertura observado es hasta el MEM, más no todos han llegado a ese punto. En el caso de los países africanos, se han privatizado las empresas, pero no se ha abierto el mercado.

Otra observación relacionada con el nivel de desarrollo y la implementación de reformas es que, algunos autores concuerdan en que, mientras los países desarrollados reforman para obtener una mayor eficiencia y competitividad, los países en vías de desarrollo no pueden aspirar a estos resultados, pretendiendo únicamente el incremento de la inversión y eventual disminución en las tarifas<sup>36</sup>. Sin embargo, a pesar de que países con un mayor grado de desarrollo se han perfilado también como los líderes en la producción de energía eléctrica a partir de fuentes primarias renovables y han cumplido sus metas de transición, enfrentan el hecho de que el costo de la electricidad al que operan se ubica entre los más altos del mundo. De acuerdo con (Statista, 2018), en 2018, los diez países con los costos más altos expresados en dólares por kilowatt-hora fueron: Alemania (0.33), Bélgica (0.28), Italia (0.27), Portugal (0.26), España (0.24), Austria (0.23), Reino Unido (0.22), Japón (0.22), Suecia (0.21) y Nueva Zelanda (0.20).

Entre las razones para llevar a cabo un proceso de reforma a este sector está también la presión ejercida principalmente por el BM que ha advertido de la suspensión de préstamos para las empresas eléctricas públicas; así como, la obtención de préstamos en: salud, educación, combate a la pobreza y otros programas sociales; de no llevarse a cabo un proceso de apertura de la industria eléctrica y de otros sectores estratégicos<sup>37</sup>.

Por otro lado, se han emitido una serie de reportes no sólo del BM, también de la OCDE y la IEA, principalmente, que señalan que las empresas públicas operan en condiciones de ineficiencia, baja productividad, baja calidad en el servicio y endeudamiento insostenible; agravadas por los subsidios gubernamentales y la falta de inversión.<sup>38</sup>

Si bien, todas estas causas responden a las necesidades particulares de cada país que ha implementado reformas de diferente naturaleza y grado de profundización al sector

---

<sup>36</sup> Por ejemplo, (Ayala, 2002).

<sup>37</sup> Recuperado de (Escobar, 2009), véase texto completo para más información.

<sup>38</sup> Algunos autores que señalan implícitamente este hecho, son: (Joskow, 2008) y (Bacon R. - B.-J., 2001).

eléctrico; es importante evaluar los resultados para conocer si en efecto, la apertura y el nuevo acomodo institucional del funcionamiento del mercado tienen los efectos esperados.

Por ejemplo, en el reporte del BM Bacon R. (1999) se muestra que hay una gran inconformidad con las metas alcanzadas y los procesos requeridos por las reformas implementadas. De acuerdo con esto, se debió a que la privatización y la competencia se concibieron como los fines últimos, sin importar las diferencias entre los niveles de desarrollo de los países involucrados.

Otra observación indica que si bien, entre los cambios más importantes estuvo la introducción de los PIE y la ejecución óptima de los pasos a seguir fueron claves en la estrategia para el mejoramiento del sector; asimismo, como sugiere Bacon R. -B.-J., (2001), las reformas realizadas a nivel local perdieron sus especificidades por la influencia de distintos actores, por ejemplo, ministros de energía, intereses empresariales o asesores extranjeros.

Por último, cabe mencionar que los procesos de liberalización más recientes propuestos por dicha institución están lejos de haberse implementado en muchos países; sin embargo, aún siguen vigentes.

## **2.2 Grados de profundización de la Reforma al Sector Eléctrico**

De Rosenzweig (2007)<sup>39</sup> distingue tres tipos de procesos de reforma, a saber: regulación, reestructuración y privatización.

La regulación, es una función del Estado que abarca el conjunto de actividades vinculadas con la expedición de directivas administrativas tendientes a la ordenación de los mercados en beneficio de los usuarios de servicios públicos; así como, el ejercicio de atribuciones administrativas en materia regulatoria. Por otro lado, la reestructuración de un sector de la economía es un proceso que insta a la reorganización de su estructura, que puede consistir en la desintegración horizontal y/o vertical de la industria, ya sea de manera institucional o

---

<sup>39</sup> Estas definiciones fueron recuperadas de (De Rosenzweig, 2007 p. 43-44)

contable, con la introducción de esquemas de competencia y de selección de proveedores de servicios. Por último, la privatización implica un conjunto de políticas públicas que tienen por objetivo reducir la intervención del Estado mediante la transferencia de bienes públicos a los sectores social y privado, principalmente relacionadas con la prestación de servicios públicos.

Otra definición de privatización dice que se trata de “la transferencia de producción de bienes o servicios realizada por empresas de propiedad gubernamental, hacia empresas privadas u otras formas de organización de la propiedad no públicas. En ocasiones, incluye la transferencia de los activos o los bienes de producción de la propiedad del sector público al sector privado; es decir, que este proceso no implica necesariamente la venta de activos del sector público, sino la ejecución de actividades del o en el sector público, por parte de organizaciones privadas como ocurre con los servicios por contrato” (Prieto, 2001 p. 1). La expectativa que tiene es la mejora en los precios y en la calidad de los servicios.

Cabe señalar que a pesar de que cada tipo de reforma es de distinta naturaleza, en muchas ocasiones no se presentan de forma aislada, por ejemplo, la reestructuración y la privatización que son dos procesos independientes pueden ser implementados de forma conjunta.

Otro elemento importante en el diseño de este tipo de reformas es que, su implementación y grado de profundización dependen de las condiciones en las que se encuentre el sector. De acuerdo con Molina (2002), la reforma estructural de los mercados eléctricos monopólicos en materia regulatoria se enfoca principalmente en la definición y autorización del nivel de tarifas y se basa en las siguientes premisas:

- Es apto que las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica se lleven a cabo en mercados competitivos. En concreto, se piensa que las inversiones en el sector eléctrico en nuevas tecnologías de generación favorecen la disminución de la escala de inversión requerida para que éstas sean rentables.
- Dado que, las fases de transmisión y distribución de energía eléctrica son servicios públicos básicos al igual que el abastecimiento de agua, se consideran monopolios

naturales, por lo que no tiene sentido que se lleve a cabo la instalación de líneas paralelas para complementar el sistema a partir de nuevas inversiones; en todo caso representaría un uso ineficiente de la inversión previa.

- Debido a que las actividades de transmisión y distribución se comportan como monopolios naturales por la cuantía de la inversión, una consecuencia es que presentarán pérdidas financieras durante su operación y, por ende, el precio de los servicios que otorgan deben ser revisados y regulados por la autoridad estatal designada para tal fin. Cabe señalar que esto está siendo discutido en diferentes países.
- Es necesario que la autoridad económica designada revise y negocie el nivel de precios de éstos servicios y que operen a un nivel de rentabilidad razonable.
- La comercialización al menudeo podría funcionar mediante un mercado que separe completamente las etapas de distribución y la de comercialización. Además, se podrían integrar sistemas de información y conjuntar el abastecimiento de varios servicios como el suministro de energía eléctrica y gas natural (en el caso de países con climas extremos como Canadá en invierno), lo cual deben revisar las autoridades regulatorias<sup>40</sup>.

### **2.3 Algunas lecciones Internacionales**

Como se menciona en los apartados previos, la implementación de Reformas Estructurales responde a diferentes motivos y preceptos que, de acuerdo con las medidas impulsadas por las instituciones internacionales multilaterales, de llevarse a cabo en forma adecuada no debería tener fallas importantes; sin embargo, en el caso contrario ¿bajo qué condiciones este proceso puede fracasar?

Uno de los resultados negativos más alarmantes podría ser una crisis en el sector eléctrico, que, en términos técnicos, es un fenómeno relacionado con la incapacidad del sistema

---

<sup>40</sup> Para mayor información (Molina M., 2002 p. 31-32)

eléctrico para abastecer la demanda de electricidad de la red de usuarios, generando una brecha entre la demanda y la producción, la cual, en condiciones normales, debe ser mínima o nula. Este suceso, puede originar problemas mucho más graves en el plano económico.

A continuación, se presentan tres experiencias internacionales que conllevaron a crisis en el sector, a saber: el caso de California, la India y Enron. También, en la última parte se comenta brevemente los resultados de las reformas en América Latina, que podrían originar crisis en esta región.

### **2.3.1 La crisis del Estado de California**

California, una de los Estados más ricos en EU contaba con un sector eléctrico verticalmente integrado en las actividades de generación, transmisión y distribución. Tres compañías lideraban el sector antes de la reestructuración:

1. Pacific Gas & Electric
2. Southern California Edison
3. San Diego Gas & Electric

Éstas compañías representaban en conjunto el 75% de las ventas de energía eléctrica en 1996. El resto de la industria se componía de cuatro cooperativas y 34 empresas públicas entre las que destacaban el Departamento de Agua y Electricidad de los Ángeles (DWP, por sus siglas en inglés) y la Empresa del Distrito Municipal de Sacramento, las cuales abarcaban aproximadamente el 15% de las ventas en el Estado de California. Dichas compañías funcionaban principalmente mediante municipalidades o distritos de irrigación.

Si bien, el Congreso estadounidense había ratificado en 1978 la Ley sobre Políticas Regulatorias de Utilidad Pública (PURPA, por sus siglas en inglés) que permitió la participación de Productores Privados (non-utilities) en la generación de energía eléctrica, con la intención de construir instalaciones con tecnologías de cogeneración o recursos renovables que requieren que los servicios públicos compren esta energía; desde 1992 las

autoridades habían evaluado la posibilidad de abrir más el sector, ante peticiones del sector privado para hacer que las tarifas fueran más competitivas con respecto al resto de los Estados de la unión americana, iniciando un proceso de financiarización.

De este modo, el Congreso y la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC, por sus siglas en inglés) continuaron implementando medidas tendientes a abrir el sector y, luego de haber debatido la apertura durante cuatro años, el Congreso aprobó la Ley de Política Energética de 1992 que permitía a las empresas independientes, llamadas generadores mayoristas exentos (EWG por sus siglas en inglés) operar instalaciones de generación.

Desde 1993, la Comisión de Servicios de Utilidad Pública del Estado de California, el más rico de la unión americana, evaluó la viabilidad de modificar el esquema de funcionamiento del sector eléctrico, para transitar de un modelo en donde los principales actores eran los monopolios privados verticalmente integrados y regulados por el Estado, hacia uno desregulado con diferentes mercados eléctricos.

Como resultado, tres años más tarde se aprobó la Ley AB 1890. Dichos mercados tomaron como ejemplo la experiencia de Inglaterra y Gales, por lo que, en abril de 1998, se implementaron nuevas medidas regulatorias. Para ello se procedió a modificar el modelo de funcionamiento del mercado, asignando nuevos roles institucionales. En primer lugar, se desintegró la estructura vertical del mercado, después se abrió el MEM, para ello, se previó la creación de un nuevo acomodo institucional.

Dicho acomodo consistió en operaciones de mercado donde los roles se dividieron de la siguiente forma:

- 1) En el PX (Bolsa de Energía, PX por sus siglas en inglés), se realizaban subastas y se generaba un programa de operación con precios uniformes para cada hora del día y se enviaba al ISO.
- 2) Los SC (Coordinadores de Horarios, SC por sus siglas en inglés), generaban un programa de operación con precios uniformes para cada hora del día y se enviaba al ISO.

3) En el ISO (Operador Independiente del Sistema, ISO por sus siglas en inglés) se evaluaba la factibilidad de los programas enviados por el PX y el resto de los SC, de acuerdo a la disponibilidad de líneas. Si los programas eran factibles, el despacho se realizaba de acuerdo a ellos, de lo contrario, eran devueltos con sugerencias para ser adaptados. Finalmente, el ISO adaptaba los programas de acuerdo a la disponibilidad de líneas y a ofertas de ajuste entregadas por cada oferente, que indicaban su disponibilidad a pagar por el uso de líneas congestionadas. (Pontificia Universidad Católica de Chile, 2018)

En este esquema, los generadores podían participar: enviando ofertas de abastecimiento, generando más o menos lo que tenían programado, o bien, a través de ofertas para proveer servicios auxiliares, el cual, era manejado en forma independiente al de energía, lo que representó una particularidad del diseño californiano.

A continuación, se muestra una representación gráfica del acomodo institucional, bajo el cual funcionaba el MEM californiano.

**Esquema 2.1  
Instituciones del MEM en California**

FERC (Federal Energy Regulatory Commission)		
<p><b>ISO (Independent System Operator) Operador Independiente del Sistema</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Operar las líneas de transmisión.</li> <li>- Garantizar el libre acceso a las líneas.</li> <li>- Manjear el mercado spot.</li> </ul>	<p style="text-align: center;"><b>PX (Power Exchange) Mercado de Energía Eléctrica</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Operar el mercado con un día u hora de anticipación (mercado spot)</li> </ul>	<p style="text-align: center;"><b>SC (Scheduling Coordinators) Coordinadores de Horarios</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Pueden mantener un portafolio de contratos con consumidores y generadores, pero deben programar esas cargas y consumos en el ISO*.</li> </ul>

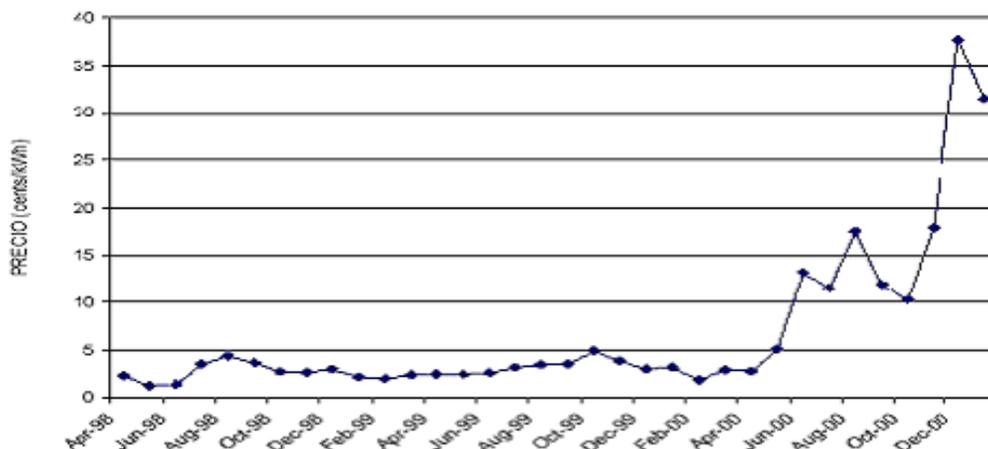
\*En la programación de cargas, PX funge como un SC.

**Fuente:** Elaboración propia con datos de Electric Power Markets, recursos Universidad Católica de Chile.

No obstante, los problemas empezaron, como se muestra en la siguiente gráfica, a principios del año 2000 en el mes de abril, cuando se revirtió la tendencia de los precios

estables, aumentando más de cinco veces para diciembre de ese mismo año. De hecho, con la reforma se esperaba que en 2002 los precios disminuyeran 20% en comparación con los ocho años anteriores, donde se seguía el modelo previo; no obstante, contrariamente a esta promesa, los precios aumentaron un 40%.

**Gráfica 2.1**  
**Precio promedio de la electricidad en California**  
**(centavos por kilowatts-hora)**



**Fuente:** Tomado de California Energy Commission.

Entre los factores que agravaron la situación de desabasto estuvo el aumento de los precios a nivel nacional del gas natural (la tasa de crecimiento anual entre 1999 y 2000 superó el 10%), el incremento de la demanda en 12.7% en junio de 2000 por un aumento atípico en la temperatura de verano, mayores precios por emisión de contaminantes y una sequía en el noroeste que redujo las importaciones disponibles de electricidad (Pontificia Universidad Católica de Chile, 2018).

Ante una producción de energía eléctrica insuficiente, los agentes privados que operaban en el mercado, aumentaron su poder de negociación y obtuvieron cuantiosas ganancias vía escasez manipulando los precios del MEM. Además, las autoridades confiaron en el mercado spot del MEM, en lugar de llevar a cabo contratos a largo plazo más estables; lo cual puso en riesgo las utilidades y el suministro, pues las empresas dedicadas a esta actividad debían pagar más dinero por la energía que producían las empresas generadoras, viéndose imposibilitados de reflejar en las tarifas los costos reales, ya que el precio final a los consumidores estaba sujeto a regulación.

Esta crisis se extendió desde mediados del 2000 hasta la primera mitad de 2001 y constó de apagones en enero, marzo y mayo de 2001 que se prologaron entre 20 y 200 horas seguidas, además del cobro de tarifas injustificadas.

En este suceso se dejó ver una financiarización por parte del Estado que “gastó 8.7 mil millones de dólares en el MEM durante la primera mitad de 2001 y se proyectó que el gasto al final del año ascendería a 17.2 mil millones de dólares. Adicionalmente, durante la crisis, el Estado comenzó a firmar contratos de largo plazo para asegurar el abastecimiento de electricidad fijando un compromiso para adquirir electricidad por un valor de 42 mil millones de dólares por diez años” (Weare, 2003 p. 21). Asimismo, este autor señala que más allá del daño causado por la agitación política de esta crisis, hubo un daño irreversible en la estructura de las instituciones del MEM. De este modo, las empresas privadas ya no fueron las que contaban con el mayor poder adquisitivo, en su lugar, el Estado estuvo más involucrado que antes en el sector.

Entre las lecciones que trajo este suceso que ha cuestionado la efectividad de las reformas desregulatorias en el sector, la principal podría ser que la FERC como autoridad reguladora, “debía haber cumplido con el papel de regular, en vez de simplemente monitorear los MEM. También, en lugar de haber centrado su atención en monitorear el desempeño del mercado, la FERC debió haberse concentrado en diseñar protocolos proactivos para una rápida intervención reguladora para corregir las fallas de diseño del mercado, lo más rápido posible y ordenar reembolsos tan pronto como se encontraran precios injustos” (Wolak, 2003 p. 1).

### **2.3.2 Crisis en India**

A raíz de las políticas de apertura del sector promovidas por el BM, en India se modificó la estructura del sector eléctrico mediante la Ley de Electricidad (Electricity Act) de 2003. El esquema seguido por la industria eléctrica India consistió en la desintegración vertical de las actividades de generación, transmisión y distribución, para convertir éstas actividades en subsectores; donde sólo la transmisión debía ser provista por el gobierno y el resto por empresas privadas.

Específicamente, esta Reforma se planteó dotar de licencias de libre generación y distribución en las áreas rurales. A su vez, la generación en zonas urbanas no requería licencia y la generación para autoabastecimiento se permitió libremente; sin embargo, la generación con plantas hidroeléctricas si requería autorización previa por parte de la Autoridad Central de Electricidad, debido a la disponibilidad de recursos hídricos y a las medidas de impacto ambiental. También se contempló una Comisión Central, como principal órgano regulador. Entre sus funciones está: regular las tarifas de las compañías generadoras y las que son controladas por el gobierno central, expedir licencias de funcionamiento inter estatal a las compañías que funcionen en las fases de transmisión y comercialización, resolver posibles desacuerdos entre empresas dedicadas a la generación y transmisión, entre otras cosas.

Cabe señalar que, sólo dos Estados, Kerala al suroeste e Himachal Pradesh al norte, conservaron el modelo previo en donde no se contemplaba la separación de las fases de generación, transmisión y distribución. Por su parte, la fase de distribución permaneció manejada por empresas estatales excepto en los Estados de Delhi, ciudad capital del país, ubicada al norte y Orissa en la parte este, que optaron por privatizar la distribución debido al bajo porcentaje de actividades agrícolas y, por tanto, la baja demanda de electrificación rural en comparación con los otros Estados.

Asimismo, se presentaron condiciones atractivas para incentivar la inversión privada, sobretudo en la fase de generación, por su rentabilidad y seguridad en términos de retornos de inversión. De hecho, de acuerdo con reportes oficiales, la capacidad instalada total de generación térmica del sector privado pasó de ser el 13% en marzo de 2007, a 44% en marzo de 2017 (Jha, 2018 p. 1).

El mecanismo de funcionamiento después de la reforma consistió en que las empresas privadas generadoras firmaran Acuerdos de Compra de Energía Eléctrica (Power Purchase Agreements, PPA's por sus siglas en inglés) con las empresas distribuidoras públicas (discoms), mediante un mecanismo de subastas tarifarias, en donde las empresas más eficientes serían elegidas.

No obstante, el problema se generó debido a que las empresas privadas y los bancos nacionalizados mantenían una relación estrecha, al establecer contratos de préstamos con el fin de crear más plantas generadoras, pero las compañías no evaluaron correctamente las condiciones en las que podían ejercer los préstamos obteniendo tasas de rentabilidad favorables y garantizando el cumplimiento de sus contratos. Este problema fue provocado en buena medida porque no se hizo un diagnóstico que asegurara la oferta de carbón. Además, entre las causas que desataron problemas estuvieron: la falta de PPA's en los diferentes Estados, la cancelación por parte del gobierno de la distribución de muchos bloques de carbón al considerar la distribución en algunos casos como ilegal y arbitraria, procedimientos de subastas agresivas por parte de los participantes de los PPA's, etc (Jha, 2018 p. 1).

De este modo, cuando las empresas se vieron imposibilitadas de producir con los mismos costos, dejaron de pagar sus préstamos, con lo cual, sus créditos se convirtieron en NPA's (Non-Performing Assets, por sus siglas en inglés), que de acuerdo con RBI (Reserve Bank of India, por sus siglas en inglés), son los préstamos que dejan de pagarse (incluyen cuotas y/o intereses) hasta por 90 días después de su vencimiento.

Por este motivo, las empresas generadoras no mantuvieron las tarifas originales ofrecidas en las subastas, incumpliendo los PPA's. Esto provocó una crisis aparentemente sólo financiera; sin embargo, ésta se originó al interior del sector eléctrico, debido a que las pérdidas originadas por el desabasto tuvieron que ser solventadas con dinero público perteneciente a los bancos nacionalizados. Por su parte, las "discoms" al no poder equiparar los costos con las tarifas, también tuvieron pérdidas, puesto que muchas de las empresas generadoras impusieron la condición de pago por servicios prestados por las empresas generadoras a veinticinco años de la firma de PPA's, sin asegurar que las discoms pagaran sólo al estar siendo provistas de energía, lo cual provocó que tuvieran que pagar aun cuando no fueran abastecidas.

A pesar de esto, el gobierno pasó por alto el incumpliendo de los contratos e incluso se protegieron los intereses de las empresas generadoras. Entre las empresas con mayor número de NPA's estaban: Grupo Adani, Grupo Vendata, Grupo Jaypee, Grupo Jindals, Grupo Ambanis, Grupo GVK, Grupo Lanco, Grupo GMR, Grupo Essar, Grupo Jindal, Grupo

Avantha, Grupo Tata, entre otras empresas multinacionales indias y extranjeras, dedicadas a las industrias de energía, construcción y manufactura.

En suma, los hechos apuntan a que esta reforma de 2003 fracasó, debido al crecimiento del endeudamiento y pérdidas generadas a las empresas, al gobierno y aún más, a los consumidores. Tan sólo el costo de la electricidad pasó de “1.37 rupias por unidad en 2002 a 5.87 en 2013” (Purkayastha P. , 2015 p. 1).

### **2.3.3 Caso Enron**

Enron, fue una empresa estadounidense con sede en Houston Texas que fue fundada luego de la fusión entre Houston Natural Gas e Inter-North en 1985. En un principio, se dedicó principalmente a la distribución de gas natural a través de los gasoductos; no obstante, el manejo de la empresa modificó esta actividad para convertir sus objetivos orientados hacia las características de un banco de gas y luego a los de un banco de electricidad, pues se centraron en los aspectos financieros y la especulación, a través de futuros y otros instrumentos tales como los derivados.

Durante la etapa de su gran salto como una de las empresas más importantes de Estados Unidos, se dedicaron a aprovechar las ventajas legales necesarias para funcionar como un banco de electricidad. Esta empresa estuvo operando hasta 2001, año en que se declaró finalmente en quiebra como consecuencia de malos manejos y corrupción interna que habían arrastrado durante años de irregularidades en sus Estados financieros que, entre otras cosas, ligó a esta empresa con la creación de empresas más pequeñas que participaron en negocios paralelos en beneficio de sus altos funcionarios. Por ejemplo, en los ingresos de Enron Capital & Trade Resources, el número de transacciones que manejaban pasó de 2,000 a 7,000 millones de dólares y el personal aumentó 10 veces.

