

01149
17



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

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

**LA DESREGULACIÓN ELÉCTRICA EN
CALIFORNIA:
ANÁLISIS DE UN FRACASO**

T E S I S

Que para obtener el grado de
Maestro en Ingeniería (Energía)

Presenta

HILDA HERNÁNDEZ MUÑOZ

MÉXICO, D.F.

2003

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

A



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer de manera especial el apoyo, la guía y sobre todo la paciencia durante la elaboración del presente trabajo, a mi director de Tesis Ingeniero Jacinto Viqueira Landa, Profesor Emérito de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Asimismo expreso mi agradecimiento a mis lectores Dr. Víctor Rodríguez Padilla, Dr. Gerardo Serratos Ángeles, Ing. Rafael Cristerna Ocampo y al Dr. Arturo Reinking Cejudo por su interés y esmero en la lectura del trabajo y sus comentarios que sin duda, lo mejoraron de manera sustancial. Y de manera especial, al Dr. Víctor Rodríguez Padilla por su orientación académica y consejo.

De igual forma, agradezco al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por la beca- crédito otorgada para la realización de mis estudios de posgrado, así como a la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México por haberme admitido en el programa de Maestría en Energía.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

...quiero dedicar este trabajo a mis padres Hilda y José Luis que gracias a su apoyo, cariño, comprensión y enseñanza he podido culminar esta etapa. Asimismo, a mis abuelos que me han dejado su sabiduría.

A mi hermano José, que es mi gran e incondicional amigo, a las familias Hernández, Muñoz y Varela por aportar siempre algo nuevo a mi vida.

A mis amigos, que han sido mis entrañables compañeros y hermanos, en especial a Lavinia, Paloma, Joel, Jesús y Santiago, ya que sin ellos los las clases en la maestría no hubiesen sido lo mismo.

A Ale, por iluminarme cada día con su compañía, sabiduría, apoyo y amistad.

A cada uno de mis profesores de la maestría, por dedicarle su tiempo a mi aprendizaje.

A mis alumnos por dejarme ser participe de su conocimiento.

Al Instituto de Investigaciones Legislativas del Senado de la República, en especial al Senador Oscar Cantón Zetina por su confianza y amistad, así como al Lic. Cuitláhuac Bardán Esquivel por su apoyo en la culminación de esta etapa.

Y a todos aquellos que crean en los principios de equidad y justicia social...

Ciudad de México, 10 de abril de 2003

C

Índice

RESUMEN	
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I: LA REGULACIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN ESTADOS UNIDOS DE NORTEAMÉRICA	12
1.1. ANTECEDENTES	13
1.2. CREACIÓN DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ENERGÍA EN 1935	15
1.3. LEY SOBRE CONSORCIOS DE EMPRESAS DE SERVICIO PÚBLICO (PUBLIC UTILITY HOLDING COMPANY ACT)	15
1.4. TEORÍA DEL MONOPOLIO NATURAL	17
1.4.1. CARACTERÍSTICAS DE LA ELECTRICIDAD Y LA ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA.	17
1.4.2. INTEGRACIÓN VERTICAL Y MONOPOLIO NATURAL	18
1.5. DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA CON BASE EN LOS COSTOS PROMEDIO Y EN LOS COSTOS MARGINALES	21
1.5.1. PRECIOS BASADOS EN LOS COSTOS PROMEDIO	21
1.5.2. PRECIOS BASADOS EN LOS COSTOS MARGINALES	23
1.5.2.1. COSTOS MARGINALES DE CORTO Y LARGO PLAZO	24
1.6. SÍNTESIS DE CAPÍTULO	26
CAPÍTULO II: LA CRISIS DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA DE LOS ESTADOS UNIDOS EN LOS AÑOS SETENTA	27
2.1. EFECTO DE LOS CHOQUES PETROLEROS DE 1973 Y 1979	30
2.2. ESTANCAMIENTO DE LA ENERGÍA NUCLEOELÉCTRICA	33
2.3. RESTRICCIONES AL USO DEL GAS NATURAL	35
2.4. LEY SOBRE NORMAS REGULATORIAS DE EMPRESAS DE SERVICIOS PÚBLICOS DE 1978 (PUBLIC UTILITIES REGULATORY POLICY ACT)	37
2.5. SÍNTESIS DE CAPÍTULO	38