De igual forma, de acuerdo con The Guardian (2005), Enron fue señalada por participar de manera ilícita en la creación de escasez artificial de energía eléctrica durante la crisis de desabasto de energía eléctrica en California, lo que provocó apagones e hizo que millones de personas pagaran sobrecargos en sus tarifas, lo cual favoreció a la empresa que ganó alrededor de 1.6 mil millones de dólares.

De acuerdo con Cason y Brooks (2002)<sup>41</sup> “el diario Los Ángeles Times indicó que Enron gastó más de 250 millones de dólares en cabildeo que incluyó compras de publicidad durante el Súper Bowl, sólo en California, a favor de la privatización y también, a nivel nacional, fue pionera en el desarrollo de mercados para gas natural y electricidad. Pero cuando las empresas eléctricas recientemente privatizadas elevaron los precios al consumidor en California, al punto de obligar al Estado a realizar apagones durante el verano del año pasado, Enron fue señalada como una de las culpables de la crisis. De hecho, mientras los costos de energía en California se cuadruplicaron, las ganancias de Enron se triplicaron, de acuerdo con la investigación realizada por la organización de defensa del consumidor Public Citizen.(p. 1)”

EES (Electric Enron Services, por sus siglas en inglés) dentro de las áreas de Enron, obtuvo cuantiosas ganancias al revender energía de \$250 dólares MW/h (el máximo permitido por los límites estatales) de California a los Estados del Pacífico Norte por \$1,200 dólares MW/h, no conforme, la empresa incrementaba su margen de ganancia volviendo a vender esta energía al Estado de California.

Asimismo, las estrategias de mercado seguidas por esta área, incluyeron aprovechar el incentivo que ofrecía el gobierno de este Estado, el cual consistía en que, si el mercado de tiempo real ISO estaba congestionado, se pagaría a las empresas comercializadoras un premio por proveer más energía de la requerida. Entonces, EES enviaba al sistema la cantidad de energía requerida y recibía un premio para quitar la energía que le restara de la red.

De este modo, en Febrero del 2000 “la empresa adquirió 1000 MW de los 1600 MW disponibles en la capacidad de transmisión de la ruta 26 de norte a sur en una subasta ISO” (Leopold, 2002). Estimaciones de Market Watch (2002), apuntan a que esta empresa percibió ganancias entre 30 y 50 millones de dólares, pagando poco por los derechos de transmisión y aprovechando las ventajas de las ganancias obtenidas por los altos niveles de congestión en la transmisión. Incluso se sospecha que Enron haya creado esa alta congestión en el mercado con sus propios comerciantes.

---

<sup>41</sup> Para más información consultar (Cason, 2002).

De acuerdo con información disponible de ISO California, los ingresos en la ruta 15 y 26 durante los primeros seis meses del 2000 aumentaron diez veces de aproximadamente \$20 dólares por MW/h a más de \$200 dólares por MW/h. Sin embargo, Leopold (2002), basándose en información de ISO, indica que el consumo de electricidad en California no explica la congestión en las líneas de transmisión.

Al término de la crisis en 2001, el gobernador de California Gray Davis declaró que buscaba recuperar una parte de la deuda estimada de Enron con este Estado, la cual ascendía aproximadamente a \$30 mil millones de dólares. No obstante, esta empresa se declaró en bancarrota.

Asimismo, esta corporación formó parte de un fiasco en la India en el Estado de Maharashtra, el cual alberga una de las ciudades más grandes del mundo "Bombai", en la zona centro-occidente de este país. Todo empezó en 1992 con el anuncio de la construcción de una planta de gas en Dabhol al este del Estado y al sur de Bombai, proyecto que detonaría la mayor IED hasta ese momento.

No obstante, la viabilidad de este proyecto había sido cuestionada por el BM, institución que se negó a financiar a Enron, la población tampoco estaba de acuerdo con la construcción de la planta; pero, el apoyo de funcionarios corruptos, así como, del gobierno estadounidense que aprobó el préstamo de garantía por \$300 millones de dólares, favorecieron su puesta en marcha.

En junio de 2001, el gobierno de este Estado había roto el trato con este proyecto debido a que era el único comprador, lo cual era insostenible. En diciembre se había anunciado su quiebra, pero aún debía \$200 millones de dólares al gobierno estadounidense. A pesar de que el proyecto estaba en la India, el dinero fue desviado por la empresa hacia paraísos fiscales. Hoy en día, esta planta se encuentra en malas condiciones, contaminando recursos hídricos y afectando a las actividades aledañas como son la pesca y la agricultura.

Dicho lo anterior, el caso de esta empresa que ocultaba actividades ilícitas contribuye a crear desconfianza en las actividades de agentes privados cuando la estructura promovida

por las reformas económicas al sector eléctrico, favorecen su entrada por encima de medidas regulatorias que sean capaces de responder por los intereses de los usuarios.

### **2.3.4 Breve panorama de América Latina**

Como se señala a principios de este capítulo, la región de América Latina también ha incursionado en el campo de las reformas al sector. Chile, fue uno de los primeros países a nivel mundial en implementar una reforma de corte privatizador en 1982 y hasta 1993, introdujo a su mercado, la figura de los PIE. A su vez, otros países latinoamericanos que siguieron un esquema de este tipo fueron: Argentina, Bolivia, Colombia y Brasil. Por su parte, Paraguay, Perú, Venezuela, Uruguay y México, no han privatizado las empresas, pero si han realizado procesos de apertura; y en los últimos dos países ya opera el MEM.

No obstante, “en los países de América Latina en donde se ha llevado a cabo Reformas Eléctricas que han permitido la entrada al mercado de la iniciativa privada, los precios, lejos de disminuir han aumentado y la prometida eficiencia e inversión se han quedado simplemente en el papel, pues en realidad las primeras inversiones realizadas por las empresas son tan sólo para comprar las empresas paraestatales y después no realizan inversión nueva destinada a la generación y transmisión, con lo que provocan un desfase entre la demanda y la oferta ocasionando la elevación de costos”. (Escobar, 2009 p. 4).

Ente esta situación regional, sería útil analizar en trabajos posteriores, las experiencias de cada uno de los países y encontrar dificultades y soluciones comunes.

### **Conclusión**

En este capítulo se analizaron las motivaciones y los principales sustentos de las Reformas Estructurales para el sector eléctrico, poniendo especial atención a la influencia de instituciones multilaterales en su implementación. También se observó que, los primeros países en llevar a cabo procesos de apertura cada vez mayores son los desarrollados, por lo que se observa que, en otras regiones del mundo menos desarrolladas, el avance en la apertura es más lento.

También es interesante observar que el denominador común en los casos de California e India, en donde la Reforma no tuvo éxito y que, por el contrario, generó crisis; fue un fallo en la correcta coordinación entre instituciones públicas y privadas. De igual forma, la extinta empresa Enron, cumplió en ambos casos la función de desestabilizar el orden del mercado eléctrico, al presentarse como una institución privada que, aprovechando los vacíos en las reglas del mercado, obtuvo cuantiosas ganancias desfavoreciendo a los consumidores y a las entidades de gobierno que terminaron respondiendo por los malos manejos y prácticas corporativas corruptas.

Por último, se hizo una mención muy breve del problema que enfrenta la región de América Latina, ante procesos de reforma poco exitosos, en donde no se asegura el cumplimiento cabal de los beneficios netos para los consumidores y que, por el contrario, ha sido contraproducente, la participación privada. Una de las posibles causas puede ser la debilidad del marco legal para asegurar retornos fiscales y un círculo virtuoso de inversión, en donde la coordinación de las instituciones públicas y privadas beneficie a ambas partes y logre las metas de eficiencia.

## **Capítulo 3 “La Reforma de 2013 al Sector Energético mexicano”**

### **Introducción**

En los capítulos previos se hizo un recuento histórico de la evolución de las condiciones institucionales del sector eléctrico en México; y, se comentó el fenómeno de la implementación de reformas a nivel mundial, haciendo énfasis en el papel de las instituciones multilaterales, para luego presentar algunos casos no exitosos de los que se pueden obtener lecciones.

Como se mencionó anteriormente, en 2013, México dio inicio a una Reforma Energética de Reestructuración sin precedentes, debido a su complejidad en términos institucionales, transitando hacia un esquema de apertura en el MEM. Entre las principales motivaciones para este cambio institucional estuvieron las dificultades en la operación de CFE, así como, la necesidad de atraer una mayor inversión.

Dicho lo anterior, el objeto de este capítulo es describir las modificaciones institucionales planteadas a raíz de esta reforma. Para ello, se presenta primero el diagnóstico que justificó la iniciativa de reforma, emitido por las autoridades del sector; después, se aborda su planteamiento y los cambios en el marco legal; luego, se describen las nuevas características del diseño institucional del sector, se explica en términos generales el modo de operación del MEM; y, el último apartado se dedica a presentar algunos comentarios críticos.

### **3.1 Planteamiento de la Reforma de 2013**

La iniciativa de Reforma energética para el país, se presentó formalmente con el proyecto del Pacto por México, impulsado con la entrada del presidente Enrique Peña Nieto. Dicho Pacto fue establecido bajo un esquema que modificó el funcionamiento institucional de la economía mexicana en diferentes ámbitos, retomando los proyectos reformistas del sexenio anterior. Es por eso que se impulsó un paquete de ocho reformas estructurales, a saber:

1. Reforma Fiscal,
2. Reforma Laboral,
3. Reforma Financiera,
4. Reforma Energética,
5. Reforma Educativa,
6. Reforma Político-Electoral,
7. Reforma Derechos Humanos
8. Reforma Justicia Penal.

Esta Reforma se clasificó dentro del objetivo de elevar la productividad del país en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2013-2018 junto con las correspondientes a competencia económica, telecomunicaciones y radiodifusión, hacendaria, financiera y laboral. El texto original de la iniciativa de Reforma planteó los siguientes objetivos generales y particulares:

### **Objetivos generales de la Reforma Energética**

- 1) Elevar la productividad del país para detonar el crecimiento y desarrollo económico;
- 2) Fortalecer y ampliar los derechos para que formen parte de la realidad cotidiana de los mexicanos; y
- 3) Afianzar el régimen democrático y de libertades.

### **Objetivos particulares de la Reforma Energética**

- 1) Bajar las tarifas eléctricas y bajar el precio del gas.
- 2) Lograr tasas de restitución de reservas probadas de petróleo y gas superiores a 100%.
- 3) Aumentar la producción de petróleo de 2.5 millones de barriles diarios que se producen actualmente a 3 millones de barriles en 2018 y a 3.5 millones en 2025; así como, aumentar la producción de gas natural de los 5 mil 700 millones de pies cúbicos diarios que se producen actualmente, a 8 mil millones en 2018 y a 10 mil 400 millones en 2025.
- 4) Generar cerca de un punto porcentual más de crecimiento económico en 2018 y aproximadamente 2 puntos porcentuales más para 2025.

- 5) Crear cerca de medio millón de empleos adicionales en este sexenio y 2 millones y medio de empleos más a 2025.
- 6) Sustituir las centrales eléctricas más contaminantes con tecnologías limpias y gas natural.

### **3.2 Diagnóstico que Justifica la Reforma al Sector Eléctrico de 2013**

De acuerdo con el documento oficial de la iniciativa de Reforma Energética (Gobierno de la República, 2014) el diagnóstico para justificar la necesidad de reformar el sector se puede englobar básicamente en:

- Altos costos de operación;
- Subsidios;
- Pérdidas de energía eléctrica;
- Falta de inversión en infraestructura;
- Régimen fiscal desfavorable;
- Obstáculos legales; y
- Poca diversificación de la matriz energética.

A continuación, se recupera a manera de resumen la explicación de cada problema.

#### **3.2.1 Altos costos de operación**

Los elevados costos de operación de CFE se reflejaron en la falta de competitividad de sus tarifas a nivel internacional, a pesar de estar subsidiadas por el gobierno. Las tarifas promedio en México “en 2012 eran 25% más elevadas, y de no estar subsidiadas, habrían sido 73% más caras” (Ochoa, 2015 p. 21). También, en 2012, “el costo de generación de energía eléctrica en México era 63% superior al de Texas” (Ochoa, 2015 p. 23).

De acuerdo con la AIE, las tarifas promedio para el sector industrial en México eran mayores a las de Estados Unidos, pero menores al promedio de la OCDE; pues en 2013, las tarifas

mexicanas fueron 178% más altas que las estadounidenses<sup>42</sup>. No obstante, ocurrió el caso contrario para las tarifas residenciales, pues de acuerdo con información de la IEA “en 2013 las tarifas eléctricas residenciales en México fueron 25.0% menores que las de Estados Unidos, además de ser las más bajas de todos los países de la OCDE (Del Río, 2016 p. 36).

Por otro lado, los principales insumos básicos de las plantas de generación de CFE eran combustibles fósiles como el combustóleo y el diésel, los cuales presentaron una tendencia al alza en sus precios y cuyo costo es significativamente mayor al de las energías limpias y el gas natural. A esto se sumó un desabasto en el mercado interno de gas natural, que es un combustible de menor costo.

Por otro lado, entre los costos de operación se incluyeron a los altos costos administrativos, ocasionando déficit en su situación financiera a costa de su patrimonio neto. En este aspecto, CFE carga con un pasivo laboral importante, pues de acuerdo con los Informes Anuales de CFE, en 2006 su pasivo laboral total se estimó en 231,874 mdp y para 2014, esta cifra aumentó en poco más del 200% al ascender a 564,053 mdp<sup>43</sup>; carga financiera que incluyó la liquidación de Luz y Fuerza del Centro.

### **3.2.2 Subsidios**

La SHCP, descontaba a la CFE del total de los subsidios el cobro por el aprovechamiento que debía pagar al fisco como empresa paraestatal, debido al déficit con el que operaba. Lo que se objeta es que “el pago del aprovechamiento 1999, el pago del aprovechamiento, el cual estaba calculado como 9% del valor del activo fijo neto en operación durante el ejercicio fiscal no ha sido suficiente para compensar la totalidad de los subsidios establecidos” (Ochoa, 2015 p. 41-42).

---

<sup>42</sup> Para más información véase (Del Río, 2016). Las cifras la citan de International Energy Agency. (2014). Electricity Information 2014. IEA Statistics.

<sup>43</sup> Éstos datos difieren con respecto a los presentados por el Senado de la República en (Del Río, 2016), en el cual, la cifra estimada fue indicada como poco más de 535,540 mdp, que representó alrededor del 3.0%.

### **3.2.3 Pérdidas de Energía**

En cuanto al porcentaje de pérdidas de energía eléctrica alcanzaron el “16% de la generación total de energía eléctrica en 2012, de ésta, 7% se debió a cuestiones técnicas y el restante 9% a las no técnicas, que incluyen el impago del servicio, modificaciones a los medidores y robo. Estos porcentajes sobrepasan el nivel promedio de la OECD que fue del 6% para este año” (Ochoa, 2015 p. 32).

### **3.2.4 Falta de inversión en Infraestructura**

Se detectó que había pocos incentivos a la inversión en infraestructura, atribuidos principalmente a la centralización de la cadena productiva del sector en la CFE. Esto incluye la inversión en renovación, mantenimiento y reparación. Un ejemplo de la falta de incentivos fue que para la expansión del mallado eléctrico sólo consideraban las necesidades de CFE sin tener en cuenta las de los agentes privados.

También fue notoria la falta de mantenimiento e inversión en la renovación de las redes de transmisión y distribución, pues tan sólo en 2012, “el 47% de las líneas de transmisión de CFE tenían más de 20 años de antigüedad, lo que contribuyó en buena medida a las pérdidas técnicas de energía eléctrica, las cuales junto con las pérdidas no técnicas representaron el 15.0% del total de la electricidad producida, que fue más del doble que el promedio de los países de la OCDE (6.4%)” (Del Río, 2016 p. 37). Además, se observó que las necesidades de expansión de la red por el aumento de la demanda, superaron su capacidad de expansión.

Por otro lado, Ochoa (2015) se atribuyó a la baja densidad de la red de transmisión los altos costos y la imposibilidad de conectar a la red a los generadores que usan fuentes renovables y a los que no forman parte del servicio público.

Otro aspecto fue, la falta de inversión en la construcción de nuevos gasoductos, tan sólo “en 1997 México importaba el 3% del gas natural demandado; sin embargo, en 2013 pasó a ser el 30%, siendo que México es el sexto país con mayores reservas de gas natural en el subsuelo” (Ochoa, 2015 p. 24).

### **3.2.5 Régimen fiscal desfavorable**

CFE, también soportó un régimen fiscal desfavorable aprobado por el gobierno para fortalecer las finanzas públicas, lo cual, limitó la cantidad de recursos disponibles para el gasto, los montos de deuda y, por tanto, entre otras cosas, los proyectos de inversión en infraestructura.

De este modo, “se observó que el déficit financiero de CFE en 2012 fue de 77 mil millones de pesos; y a pesar de que pudo acreditar una parte del déficit contra el pago de dicho aprovechamiento, absorbió 33.4 mil millones de pesos mediante decrementos a su patrimonio” (Del Río, 2016 p. 36). Específicamente, la disminución del patrimonio neto de CFE pasó de 377.4 miles de millones de pesos en 2007 a 155.5 miles de millones de pesos al cierre de 2014<sup>44</sup>.

Cabe mencionar que el Senado, señaló en su análisis que el Gobierno Federal cobraba a CFE una cuota por aprovechamiento del patrimonio del Estado, razón por la que la anterior “empresa paraestatal” no recibía subsidios en efectivo.

### **3.2.6 Obstáculos legales**

Otro aspecto fue que el marco legal anterior a la reforma estaba basado en un modelo de funcionamiento centralizado en el que la coordinación entre sector público y privado no se conjuntaba adecuadamente. Del Río (2016), recuperó algunos argumentos:

- La ley establecía un límite de hasta 30 MW de compra de capacidad y energía proveniente de proyectos privados. De hecho, en la práctica, CFE sólo pagaba una fracción de los costos variables, lo que desincentivaba la inversión privada. A esto se sumó que CFE producía o compraba el 94% de toda la energía eléctrica generada.

---

<sup>44</sup> Esta información se obtuvo de los Estados Financieros de CFE que se pueden consultar en: (Comisión Federal de Electricidad, 2018)

- No existía un mercado eléctrico, debido a que la anterior LSPEE no permitía la compra-venta de electricidad entre particulares, imposibilitando que los proyectos de cogeneración y autoabastecimiento fueran una forma de comercializar los excedentes<sup>45</sup>
- En el debate, el PRD mencionó que había una falta de coordinación entre CFE y PEMEX para generar en conjunto electricidad mediante gas asociado<sup>46</sup> o el vapor que ocupan tanto en las refinerías como en las petroquímicas.
- Este mismo partido señaló que el marco legal anterior tuvo que ver en la falta de diversificación de la matriz energética por medio de fuentes de energía renovables, ya que, sólo el sector privado llevaba a cabo la fase de generación vía fuentes renovables, mientras que CFE fungía como comprador y distribuidor de electricidad.

### **3.2.7 Poca diversificación de la matriz energética**

México produce y aprovecha un bajo porcentaje de energías renovables en comparación con los países de la OCDE. De acuerdo con la AIE, en 2012 la porción de electricidad que se produjo en México a partir de energías renovables (incluyendo hidroeléctricas) fue de 15.7%, mientras que el promedio de los países de la OCDE fue de 31.7%. Si se excluye la producción de electricidad de plantas hidroeléctricas, el porcentaje de electricidad que se produjo en 2012 por medio de otras energías renovables (geotérmica, eólica, biomasa, fotovoltaica, oleaje del mar) en México fue de 4.4%, mientras que el promedio de la OCDE fue de 11.7%.

---

<sup>45</sup> Esto representó también un obstáculo para cumplir con la meta del 35% de energía eléctrica generada a partir de energías limpias, que se había propuesto en el Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables 2014-2018 y las leyes de Cambio Climático y Aprovechamiento de Energías Renovables y Financiamiento de la Transición Energética.

<sup>46</sup> Este gas es el que se extrae junto con el petróleo y contiene grandes cantidades de hidrocarburos, como etano, propano, butano y naftas. (Facultad de Ingeniería UNAM, s.f.)

### **3.2.8 Diagnóstico de las Instituciones Políticas**

De acuerdo con el estudio de Del Río (2016), en el debate en torno a la iniciativa de Reforma que incluyó al Ejecutivo Federal, al Senado de la República y cada fracción política del PAN y PRD; se señalaron algunos puntos de vista comunes.

La postura del Senado y del Ejecutivo fueron muy similares al enfatizar en el déficit financiero de CFE, el nivel tarifario poco competitivo (en parte por problemas de desabasto de gas natural), altos costos de operación, poca diversificación de la matriz energética y baja inversión en la red de transmisión. No obstante, el Senado subrayó problemas que involucraron otros factores como los conflictos de interés relacionados con el acomodo institucional del modelo centralizado y la limitación de la participación de la inversión privada al presupuesto de la CFE.

Por su parte, la fracción del PAN también mencionó los problemas financieros de CFE enfatizando el papel de sus pasivos laborales y la falta de eficiencia en la operación de esta empresa por altos costos administrativos y mala distribución.

Por último, los argumentos del PRD, hicieron hincapié en que los problemas financieros de CFE fueron ocasionados por el esquema de subsidios en las tarifas, la transferencia de LyFC y los altos precios de los insumos energéticos; de igual forma, señaló la falta de coordinación entre CFE y PEMEX en la cogeneración de energía eléctrica y de que el orden institucional previo a la reforma sólo permitía que los agentes privados generaran electricidad mediante energías renovables, limitando las funciones de la CFE a la compra y distribución de energía. (ver esquema V. del anexo estadístico)

## **3.3 Modificaciones al marco legal**

### **3.3.1 Modificaciones Constitucionales**

El 13 de diciembre de 2013, la Cámara de Diputados aprobó la reforma constitucional en materia energética para los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución, además de agregar 21

artículos transitorios. Siete días más tarde, se hizo la publicación de la Reforma en el Diario Oficial de la Federación (DOF).

El artículo 25 establece las facultades y obligaciones del Estado, indicando que el Estado es responsable del desarrollo nacional integral y sustentable que promueva una distribución justa del ingreso y la riqueza. Con la reforma de 2013 se modificaron los párrafos cuarto, sexto y octavo; y se añadió que la responsabilidad antes dicha requiere del fomento de la competitividad en la economía, la cual se define como “el conjunto de condiciones necesarias para generar un mayor crecimiento económico, promoviendo la inversión y la generación de empleo” (SEGOB, 2013). Antes de la Reforma el Estado tenía a su cargo la rectoría del desarrollo nacional, con la reforma sólo se encarga de las áreas estratégicas y tiene control sobre los organismos y las EPE. Asimismo, con la reforma la ley alienta y protege la actividad económica que lleven a cabo los particulares y se compromete a proveer las condiciones.

Por otro lado, el artículo 27 enuncia las condiciones en las que la nación es propietaria de los bienes nacionales que comprenden las tierras y aguas territoriales, y cómo éstos pueden transferirse a particulares bajo determinadas situaciones. Con la reforma de 2013, se modificó el párrafo sexto y se agregó un séptimo para señalar que la nación posee la facultad de transmitir el dominio de la propiedad de dichos bienes a los particulares.

En el caso del sector eléctrico, la nación debe controlar la planeación y el control del SEN y los servicios públicos de transmisión y distribución de energía eléctrica (que se consideran Áreas Estratégicas); quedando prohibidas las concesiones, aunque si se podrán celebrar contratos con particulares siguiendo los términos de las leyes secundarias.

En lo que respecta al artículo 28, se prohíbe de manera explícita los monopolios, establece algunas excepciones y nombra a las autoridades que están a cargo de regular la competencia económica. No obstante, el Estado tiene derecho a ejercer de forma exclusiva actividades en las denominadas “Áreas Estratégicas”, que son “aquellas actividades económicas reservadas para uso exclusivo del Estado, a través de los organismos y empresas que requiera para su eficaz manejo, que ameritan esa categoría por razones de interés general necesario para el desarrollo económico del país, es decir, son aquellas

funciones identificadas con la soberanía económica, los servicios a cargo exclusivo del Gobierno Federal y la explotación de bienes de dominio directo, que por su significado social y nacional se orientan por el interés general que sólo garantiza el manejo del Estado, tal como lo estableció el Poder Revisor de la Constitución” (Suprema Corte de Justicia, 2017).

Cabe señalar que el control sobre dichas áreas no se considera un monopolio; entre éstas están: correos, telégrafos, energía nuclear, etc.<sup>47</sup> La Reforma modificó los párrafos cuarto y sexto, y se añadió un octavo. El párrafo cuarto dice que el Gobierno Federal tiene la propiedad y el control sobre los organismos y las EPE, que es una nueva figura jurídica que modifica la naturaleza y régimen de PEMEX y la CFE.

Originalmente este artículo contenía sólo la exclusividad en la emisión de moneda del Banco Central, a lo que la reforma añadió la creación del fideicomiso nombrado “Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo” que está respaldado por dicha institución y en el que se deben depositar los ingresos provenientes de la actividad de este subsector con excepción de los impuestos<sup>48</sup>. La función de este fondo es recibir, administrar y distribuir los ingresos que provengan de las asignaciones y contratos sin contar los impuestos<sup>49</sup>.

En materia regulatoria, se introdujeron dos nuevos órganos reguladores coordinados a saber: la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Asimismo, se fragmentó la Comisión Federal de Competencia<sup>50</sup> en dos órganos: la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE) y el Instituto Federal de Telecomunicaciones (IFT).

Por otro lado, los veintiún artículos transitorios especifican plazos, funciones institucionales, referencias a leyes secundarias y procedimientos que conlleva la reforma a los artículos

---

<sup>47</sup> Con la reforma se añadieron las áreas estratégicas que ya se mencionaron en los párrafos sexto y séptimo del artículo 27, además de las áreas mencionadas para el sector eléctrico, están también la exploración y extracción del petróleo y los hidrocarburos en general.

<sup>48</sup> Además del manejo de sus recursos cabe señalar que este fondo comenzará operaciones en 2015, de acuerdo con el artículo transitorio décimo cuarto.

<sup>49</sup> Para mayor detalle véase el párrafo séptimo del artículo 27 de la Constitución Mexicana.

<sup>50</sup> La cual fue creada en 1993 mediante la Ley de Competencia Económica.

antes dichos. A continuación, se mencionan las partes que involucran los cambios institucionales generales.

El artículo transitorio tercero menciona que a la fecha de su publicación, PEMEX y CFE tuvieron como máximo dos años para modificar su estatus legal y convertirse en empresas productivas del Estado.

Más adelante, en el décimo se describen las funciones que deben cumplir los órganos de gobierno relacionados directamente con las actividades del sector, éstos son: SENER, CNH, CRE, SHCP y CENACE<sup>51</sup>.

En los artículos transitorios, se incluyen algunas cuestiones operativas tales como las modalidades de contraprestación. En éstas últimas, el Estado debe pagar a sus EPE o a los particulares de las siguientes formas según sea la modalidad:

- I) En efectivo para los contratos de servicios;
- II) Con un porcentaje de la utilidad, para los contratos de utilidad compartida;
- III) Con un porcentaje de la producción obtenida, para los contratos de producción compartida;
- IV) Con la transmisión onerosa de los hidrocarburos una vez que hayan sido extraídos del subsuelo, para los contratos de licencia,
- V) Cualquier combinación de las anteriores<sup>52</sup>.

Una vez publicadas las modificaciones a la Constitución, el 11 de agosto de 2013 el ejecutivo federal dio a conocer la publicación de las leyes secundarias, las cuales consistieron en nueve leyes nuevas y 12 modificaciones a las ya existentes. Las nuevas leyes son:

- Ley de la Comisión Federal de Electricidad
- Ley de la Industria Eléctrica

---

<sup>51</sup> Se omiten los detalles que conciernen a las instituciones relacionadas con el petróleo y los hidrocarburos.

<sup>52</sup> Artículo transitorio cuarto de la Constitución.

- Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética
- Ley de Energía Geotérmica
- Ley de Petróleos Mexicanos
- Ley de Hidrocarburos
- Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos
- Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
- Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo

De éstas, las primeras cuatro son específicas sobre el sector eléctrico y las restantes, para el manejo del petróleo e hidrocarburos. Además, se hicieron las modificaciones pertinentes a 12 leyes<sup>53</sup> para introducir los cambios de la Reforma en el marco legal existente.

### **3.3.2. Ley de la Comisión Federal de Electricidad**

La Ley de la CFE es una Ley Reglamentaria del párrafo cuarto del artículo 25 y del Transitorio Vigésimo de la Constitución, cuyo objetivo es “regular la organización, administración, funcionamiento, operación, control, evaluación y rendición de cuentas al interior de la CFE” (Ley de la Comisión Federal de Electricidad, 2014). Entre las funciones primordiales de la CFE que contempla esta ley está el garantizar el acceso abierto a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución; así como, encargarse de que la operación al interior del sector eléctrico sea eficiente y haya un ambiente competitivo.

En lo que respecta al régimen de propiedad, la CFE es propiedad del Estado<sup>54</sup> y está constituida como un organismo público con autonomía, técnica, operativa y de gestión; que

---

<sup>53</sup> Ley de Inversión Extranjera, Ley Minera, Ley de Asociaciones Público Privadas, Ley de Aguas Nacionales, Ley Federal de Entidades Paraestatales, Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público, Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las mismas, Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, Ley Federal de Derechos, Ley de Coordinación Fiscal, Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria; y, la Ley General de Deuda Pública.

<sup>54</sup> Artículo 4º de esta Ley.

tras esta reforma adquirió las características de una EPE, para lo que la Ley prevé el establecimiento de un régimen especial en ámbitos que incluyen a sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, remuneraciones, adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras, bienes, responsabilidades, dividendo estatal, presupuesto y deuda.

La CFE en su calidad de EPE puede contar con empresas productivas subsidiarias y empresas filiales. Las primeras, “son EPE con personalidad jurídica y patrimonio propio; en tanto que, las empresas filiales son aquellas empresas que no son paraestatales y que se crean y rigen conforme a los estatutos del derecho privado de su lugar de origen, ya sea nacional o extranjero, y en las que la CFE participa de manera directa o indirecta abarcando más del cincuenta por ciento de su capital social, independientemente de que estén formadas de bajo las leyes nacionales o extranjeras. Además, cada cinco años la CFE debe llevar a cabo un plan de negocios que incluya a ambos tipos de empresas, que conste de: objetivos, estrategias, diagnóstico y escenarios”.<sup>55</sup>

Esta ley especifica que las empresas productivas subsidiarias representan a la CFE en las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica<sup>56</sup>. Asimismo, puede realizar en conjunto con sus empresas subsidiarias, contratos con sus empresas filiales o con particulares, con la finalidad de mejorar la infraestructura necesaria para prestar sus servicios.

Las empresas filiales intervienen en representación de la CFE para hacer actividades en asociación con terceros<sup>57</sup>. En cambio, las adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras; se deben hacer mediante convocatorias públicas para concursos abiertos. En este aspecto, el Consejo de Administración tiene la facultad de elegir diferentes mecanismos de adjudicación, tales como: subastas ascendentes, subastas descendentes, o subastas al primer precio.<sup>58</sup> Para los procesos de licitación es obligatorio que las autoridades

---

<sup>55</sup> Artículo 13 de esta Ley.

<sup>56</sup> Artículo 57 de esta Ley.

<sup>57</sup> Interviene las empresas filiales u otras formas de asociación legales.

<sup>58</sup> La subasta “ascendente, inglesa o subastas de arte”, son aquellas en las que el precio sube hasta que sólo queda un comprador. En cambio, en las de tipo “descendente u holandesa”, también llamadas “lonjas de pescado”, el precio baja hasta que un comprador lo acepta. Por otro lado, la subasta de “primer precio o de sobre cerrado”, se efectúan con una sola oferta hecha por cada uno

contemplan criterios de desempate, los cuales se deben incluir en las bases de licitación correspondientes. De no ser viables los principales mecanismos de adjudicación, el Estado puede recurrir a otras formas de licitación, por ejemplo, la invitación restringida o la adjudicación directa<sup>59</sup>.

Este régimen para CFE y sus empresas productivas subsidiarias establece la obligación de entregar en el mes de julio de cada año al Gobierno Federal, un dividendo estatal y de acuerdo con la Ley de la CFE (2014) el Consejo de Administración de la CFE tiene que presentar a la SHCP un reporte sobre la situación financiera de la empresa y de sus empresas productivas subsidiarias; así como, los planes, opciones y perspectivas de inversión y financiamiento en el ejercicio inmediato siguiente y los cinco años posteriores.

En materia de financiamiento por contratación de deuda pública, “la CFE debe enviar anualmente a la SHCP su propuesta global de financiamiento, incluyendo a la de sus empresas productivas subsidiarias y que se pueda agregar al apartado correspondiente a la iniciativa de Ley de Ingresos de la Federación”<sup>60</sup>. Cabe señalar que, las obligaciones de deuda pública emitidas por la CFE y sus empresas subsidiarias no están respaldadas por el Estado mexicano. Empero, la CFE no requiere que la SHCP autorice negociaciones oficiales para conseguir financiamiento para sí misma y sus empresas subsidiarias, en el mercado interno y externo de dinero y de capitales.

---

de los compradores, donde las propuestas deben expresarse al mismo tiempo: para que al final el bien se adjudique a la oferta más alta, entonces el precio de colocación se traduce al precio de la oferta final (Subastas en México , 2018) y (López, 2018)

<sup>59</sup> Para el caso de la invitación restringida, la invitación es difundida a través de Internet (COMPRANET) y en la página WEB de la dependencia o entidad y los actos de presentación y apertura podrán ser sin la presencia del licitante, pero siempre se invitará al Órgano Interno de Control, para ello se debe contar con un mínimo de tres propuestas solventes y los plazos se fijan atendiendo el tipo de bienes o servicios requeridos (Licitaciones , 2018). En la adjudicación directa, el procedimiento se realiza sin puesta en concurrencia y por ende sin que exista competencia, adjudicándose el contrato a un proveedor que ha sido preseleccionado para tales efectos por la dependencia o entidad. Para más información consulte el sitio de la Secretaría de la Función Pública, <https://www.gob.mx/sfp/acciones-y-programas/1-3-3-adjudicacion-directa>

<sup>60</sup> Conforme al artículo 10 de la Ley General de Deuda Pública.

### 3.3.3 Ley de la Industria Eléctrica

La Ley de la Industria Eléctrica publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014, sustituyó a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica publicada en el DOF el 22 de diciembre de 1975, para cumplir con el objetivo de “regular la planeación y el control del SEN, el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, las demás actividades de la industria eléctrica y promover el desarrollo sustentable”<sup>61</sup>

En primer lugar, se enuncia la diferencia entre la Industria Eléctrica y el Sector Eléctrico, que consiste en que la primera abarca las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, la planeación y el control del SEN; y la operación del MEM, las cuales son de interés público. Por otro lado, el Sector Eléctrico comprende a la industria eléctrica y su proveeduría de insumos primarios<sup>62</sup>.

Continuando, el artículo 3° enlista una serie de definiciones básicas, de las cuales es importante recuperar aquellas que describen la estructura del acomodo del MEM, que es operado por el CENACE y del cual se detallarán elementos relevantes de su operación en los siguientes apartados<sup>63</sup>.

Primero, el SEN se integra por:

- a)** La Red Nacional de Transmisión;
- b)** Las Redes Generales de Distribución;
- c)** Las Centrales Eléctricas que entregan energía eléctrica a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución;
- d)** Los equipos e instalaciones del CENACE utilizados para llevar a cabo el Control Operativo, y
- e)** Los demás elementos que determine la Secretaría;

En la fase de generación, las centrales eléctricas constituyen el primer eslabón y son instalaciones que permiten generar energía eléctrica y productos asociados. Otro concepto

---

<sup>61</sup> Artículo 1° de la Ley de la Industria Eléctrica

<sup>62</sup> Artículo 2° de la Ley de la Industria Eléctrica.

<sup>63</sup> Para mayor información consúltese a detalle el artículo 96 de esta Ley.

relacionado son los centros de carga, definidos como “instalaciones y equipos que, en un sitio determinado permiten que un Usuario Final reciba el Suministro Eléctrico”<sup>64</sup>.

El siguiente elemento del SEN lo conforman las redes, las cuales son: la Red Nacional de Transmisión, las Redes Generales de Distribución y las Redes particulares. El primer tipo se trata de un “sistema integrado por el conjunto de las Redes Eléctricas que se utilizan para transportar energía eléctrica a las Redes Generales de Distribución y al público en general, así como las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros que determine la SENER”<sup>65</sup>. Por otro lado, las Redes Generales de Distribución, son aquellas que se utilizan para distribuir energía eléctrica al público en general; y, las Redes Particulares son las que no forman parte de ninguna de las clasificaciones anteriores.

El Suministro Eléctrico como parte final del SEN, es un Conjunto de productos y servicios requeridos para satisfacer la demanda y el consumo de energía eléctrica de los Usuarios Finales, regulado (cuando corresponde) por la CRE. Dependiendo del tipo de usuarios a quienes se preste el servicio, se pueden distinguir tres modalidades: Suministro Básico, Suministro Calificado y Suministro de Último Recurso. El primero se debe prestar a cualquier persona siempre y cuando no sea un Usuario Calificado. La segunda modalidad es aquella que se provee a los Usuarios Calificados bajo un régimen de competencia o en términos del MEM. Por último, el Suministro de Último Recurso se proporciona en casos excepcionales, es decir, que se presta sólo con precios máximos a los Usuarios Calificados, por un tiempo limitado en caso de que por algún motivo no puedan proporcionar el servicio.

Por otro lado, esta Ley puntualiza que, el suministro eléctrico es un servicio de interés público, pero la generación y comercialización de electricidad son servicios en los que se admite un régimen de libre competencia. Específicamente “las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización y el Control Operativo del SEN son de utilidad pública y se deben apegar a las obligaciones del servicio público y universal, el cual debe garantizar principalmente, el acceso abierto a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución, dar el servicio a todo el que lo solicite (siempre y cuando sea factible), contribuir al Fondo de Servicio Universal Eléctrico, cumplir

---

<sup>64</sup> Artículo 3° de la Ley de la Industria Eléctrica.

<sup>65</sup> Artículo 3° de la Ley de la Industria Eléctrica.

las medidas de protección ambiental y ofrecer energía eléctrica, potencia y Servicios Conexos al MEM<sup>66</sup>.

La parte medular de esta ley la integra la explicación del funcionamiento de cada una de las etapas en la producción y suministro de energía eléctrica. En lo relativo a la generación, establece que “las centrales eléctricas con capacidad mayor o igual a 0.5 MW y las Centrales Eléctricas de cualquier tamaño representadas por un generador<sup>67</sup> en el MEM requieren permiso otorgado por la CRE para generar energía eléctrica en el territorio nacional<sup>68</sup>, también para la importación de energía eléctrica proveniente de una central extranjera conectada al SEN, excepto para las centrales que se destinen al autoconsumo en caso de emergencias o interrupciones en el sistema y a la modalidad de abasto aislado<sup>69</sup> y que actúan bajo la figura de Generadores Exentos<sup>70</sup>.

En lo relativo a los generadores participantes, se deben celebrar contratos en los términos que dicte la CRE y seguir las instrucciones de operación que establezca el CENACE. Cabe mencionar que “los permisos de generación comprenderán el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación, ampliación, modernización, vigilancia y conservación de las Redes Particulares que resulten necesarias para entregar la producción de las Centrales Eléctricas a la Red Nacional de Transmisión o las Redes Generales de Distribución, o para fines de Abasto Aislado<sup>71</sup>.

En la fase de transmisión y distribución de energía eléctrica, “los transportistas y los distribuidores son responsables de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución apegándose a las instrucciones de CENACE para su operación y

---

<sup>66</sup> Artículo 4° de la Ley de la Industria Eléctrica.

<sup>67</sup> La Ley define a un generador como: Titular de uno o varios permisos para generar electricidad en Centrales Eléctricas, o bien, titular de un contrato de Participante del Mercado que representa en el MEM a dichas centrales o, con la autorización de la CRE, a las Centrales Eléctricas ubicadas en el extranjero.

<sup>68</sup> Artículo 17 de esta ley.

<sup>69</sup> También hay una modalidad de abastecimiento de energía independiente “abasto aislado”, el cual no está conectado con la red del SEN y que puede ser para exportación y autoabastecimiento. Esta modalidad no se considera Suministro Eléctrico, pero se sujeta a las obligaciones de esta ley. De hecho, el artículo 22 de esta ley dice que se necesita que la CRE autorice las importaciones y exportaciones en esta modalidad.

<sup>70</sup> Propietario o poseedor de una o varias Centrales Eléctricas que no requieren ni cuentan con permiso para generar energía eléctrica en términos de esta Ley.

<sup>71</sup> Artículo 43 de la Ley de la Industria Eléctrica.

mantenimiento”<sup>72</sup>. Cabe mencionar que, “las Redes Particulares no son parte de la Red Nacional de Transmisión o las Redes Generales de Distribución y, por ende, no están regidas bajo las leyes de interés público”<sup>73</sup>.

Por otro lado, la comercialización de energía puede abarcar una o más de las siguientes funciones: dar el servicio de suministro a los Usuarios finales, representar a los generadores exentos, comprar los servicios de transmisión y distribución de acuerdo con las tarifas reguladas, entre otras funciones que pueda determinar la CRE con el tiempo<sup>74</sup>. Algunas de las reglas explícitas en la Ley para esta etapa son<sup>75</sup>:

- La CRE establece los requisitos que los Suministradores y los Usuarios Calificados Participantes del Mercado deben seguir para adquirir la potencia que les permita suministrar a los Centros de Carga que representen.
- Previo al inicio del Suministro Básico o Suministro Calificado, el Usuario Final deberá celebrar un contrato de suministro con un Suministrador.
- Los Suministradores de Servicios Básicos celebrarán Contratos de Cobertura Eléctrica sólo a través de subastas que llevará a cabo el CENACE.

Continuando, el capítulo V describe las características de los Usuarios Calificados Participantes del MEM, los cuales son titulares de los Centros de Carga que se suministren y que no están representados por un Suministrador<sup>76</sup>. Para actuar en el MEM como Usuario Calificado es necesario que éstos se registren ante la CRE con el fin de corroborar que cumplen con los requisitos de demanda<sup>77</sup> y consumo fijados. Sin embargo, sólo podrán

---

<sup>72</sup> Artículo 26 de la Ley de la Industria Eléctrica.

<sup>73</sup> Artículo 43 de la Ley de la Industria Eléctrica.

<sup>74</sup> También puede llevar a cabo las transacciones referidas en el artículo 96 de esta Ley, en el MEM; así como, celebrar los contratos referidos en el artículo 97 de esta Ley, con los Generadores, Comercializadores y Usuarios Calificados Participantes del Mercado.

<sup>75</sup> No se mencionan las especificidades referentes a modalidades de suministro excepcional.

<sup>76</sup> Con excepción de la prestación del Suministro Eléctrico a terceros y la representación de Generadores Exentos terceros, los Usuarios Calificados Participantes del Mercado podrán realizar las actividades de comercialización a que se refiere el artículo 45 de la presente Ley.

<sup>77</sup> El requisito de demanda hasta el 11 de agosto de 2016 de los centros de carga debía ser igual o mayor a 2 MW; pero, a partir del 12 de agosto de 2016, los centros de carga que reporten una

recibir el Suministro Eléctrico y vender la energía eléctrica y Productos Asociados de su Demanda Controlable a través de un Suministrador de Servicios Calificados.

Otro elemento importante es el fomento a la Industria Nacional, en donde la SE con la opinión de la SENER definirán las estrategias para el fomento industrial de las cadenas productivas locales y de la inversión directa en esta industria, prestando atención a la participación de las pequeñas y medianas empresas. Además, la SENER y la CRE, con la opinión de la SE, se encargan de definir condiciones en los contratos y permisos que con igualdad de condiciones que involucren precios, calidad y entrega oportuna, den preferencia a la adquisición de bienes y servicios nacionales; así como, la contratación a nivel técnico y directivo de personas de origen mexicano.

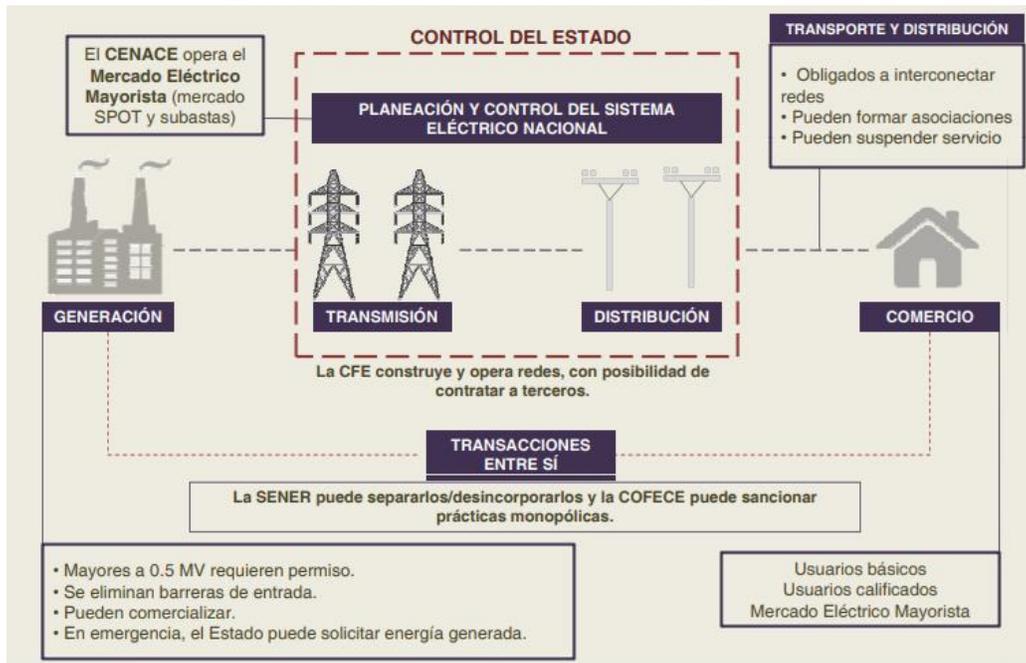
Por otro lado, la SENER hará uso de distintos mecanismos para la diversificación de fuentes de energía, seguridad energética y la promoción de fuentes de energías limpias. Entre éstos están los Certificados de Energías Limpias (CEL) que “son títulos emitidos por la CRE que acreditan la producción de una cantidad determinada de energía eléctrica producida mediante Energías Limpias y que facilita el cumplimiento de los requisitos asociados al consumo de los Centros de Carga”<sup>78</sup>. Asimismo, esta dependencia debe dictar el primer trimestre de cada año las obligaciones para adquirir CEL, las cuales deben cumplirse en un lapso de hasta tres años después de su emisión con la posibilidad de alargar el plazo. A manera de resumen, a continuación, se presenta un esquema que rescata los elementos más generales en el funcionamiento de la Industria Eléctrica.

---

demanda igual o mayor a 1 MW, podrán incluirse en el Registro de Usuarios Calificados. Disponible en el Sitio Oficial de la CRE.

<sup>78</sup> Artículo 3° de la Ley de la Industria Eléctrica.

**Esquema 3.1**  
**El Funcionamiento de la Industria Eléctrica**



**Fuente:** Tomado de Del Río, 2016.

### 3.3.4. Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética

La Ley de los Órganos Coordinados en Materia Energética, es una ley reglamentaria del párrafo octavo del artículo 28 de la Constitución Política, que sustituye la aplicación de la anterior Ley de la Comisión Reguladora de Energía, publicada en el DOF el 31 de octubre de 1995; y, la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, publicada en el DOF el 28 de noviembre de 2008. De este modo, se distinguen dos órganos reguladores al interior del sector: la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE), los cuales poseen autonomía de gestión, técnica y operativa<sup>79</sup>. Su estructura organizacional se integra por un órgano de gobierno con siete comisionados, (incluido su presidente) y una secretaría ejecutiva.

<sup>79</sup> Artículo 3° de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en materia energética.

En el ámbito presupuestal se rigen por la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, cumpliendo una serie de requisitos para su integración en el Presupuesto de Egresos. Dicho proceso contempla que los remanentes de los ingresos excedentes de éstos órganos se capten en fideicomisos públicos, pudiendo acumular recursos hasta tres veces mayores que su presupuesto anual aprobado en el último ejercicio fiscal.

Finalmente, esta ley separa las atribuciones de cada órgano regulador. La CNH debe “regular y supervisar desde el reconocimiento y exploración superficial y explotación de hidrocarburos hasta su integración en el sistema de transporte y almacenamiento, licitar contratos de exploración y extracción y prestar asesoría técnica a la SENER, y el manejo de información correspondiente y registros”<sup>80</sup>, principalmente. Por su parte, la CRE “regula y promueve todas las actividades de la cadena productiva de los sectores petrolero y eléctrico, particularmente el transporte por ductos, almacenamiento, distribución y expendio al público de bioenergéticos, y la generación de electricidad, los servicios públicos y privados de transmisión y distribución; y la comercialización de electricidad”<sup>81</sup>.