Índice

CAPÍTULO III: NUEVO ENFOQUE NEOLIBERAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA	40
3.1. CRÍTICA AL MONOPOLIO NATURAL ELÉCTRICO	41
3.2. LA TEORÍA DE LOS MERCADOS DISPUTABLES	44
3.3. PRECIOS DETERMINADOS EN UN MERCADO ELÉCTRICO	47
3.4. LA DESREGULACIÓN DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL	48
3.5. LEY DE POLÍTICA ENERGÉTICA DE 1992 (ENERGY POLICY ACT)	50
3.6. REFORMA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA DE CALIFORNIA	52
3.7. SÍNTESIS DE CAPÍTULO	55
CAPÍTULO IV: FUNCIONAMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO EN CALIFORNIA DESPUÉS DE SU REFORMA	56
4.1. PRINCIPALES EMPRESAS ELÉCTRICAS EN CALIFORNIA ANTES DE LA REFORMA	59
4.1.1. PACIFIC GAS & ELECTRIC COMPANY (PG&E)	59
4.1.2. SOUTHERN CALIFORNIA EDISON COMPANY (SCE)	61
4.1.3. SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY	62
4.2. OPERADOR INDEPENDIENTE DEL SISTEMA DE CALIFORNIA Y OPERADOR DEL MERCADO ELÉCTRICO DE CALIFORNIA	63
4.2.1. OPERADOR INDEPENDIENTE DEL SISTEMA DE CALIFORNIA (CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR (CAISO))	63
4.2.2. OPERADOR DEL MERCADO ELÉCTRICO DE CALIFORNIA (CALIFORNIA POWER EXCHANGE (CALPX))	66
4.2.3. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO DE CALIFORNIA	66
4.3. PRIMER PROBLEMA DE LA REFORMA	68
4.4. LOS PRECIOS DEL MERCADO ELÉCTRICO DE CALIFORNIA DURANTE EL VERANO DEL 2000	70

Índice

4.4.1.	COMPARACIÓN ENTRE LOS PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA PARA LA VENTA EN EL MERCADO MINORISTA DE LAS DIFERENTES EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ELECTRICIDAD Y LAS EMPRESAS MUNICIPALES ELÉCTRICAS EN EL PERIODO DE 1996 A 2001	71
4.5.	CATACLISMO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA DE CALIFORNIA	74
4.6.	DEMANDA DURANTE EL VERANO DE 2001	80
4.7.	SÍNTESIS DE CAPÍTULO	82
CAPÍTULO V: PRINCIPALES EXPLICACIONES DEL MAL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO EN CALIFORNIA		84
5.1.	AUMENTO DE LOS PRECIOS DE GAS NATURAL	85
5.2.	AUMENTO DE LA DEMANDA DE LA ELECTRICIDAD	87
5.3.	REDUCCIÓN DE LAS IMPORTACIONES PROCEDENTES DE OTROS ESTADOS	88
5.4.	CRECIMIENTO EN LOS PRECIOS DE LOS CRÉDITOS DE EMISIÓN DE LOS ÓXIDOS DE NITRÓGENO	89
5.5.	MANIPULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO POR PARTE DE LOS GENERADORES	91
5.5.1.	COMPORTAMIENTO DE ENRON	96
5.6.	SÍNTESIS DE CAPÍTULO	100
CAPÍTULO VI: SOLUCIONES PLANTEADAS POR EL GOBIERNO DEL ESTADO DE CALIFORNIA PARA RESOLVER LA CRISIS ELÉCTRICA		102
6.1.	DESAPARICIÓN DEL OPERADOR DEL MERCADO ELÉCTRICO DE CALIFORNIA Y OBJETIVOS DEL OPERADOR INDEPENDIENTE DEL SISTEMA	103
6.2.	ACCIONES REALIZADAS PARA MITIGAR LA VOLATIBILIDAD DEL MERCADO ELÉCTRICO EN CALIFORNIA DURANTE LA CRISIS	104
6.2.1.	PROGRAMA DE GENERACIÓN	104
6.2.2.	PROGRAMA DE CONSERVACIÓN	105