### **3.3.5 Ley de Energía Geotérmica**

La Ley de Energía Geotérmica, es una ley de interés y orden público cuyo objetivo es regular el reconocimiento, la exploración y la explotación de recursos geotérmicos para el aprovechamiento de la energía térmica para la generación de energía eléctrica u otros usos<sup>82</sup>. Además, esta ley toma como referencia en algunas partes y entrelaza a la Ley de Aguas Nacionales y a la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables.

Los recursos geotérmicos del país pueden ser reconocidos, explorados y explotados mediante permisos de carácter temporal. Para el caso de actividades de reconocimiento, sólo dura ocho meses; para la exploración sólo se permite una extensión máxima de 150 km<sup>2</sup> sólo durante tres años, con derecho a prórroga por el mismo tiempo, si las empresas cumplen con los requisitos que prevé la ley. Para el caso de la explotación, los derechos se

---

<sup>80</sup> Para más información consultar el capítulo XIII de esta Ley.

<sup>81</sup> Artículo 41 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en materia energética, véase también capítulo XIV de esta Ley.

<sup>82</sup> Artículo 1° de la Ley de Energía Geotérmica.

otorgan por medio de concesiones que tienen una vigencia máxima de treinta años<sup>83</sup> que pueden extenderse si las empresas cumplen con las condiciones previstas en la ley y reglamento<sup>84</sup>.

En última instancia, SENER puede adjudicar a CFE los permisos o concesiones correspondientes para seguir con actividades de exploración y explotación, considerando: los pozos exploratorios perforados, pozos productores de energía geotérmica, y el campo delimitado conforme a la información de CFE.

### **3.4 Nuevo Modelo del Sector Eléctrico**

De acuerdo con Ochoa (2015), el modelo de apertura de mercado contempla la participación de múltiples generadores y comercializadores, así como acceso universal y operación eficiente de las redes de transmisión y distribución del sector.

A continuación, se resumen las características del modo de operación propuesto en cada etapa del SEN, una vez aplicada la nueva Reforma.

#### **Etapas**

1. Generación, hay libre competencia para generar y vender energía en el MEM y para operar se requiere permiso de la CRE.
2. Transmisión, los generadores tienen acceso libre y equitativo a esta fase; sin embargo, se considera una actividad estratégica del Estado; empero, es posible realizar contratos con particulares. Las redes de transmisión quedan como activo de la CFE, pero su control está a cargo de CENACE.

---

<sup>83</sup> Artículo 26 de la Ley de Energía Geotérmica.

<sup>84</sup> De no cumplirse parte de los términos a causa de que las empresas se declaren financieramente inhabilitadas para cumplir o en el caso de que haya finalizado anticipadamente, por revocación o caducidad de los títulos sobre una concesión de un área geotérmica, se recurre a una licitación pública.

3. Distribución, los generadores tienen acceso libre y equitativo a esta fase y al igual que la transmisión, se considera actividad estratégica del Estado y también es posible realizar contratos con particulares.
4. Despacho, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) se independiza de la CFE para tener la función de controlar el SEN y el mercado spot (en tiempo real). La regla básica de su funcionamiento es que la energía eléctrica de menor costo se despachada primero.
5. Comercialización, hay apertura y con ello se plantea que los usuarios calificados puedan pactar precios con las empresas generadoras. Ahora está permitido que los particulares puedan comercializar la energía generada y transmitida por la CFE<sup>85</sup>.

Cabe señalar que, los contratos con los que participen los agentes privados en las fases de transmisión y distribución, pueden ser de distinta índole: de construcción, operación y mantenimiento de líneas de transmisión, en general también contratos relacionados con el mejoramiento de la infraestructura.

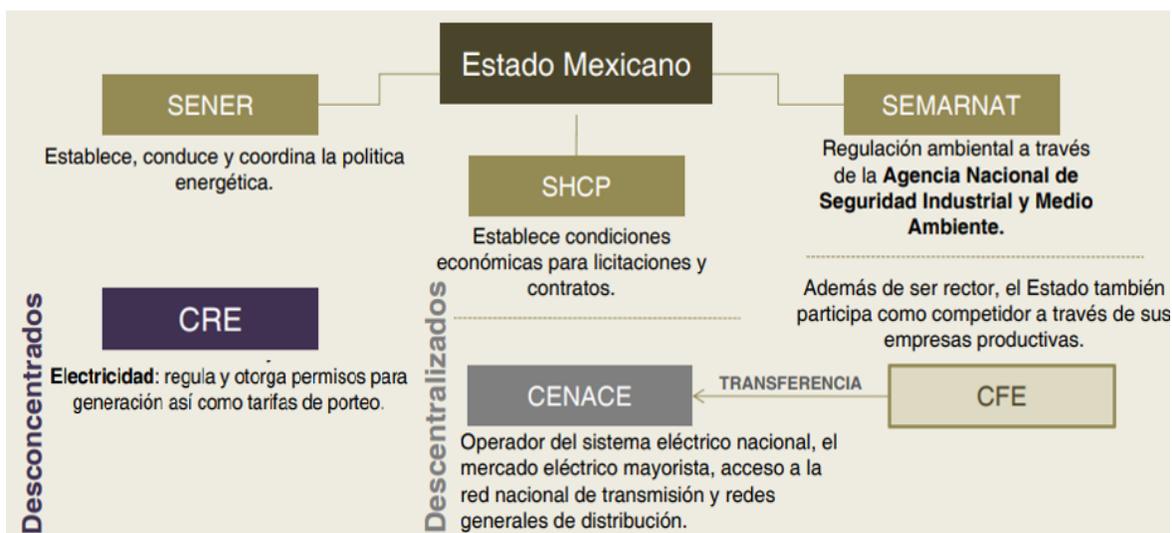
### **3.5 Nuevo Diseño Institucional**

La Reforma al sector eléctrico prevé un nuevo diseño institucional respaldado en las modificaciones legales antes dichas. De este modo, se pueden distinguir cuatro niveles, el primero está relacionado con los organismos que controla directamente el Estado; es decir, las secretarías participantes: SENER, SHCP y SEMARNAT. A su vez, éstas instituciones funcionan en conjunto con un órgano centralizado de gobierno (CRE) y uno descentralizado (CENACE). Por último, se encuentra la EPE del sector eléctrico (CFE). (Ver esquema 3.2)

---

<sup>85</sup> Recuperado de Ochoa 2015, p. 46-54.

### Esquema 3.2 Diseño Institucional



**Fuente:** Tomado de Del Río 2016.

\*El esquema original contiene el acomodo institucional del sector en general, este ha sido modificado para contener sólo información del Sector Eléctrico.

#### 3.5.1 Órgano de gobierno centralizado

Dado que las actividades del sector energético son de interés público, el Estado mexicano está a cargo de dirigirlo a través de tres órganos centralizados: SENER en materia técnica y directamente relacionada con el sector, SHCP para establecer las condiciones económicas y recaudatorias; y, la SEMARNAT para garantizar que las actividades se lleven a cabo contemplando los requerimientos medioambientales previstos por la ley.

La SENER, se encarga de realizar la política energética y la adjudicación de asignaciones y selección de áreas que pueden ser objeto de los contratos referidos en el párrafo séptimo del artículo 27 constitucional. Debe recibir asistencia técnica de la CNH en lo referente a los apartados técnicos de dichos contratos, licitaciones y permisos para el procesamiento del gas natural y el tratamiento y refinación de petróleo. Asimismo, se coordina con autoridades públicas de distintos niveles y se encarga de la administración del Servicio Universal Eléctrico. En lo que respecta a la electricidad, ésta secretaría hace la separación legal para promover la apertura del acceso y operaciones en el sector, vigilando el cumplimiento de la ley.

Por su parte, la SHCP tiene como principal función imponer las condiciones económicas y fiscales en las licitaciones y contratos.

Por último, la SEMARNAT se encarga de garantizar que las actividades se lleven a cabo contemplando los requerimientos medioambientales previstos por la ley.

### **3.5.2 Órgano Desconcentrado**

La CRE, es la institución responsable de regular, autorizar permisos de generación, importación y exportación y fijar las tarifas de porteo para la transmisión y distribución.

Entre las funciones de la CRE, está el autorizar al CENACE llevar a cabo subastas a fin de adquirir potencia cuando lo considere necesario para asegurar la confiabilidad del SEN, determinar la asignación de los costos que resulten de dichas subastas y expedir protocolos para que el CENACE gestione la contratación de potencia en casos de emergencia.

La CRE también establece las disposiciones de carácter general para las subastas y puede determinar mecanismos mediante los cuales los costos netos de estos contratos se compartan entre todos los Suministradores y Usuarios Calificados, o bien, que se cobren a los Suministradores o Usuarios Calificados que no hayan cumplido con la potencia acordada.

### **3.5.3 Órgano Descentralizado**

El CENACE, es un organismo público descentralizado creado conforme a lo dispuesto en la Ley de la Industria Eléctrica, y que anteriormente formaba parte de la CFE. A partir de la Reforma, está a cargo del control operativo del SEN, la operación del MEM, el mercado spot (en tiempo real); así como, del acceso a las redes de transmisión y distribución. Asimismo, está facultado para llevar a cabo subastas de cobertura eléctrica para la adquisición de energía eléctrica por parte de la CFE.

Cabe señalar que, el CENACE funge como un organismo imparcial facultado para controlar el SEN y en conjunto con la SENER, estar a cargo de la planeación y extensión de éste; también determina la asignación de responsabilidades y procedimientos de coordinación con los Transportistas y Distribuidores.

### **3.5.4 Empresa Productiva del Estado**

La CFE está encargada de fijar los precios y proveer el servicio a los Usuarios de Suministro Básico. El Consejo de Administración es el principal órgano dentro de esta institución y está facultado para la toma de decisiones. Se integra por el titular de la SENER, la SHCP, tres consejeros del gobierno federal, cuatro consejeros independientes, todos nombrados por el ejecutivo federal y un consejero independiente nombrado por los trabajadores y las empresas subsidiarias<sup>86</sup>.

Dentro del orden legal de la nueva estructura de esta EPE, el 28 de diciembre de 2015, la SENER emitió los TESLS (Términos de la Estricta Separación Legal de la CFE) que consisten en establecer la división horizontal de esta EPE. De este modo, CFE se sujeta a las reglas de competencia que garanticen un piso parejo en el MEM. Para ello, se crearon 9 empresas subsidiarias y 4 empresas filiales pertenecientes a CFE. Cabe señalar que, las empresas subsidiarias están controladas por la compañía matriz (en este caso CFE) que subordina sus funciones a través de la subsidiaria, porque generalmente ésta es la que posee el mayor número de acciones de la subsidiaria; en tanto que, las empresas filiales que se consideran como sociedades de responsabilidad limitada, son aquellas que están controladas directamente por la empresa matriz de manera total o parcial. Cada una de éstas empresas cuenta con un consejo de administración independiente y se organizan de la siguiente manera (ver el siguiente esquema):

- 6 subsidiarias de generación
- 1 subsidiaria de transmisión de energía eléctrica.
- 1 subsidiaria de distribución de energía eléctrica.
- 1 subsidiaria de suministro básico.
- 1 empresa filial de intermediación de Contratos Legados.

---

<sup>86</sup> Para mayor información consultar el capítulo II de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad.

- 1 empresa filial de suministro calificado.
- 1 empresa filial de CFenergía.
- 1 empresa filial de CFE internacional.

**Esquema 3.3**  
**Estructura de la CFE**



**Fuente:** Tomado del Sitio Oficial de la CFE.

Entre las facultades de la CFE está el autorizar al CENACE llevar a cabo subastas para adquirir potencia para mantener el buen funcionamiento del SEN y su confiabilidad. Además, determina los costos que se deriven de las subastas y expide protocolos para que el CENACE gestione la contratación de potencia en casos de emergencia.

A pesar de que ya no es considerada una empresa paraestatal, queda bajo la figura jurídica de EPE, lo que implica que dejará de pagar por el aprovechamiento de su infraestructura y pagará el ISR como el resto de las empresas privadas. En lo que respecta a los subsidios, éstos serán compensados con una partida presupuestal que será transferida a la empresa cada año (con el objetivo de vencer problemas fiscales y financieros de la empresa).

Otro cambio relevante es que el giro comercial de la empresa no se va a enfocar únicamente en el sector eléctrico, sino que también se plantea que abarque el sector energético en su conjunto, por ejemplo, en la comercialización de gas natural. Además, está permitido que venda sus excedentes de energía generada a otras empresas.

Cabe señalar que, CFE continúa siendo la instancia responsable de llevar a cabo proyectos de electrificación en zonas rurales y marginadas, a través de distintas formas de financiamiento, entre las que se contempla el Fondo de Servicio Universal Eléctrico, el cual se compone del excedente de los ingresos de la gestión de las pérdidas técnicas en el MEM y por aportaciones de terceros (la SENER se responsabiliza de la administración de este fondo).

### **3.6 Bases del Mercado Eléctrico Mayorista**

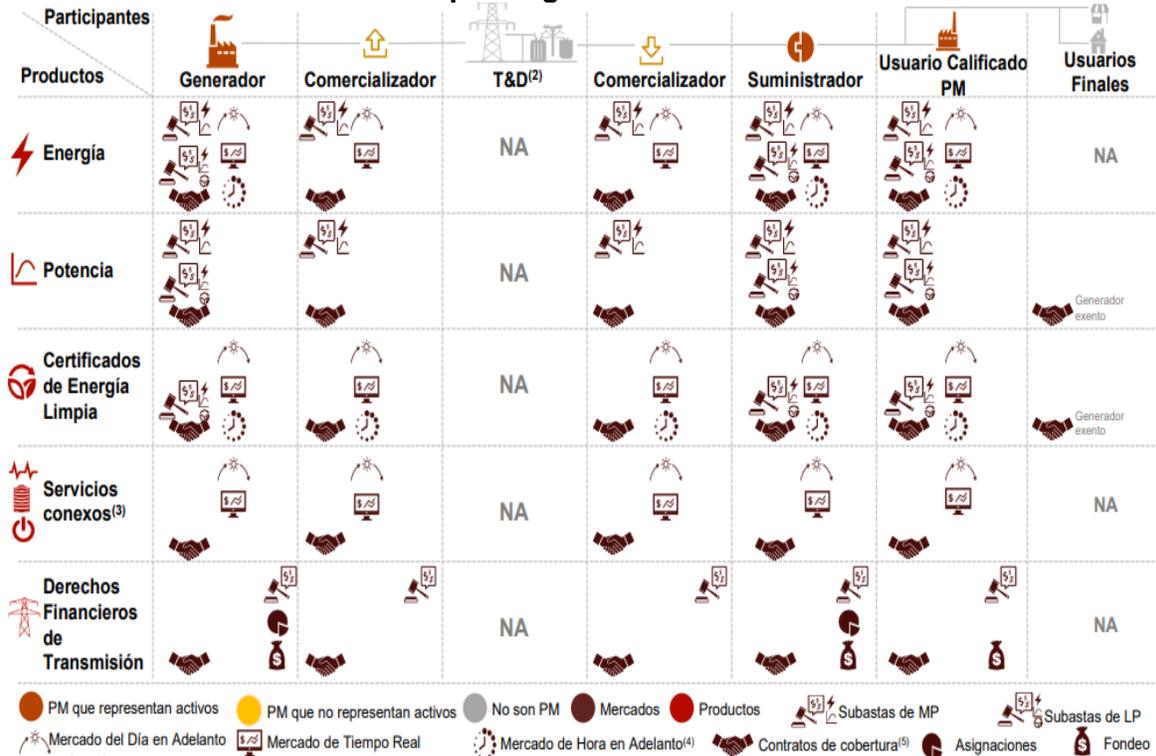
En este documento fue emitido en el DOF el 8 de septiembre de 2015, en él se describe detalladamente el diseño y funcionamiento del MEM y, en conjunto con las Disposiciones Operativas del Mercado constituye las Reglas del MEM. De este modo, se convino que el MEM estuviera integrado por los siguientes mercados:

- 1) Mercado de Energía de Corto Plazo
  - a) Mercado del Día en Adelanto (MDA)
  - b) Mercado de Tiempo Real (MTR)
  - c) Mercado de Una Hora en Adelanto (MHA); (a partir de la segunda etapa)
- 2) Mercado para el Balance de Potencia;
- 3) Mercado de Certificados de Energías Limpias; y,
- 4) Subastas de Derechos Financieros de Transmisión.
- 5) Subastas de Mediano y Largo plazo y Contratos de Cobertura Eléctrica
  - a) Subastas de Mediano Plazo (contratos de potencia y energía por 3 años)
  - b) Subastas de Largo Plazo (contratos de potencia y energías limpias duración 15 años; y CEL's de 20 años)

(Bases del Mercado Eléctrico, 2015)

Por un lado, los participantes son los agentes que integran la cadena de valor del proceso productivo de energía eléctrica (descritos en la Ley de la Industria Eléctrica); es decir, los generadores, comercializadores, suministradores y usuarios que pueden ser calificados y finales. Por otro lado, los productos que se ofertan en este mercado, además de energía eléctrica son: potencia, CEL, Servicios Conexos y Derechos Financieros de Transmisión. (ver el esquema)

**Esquema 3.4**  
**Esquema general del MEM**



Fuente: Tomado de PWC, 2015.

### 3.6.1 Productos del MEM

A continuación, se definen los diferentes productos que se ofertan en el MEM.

La Potencia, es un producto que los generadores pueden vender a manera de obligación para asegurar la disponibilidad de la producción física y ofrecer la energía correspondiente en el MTR (Mercado de Tiempo Real) y MDA (Mercado de día Adelantado). Las ERC (Entidades Responsables de Carga) deberán cumplir con sus obligaciones de potencia a través de Contratos de Cobertura Eléctrica o mediante el mercado para el Balance de Potencia.

Los Certificados de Energía Limpia<sup>87</sup>, este producto se ofrece en el MTR, en el MDA y en el MHA (Mercado de Hora en Adelanto), y todos los participantes, menos los comercializadores pueden participar en subastas de largo plazo.

Los Servicios Conexos, tienen por objeto garantizar la confiabilidad del SEN y son una obligación para los participantes del mercado. Éstos pueden estar o no incluidos en el mercado. Las opciones que ofrece este servicio dentro del mercado son: las reservas de regulación, las reservas rodantes, las reservas operativas y las reservas suplementarias. En tanto que, fuera del mercado ofrecen: reservas reactivas (control de voltaje, disponibilidad para inyectar o absorber MVAR<sup>88</sup>), potencia reactiva (soporte de voltaje, inyección o absorción de MVAR) y arranque de emergencia y regulación primaria (servicio obligatorio que deberá ser provisto por las Unidades de las Centrales Eléctricas). Éstos servicios se pueden ofrecer en el MTR y en el MDA.

Los Derechos Financieros de Transmisión, son títulos de crédito para pagos financieros que no otorgan un derecho físico para usar la red, pues otorgan el derecho y la obligación de cobrar o pagar la diferencia entre los precios marginales locales (PML) de inyección y retiro. Éstos derechos están sujetos a subastas para todos los participantes y asignaciones para los generadores y suministradores.

### **3.6.2 Participantes del MEM**

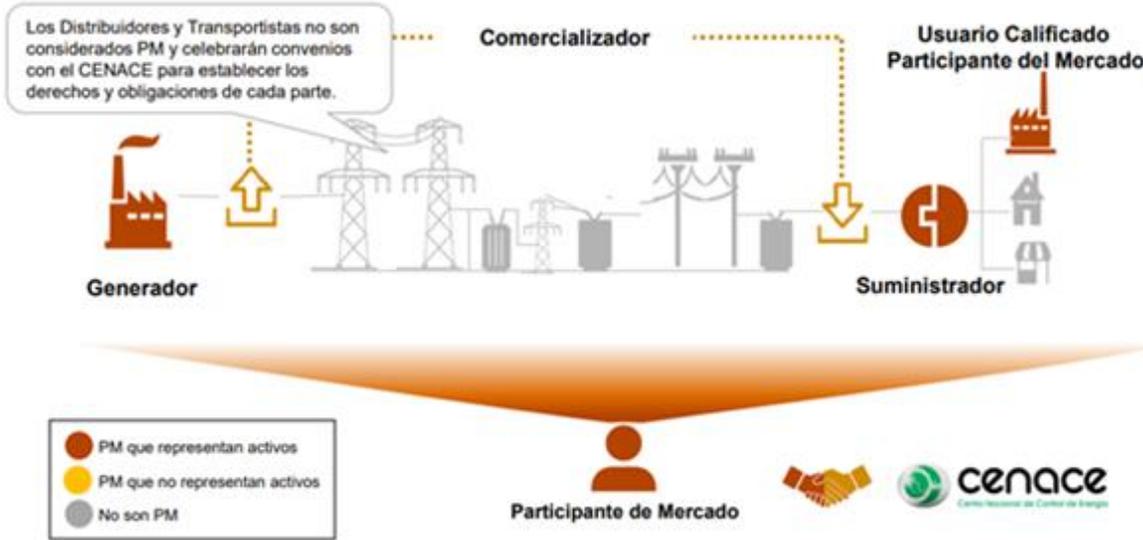
El MEM está integrado por diferentes tipos de participantes que forman parte de la cadena productiva del sector. Éstos son: generadores, comercializadores, suministradores y usuarios (ver el siguiente esquema).

---

<sup>87</sup> Ya se definieron en este capítulo.

<sup>88</sup> MVAR (amperes de mega voltios, reactivo), esta es otra medida de "poder" que mide el componente de poder que es reactivo, lo que significa que el componente de poder fluye en los cables para crear campos magnéticos, pero en realidad no se transforma en trabajo.

### Esquema 3.5 Modalidades de Participantes en el MEM



\*PM: Participantes del mercado  
**Fuente:** Tomado de PWC, 2015.

Los generadores son los agentes que representan a las Centrales Eléctricas (CE) en el MEM. También están los generadores de intermediación que representan a los Centros de Carga (CdC), además de representar a las CE e incluyen los Contratos de Interconexión Legados<sup>89</sup>.

Los Comercializadores no Suministradores, por su parte son los participantes que realizan operaciones en el MEM sin representar recursos físicos.

Continuando, los suministradores tienen como función representar los CdC en el MEM para el consumo de diferentes tipos de usuarios, de ahí que haya tres tipos de suministradores: de Servicios Calificados, de Servicios Básicos y de Último Recurso.

- Suministrador de Servicios Calificados, es un permisionario que ofrece el Suministro Calificado a los UC y puede representar en el MEM a los Generadores Exentos en un régimen de competencia.

<sup>89</sup> Contrato de interconexión o contrato de compromiso de compraventa de energía eléctrica para pequeño productor celebrado o que se celebra bajo las condiciones vigentes con anterioridad a la entrada en vigor de la presente Ley. Artículo 3° de la Ley de la Industria Eléctrica.

- Suministrador de Servicios Básicos es un permisionario que ofrece el Suministro Básico a los Usuarios de Suministro Básico y representa en el MEM a los Generadores Exentos que lo soliciten. Cabe señalar que, el Suministro Básico se provee bajo regulación tarifaria a cualquier persona que lo solicite que no sea UC.
- Suministrador de Último Recurso, funge como permisionario que ofrece el Suministro de Último Recurso a los UC y representa en el MEM a los Generadores Exentos que lo requieran.

Por último, los Usuarios Calificados (UC) son aquellos que pueden funcionar en dos modalidades: como participantes del MEM y estar representados por un Suministrador. En el primer caso, el UC representa sus propios CdC para el autoconsumo o para el consumo dentro de sus instalaciones, pudiendo adquirir energía eléctrica o servicios conexos. En cambio, el otro tipo de UC que puede estar representado por un Suministrador de Servicios Calificados o temporalmente por un Suministrador de Último Recurso.

### **3.7 Algunas opiniones críticas a la Reforma al Sector Eléctrico**

Finalmente, se presentan algunos comentarios críticos a la Reforma al Sector Eléctrico más reciente considerando los siguientes aspectos:

1. Debilitamiento de la economía nacional y pérdida de soberanía energética
2. La formación de precios en el MEM.
3. La experiencia de los mercados eléctricos en el mundo con respecto a los precios.
4. Los subsidios a CFE
5. Otros riesgos
6. Algunas contradicciones constitucionales

### **3.7.1 Debilitamiento de la economía nacional y pérdida de soberanía energética**

La fracción del PRD presentó más resistencia a la Reforma de 2013 al sostener que, la apertura bajo un esquema de mercado no es más que anteponer los intereses de las empresas privadas por encima del interés nacional. Si bien, reconocen que el sector eléctrico por sus características requiere de mayores entradas de inversión y que a lo largo de la historia del sector ha habido desviaciones de recursos públicos, la mejor forma de afrontar este problema es fortaleciendo las instituciones públicas.

La solución que proponían en el debate es “reafirmar y garantizar el fortalecimiento de empresas públicas del sector estratégico de energía eléctrica”(…) y no caer en un proceso de privatización silenciosa, pues las políticas neoliberales han tenido “un elevado costo financiero, nulo endeudamiento productivo de las ramas industriales nacionales y la dilapidación y destrucción de la experiencia y calificación de los recursos humanos que tanto han costado al país” (Martínez I. y., 2003 p. 92) esto último latente en el hecho de que se haya optado por la compra al exterior de maquinaria, equipos industriales, ingeniería y diseño, gerencia y administración.

Otro elemento que agregan a su postura es que “de acuerdo con la CANAME (Cámara Nacional de Manufacturas Eléctrica), en el trascurso de los primeros años de este siglo ocurría un debilitamiento de las empresas proveedoras del sector, desmantelamiento de áreas técnicas y constructoras debido a la inclusión de empresas extranjeras transnacionales contratadas por CFE”, lo cual coincide con el hecho de que en 2001 CFE haya llevado a cabo contrataciones por concepto de “arrendamientos, adquisición de bienes y servicios por 13,286.9 millones de pesos, donde 79% correspondió a proveedores nacionales y 21% proveedores extranjeros”. (Martínez I. y., 2003 p. 69).

Asimismo, se sugiere que con el acceso indiscriminado y total en los países en donde se ha dado una apertura importante del sector, las empresas proveedoras han pasado a manos de inversionistas extranjeros, por lo que se adolece de una política de inclusión para las MiPyMEs hacia el sector productivo, también aumentan las importaciones de este tipo

de productos; y, además, la industria de proveeduría ha dejado de generar empleos e impuestos, encadenamientos productivos, entre otros beneficios para la nación. Esto quiere decir que “se ha eclipsado el efecto multiplicador derivado del sector eléctrico en el mercado interno, que no es de menor importancia si se toman en cuenta proyecciones elaboradas por instituciones como CEPAL, SENER (y los resultados de la investigación en este libro citado), pues es generalmente aceptado que el crecimiento de la demanda de energía eléctrica supera al de la economía nacional (PIB)”. (Martínez I. y., 2003 p. 69).

### **3.7.2 La formación de precios en el MEM**

El nuevo funcionamiento del sector eléctrico en la fijación de precios implanta que el precio de la energía eléctrica lo establece el último generador despachado; es decir, que el último precio que es el más alto, será el que determine el pago que se dará al resto de los generadores del mercado, lo cual asegura que la diferencia entre el precio más alto y el ofrecido representa una ganancia para los generadores más “eficientes” y no para los usuarios. Angelberto Martínez señala que “como es de suponer, el mecanismo del precio de mercado de generación eléctrica presenta debilidades que pueden dar lugar a manipulaciones para elevarlo, como la de ocultar capacidad de generación para obligar a despachar las plantas con mayores costos” (Gutiérrez R., 2017 p. 242).

Esto es un indicativo del riesgo en el que incurren los gobiernos al dejar a cargo del mercado la fijación de precios sin un control riguroso. Y aunque la regulación fuera extensa y acertiva en muchos aspectos, no hay garantía de que la liberalización del MEM conlleve a los mejores resultados. Como en el caso Enron en California, los agentes económicos fuertes pueden crear alianzas que los hagan llevar a cabo prácticas oportunistas y obtener enormes márgenes de ganancia a costa de los consumidores y del óptimo funcionamiento del SEN.

Asimismo, esta forma de despacho difiere como señala Angelberto Martínez (2017) de la fijación de precios previa a la Reforma, ya que anteriormente el costo de generación tomado como referencia para fijar las tarifas eléctricas era un promedio ponderado de los costos de cada tipo de generación, entonces los consumidores se beneficiaban con el empleo de tecnologías de más bajo costo.

### **3.7.3 Experiencia de los mercados eléctricos en el mundo con respecto a los precios**

Continuando con las ideas de Angelberto Martínez, se han suscitado conflictos en torno al funcionamiento del mercado eléctrico en otras partes del mundo como en Gran Bretaña y España; no obstante, en este aspecto una de las principales inconsistencias en los argumentos oficiales que relacionan la apertura del sector hacia un MEM, es que no se ha alcanzado la meta de disminuir las tarifas vía mayor eficiencia y competencia.

En concreto, en la unión americana sólo 17 Estados han abierto el mercado; entre éstos, Texas, los Estados del norte de la costa Este y Oregon al otro extremo norte; 27 Estados no han abierto el mercado, los cuales incluyen la zona centro, Estados aledaños a la costa de Florida y casi todos los del norte que limitan con Canadá; y, 7 Estados han suspendido el proceso de apertura. De este modo el autor se cuestiona que si las bondades de abrir el mercado eléctrico fueran tan convincentes ¿por qué la mayoría de los Estados de la unión americana no han optado por este esquema? En su trabajo correlacionó la liberalización del mercado con la disminución de tarifas y encontró que “los Estados con más altos precios coinciden sensiblemente con los que tienen mercados eléctricos” (Gutiérrez R., 2017 p. 245).<sup>90</sup>

En contraste con el inicio de este capítulo al presentar los argumentos oficiales para llevar a cabo este cambio institucional, la constante necesidad de comparar los precios y la estructura de costos del sector eléctrico mexicano versus estadounidense genera un sesgo en las condiciones iniciales para proponer un segmento de política energética tan importante como este. Angelberto Martínez indica que no es válido que se haga referencia a que las tarifas eléctricas en México son entre 25% y 60% más altas que en Estados Unidos, pues “considerar que el nivel de precios sea consecuencia directa de la eficiencia de los sistemas eléctricos o de un ambiente competitivo, es incorrecto cuando es de todos conocido que la matriz de energía primaria es fundamental al respecto y que el 50% de la matriz energética estadounidense sea el carbón en tanto que en México sólo es del 15%” (Gutiérrez R., 2017 p. 245-246).

---

<sup>90</sup> Para más información véase (Gutiérrez R., 2017, págs. 244 y 245)

Además, en la iniciativa oficial se plasmó la necesidad de diversificar la matriz energética de nuestro país; empero, esto se contrapone en cierta medida con el supuesto dinamismo que la Reforma planeó para la producción de petróleo, lo cual para un economista que conozca las consecuencias de la llamada “enfermedad holandesa”<sup>91</sup> en México, suena desconcertante y anacrónico.

Por otro lado, no hay que olvidar que al igual que en cualquier estudio económico serio en donde se presenten propuestas para mejorar políticas económicas, las comparaciones deben revisarse con cuidado y no ser tomadas a la ligera sin considerar, por ejemplo, aspectos demográficos, geográficos, estructura productiva o incluso geopolíticos. Por lo cual, comparar genera un sesgo cuando no se toman en cuenta esos factores que pueden marcar la diferencia entre tener éxito o no en un lugar con respecto a otro.

#### **3.7.4 Los subsidios a CFE**

De acuerdo con el análisis hecho por Angelberto Martínez, la tendencia del nivel de subsidios a CFE del 2000 al 2013 donde utilizó precios constantes de 2010, fue ligeramente fluctuante presentando su incremento más importante en 2008-2009 a consecuencia de la crisis económica. Lo interesante es que señala que CFE cubre sus propios subsidios por medio del apartado fiscal de “aprovechamientos” que fue de 46 mil millones de pesos en 2013.<sup>92</sup> Es decir, “la diferencia entre el concepto y el subsidio total se traslada como afectación al Estado patrimonial de CFE, según muestran los Estados Financieros auditados” (Gutiérrez R., 2017 p. 246).

---

<sup>91</sup> El término “Enfermedad holandesa” fue acuñado en los setenta para describir la experiencia de Holanda durante esos años, cuando el descubrimiento de gas natural en el Mar del Norte elevaba el tipo de cambio. El alto valor del Guilder holandés debilitaba la competitividad del sector manufacturero del país y resultó en un cierto grado de desindustrialización de Holanda. (Blecker A. y Seccareccia, 2009 p. 109-110).

<sup>92</sup> Para más información y poder visualizar la gráfica original ver (Gutiérrez R., 2017, pág. 246)

<sup>92</sup> La empresa surcoreana KEPCO es responsable del 93% de la electricidad en su país, por medio de la generación, transmisión y distribución. Desde 2010 está presente en México a través de su filial KST ELECTRIC POWER COMPANY SAPI DE CV. (Sitio de la Asociación Mexicana de Energía , 2019)

Otra observación importante de este autor es que en 2013 México era el país con las tarifas domésticas más bajas de la OCDE, seguido por Corea del Sur, en donde el servicio eléctrico es provisto por la empresa Korea Electric Power Corporation (KEPCO)<sup>93</sup>

### **3.7.5 Otros riesgos**

Para finalizar con las observaciones del estudio de Angelberto Martínez, hay otros detalles donde la Reforma tiene potenciales riesgos de fracasar como lo son en la cuestión social el hecho de que el monto de las pensiones a los trabajadores de CFE, han aumentado y que representan una desventaja comparativa con respecto al resto de las nuevas empresas competidoras. El autor muestra una postura de incertidumbre ante la decisión del congreso de limitar el pasivo laboral de CFE y PEMEX, con la posibilidad de absorberlo como deuda pública.

Continuando con el aspecto social, hay posibles riesgos para las propiedades de comunidades rurales y particulares en general pues en el artículo transitorio 8 de la carta magna considera que las actividades de transmisión y distribución son de carácter estratégico y también de interés social y orden público para que sean aprovechadas preferentemente por proyectos de infraestructura energética. El autor enfatiza en que el marco jurídico anterior sólo daba pie a que las tierras fueran aprovechadas por la Nación, pero el nuevo abre la posibilidad al aprovechamiento por intereses privados.

Finalmente, en el ámbito de la continuidad del servicio, este autor señala que en varios países en donde la apertura del mercado eléctrico es amplia, se han suscitado grandes apagones (Londres, agosto de 2003; Dinamarca y Suecia en septiembre de 2003; occidente de Europa en octubre de 2006, por ejemplo) y las empresas han sido criticadas por su falta de efectividad; sin embargo, este fallo es atribuible a que la responsabilidad de una institución que controle el sistema debería estar coordinada directamente con la empresa que preste el servicio público como en el esquema anterior. Actualmente CENACE es la institución encargada de “promover mecanismos de coordinación con los participantes de

---

la industria eléctrica para mantener y restablecer el suministro de energía eléctrica en caso de accidentes y contingencias” (DOF 2014b, art. 108 fracción XXVIII). Nuevamente nos enfrentamos a un problema de incertidumbre.

### **3.7.6 Algunas contradicciones constitucionales**

Sin afán de llevar a cabo una revisión jurídica minuciosa, cabe mencionarse dos cosas. La primer es una observación de Rodríguez-Padilla a propósito de los cambios a la Constitución:

- “El nuevo texto constitucional nace como un mal congénito y sistemático en la legislación mexicana: un artículo prohíbe algo y otro lo permite (...) el texto principal de la carta magna prohíbe las concesiones, pero uno de sus artículos transitorios las permite con el nombre de licencias” (Rodríguez-Padilla en Gutiérrez, 2017 p. 8). Eso es una acción inconstitucional al igual que la figura de registro de reservas booking.

Otro detalle tiene que ver con el cambio institucional derivado de la Reforma acerca de la figura jurídica de EPE que reemplazó el anterior estatus de empresas paraestatales,

- “Así como se redujo el ámbito de PEMEX y en muy corto tiempo sustituyeron sus cuatro empresas subsidiarias por siete empresas productivas subsidiarias, así a la CFE se le confinó al ámbito del servicio público de transmisión y distribución, y se inició el procedimiento para fragmentarla en 10 unidades independientes (ocho subsidiarias y dos filiales). En ambas instituciones se propiciaron las condiciones para que la integración vertical fuera vista como una carga, a pesar de que las economías de escala actuaban a favor de ellas” (Gutiérrez R. , Presente y Perspectivas de la Reforma Energética de México, una Evaluación Multidisciplinaria, 2017 p. 3).

En el siguiente capítulo se presenta el desempeño reportado por el último informe de CFE con respecto a sus empresas subsidiarias y filiales. Cabe mencionar que el hecho de fragmentar una empresa de tal envergadura no es una desventaja *per se*, pero la necesidad

de modificar la organización de esta industria conjuntamente con el nuevo acomodo institucional del sector y otros factores como metas no alcanzadas, representa un posible desacierto a largo plazo.

## **Conclusión**

De acuerdo con algunos elementos principales de éstas modificaciones, el Estado no está llevando a cabo de manera oficial una privatización de la ahora EPE, sino más bien, un proceso de reestructuración del acomodo institucional que inició con el replanteamiento del marco legal; para luego, a partir de este, describir el nuevo modo de funcionamiento del sector, asignando roles específicos a las principales instituciones gubernamentales: SENER, CRE, CENACE, CFE, SHCP y SEMARNAT.

La fragmentación de CFE en empresas subsidiarias y filiales, por un lado, puede responder a la necesidad de mejorar el funcionamiento interno de esta empresa, aunque también deja ver que, posiblemente en un futuro se proceda a la privatización del CFE, al descentralizar poco a poco las funciones en su interior.

Por otro lado, aunque no se hizo una descripción muy exhaustiva del funcionamiento del MEM, se puede rescatar el hecho de que, la desagregación del mercado es amplia, pues se plantean mercados de corto plazo, de balance de potencia, de CEL; y, mecanismos de subastas, tanto para los derechos financieros de transmisión; como para contratos de cobertura eléctrica en el mediano y largo plazo. En este aspecto, es necesario que el CENACE en conjunto con la CRE y SENER, logre coordinar esfuerzos para que, lejos de tener fallas en el funcionamiento del MEM, no se genere una crisis que involucre malas prácticas corporativas o falta de incentivos para articular el sistema.

Por último, no deben tomarse a la ligera los riesgos potenciales que presenta este cambio institucional señalado en el último apartado.

## Capítulo 4 Algunos Resultados de la Reforma al Sector

### Introducción

Como se vio en el capítulo anterior, la Reforma al Sector Eléctrico es de carácter restructurador e institucional. A esto hay que agregar que se ubicó en un contexto de alternancia política, en donde el Partido Revolucionario Institucional (PRI) regresó al poder, luego de haber perdido terreno durante los primeros dos sexenios de este siglo. Esto implicó un esfuerzo que puede calificarse como apresurado, por reestructurar sectores estratégicos mediante un paquete de 11 reformas impulsadas al mismo tiempo.

Asimismo, las modificaciones institucionales fueron sustanciales, abarcando en primera instancia cambios a nivel constitucional y su extensión con 9 leyes complementarias, de las cuales 5, contemplaban aspectos del sector eléctrico. Además, de lo acordado en este marco legal y de las estrategias impulsadas por el gobierno federal a través de la coordinación entre: SENER, CRE, CENACE, SHCP y SEMARNAT, conjuntadas para el funcionamiento del MEM, se creó una dinámica para la cual fue necesario establecer bases del MEM y roles específicos.

En concordancia con esto, CFE también presentó cambios importantes en su organización interna, al crear 13 empresas mediante las cuales CFE delegaría sus funciones y operaría en el MEM. Dichas empresas se constituyeron de la siguiente forma: 6 subsidiarias de generación, una subsidiaria para cada etapa (transmisión, distribución y suministro) y 4 filiales, repartidas entre la intermediación de contratos legados, el suministro calificado, CFEnergía y CFE internacional.

Dicho lo anterior, una vez que se ha descrito el nuevo acomodo y funciones institucionales planteadas en esta reforma, es imprescindible hablar sobre los resultados que se han monitoreado y el estatus actual de estas empresas.

En este capítulo se presentan los avances reportados por el Informe Anual 2017 de la CFE, que es el último disponible y en el cual se integra, el monitoreo de la empresa y sus empresas complementarias subsidiarias y filiales. Después se presenta la evolución del

nivel tarifario, debido a que es el objetivo particular más relevante de la reforma al sector. Finalmente, se hacen algunas observaciones con respecto a otros resultados y observaciones pertinentes sobre el desempeño del sector.

#### **4.1 Resultados al interior de CFE**

Entre los objetivos fundamentales de esta reforma estuvo fortalecer el marco legal institucional con la finalidad de buscar incrementar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del sector eléctrico<sup>94</sup>. A continuación, se presenta un resumen del Informe Anual de la CFE (2017), en donde se recuperan los elementos más destacados del desempeño de las empresas filiales y subsidiarias de CFE.

##### **4.1.1 Resultados en las Empresas Subsidiarias y Filiales de CFE**

###### ***CFE Generación I***

Es una Empresa Productiva Subsidiaria de Generación con sede en la CDMX, presente en 12 Estados de la República y que se compone de 45 centrales. A diciembre de 2017, contaba con 85 unidades de generación en 43 centrales y obtuvo una capacidad de generación total de 7,796 MW.

Entre sus principales objetivos estuvo el mantenimiento de sus plantas, en este aspecto superó en 258.82% la meta inicial que fue de 17 plantas termoeléctricas, realizando la actividad para 44 plantas.

###### ***CFE Generación II***

Con sede en Jalisco Zapopan, Jalisco está presente en 14 Estados y tiene a su cargo de 29 centrales y 80 unidades generadoras. La empresa cerró el año 2017 con una capacidad de generación de 8,459 MW, correspondientes a 80 unidades distribuidas en 29 centrales de generación.

---

<sup>94</sup> Recuperado (Del Río, Reyes, Olvera, Maya, 2016 p. 42).

Como participante del MEM, esta empresa se había establecido la meta a su entrada en 2017, de ofertar 6,071 MW de potencia; sin embargo, la potencia observada fue 4.43% inferior; es decir, sólo se ofertaron 5,802 MW. En el informe justifican el incumplimiento de las metas debido a que hubo un desabasto de gas natural en las centrales del norte, de igual forma de recursos hídricos.

### ***CFE Generación III***

Esta empresa subsidiaria cuya sede se ubica en Hermosillo, Sonora, cuenta con 24 centrales y 78 unidades de generación, distribuidas en 11 Estados de la República. Al inicio de sus operaciones, su prioridad fueron las cuestiones tecnológicas y operativas. De este modo, dio inicio a siete proyectos de infraestructura y equipamiento invirtiendo \$1,354 millones de pesos.

En 2017, CFE Generación III produjo 31,929 GWh, donde el 21% de dicha energía provino de fuentes primarias limpias, a saber: hidroeléctrica y una pequeña contribución de energía fotovoltaica. También, inició sus operaciones en el MEM ofertando una potencia de 6,007.29 MW, 0.8% superior a la meta inicial de 5,958 MW.

### ***CFE Generación IV***

La sede de esta empresa se encuentra en Monterrey, Nuevo León y se compone de 21 centrales de generación distribuidas en 10 entidades de la República Mexicana. Esta empresa tiene la ventaja de tener una amplia diversidad tecnológica, por lo que el 70% de su capacidad es considerada energía base para el sistema. De hecho, sólo 3 de sus centrales generadoras podría aportar hasta el 15% de la generación necesaria para abastecer las necesidades actuales del SEN.

En 2017, el aumento de su generación neta fue del 3.07% con respecto a 2016. No obstante, en el informe anual de CFE no se reportan actividades de esta subsidiaria en el MEM. En lo que respecta a su desempeño, todos los indicadores señalan una mejora con respecto al año previo a excepción de una disminución marginal del 0.20% en su eficiencia térmica.

### ***CFE Generación V***

Con sede en la CDMX, esta empresa a diferencia de sus homólogas, tiene el objetivo de llevar a cabo las actividades de generación que indican los contratos de Producción Independiente de Energía suscritos por la CFE. Cuenta con centrales de generación en 14 entidades federativas en su portafolio.

El número de permisionarios bajo la figura jurídica de PIE, presenta una tendencia ascendente, pues hasta diciembre de 2016, habían 29 Productores Independientes que aportaban al sistema una capacidad de generación de 12,953 MW. En 2017 se integró un nuevo PIE por la entrada en operación del proyecto Baja California III, lo cual aumentó en 2.3% la capacidad total instalada alcanzando los 13,247 MW. Sin embargo, los PIE facturaron un volumen de electricidad de 86,000 GWh, 1% menos que el año anterior.

### ***CFE Generación VI***

Es la última Empresa Productiva Subsidiaria, su matriz está en la Ciudad de Veracruz y cuenta con 53 centrales de generación, que se extienden por 15 Estados de la República Mexicana. De acuerdo con el Informe, esta empresa experimentó una disminución en el total de energía bruta producida del 16.3%, al pasar de 38,385 GWh a 32,127 GWh, debido al desabasto de gas, la disminución de recursos para el mantenimiento de las plantas y un menor alcance en los mantenimientos realizados.

Por otro lado, en materia del cumplimiento de los requerimientos de energías limpias, el Campo Geotérmico Tres Vírgenes obtuvo en 2014, 2016 y 2017 el reconocimiento de Excelencia Ambiental<sup>95</sup>.

En el siguiente cuadro, se resume la capacidad instalada que reúne cada una de las empresas subsidiarias de generación. En este se observa que, la empresa encargada del seguimiento de los PIE's es la que cuenta con una mayor capacidad tanto en 2016 como en 2017; por su parte, el resto de las empresas mantienen un nivel muy similar situado en

---

<sup>95</sup> (México Nueva Era, 2007)

el rango de los 8,000 MW. De éstas, las que tuvieron las mayores disminuciones en la tasa de crecimiento, fueron Generación II y VI, debido en buena parte a la transferencia de instalaciones. En contraste Generación III y IV, fueron las que más progresaron en el aumento de su capacidad instalada, en parte por la culminación de proyectos de inversión y porque no se vieron tan desfavorecidas por imprevistos como desastres naturales o falta de insumos.

**Cuadro 4.1**  
**Capacidad Instalada por empresa subsidiaria de generación**  
**(MW)**

Empresas subsidiarias de CFE	Año		TCA (%)
	2016	2017	
Generación I	7,218.67	7,796.23	8.00
Generación II	10,999.00	8,494.58	-22.77
Generación III	5,980.90	8,368.00	39.91
Generación IV	6,847.42	8,411.62	22.84
Generación V	12,952.75	13,246.75	2.27
Generación VI	9,807.00	8,565.00	-12.66

**Fuente:** Tomado del Informe Anual CFE 2017 (varias páginas).

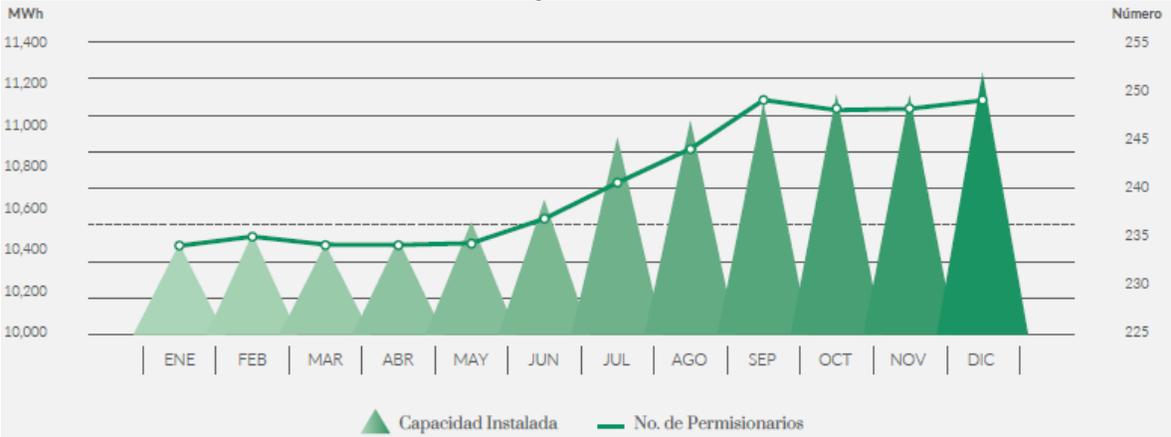
Por último, cabe señalar que “en 2017, la CFE puso en operación tres nuevas centrales de generación, concluyó la rehabilitación y modernización de una central hidroeléctrica, así como la construcción de un campo solar. La inversión conjunta para la construcción de estos cinco proyectos de generación representó un monto del orden de \$630 millones de dólares. Estas centrales añadieron 725 MW de capacidad, es decir, 1.5 veces la capacidad instalada (MW) en 2016” (CFE, 2017 p. 149).