Índice

6.3.	ANÁLISIS DE LA REDUCCIÓN DE LA DEMANDA PICO EN CALIFORNIA ENTRE EL VERANO DE 2000 Y 2001	107
6.4.	COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA PICO EN EL PRIMER CUATRIMESTRE DE 2002 Y ESCENARIOS DE MAYO A DICIEMBRE	107
6.4.1.	ESCENARIOS DE LA DEMANDA PICO ENTRE MAYO Y DICIEMBRE DE 2002	109
6.5.	NUEVA CAPACIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CALIFORNIA PARA 2002-2004	111
6.5.1.	NUEVA CAPACIDAD DE GENERACIÓN PARA 2002	111
6.5.2.	NUEVA CAPACIDAD DE GENERACIÓN PARA 2003 Y 2004	112
6.6.	SÍNTESIS DE CAPÍTULO	113
	ENSEÑANZAS DE LA CRISIS ELÉCTRICA DE CALIFORNIA Y CONCLUSIONES	114
➤	<i>ENSEÑANZAS DE LA CRISIS ELÉCTRICA EN CALIFORNIA</i>	115
➤	<i>CONCLUSIONES</i>	118
	BIBLIOGRAFÍA	i

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1.	INTEGRACIÓN VERTICAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA	18
FIGURA 1.2.	MONOPOLIO NATURAL	19
FIGURA 3.1	ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN ESTADOS UNIDOS DESPUÉS DE LA LEY SOBRE NORMAS REGULADORAS DE EMPRESAS DE SERVICIOS PÚBLICOS DE 1978 Y DE LA LEY DE POLÍTICA ENERGÉTICA DE 1992	51
FIGURA 4.1.	MAPA DE LOS TERRITORIOS DONDE OPERABAN LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS EN EL ESTADO DE CALIFORNIA EN 1998	60
FIGURA 4.2.	ESQUEMA DEL NUEVO FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO EN CALIFORNIA	64
FIGURA 4.3.	ÁREA DE CONTROL DEL OPERADOR INDEPENDIENTE DEL SISTEMA DE CALIFORNIA EN ENERO DE 2001	65

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO 2.1.	PARTICIPACIÓN POR FUENTE EN LA GENERACIÓN NETA DE ELECTRICIDAD EN ESTADOS UNIDOS DURANTE EL PERIODO DE 1969-1981.	33
GRÁFICO 2.2.	CAPACIDAD NETA DE GENERACIÓN DE PLANTAS NUCLEARES, DURANTE EL PERIODO DE 1969-1981 EN ESTADOS UNIDOS	35
GRÁFICO 2.3.	GENERACIÓN NETA DE ELECTRICIDAD POR GAS NATURAL DURANTE EL PERIODO DE 1969-1981 EN ESTADOS UNIDOS	37
GRÁFICO 4.1.	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS PROMEDIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA PARA LA VENTA EN EL MERCADO MINORISTA PARA EL PERIODO DE 1996 A 2001 DE DIFERENTES EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (PGE, SCE Y SDGE) Y MUNICIPALES (LADWP, SMUD Y BGP) EN EL PERIODO DE 1996 A 2001 EN CALIFORNIA	73
GRÁFICO 5.1	PRECIOS SPOT DEL GAS NATURAL HENRY HUB Y SOUTHERN CALIFORNIA DESDE EL 1 DE ENERO DE 1999 AL 19 DE SEPTIEMBRE DE 2001	86
GRÁFICO 5.2.	COSTOS MARGINALES PARA UNIDADES DE GAS EN CALIFORNIA	90
GRÁFICO 5.3.	PÉRDIDAS Y GANANCIAS DIARIAS Y ACUMULATIVAS PARA EL COMERCIO DE ELECTRICIDAD EN LA ZONA OESTE DE CALIFORNIA	97
GRÁFICO 6.1.	DEMANDA PICO MENSUAL EN CALIFORNIA DURANTE LOS AÑOS DE 2000 Y 2001	106
GRÁFICO C.1.	PRECIO PROMEDIO MENSUAL DE LA ELECTRICIDAD AL MAYOREO DE ENERO DE 2002 A ENERO DE 2001	119