#### ***CFE Intermediación de Contratos de Interconexión Legados***

Esta es una empresa filial de la CFE, con sede en la CDMX que fue creada para fungir como un intermediario de Contratos Legados, durante 2017 presentó un incremento de 15 contratos, llegando a 249 los Contratos de Intermediación Legados (CIL), que en términos porcentuales representa el 6.4%. Asimismo, es importante notar que, durante sus funciones en 2017, se incrementó el número de permisionarios y, por ende, la capacidad instalada,

sobre todo a partir de la segunda mitad del año. De este modo, se observa en el siguiente gráfico, en enero el número de permisionarios era de aproximadamente 232, en tanto que, en diciembre ya era casi 250.

**Gráfica 4.1**  
**Crecimiento de permisionarios en 2017**



**Fuente:** Tomado del Informe Anual CFE 2017.

***CFE Transmisión***

Es una Empresa Productiva Subsidiaria que opera en todo el país y cuya sede es en la CDMX. De acuerdo con CFE (2017) durante el último año de que se tiene registro, “se amplió la RNT incorporando las obras de 16 Proyectos Legados de Líneas de Transmisión y Subestaciones con una inversión de \$354 millones de dólares. Asimismo, se llevó a cabo un proyecto de mejoramiento de la RNT a través de la sustitución de equipo eléctrico en Subestaciones y Líneas de Transmisión con una inversión aproximada de \$363 millones de pesos” (p. 90). Además, la RNT importó energía por la cantidad de 6,076 GW/h y exportó un total de 2,040 GW/h.

***CFE Distribución***

De acuerdo con el Informe de CFE (2017), CFE Distribución es una Empresa Productiva Subsidiaria de Transmisión con presencia en todo el país, cuya sede se localiza en la CDMX. De 2016 a 2017, su capacidad de respuesta fue puesta a prueba por tres sismos,

tres huracanes y cuatro tormentas tropicales, logrando el restablecimiento del suministro a 8 millones de clientes afectados al 100% en cuatro días.

En 2017, esta empresa estableció convenios para electrificación con un valor de \$1,428 millones de pesos, que se repartieron 4% la Comisión Nacional para el Desarrollo de los Pueblos Indígenas (CDI), 14% los gobiernos estatales, 25% los gobiernos municipales, 40% el Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE); y, 17% CFE Distribución. De igual manera, se concluyeron 2,604 obras beneficiando a 284,819 habitantes.

Cabe señalar que, la tendencia positiva en el aumento del grado de electrificación se sostuvo y que, al cierre de 2017 cubrió al 98.64% de la población total, como se observa en el siguiente cuadro.

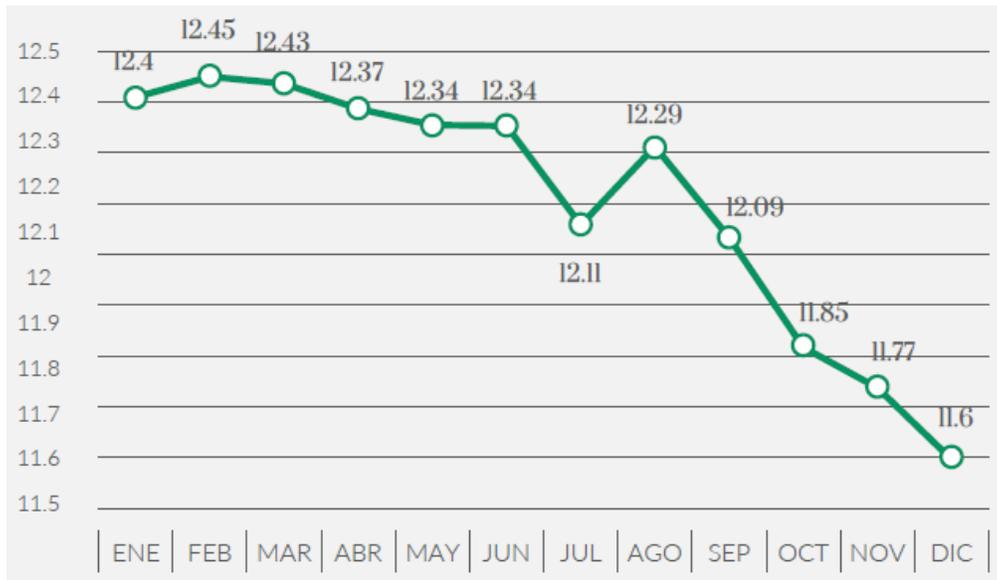
**Cuadro 4.2**  
**Grado de Electrificación (2014-2017)**

<b>Año</b>	<b>Porcentaje (%)</b>
2014	98.43
2015	98.53
2016	98.58
2017	98.64

**Fuente:** Tomado del Informe anual CFE 2017 p. 104.

Por otro lado, a nivel técnico y organizacional, se registró otro progreso en materia de disminución del porcentaje de pérdidas de energía en esta fase, el cual pasó del 12.4% a principios de 2017 a 11.6% a finales. Como se observa en la siguiente gráfica, la tendencia a la disminución en la incidencia de pérdidas se acentuó en la segunda mitad del año.

**Gráfica 4.2**  
**Porcentaje de pérdidas de energía en distribución**



**Fuente:** Tomado del Informe Anual CFE 2017 p. 101.

En lo que respecta a los proyectos de inversión, de enero a diciembre de 2017, “18 proyectos de distribución fueron terminados mediante el esquema Obra Pública Financiada (OPF), incluyendo seis proyectos administrados por la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación; en conjunto se terminaron 20 subestaciones, que representan una inversión de \$382.59 millones de dólares. También, al término de 2017 avanzó el proceso constructivo de 31 proyectos de distribución en esquema OPF, incluyendo ocho proyectos administrados por la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación, dichas obras se integran de 48 subestaciones con un monto de inversión de \$1,131.05 millones de dólares” (CFE, 2017 p. 107).

### ***CFE Suministrador de Servicios Básicos***

Esta empresa subsidiaria de CFE extendida por todo el territorio mexicano y con sede en la CDMX, registró los siguientes progresos:

- “Índice de llamadas atendidas del 91%, (un incremento de 5.80 puntos porcentuales respecto a 2016, a través de la creación del Centro de Control Nacional (CECONAL)).

- Incremento en las ventas de electricidad del 17.4% con respecto a 2016.
- En la subasta SLP No.1/2015 se asignaron 18 contratos que contempla la construcción de 17 centrales que entregarán 5.4 TWh de Energía y 5.4 millones de CEL, a partir de 2018, con precios de 544 pesos/MWh y 285 pesos/CEL.
- En la subasta SLP No.1/2016 se asignaron 56 contratos que consideran la construcción de 43 centrales que proporcionarán productos por 8.9 TWh de Energía, 9.3 millones de CEL y 1,187 MW-año, a partir de 2019, con precios de 419 pesos/MWh, 210 pesos/CEL y 733,013 pesos/MW-año.
- La subasta SLP No. 1/2017 considera la asignación de producto a 15 centrales que proporcionarán productos por 5.0 TWh de Energía, 5.4 millones de CEL y 539.8 MW-año, a partir de 2020, con precios de 256 pesos/MWh, 139 pesos/CEL y 694,755 pesos/MW-año.
- Los beneficios obtenidos entre los precios de la primera y tercera subasta corresponden a un 57% de disminución en Energía, 56% menor en el precio de CEL y 5% menor en el valor de la Potencia.
- A través de los tres procedimientos, se impulsa la construcción de 65 proyectos de generación nuevos” (CFE, 2017 p. 122-123). (Ver mapa I. en el anexo estadístico).

Por último, cabe señalar que, en 2017, el sector doméstico concentró al 89.21% de los usuarios; seguido por el sector comercial con 9.33%; la mediana industria con 1.16%; y, por último, los sectores de la gran industria, agrícola y de servicios públicos con un mínimo del 0.30%.

### ***CFE Calificados***

Es una empresa filial de la CFE con matriz en la CDMX que, desde noviembre de 2016, exporta e importa energía eléctrica con cinco contrapartes localizadas en: Guatemala, Belice y Estados Unidos. Como indica el Informe de CFE (2017), esta empresa también participa como participante del MEM en la modalidad de suministrador de energía para prestar el Servicio de Suministro Eléctrico de Último Recurso.

Entre los buenos resultados, se cuenta que la utilidad neta para esta empresa ascendió a \$297.07 millones de pesos en 2017, cuyo “margen de utilidad fue 76% superior al proyectado. En lo que respecta a proyectos de inversión en infraestructura, a finales de 2017, se encontraban en construcción 13 gasoductos, que significaron 4,521 km

adicionales y \$9.893 millones de dólares de inversión, y cuyo inicio de operaciones está previsto para 2018” (p. 129).

### ***CFEnergía***

Esta empresa filial de CFE con sede en la CDMX, ha tenido como principal tarea la supervisión de los proyectos de transporte de gas natural en su etapa de ejecución, también (gas natural, GNL y combustóleo) a las EPS de Generación y a otros clientes.

Cabe señalar que de acuerdo con el Informe de CFE (2017) para la venta del combustóleo y del GNL, esta empresa ha estado haciendo subastas a libre mercado. Por su parte, las ventas en gas natural fueron de “\$56,997 millones de pesos, las de combustibles líquidos ascendieron a \$12,090 millones de pesos y las de carbón generaron ingresos por \$488 millones de pesos” (p. 139).

En 2017 terminaron las licitaciones de todos los gasoductos. De este modo, a finales de 2017, 12 se encontraban en operación y ocho en etapa de construcción.

### ***CFE Internacional***

Es una empresa filial constituida bajo las leyes de Delaware, en los Estados Unidos de América, que en 2017 comenzó sus operaciones por cuenta propia. Buena parte de sus tareas e importancia radica en el abastecimiento de gas natural<sup>96</sup>. De hecho, “CFE Internacional compra aproximadamente 2.4 millones de pies cúbicos diarios, lo cual corresponde a US\$ 220 millones de transacciones físicas de gas natural al mes. Actualmente, CFE Internacional opera la administración de aproximadamente 30 contratos de servicio de transporte y 15 de suministro de gas natural, así como la supervisión de la construcción de dos sistemas de transporte. A diciembre del 2017, las cifras preliminares de ventas en gas natural fueron por \$1,680 millones de dólares” (Informe Anual CFE, 2017 p.146).

---

<sup>96</sup> De hecho, la administración de los contratos de transporte de gas natural por ducto que le fueron cedidos por la CFE, tanto de manera directa como a través de acuerdos de optimización.

Por último a manera de resumen, de acuerdo con la Auditoría Superior de la Federación (ASF) 2019 cinco de las nueve empresas productivas subsidiarias de CFE reportaron pérdidas económicas en 2017 por un total de 56 mil 801 millones de pesos. Esta Institución detectó que del “monto total de las pérdidas de las cinco empresas, la subsidiaria CFE Generación VI registró 33 mil 642.87 millones de pesos (mdp), siendo con ello la que tuvo el mayor monto de pérdidas en el ejercicio”. (Energía a Debate , 2019 p. 1)

Asimismo la ASF indicó que “las áreas de oportunidad de éstas empresas en relación con su desempeño financiero:

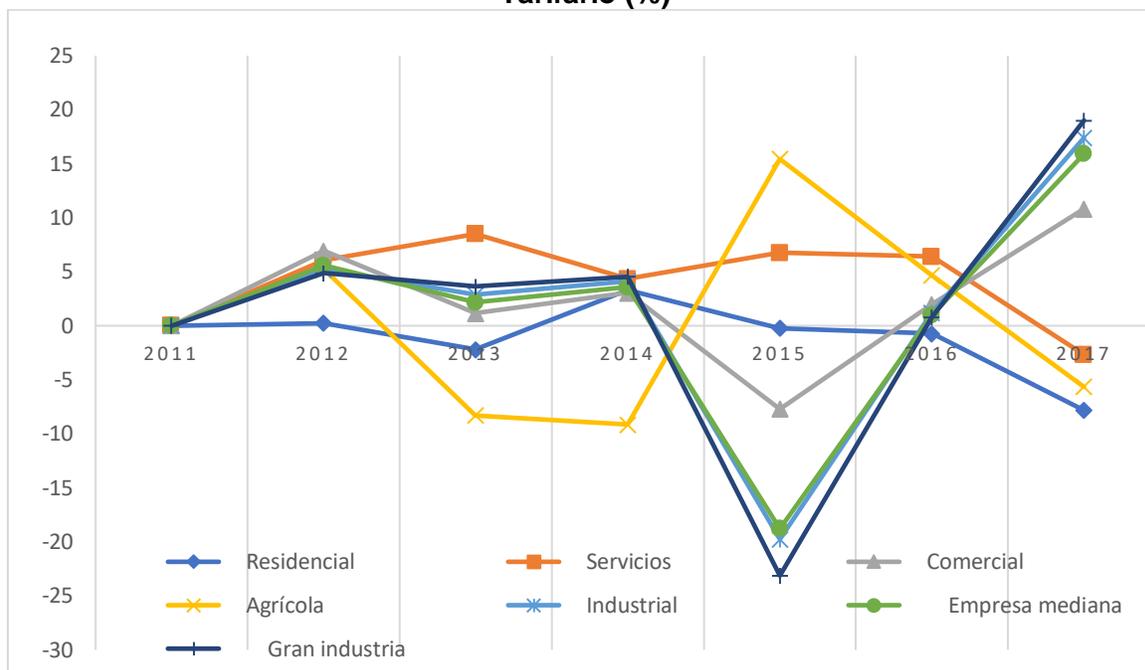
1. De las nueve empresas, cinco no registraron rentabilidad
2. Cuatro fueron rentables, aunque de manera inferior a su costo promedio ponderado de capital
3. Ninguna de las nueve EPS estuvo en condiciones de generar valor económico agregado” (Auditoría Superior de la Federación, 2018 p. 62)

## **4.2 Evolución Tarifaria**

Como se ha dicho anteriormente, la Reforma al sector eléctrico de 2013, planeó la transición de un mecanismo de fijación de tarifas reguladas de acuerdo con los costos de suministro, hacia un régimen de competencia. En su último informe disponible, la CFE (2017) reporta mayores ingresos por la venta de energía eléctrica, obteniendo \$27,932.8 millones de pesos, debido a un aumento de las tarifas eléctricas internas y, por aumentos en los precios de los combustibles, principalmente. No obstante, esto se contrarrestó con la pérdida de \$9,002.6 millones de pesos, porque no se llevó a cabo el proyecto de Fibra E (del cual se hará mención más adelante), sino hasta febrero de 2018.

Uno de los indicadores más importantes de eficiencia son las tarifas, en la siguiente gráfica se observa la evolución de la tasa de crecimiento de los precios medios de energía eléctrica por sector tarifario en un periodo que abarca tres años previos a la Reforma hasta 2017.

**Gráfica 4.3**  
**Tasa de crecimiento anual de los Precios Medios de Energía Eléctrica por Sector Tarifario (%)**



\*Las cifras originales estaban expresadas en centavos por KW/h en términos reales.

**Fuente:** Elaboración propia con datos del SIE

En la gráfica se observa un horizonte de tres años anteriores y tres posteriores. Al siguiente año, con algunos mecanismos puestos en marcha dos de éstos sectores: el agrícola y el de servicios, tuvieron aumentos en la tasa de crecimiento anual con respecto a 2014. En el caso del primero fue del 15.43%, el más alto registrado para este segmento, en tanto que el de servicios aumentó en 6.75%. El resto de los sectores tarifarios tuvieron reducciones en el precio medio con respecto al año anterior, especialmente los sectores: comercial, empresarial, industrial y la gran industria con: -7.72%, -18.79%, -19.75% y -23.13%, respectivamente. El sector residencial por su parte, experimentó una disminución mínima de -0.22%.

Por otra parte, de acuerdo con las últimas cifras disponibles que corresponden a 2017, se observa que cuatro sectores presentaron un aumento importante en el nivel de tarifas con respecto a 2016, a saber: comercial, empresa mediana, industrial y la gran empresa con 10.82%, 15.90%, 17.39% y 19%, respectivamente. Cabe señalar que éstos sectores que

habían sido los más favorecidos en la disminución tarifaria en 2015 ahora son los que tuvieron mayores aumentos.

En contraste, los sectores: servicios, agrícola y residencial experimentaron una tendencia descendente con tasas correspondientes de: -2.67%, -5.66% y -7.82%. No obstante, es muy probable que esta tendencia no dure por mucho tiempo debido a que como se planteó en la iniciativa de reforma, unos de los objetivos principales es eliminar gradualmente los subsidios a las tarifas, mediante la modificación del método de cálculo de las tarifas. En concordancia con esta política, la CRE publicó la metodología del 23 de noviembre de 2017 y también planea publicar una nueva en enero de 2019.

Entre los factores que repercutieron en el alza de las tarifas está el aumento de los precios del combustóleo y la escasez de gas natural. Como se observa en el siguiente cuadro, la tendencia decreciente de los precios del combustóleo se revirtió de 2015 a 2016, al presentar una tasa de crecimiento de 95.85%. A partir de ese año, los aumentos han sido menos pronunciados, 12.27% y 17.95%, respectivamente.

**Cuadro 4.3**  
**Precios del combustóleo 2013-2018\***  
**(Pesos por litro)**

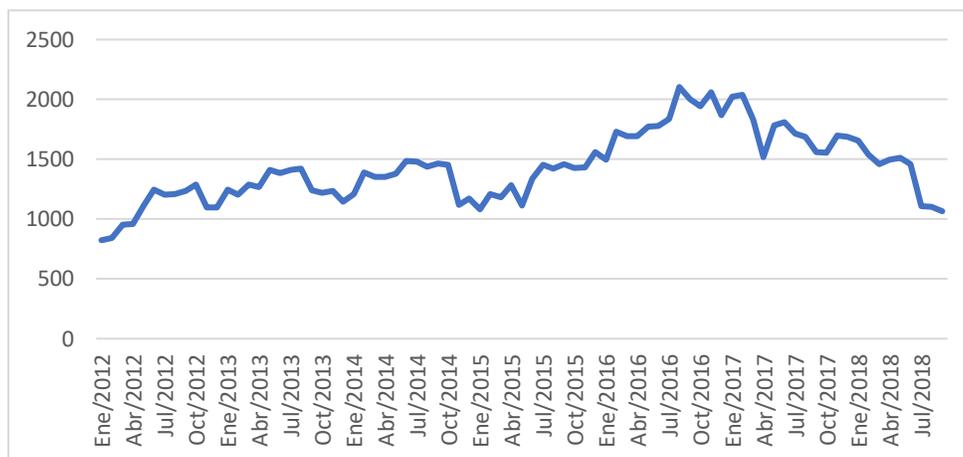
<b>Año</b>	<b>Precio</b>	<b>TCA (%)</b>
2013	8.70	--
2014	5.53	-36.44
2015	3.37	-39.06
2016	6.60	95.85
2017	7.41	12.27
2018*	8.74	17.95

\*Último precio, del mes de septiembre.

**Fuente:** Tomado de Pemex

Otro factor relevante es la falta de abastecimiento interno de gas natural, como se observa en la siguiente gráfica, la tendencia de la importación de esta fuente primaria aumentó de forma importante en 2016, para luego experimentar una tendencia decreciente a partir de la segunda mitad de 2017. En parte esta caída se debe a que los productores estadounidenses, a raíz de algunos fenómenos ocurridos en las zonas productoras, han puesto a disposición una menor cantidad de producto exportable a nuestro país.

**Gráfica 4.4**  
**Importaciones de Gas Natural**  
**(Volumen en millones de pies cúbicos diarios)**



**Fuente:** Elaboración propia con datos del SIE

Por lo anterior, el abastecimiento de energía mediante gas natural no es una solución completa para la producción energética, cuando no se produce gas a nivel local en la cuantía necesaria, ya que, la dependencia hacia este insumo genera vulnerabilidad ante las fluctuaciones en los precios del gas natural, lo cual no está bajo el control de las autoridades en materia energética; también al endeudamiento externo para aminorar el cambio en los precios, lo cual elevaría sistemáticamente las tarifas.

Otro aspecto a considerar en el comportamiento del nivel tarifario por sector, es el asunto de los subsidios. De acuerdo con el Boletín no. 5240 de la Cámara de Diputados “La Comisión de Energía, presidida por el diputado Francisco Escobedo Villegas (PRI), afirmó que, en los últimos tres años, la Cámara de Diputados aumentó la partida presupuestal destinada al subsidio de las tarifas eléctricas; para este año (2018), se le etiquetó un monto superior a los 50 mil millones de pesos, lo que representa un incremento de más de siete mil millones de pesos respecto a 2017. Subrayó que la subvención a las tarifas de energía eléctrica para 2018, representa el 18% del presupuesto total aprobado a educación, más del 40% de los recursos a salud y el 47% de los canalizados a combatir la pobreza en nuestro país” (Cámara de Diputados LXIV Legislatura , 2019 p. 1).

Por otro lado, el director de la CFE Jaime Hernández (2018) dijo en una entrevista que a febrero de 2018 se cumplieron 37 meses consecutivos sin aumentos en las tarifas residenciales. Además, señalando que, con la nueva metodología la CFE ya no fija las tarifas sino la CRE, y que, a pesar de casos de cobros injustificados, esta EPE está mejorando; sin embargo, sólo se mencionaron los progresos en este sector tarifario y no los aumentos para el resto de los sectores.

Dado que, se redujeron las cargas fiscales para CFE, que incluyen la eliminación del aprovechamiento y la tributación del ISR de la empresa y sus subsidiarias como cualquier persona moral; así como, la creación de una partida presupuestal para enfrentar los subsidios a las tarifas eléctricas, y, una reducción en las obligaciones de pensiones a los trabajadores (porque el gobierno asumirá una parte); de acuerdo con el gobierno anterior se esperaba que CFE contara con los recursos suficientes para invertir y operar de forma competitiva en el sector. Habrá que dar seguimiento los próximos años para analizar en qué medida dichas modificaciones contribuirán a que la empresa logre una reducción tarifaria sustancial a partir del incremento de su eficiencia.

### **4.3 Algunas opiniones críticas en los primeros años de implementación**

#### **4.3.1 CFE y el Mercado Eléctrico**

En primer lugar, el nuevo gobierno señala que las antes paraestatales CFE y PEMEX, fueron abandonadas en sexenios anteriores por sus funcionarios encargados a propósito, haciéndolas cada vez más deficitarias en sus Estados Financieros y en sus operaciones, con la finalidad de favorecer a los particulares.

Ante este escenario y el comportamiento de la industria en lo que va de este año, López Sarabia indica que “la CFE deberá seguir en la línea de ser una empresa de clase mundial en materia de operación y finanzas, que le permita retomar su sentido social y alcanzar su nuevo objetivo de garantizar la electricidad como un derecho humano (*bien público*)”. (López Sarabia, 2019 p. 1). Asimismo, hace énfasis en que aún hay incertidumbre en el futuro de “las subastas eléctricas, el manejo de los pasivos laborales (incluidos los de extinta Luz y Fuerza del Centro), el aumento de las pérdidas técnicas y no técnicas; así como los

impactos financieros de mantener las tarifas en línea sólo con la inflación serán constantes”. (López Sarabia, 2019 p. 1)

En lo que respecta a la creación del MEM, Leticia Campos, experta en mercados eléctricos advierte sobre el peligro de crear una oligarquía en un mercado eléctrico que podría investir corrupción con la falsa idea de promover la competitividad. Declaró públicamente que los conceptos de mercado y competitividad en el mercado eléctrico no están bien definidos en la legislación vigente. De igual forma aclara que no está en contra de la participación de la inversión privada en la industria eléctrica, pero sólo si ésta se da en una competencia real, y afirma “que también es corrupción simular competencia” (Juárez, 2019 p. 1).

Por otro lado, Rojas Nieto (2015) advertía con la publicación de las Bases del MEM que la financiarización había llegado a la electricidad en México, dijo “la lógica de actividades, actores e instituciones financieras va a permear, invadir y subordinar las actividades del tradicional servicio público de electricidad. Dominará la búsqueda de rentabilidad, en generación y transmisión competitivas, en distribución, suministro y control regulados. La nueva arquitectura institucional, derivada de cambios –regresivos en su opinión– de 25, 27 y 28 constitucionales. Se inspira –dicen algunos– en el modelo PJM<sup>97</sup>, el de la coordinación del movimiento de la electricidad al por mayor en la totalidad o partes de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Nueva Jersey, Carolina del Norte, Ohio, Pensilvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el Distrito de Columbia” (p. 1).

Por su parte, otra postura indica que, sin la democratización de la energía y el surgimiento de mercados robustos, difícilmente se verá una reducción de los precios de la electricidad. Asimismo, “la apertura del sector no debe ser pretexto para privilegiar el desarrollo de una fuente energética, como es el gas, y que favorezca a unas cuantas empresas, en vez de

---

<sup>97</sup> “El Modelo PJM es el modelo implantado en Pennsylvania, New Jersey y Maryland y es el mayor y más sofisticado mercado de electricidad con despacho centralizado de Norte América y el tercero más grande del mundo. Entró en funcionamiento el 1º de abril de 1998, convirtiéndose en el primer operador de sistema independiente de Estados Unidos (US). Al igual que otros modelos, considera que la generación es un mercado donde es posible la libre competencia, al contrario de la transmisión y la distribución. Además este modelo, siguiendo una tendencia mundial, agrega un cuarto participante, los comercializadores, los que a diferencia de los distribuidores no poseen líneas propias y se encargan de comprar a los generadores y venderle a los consumidores, pagando el uso de las líneas de transmisión y distribución” (Cruz, 2001)

que permita la diversificación de la matriz energética y de los mercados”. (Ruíz Rincón, 2015 p. 4)

Continuando Ruíz Rincón (2015) sostiene que “al ser precios libres, serán más baratos que los que ofrece CFE, debido al sobre costo del subsidio. Si la CFE quiere competir por ese mercado (que representa el 66% de la demanda total de electricidad del país) tendrá que hacerlo sin cobrar el sobre costo; y si la CFE será la que brindará el servicio básico (a los consumidores residenciales) no sería viable que esta empresa absorba el diferencial entre el precio de venta y los costos de producir el servicio. La nueva estructura del mercado eléctrico no hace factible que se mantenga el actual esquema de subsidios sin que la CFE sea la que los absorba” (p. 4).

#### **4.3.2 Falta de Inversión**

Si bien, “desde 2015, 135 empresas de 19 países (51 de ellas mexicanas) han ganado contratos para desarrollar proyectos de electricidad e hidrocarburos; para dar perspectiva, esta apertura significa inversiones por \$318,000 millones de dólares o el 109% del Presupuesto de Egresos de la Federación para 2019. Hoy se necesita ocho veces la inversión pública en generación eléctrica para cumplir con la demanda de este año, y mantener la producción petrolera requiere dos veces el presupuesto de Pemex. Simplemente, no hay dinero público que alcance”. (Monroy, 2019 p. 1)

Además, Monroy (2019) indica que el problema de fondo no es el dinero sino la nula consideración de CFE y PEMEX como empresas y no como “el problema de fondo no es el dinero. Son los modelos de negocio de las empresas del Estado, su capacidad de gestionar inversiones (presupuesto del gobierno o a través de deuda) para generar ganancias —es rutinario que CFE y Pemex tengan cuantiosas pérdidas cada año—para de ahí poder reinvertir en su crecimiento futuro. En el fondo, se trata de ver a las empresas estatales como empresas “no como las herramientas del Estado en materia energética” (p. 1).

#### **4.4 Comentarios adicionales**

Por otro lado, entre los acontecimientos relevantes de 2017, se encuentra la ratificación de la entrada del país como integrante de la IEA por parte del Senado, lo cual le abre las puertas al país para la integración de nuevos proyectos y vinculación internacional.

El informe de la CFE (2017), mencionó la disminución del 42% del pasivo laboral de la empresa con respecto a 2015 al pasar de 625,084 mdp a 361,780 mdp.

A finales de este año también se impulsó el proyecto “Fibra E” el cual plantea la venta de certificados bursátiles que, de acuerdo con CFE permiten la monetización de los flujos de efectivo de los activos de infraestructura. A su lanzamiento en febrero, no tuvo los resultados esperados; sin embargo, al paso de los meses, ha obtenido ganancias e incluso se ha perfilado dentro de los productos financieros más demandados de la Bolsa Mexicana de Valores.

En cuestiones operativas de CFE, de acuerdo con el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (Prodesen) 2019-2033 el esquema tarifario fijado por la CRE no contempla los costos totales de cada uno de los procesos de la CFE, ni las utilidades a las que tiene derecho por ley, lo cual indica que la intervención del órgano regulador en la fijación de tarifas ha perjudicado a la EPE.

Otro aspecto relevante es el campo de las energías limpias, en donde el gobierno mexicano luego de adscribirse al Acuerdo de París, se fijó la meta de producir al menos 35% de la electricidad mediante fuentes de energía renovables y limpias para el año 2024 y el atraso que se tiene aún para lograr esta meta, pues hoy en día aún 50% de la matriz proviene de fuentes de energía convencionales.

Como ya se mencionó, el mecanismo por medio del cual se llevarán a cabo contratos bilaterales para adquirir CEL's, son las subastas a mediano y largo plazo. Sin embargo, González y Cabrera (2015) señalan que, “existen factores que pueden dificultar el éxito de este sistema; primero, si el porcentaje mínimo fijado por el regulador está por debajo del

punto óptimo, se generará un exceso de oferta de los certificados y con ello la reducción en su precio, lo cual reduciría la rentabilidad derivada de la transacción de los certificados y con ello la rentabilidad de los proyectos de generación de energías limpias. El segundo factor de riesgo se encuentra en la capacidad que tenga el regulador para vigilar y hacer cumplir las disposiciones; si presenta nulo interés o incapacidad para hacer cumplir la norma, el mercado de compra-venta de los CEL no resultará atractivo.” (Del Río, 2016 p. 76-77).

## **Conclusión**

Retomando las pautas que señala Ayala (2002) en torno al grado de dificultad de la implementación de una reforma tendiente a reestructurar las condiciones institucionales; y dado que, la duración de la implementación de estos cambios es media, lo cual se verifica, por ejemplo, con las fases que se establecieron en los diferentes planes, entre ellos el de la transformación de CFE; los resultados contundentes de esta reforma sólo se pueden verificar con mayor consistencia en el mediano plazo y una vez que hayan concluido las etapas de implementación. Es por eso que, hasta cierto punto y pese a los problemas que se han presentado, el poco éxito en la disminución de tarifas podría estar parcialmente justificado.

Este primer balance sirve como noción de los posibles resultados y tendencias futuras. Como se observa, todas las empresas han tenido progresos cercanos o sobresalientes con respecto a las metas planteadas, y, el incumplimiento de éstas en algunos casos, se atribuyó generalmente al desabasto de un recurso, desastres naturales o desajustes derivados de la transición institucional.

Por otro lado, se verifica que el mercado mexicano es atractivo no sólo para la inversión nacional, sino también para la inversión extranjera, recibiendo inversión de varias partes del mundo; no obstante, en algunos ámbitos, la inversión aún se concentra en Estados Unidos.

## Consideraciones Finales

Retomado la hipótesis de trabajo, se confirma que, en efecto, la Reforma al Sector Eléctrico de 2013, no ha obtenido en todos los sentidos los resultados esperados. Como ya se mencionó, una posible justificación es el hecho de que una Reforma de esta naturaleza requiere de un proceso de implementación de duración media y, por tanto, los resultados son verificables en el mediano y largo plazo.

Asimismo, puede que algunas situaciones, por ejemplo, las que se han presentado con el fallo en el cobro injustificado de las tarifas, una vez que se implementó el nuevo esquema, contribuya a la falta de confianza y escepticismo ante los beneficios de esta reforma por parte de los consumidores finales.

Además, otro factor que puede sumarse a la falta de confianza, puede ser la premura con la que, durante la alternancia política, del presidente Peña Nieto decidió implementar un paquete tan ambicioso sin plantear con mayor claridad un plan de coordinación interinstitucional que involucrara a los sectores considerados en el paquete de las 11 Reformas Estructurales.

Por otro lado, en lo que atañe a grandes rasgos al diseño del MEM mexicano, al ser este un esquema de mercado ya establecido en la teoría, y que además es vigente en diferentes partes del mundo; no puede concebirse como un modelo genuino, más si como un esquema adaptado al nombramiento de las instituciones públicas mexicanas.

Afortunadamente, los mecanismos de mercado físico de energía en sus diferentes fases, coordinados junto con los mecanismos del mercado financiero, no han mostrado señales negativas (en el caso concreto de la Fibra E, por ejemplo); sin embargo, la complejidad de la combinación de las transacciones del mercado de un sector como el eléctrico en varios mercados simultáneos, puede llegar a ser un factor de riesgo, en donde lo menos deseable sería repetir las experiencias internacionales fallidas en este ámbito. De igual manera, si CFE se integra a la dinámica de mercado, el sector público debe llevar a cabo una estrategia que solucione gradualmente el problema del pasivo laboral y el manejo de los subsidios; y

no crear una competencia injusta que siga fragmentando el éxito de CFE hasta desaparecerlo.

Asimismo, es importante destacar que, el gobierno mexicano haya o no respondido deliberadamente ante presiones externas, tiene la responsabilidad de diversificar gradualmente la matriz energética; sin embargo, quizá es necesario constatarlo con los objetivos de la Reforma Energética en su conjunto, considerando también los planes de expansión de la actividad petrolera; aunque, por su parte, en el sector eléctrico se ha mantenido una tendencia creciente pero quizá no suficiente en cuanto a la inversión para la generación de energía a partir de energías limpias y renovables.

También es fundamental dar seguimiento al desempeño del resto de las instituciones que han sido creadas o fortalecidas para fines de la restructuración planteada por esta reforma, sin olvidar que su efectividad depende en gran medida de una acertada coordinación interinstitucional.

Finalmente cabe señalar que, si bien a la entrada de nueva transición política en el país, tenemos un escenario de incertidumbre en torno a la permanencia de esta Reforma. Este gobierno tiene el potencial para mejorar las políticas públicas orientadas a mejorar las condiciones del sector, se están planteando inversiones públicas muy significativas lo cual, también se han recibido inversiones por parte de particulares; y esto, acompañado de una buena planeación podría mejorar los esquemas de inversión y restructurar la Reforma Energética sin desistir del proyecto.

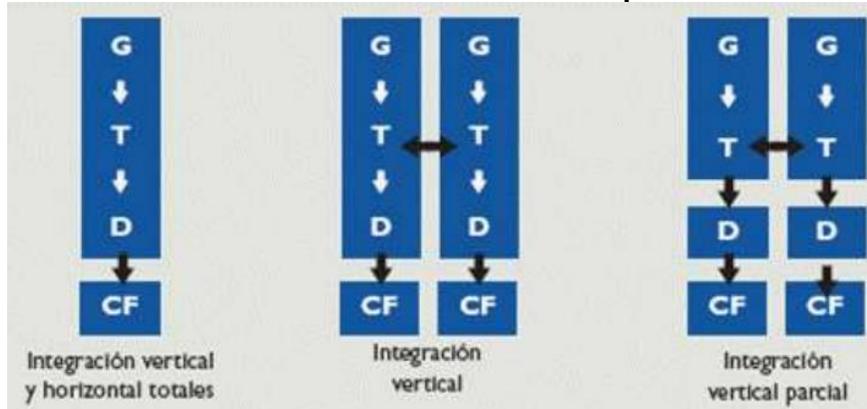
## Anexo Estadístico

**Cuadro I.**  
Tipos de Fuentes de Generación de Energía Eléctrica

TIPOS DE FUENTES	Convencionales	Alternativas
<b>No renovables</b>	Combustibles fósiles Energía nuclear	
<b>Renovables</b>	Energía hidráulica	Energía solar Energía eólica Energía mareomotriz Energía de la biomasa Energía geotérmica

**Fuente:** Tomado de la Secretaria de Energía, Minas e Industria Paraestatal, 1994

**Esquema I.**  
Variantes del Modelo del Monopolio



\*Donde las variables son: generación (G), transmisión (T), distribución (D), consumidor final (CF).  
**Fuente:** Tomado del Repositorio Digital de la Facultad de Ingeniería (pág.40).

**Esquema II.  
Modelo del Comprador Único**



**Fuente:** Tomado del Repositorio Digital de la Facultad de Ingeniería, pág.41.

**Esquema III.  
Modelo de Competencia en el Mercado Mayorista**



**Fuente:** Tomado del Repositorio Digital de la Facultad de Ingeniería, pág.42.

**Esquema IV.  
Modelo de Competencia en el Mercado Minorista**



**Fuente:** Tomado del Repositorio Digital de la Facultad de Ingeniería, pág.42.

**Cuadro II.**

**Clasificación de Modelos de Industrias Eléctricas**

<b>Características/ Fases del proceso</b>	<b>Monopolio</b>	<b>Comprador Único</b>	<b>Competencia en mayoreo</b>	<b>Competencia en menudeo</b>
<b>Definición</b>	Una entidad controla toda la industria (no hay competencia).	Competencia en generación mediante contratos de compra a largo plazo.	Competencia en generación y suministro a distribuidores.	Competencia en generación, y suministradores a usuarios finales,
<b>Generación</b>	Bajo control del monopolio.	Productores Independientes de Energía y Comprador único.	Competencia entre generadores.	Competencia entre empresas tanto en generación como en comercialización al usuario.
<b>Transmisión</b>	Bajo control del monopolio.	Limitado.	Acceso abierto.	Empresas públicas y privadas.
<b>Distribución</b>	Bajo control del monopolio.	Bajo el control del comprador único.	Libertad de usuarios calificados para elegir suministrador.	Libertad para seleccionar al suministrador.
<b>Mercado eléctrico competitivo</b>	No existe.	No existe.	Contratos de largo plazo y mercados mayoristas.	Contratos de largo plazo y mercados mayoristas.
<b>Comercialización</b>	No existe.	No existe.	Limitada a compañías de distribución.	Competencia entre empresas comercializadoras.
<b>Usuarios finales</b>	No puede elegir al suministrador.	No puede elegir al suministrador.	Usuarios calificados pueden elegir al suministrador.	Puede elegir al suministrador.

Fuente: Tomado de De Rosenzweig, 2007, pág. 51.

**Cuadro III.**  
**Periodos de Introducción de varias fases de Reforma al sector**

	<b>Países (1)</b>	<b>Introducción de los PIE's (2)</b>	<b>Privatización (3)</b>	<b>Competencia en el MEM (4)</b>	<b>Competencia en el Mercado Minorista (5)</b>	<b>Regulador (6)</b>
<b>Desarrollados</b>	Australia	1992	1992	1997	2002	1995
	Canadá	1996	1996	1996	2001	1995
	Dinamarca	1999	1999	1999	1999	1998
	Finlandia	1998	1998	1998	1998	1995
	Francia	1996	1996	2001	2000	2000
	Alemania	1998	1998	1998	1998	1998
	Japón	1995	1995	2005	2001	-
	Países Bajos	1994	1994	1999	1999	1998
	Nueva Zelanda	1996	1996	1996	1996	1996
	Noruega	1991	1991	1991	1991	1991
	Suecia	1996	1996	1996	1996	1996
	Reino Unido	1990	1990	1990	1990	1989
	Estados Unidos	1980	1980	1998	1998	1992
	<b>En Desarrollo América Latina</b>	Argentina	1992	1991	1992	-
Bolivia		1994	1994	1994	-	1994
Brasil		1995	1995	1999	-	1996
Chile		1993	1982	1982	-	1982
Colombia		1992	1995	1995	-	1994
México		1992	-	2013	-	1994
Paraguay		-	-	-	-	-
Perú		1993	1994	-	-	-
Uruguay		1997	-	1997	-	2001
Venezuela		-	2007	-	-	1999
<b>En Desarrollo Asia</b>	Bangladesh	1996	1990	-	-	2004
	Camboya	1997	1993	-	-	2001
	China	1984	1997	-	-	2003
	India	1995	1994	2007	-	1998
	Indonesia	1991	1993	-	-	2002
	Malaysia	1994	1990	-	-	1991
	Pakistán	1995	2005	-	-	1997
	Filipinas	1991	2001	2006	-	2001
	Sri Lanka	1996	-	-	-	2003
	Tailandia	1994	1991	-	-	1992
	Vietnam	1997	2007	-	-	2005
<b>En Desarrollo África</b>	Camerún	1998	2001	-	-	1998
	Kenia	1997	1992	-	-	1997
	Mali	2000	1995	-	-	2000
	Mozambique	1997	1995	-	-	1997
	Sudáfrica	2001	2001	-	-	2004
	Uganda	1999	2003	-	-	2001
	Zambia	1995	2004	-	-	1997

1. Año en que el sector se abrió a la inversión privada.
2. Año de privatización de empresas públicas.
3. Año de la introducción de la competencia en el MEM.
4. Año de la introducción de competencia en el Mercado minorista.
5. Año en que se estableció un regulador en el sector.

**Fuente:** Tomado de Y. M. (2016). An Institutional Perspective on Electricity Industry Reforms (Ph.D. thesis, University of Technology Sydney, 2016) pág. 215.

## Esquema V.

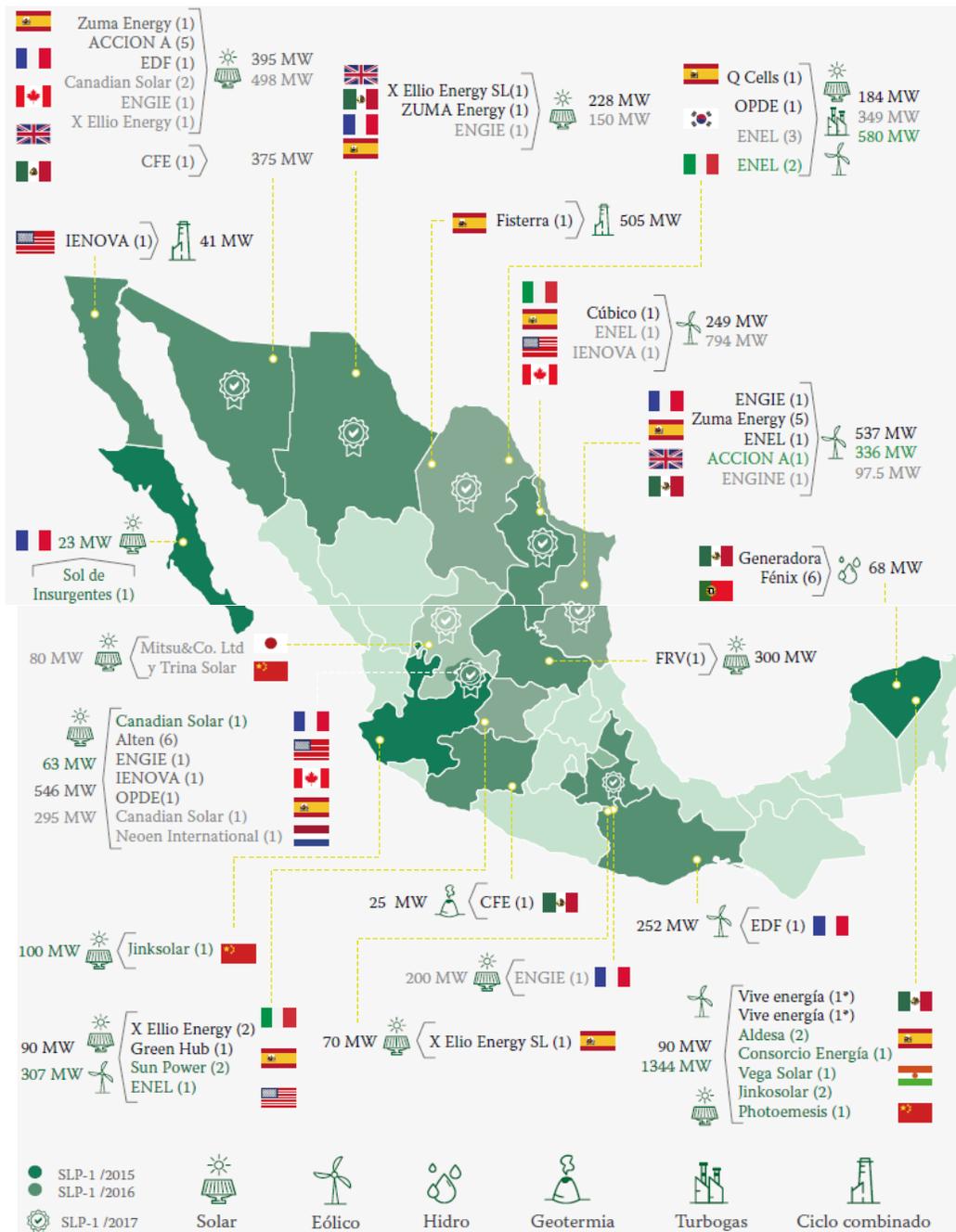
### Principales elementos de diagnóstico de las iniciativas presentadas en la discusión de la Reforma Energética constitucional: Sector Eléctrico

Poder Ejecutivo	Fracción del PAN	Fracción del PRD	Senado
<ul style="list-style-type: none"> <li>- CFE con déficit financiero que tiene que absorber con decrementos en su patrimonio.</li> <li>- Tarifas de CFE no competitivas a nivel internacional.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Adiciones de capacidad no pueden ser realizadas eficientemente bajo modelo vigente de industria ni con esquema tarifario que afecta finanzas de CFE. Alto pasivo laboral.</li> <li>- Elevados costos administrativos de CFE, al no operar como una verdadera empresa.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se ha sostenido esquema de subsidios que decausa sobre la capacidad financiera de CFE.</li> <li>- Transferencia de LyFC ha debilitado las finanzas y capacidades de acción de este organismo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Déficit financiero de la CFE cubierto con disminuciones a su patrimonio.</li> <li>- Costo de electricidad elevado y no competitivo a nivel internacional.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- CFE ha privilegiado plantas de generación a base de combustibles fósiles, con un alto impacto financiero, en parte por el desabasto de gas natural en mercado interno.</li> <li>- Baja participación de energías no fósiles en Sistema Eléctrico Nacional.</li> <li>- Red de transmisión y distribución antigua; ritmo planeado de expansión inferior al de la demanda.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ineficiencia de CFE, sobre todo a nivel distribución (pérdidas).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- CFE ha tenido que lidiar con incremento continuo de precios de energéticos, con impactos en costos de generación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Baja capacidad de generación a partir de energías renovables.</li> <li>- Falta de gas natural obliga a CFE a usar combustible y diesel, y gas caro.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Red de transmisión y distribución antigua; ritmo planeado de expansión inferior al de la demanda.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Marco legal diseñado para que empresas privadas se encarguen de la generación de electricidad a través del aprovechamiento de fuentes renovables. CFE se limita a ser comprador y distribuidor de electricidad.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Descoordinación de CFE y Pemex para cogenerar electricidad.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Participación de privados se limita a presupuesto de CFE.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Falta de inversión en red de transmisión que se traducen en pérdidas. Expansión planeada por debajo de crecimiento de la demanda.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- CFE establece condiciones para dar acceso a interconexión física de nuevas centrales eléctricas a la red de transmisión: conflicto de interés.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Falta de inversión en red de transmisión que se traducen en pérdidas. Expansión planeada por debajo de crecimiento de la demanda.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Falta de inversión en red de transmisión que se traducen en pérdidas. Expansión planeada por debajo de crecimiento de la demanda.</li> </ul>

Situación financiera de CFE       Antigüedad de red de transmisión y distribución  
 Dependencia en combustibles fósiles       Otros

**Fuente:** Tomado del Senado con información de la Iniciativa de Reforma Energética del Poder Ejecutivo y del Dictamen del Senado de la República, 2013.

## Mapa I. Proyectos Asignados en las tres Subastas a Largo Plazo



Fuente: Tomado de CENACE, SLP 1/2015, SLP 1/2016 y SLP 1/2017: 74 Proyectos con 90 Contratos.

## Referencias

- Adams, D. (2001). *Assessing Institutional Relations in Development Partnerships: The Land Development Corporation and the Hong Kong Government prior to 1997*. E.M. Hasting.
- Aguilar, A. (27 de 02 de 2018). La implementación de la reforma eléctrica y sus logros en la electricidad. *ADN Opinión* . Obtenido de [https://www.youtube.com/watch?v=OtwTliws3\\_A](https://www.youtube.com/watch?v=OtwTliws3_A)
- Arispe, R. (1990). *El Alumbrado Público en la Ciudad de México*. México : La Europea.
- Ayala Espino, J. (2002). *Fundamentos Institucionales del Mercado*. Ciudad de México, México : Facultad de Economía UNAM.
- Ayala, J. (2002). *Instituciones y Economía : una introducción al neoinstitucionalismo económico*.
- Bacon, R. (1999). *A Scorecard for Energy Reform in Developing Countries*. World Bank . Obtenido de [https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/11487/multi\\_page.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/11487/multi_page.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- Bacon, R. -B.-J. (Junio de 2001). Global Electric Power Reform, Privatization and Liberalization of the Electric Power Industry in Developing Countries. (W. Bank, Ed.) *Energy and Mining Sector Board Discussion Papers Series(2)*. Obtenido de <http://documents.worldbank.org/curated/en/226491468780869282/pdf/280850Global0electric0power0EMS0no-02.pdf>
- BANXICO. (s.f.). *Informes anuales, 1970-1978*.
- Biblioteca Jurídica online*. (s.f.). Obtenido de <http://mexico.leyderecho.org/asuncion-de-deuda/>
- Blecker A. y Seccareccia, M. (Mayp-Agosto de 2009). Unión Monetaria Norteamericana y la Enfermedad Holandesa en Canadá y México . *Ola Financiera* (3), 43. Obtenido de [http://www.olafinanciera.unam.mx/new\\_web/03/pdfs/Seccareccia-OlaFin-3.pdf](http://www.olafinanciera.unam.mx/new_web/03/pdfs/Seccareccia-OlaFin-3.pdf)
- California Energy Commission*. (s.f.). Obtenido de <https://www.energy.ca.gov/>
- Cámara de Diputados . (01 de 12 de 1999). *Análisis de la propuesta de cambio estructural del Sector Eléctrico*. Dirección General de Servicios de Documentación, Información y Análisis. Obtenido de <http://www.diputados.gob.mx/sedia/sia/se/SIA-DEC-01-1999.pdf>

- Cámara de Diputados . (2018). Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. 297. Obtenido de [http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/1\\_270818.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/1_270818.pdf)
- Cámara de Diputados. (2006). *El Sector Eléctrico en México 1980-2006*. Centro de Estudios de las Finanzas Públicas. Obtenido de <http://www.cefp.gob.mx/intr/edocumentos/pdf/cefp/cefp0732006.pdf>
- Cámara de Diputados LXIV Legislatura . (19 de 05 de 2019). *Cámara de Diputados* . Obtenido de Boletín 5240 Partida presupuestal para subsidio de tarifas eléctricas se incrementó en los últimos tres años: <http://www5.diputados.gob.mx/index.php/esl/Comunicacion/Boletines/2018/Abril/12/5240-Partida-presupuestal-para-subsidio-de-tarifas-electricas-se-incremento-en-los-ultimos-tres-anos>
- Cason, J. y. (2002). El colapso de Enron provoca nuevo debate en EU sobre la privatización del sector eléctrico. *La Jornada* . Obtenido de <https://www.jornada.com.mx/ultimas>
- CEFP 083. (2007). *Temas Relevantes sobre finanzas públicas 2007-2008*. Cámara de Diputado, H. Congreso de la Unión. . Centro de Estudios de las Finanzas Públicas. Obtenido de <http://www.cefp.gob.mx/intr/edocumentos/pdf/cefp/cefp0832007.pdf>
- CEFP. (noviembre de 2007). *Pidiregas un Estudio General* . Obtenido de Senado de la República : <http://www.cefp.gob.mx/intr/edocumentos/pdf/cefp/cefp0722007.pdf>
- CEFP. (2007). *Situación Financiera de Luz y Fuerza del Centro*. H. Congreso de la Unión. Obtenido de <http://www.cefp.gob.mx/intr/edocumentos/pdf/cefp/cefp0972007.pdf>
- CENACE, S. O. (s.f.). Obtenido de <https://www.gob.mx/cenace>
- CFE. (2017). *Informe Anual* . Obtenido de CFE Inversionistas : [https://www.cfe.mx/inversionistas/Documents/informe\\_anual/InformeAnual2017\\_CFE\\_vF-031018.pdf](https://www.cfe.mx/inversionistas/Documents/informe_anual/InformeAnual2017_CFE_vF-031018.pdf)
- CFE Subdirección de Programación . (14 de 10 de 2005). *El Sector Eléctrico Mexicano* . Obtenido de <https://www.slideshare.net/ulisesgu/unimex-sociedad-y-economia-de-mexico-estadisticas-del-cfe>
- Cogenera México*. (2012). Obtenido de <http://www.cogeneramexico.org.mx/menu.php?m=73>
- Colmenares, F. (septiembre-diciembre 2008). *Petróleo y crecimiento económico en México 1938-2006* (Vol. vol. 5 núm. 15). Economía UNAM. Obtenido de <http://www.ejournal.unam.mx/ecu/ecunam15/ECU001500504.pdf>
- Comisión de Energía. (s.f.). *Encuentros Reforma Energética*. (S. d. República, Ed.) Obtenido de

[http://www.senado.gob.mx/comisiones/energia/docs/reforma\\_energetica/presentacion.pdf](http://www.senado.gob.mx/comisiones/energia/docs/reforma_energetica/presentacion.pdf)

- Comisión Federal de Electricidad . (2018). *CFE Inversionistas* . Obtenido de <https://www.cfe.mx/inversionistas/Pages/default.aspx>
- Correa, E. (1984). México, crisis económica y financiera. *Ola Financiera*, Mayo-agosto 2010. Obtenido de [http://www.olafinanciera.unam.mx/new\\_web/06/pdfs/Correa-OlaFin-6.pdf](http://www.olafinanciera.unam.mx/new_web/06/pdfs/Correa-OlaFin-6.pdf)
- Cortés, J. (2007). *Derecho Administrativo y el Sector Eléctrico, elementos de regulación*. Ciudad de México: Porrúa ITAM .
- CRE. (s.f.). *Preguntas frecuentes sobre la nueva regulación en temas eléctricos* . Obtenido de <http://www.cre.gob.mx/documento/faq-regulacion-electricos.pdf>
- Cruz, R. y. (01 de 06 de 2001). *El Modelo de Mercado PJM vs el Modelo californiano*, 28. Pontificia Universidad Católica de Chile. Obtenido de <https://studylib.es/doc/126868/el-modelo-pjm>
- De la Garza, E. (1994). *Historia de la Industria Eléctrica en México*". Ciudad de México: UAM Iztapalapa.
- De Morales, H. (Abril 2008 ). *La Nueva Dinámica del Mercado de los Commodities . Entorno Internacional* .
- De Rosenzweig, F. (2007). En *El Sector Eléctrico en México: Evolución, Regulación y Tendencias* (pág. 49). Ed. Porrúa.
- Del Río, A. R. (2016). *Reformas Estructurales, Avances y Desafíos: Análisis de la Reforma Energética* (Primera ed.). Ciudad de México: Instituto Belisario Domínguez, Senado de la República. Obtenido de <http://bibliodigitalibd.senado.gob.mx/bitstream/handle/123456789/3404/ENERGETICA.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Diputados, C. d. (12 de 04 de 2018). *Boletín No. 5240* . Obtenido de <http://www5.diputados.gob.mx/index.php/esl/Comunicacion/Boletines/2018/Abril/12/5240-Partida-presupuestal-para-subsidio-de-tarifas-electricas-se-incremento-en-los-ultimos-tres-anos>
- Dirección General del Archivo Histórico y Memoria Legislativa. (septiembre/octubre de 2003). *Boletín Informativo*. (27). Obtenido de [http://www.senado.gob.mx/library/archivo\\_historico/contenido/boletines/boletin\\_27.pdf](http://www.senado.gob.mx/library/archivo_historico/contenido/boletines/boletin_27.pdf)

- DOF. (1983). Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal. Obtenido de [http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/abro/lspree/LSPREE\\_ref01\\_27dic83\\_ima.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/abro/lspree/LSPREE_ref01_27dic83_ima.pdf)
- DOF. (1992). Secretaría de Gobernación. Obtenido de [http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=4705440&fecha=23/12/1992](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=4705440&fecha=23/12/1992)
- DOF. (20 de 12 de 2013). Obtenido de Secretaría de Gobernación : [http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013)
- DOF. (08 de 09 de 2015). Bases del Mercado Eléctrico. 174.
- Enciclopedia Jurídica en Línea*. (2018). Obtenido de <https://mexico.leyderecho.org/>
- Energía a Debate . (21 de 02 de 2019). Tuvieron pérdidas por 57 mdp subsidiarias de CFE, dice la ASF. *Energía a Debate, Electricidad* . Obtenido de <https://www.energiaadebate.com/electricidad/tuvieron-perdidas-por-57-mdp-subsidiarias-de-cfe-dice-la-asf/>
- Escobar, J. y. (10 de 05 de 2009). Crisis Económica, crisis energética y libre mercado. (r. d. Revista UNAM, Ed.) *Vol. 10*(n. 5). Obtenido de <http://www.revista.unam.mx/vol.10/num5/art29/int29-2.htm>
- Facultad de Ingeniería UNAM. (s.f.). *Gas Natural* . Obtenido de <http://profesores.fi-b.unam.mx/l3prof/Carpeta%20energ%EDa%20y%20ambiente/Gas%20Natural.pdf>
- Feeny, D. (1988). The demand for and Supply of institutional arrangements. En V. F. Ostrom, *Rethinking Institutional Analysis*. San Francisco: International Centre for Economic Growth.
- Gobierno de la República . (2009). Mensaje del Presidente Felipe Calderón sobre la extinción de LyFC. Obtenido de <https://www.youtube.com/watch?v=6QgyTvWA5yc>
- Gobierno de la República. (2014). *Reforma Energética*. Ciudad de México. Obtenido de [http://reformas.gob.mx/wp-content/uploads/2014/04/Explicacion\\_ampliada\\_de\\_la\\_Reforma\\_Energetica1.pdf](http://reformas.gob.mx/wp-content/uploads/2014/04/Explicacion_ampliada_de_la_Reforma_Energetica1.pdf)
- Gobierno de México, INEEL*. (2018). Obtenido de <https://www.ineel.mx/nuestra-historia.html>
- González, J. (Abril de 2010). *Sector privado y generación de energía eléctrica*. Ciudad de México : Centro de Estudios Sociales y de Opinión Pública. Obtenido de [www3.diputados.gob.mx/camara/.../Docto\\_88\\_Sector\\_privado\\_energia\\_electrica.pdf](http://www3.diputados.gob.mx/camara/.../Docto_88_Sector_privado_energia_electrica.pdf)
- Gutiérrez, R. (. (2017). *Presente y perspectivas de la Reforma Energética de México*. Ciudad de México: UAM-Iztapalapa.

- Gutiérrez, R. (agosto de 1979). La Balanza Petrolera de México (1970-1982). *Comercio Exterior*, 29(8), 839-850. Obtenido de <http://revistas.bancomext.gob.mx/rce/magazines/434/2/RCE2.pdf>
- Gutiérrez, R. (2017). Presente y Perspectivas de la Reforma Energética de México, una Evaluación Multidisciplinaria. *Petroquímex*, 14. Obtenido de Reforma Energética Roberto Gutiérrez : <https://petroquimex.com/PDF/JulAgo17/Reforma-Energetica-Roberto-G.pdf>
- Hernández, F. (2018). *La apertura de la industria eléctrica de México : la situación en el marco del TLCAN y el alcance económico de la actual reforma energética*. Obtenido de <http://oreon.dgbiblio.unam.mx/F/474UF968RLPIPNLJ1GTUTQG66IUXFCFMEAYFLRIEFP86N9ICPP-64801?func=find-b&request=La+apertura+de+la+industria+el%C3%A9ctrica+de+M%C3%A9xico%3A+la+situaci%C3%B3n+en+el+marco+del+TLCAN+y+el+alcance+econ%C3%B3mico+de+la+actual+Refo>
- Hodgson, G. (2001). El Enfoque de la Economía Institucional. *Análisis Económico*, vol. XVI(núm. 33), pp. 3-41.
- IEA. (2018). World Energy Investment . En IEA, *World Energy Investment* .
- IEA. (2019). *World Energy Investment*. Obtenido de <https://www.iea.org/wei2019/power/>
- Iglesias, M. (1997). "Regulación Laboral de Luz y Fuerza del Centro". En *Regulación del Sector Energético* (Primera ed.). Instituto de Investigaciones Jurídicas, UNAM.
- INEEL. (s.f.). *INEEL*. Obtenido de Archivos, 1975-1985: <https://www.ineel.mx/archivos/1975-1985.pdf>
- Jepperson, R. L. (2001). Instituciones, Efecto sin Institucionales e institucionalismo,. En W. y. Powell, *El Nuevo Institucionalismo en el Análisis Institucional* . México: Colegio Nacional de Ciencias Políticas y Administración Pública, UAM, FCE.
- Jha, P. (27 de 08 de 2018). Power Sector: Looming NPA Crisis Cannot Be Resolved Without Reversing 2003 Reforms. *Newsclick*. Obtenido de <https://www.newsclick.in/power-sector-looming-npa-crisis-cannot-be-resolved-without-reversing-2003-reforms>
- Joskow, P. (2008). Lessons Learned from Electricity Market Liberalization . (MIT, Ed.) *The Energy Journal*. Obtenido de <https://economics.mit.edu/files/2093>
- Juárez, U. (01 de 04 de 2019). Advierten sobre creación de oligarquía eléctrica; comparecen para la CRE. *Energía a Debate* . Obtenido de <https://www.energiaadebate.com/electricidad/advierten-sobre-creacion-de-oligarquia-electrica-comparecen-para-la-cre/>

- Keohane, R. O. (1983). International regimes. En S. D. Krasner, *the demand for international regimes*. Ithaca: Cornell University Press,.
- Leopold, J. (16 de 05 de 2002). Enron linked to California blackouts. *MarketWatch*.  
Obtenido de <https://www.marketwatch.com/story/enron-caused-california-blackouts-traders-say>
- Ley de Energía Geotérmica. (11 de 08 de 2014). *Cámara de Diputados H. Congreso de la Unión*. Recuperado el 18 de 09 de 2018, de [http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LEG\\_110814.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LEG_110814.pdf)
- Ley de la Comisión Federal de Electricidad. (11 de agosto de 2014). (C. d. Unión, Ed.)  
Recuperado el 10 de 09 de 18, de [http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LCFE\\_110814.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LCFE_110814.pdf)
- Ley de la Industria Eléctrica. (11 de 08 de 2014). (C. d. Unión, Ed.) Recuperado el 11 de 09 de 2018, de [http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec\\_110814.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec_110814.pdf)
- Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. (11 de 08 de 2014). *Cámara de Diputados H. Congreso de la Unión*. Recuperado el 18 de 09 de 2018, de [http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LORCME\\_110814.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LORCME_110814.pdf)
- Licitaciones* . (2018). Obtenido de <https://www.licitacion-es.com.mx/definicion-de-licitaciones.html>
- López de la Vega, M. (. (s.f.). Obtenido de <http://biblioteca.clacso.edu.ar/ar/libros/osal/osal27/11Modonesi.pdf>
- López de la Vega, M. (. (Abril de 2010). La lucha del Sindicato Mexicano de Electricistas. (27). Obtenido de <http://biblioteca.clacso.edu.ar/ar/libros/osal/osal27/11Modonesi.pdf>
- López Portillo, J. (1982). *Sexto Informe de Gobierno* . Memorias Políticas de México .  
Obtenido de <http://www.memoriapoliticademexico.org/Textos/6Revolucion/1982.pdf>
- López Sarabia, P. (23 de 04 de 2019). CFE y PEMEX, anclas del desarrollo económico en el actual sexenio. *Energía Hoy* . Obtenido de <https://energiahoy.com/2019/04/23/cfe-y-pemex-anclas-del-desarrollo-economico-en-el-actual-sexenio/>
- López, B. (2018). *Introducción a la Teoría de Subastas*. (U. Facultad de Economía, Ed.)  
Obtenido de <http://www.economia.unam.mx/profesores/blopez/juegos-subastas.pdf>
- Lucio, E. (2012). *Análisis del Sector Eléctrico mexicano* . Ciudad de México: Facultad de Economía, UNAM.

- Luna, V. (2011). Antecedentes. En V. Luna, *Diseño Eléctrico de una Tienda Departamental* (págs. 5-17). Ciudad de México : Facultad de Ingeniería. UNAM. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/301/A4.pdf?sequence=4>
- Martínez, G. (1960). *La Nacionalización de la Industria Eléctrica*. México: CFE.
- Martínez, I. y. (2003). *México, desarrollo y fortalecimiento del sector estratégico de energía eléctrica*. Ciudad de México: PRD, Miguel Ángel Porrúa.
- México Nueva Era. (03 de 07 de 2007). Campo Geotérmico "Las Tres Vírgenes" se mantiene con excelencia ambiental. *México Nueva Era*. Obtenido de <https://mexiconuevaera.com/nacional/ambiental/2017/07/3/campo-geotermico-las-tres-virgenes-se-mantiene-con-excelencia-ambiental>
- Ministry of Law and Justice. (2003). *The Electricity Act 2003*. New Delhi. Obtenido de <http://www.cercind.gov.in/Act-with-amendment.pdf>
- Molina, A. (enero-junio de 2017). Estructura de la Industria Eléctrica mexicana: el modelo de Comprador Único Economía, Teoría y Práctica . *Nueva Época* (46), 71-95. Obtenido de <http://dx.doi.org/10.24275/ETYP/AM/NE/462017/Molina>
- Molina, M. (2002). *La Reforma de los Mercados Eléctricos* .
- Monroy, G. (12 de 02 de 2019). La Energía y las Políticas de Porbado Fracaso . *Letras libres* . Obtenido de <https://www.letraslibres.com/mexico/economia/la-energia-y-las-politicas-probado-fracaso>
- NAFINSA, E. d. (1962). Programa Nacional de Electrificación de México. México.
- North, D. (1990). *Institutions, Institutional Change and Economic Performance*. Cambridge University Press.
- Ochoa, E. (2015). *Para Entender la Reforma al Sector Eléctrico*. Ciudad de México: Nostra Ediciones.
- PEMEX. (s.f.). *Memorias de labores, 1970-1978*.
- Peters, G. ( 2003.). *El nuevo institucionalismo*. Barcelona: Gedisa.
- Pontificia Universidad Católica de Chile*. (2018). Obtenido de <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno03/Pagina%20Web/Crisis%20de%20California.htm>
- Prieto. (2001). *La Insdustria Eléctrica del Futuro en México: soluciones a un problema no planteado*.

- PUED. (Mayo de 2015). *La Reforma Energética: Privatización y Reorientación Tecnológica en la Industria Eléctrica*. (P. (. Desarrollo), Ed.) Ciudad de México,.  
Obtenido de [http://www.pued.unam.mx/export/sites/default/archivos/actividades/Seminarios/110515/M2M1\\_MAG.pdf](http://www.pued.unam.mx/export/sites/default/archivos/actividades/Seminarios/110515/M2M1_MAG.pdf)
- Purkayastha, P. (10 de 09 de 2015). The Bankruptcy of Power Sector Reforms. *Newsclick*.  
Obtenido de <https://www.newsclick.in/india/bankruptcy-power-sector-reforms>
- Purkayastha, P. (25 de 11 de 2016). The Crisis of the Power Sector Reforms – Part I. *News Click* . Obtenido de <https://www.newsclick.in/crisis-power-sector-reforms-part-i>
- PWC. (03 de 2015). *Resumen del anteproyecto*. Obtenido de <https://www.pwc.com/mx/es/industrias/energia/archivo/2015-03-anteproyecto-mercado.pdf>
- Ramírez, E. (13 de 02 de 2011). Calderón aumenta deuda de México con el BM a 12 mil 500 MDD. *Contralínea* . Obtenido de <https://www.contralinea.com.mx/archivo-revista/2011/02/13/calderon-aumenta-deuda-de-mexico-con-el-bm-a-12-mil-500-mdd/>
- Repositorio Digital de la Facultad de Ingeniería . (s.f.). Liberalización de la Electricidad .  
En *Desregulación de la Electricidad* (pág. 14). Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/758/A6.pdf?sequence=6>
- Reséndiz. (1994). *El Sector Eléctrico de México*. En 1. Edición (Ed.). Ciudad de México : FCE.
- Rivas, J. A. (junio de 2003). Neoinstitucionalismo y revalorización de las Instituciones. (U. A. Bucaramanga, Ed.) *Reflexión Política*, 5(9), 11. Obtenido de <http://www.redalyc.org/pdf/110/11000903.pdf>
- Rodríguez, E. (1952). *Generación y distribución de energía eléctrica en México período 1929-1949*. Ciudad de México: Banco de México S.A. Investigaciones Industriales.
- Rojas Nieto, A. (12 de 04 de 2015). Financiarización de la Industria Eléctrica: la primera. *La Jornada, Observatorio Ciudadano Energía A.C.* Obtenido de A la entrada de nueva transición política en el país, tenemos un escenario de incertidumbre en torno a la permanencia de esta Reforma. No obstante, una súbita decisión de darle marcha atrás a este proceso puede ser más costoso que beneficioso para el país
- Ruíz Rincón, V. (15 de 01 de 2015). Los pros y los contras de la Reforma Energética de acuerdo con el paradigma del desarrollo sustentable. (UNAM, Ed.) *Revista Digital Universitaria* , 16. Obtenido de <http://www.revista.unam.mx/vol.16/num1/art08/#>

- Ruiz, J. &. (2006). Canales de reciclaje internacional de los petrodólares. (U. L. Munich, Ed.) *MPRA* (Paper 433).
- Secretaria de energia, minas e industria paraestatal . (1994). *La modernizacion del sector electrico, 1988-1994*. México: CIDE.
- SEGOB. (25 de 06 de 2013). *Diario Oficial de la Federación*. Obtenido de [https://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5303742&fecha=25/06/2013](https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5303742&fecha=25/06/2013)
- Shepsle, K. (1989). *Studying institutions, Journal of theoretical politics* (Vol. Vol. 1 ).
- Sitio de la Asociación Mexicana de Energía* . (05 de 05 de 2019). Obtenido de <https://asociacionmexicanadeenergia.com.mx/index.php>
- Sitio Oficial de la Comisión Federal de Electricidad* . (s.f.). Obtenido de <https://www.cfe.mx/acercacfe/Quienes%20somos/Pages/conceptocfe.aspx>
- Sitio Oficial de Pwc Global* . (s.f.). Obtenido de <https://www.pwc.com/gx/en.html>
- Sitio Oficial del Centro Nacional de Control de Energía, CENACE*. (s.f.). Obtenido de <https://www.gob.mx/cenace>.
- Solis, P. (23-26 de enero 2012). La generación eléctrica en México: una aproximación cuantitativa, (1880-1930). Universidad de Barcelona: Facultad de Geografía e Historia. Obtenido de [http://www.ub.edu/geocrit/Simposio/cSolis\\_Lageneracion.pdf](http://www.ub.edu/geocrit/Simposio/cSolis_Lageneracion.pdf)
- Statista*. (2018). Obtenido de Statista: <https://es.statista.com/>
- Subastas en México . (2018). Tipos de Subastas. *Revista de Subastas*. Obtenido de <https://revistadesubastas.com/tipos-de-subastas/#>
- Suprema Corte de Justicia. (2017). Gaceta del Semanario Judicial de la Federación. Obtenido de <https://sjf.scjn.gob.mx/sjfsist/Documentos/Tesis/2013/2013961.pdf>
- The Guardian. (05 de 02 de 2005). Tapes reveal Enron's secret role in California's power blackouts. *The Guardian*. Obtenido de <https://www.theguardian.com/business/2005/feb/05/enron.usnews>
- Torres, A. (Enero - Junio 2005). El Acuerdo de Basilea: Estado del Arte del SARC en. *Universidad EAFIT*.
- Unidad 2. Energía. (s.f.). En *Tecnologías 3°*. Obtenido de <http://www.edu.xunta.gal/centros/iesfelixmuriel/system/files/La%20Energ%C3%ADa.pdf>
- Uriarte, A. (2013). El Cambio Institucional en la Administración Pública en México y en Sinaloa. Insituto de Investigaciones Jurídicas, UNAM. Obtenido de [http://www.inap.mx/portal/images/pdf/book/cam\\_inst\\_sin.pdf](http://www.inap.mx/portal/images/pdf/book/cam_inst_sin.pdf)

- Verdú, L. (1977). *Principios de Ciencia Política*. Madrid: Tecnos.
- Weare, C. (2003). *The California Electricity Crises: Causes and Policy Options*. San Francisco, CA., U.S.: Public Policy Institute of California. Obtenido de [https://www.ppic.org/content/pubs/report/R\\_103CWR.pdf](https://www.ppic.org/content/pubs/report/R_103CWR.pdf)
- Wegerich, K. (Mayo de 2001). *Institutional Change: A Theoretical Approach*. (U. o. London, Ed.) (Occasional Paper No 30). Obtenido de <https://www.soas.ac.uk/water/publications/papers/file38373.pdf>
- Wolak, F. (August/September de 2003). *Diagnosing the California Electricity Crises*. (Elsevier, Ed.) *Debating California*, 27. Obtenido de [https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/files/Diagnosing%20the%20California%20Electricity%20Crisis\\_2003\\_Wolak.pdf](https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/files/Diagnosing%20the%20California%20Electricity%20Crisis_2003_Wolak.pdf)
- Yang, M. (2016). *An Institutional Perspective on Electricity*. Sydney: University of Technology of Sydney.