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2.1.	GENERACIÓN NETA DE ELECTRICIDAD PARA ESTADOS UNIDOS	31
TABLA 2.2.	PRECIO PROMEDIO DE LA VENTA DE ELECTRICIDAD MINORISTA DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS EN ESTADOS UNIDOS DURANTE EL PERIODO DE 1969-1981	32
TABLA 4.1.	CAPACIDAD DE GENERACIÓN EN MW PARA EL AÑO DE 1998 DEL ESTADO DE CALIFORNIA	58
TABLA 4.2.	NOMBRE Y TIPO DE LAS CINCO MÁS GRANDES PLANTAS EN EL ESTADO DE CALIFORNIA	58
TABLA 4.3	PRECIOS PROMEDIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA PARA LA VENTA EN EL MERCADO MINORISTA DE DIFERENTES EMPRESAS DISTRIBUIDORAS Y MUNICIPALES EN EL PERIODO DE 1996 A 2001 EN CALIFORNIA	72
TABLA 4.4	PICO DE LA DEMANDA PARA DOS DÍAS DE JUNIO, UNO DEL AÑO 2000 Y EL OTRO DEL 2001 CON TEMPERATURAS SIMILARES EN CALIFORNIA	80
TABLA 4.5	PICO DE LA DEMANDA PARA DOS DÍAS DE AGOSTO, UNO DEL AÑO 2000 Y EL OTRO DEL 2001 CON TEMPERATURAS SIMILARES EN CALIFORNIA	81
TABLA 5.1.	PROMEDIO MENSUAL DE LA DEMANDA DE 1999 Y 2000 EN CALIFORNIA	87
TABLA 5.2	PROMEDIO DE LAS IMPORTACIONES NETAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE CALIFORNIA	88

Índice de tablas

TABLA 5.3	NÚMERO DE DÍAS DE ENERGÍA FUERA DE SERVICIO DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE LAS 5 EMPRESAS GENERADORAS, DE LOS 32 DÍAS ESTUDIADOS POR LA COMISIÓN DE ENERGÍA DE CALIFORNIA.	94
TABLA 5.4	IMPORTACIONES PROMEDIO DE CADA HORA DURANTE EL PICO DE LA DEMANDA.	98
TABLA 6.1	DIFERENCIA ENTRE LA DEMANDA PICO MENSUAL PARA EL PRIMER CUATRIMESTRE DE 2002 Y LOS MESES HOMÓLOGOS DE 2000 Y 2001	108
TABLA 6.2	PRONÓSTICOS PARA LA DEMANDA PICO EN CALIFORNIA DURANTE EL VERANO DE 2002	109
TABLA 6.3	PRONÓSTICOS PARA LA DEMANDA PICO DE CALIFORNIA EN EL 2002	110
TABLA 6.4	PRONÓSTICO Y DEMANDA PICO REAL DE CALIFORNIA PARA EL PRIMER CUATRIMESTRE DE 2002	111
TABLA 6.5	NUEVA CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE CALIFORNIA EN 2002	112

RESUMEN

El siguiente trabajo es un estudio de la crisis eléctrica de California y de las causas que lo generaron. Para lograrlo, se realiza un análisis de la situación del sector eléctrico en Estados Unidos y en dicho estado. De esta investigación se identifican los argumentos que verifican que la desregulación de la industria eléctrica en California es un error de las políticas neoliberales de los años ochenta. Concluyéndose que esta experiencia debe ser considerada como el "aprendizaje" para aquellos estados o países que pretendan realizar reforma alguna en sus respectivos sistemas eléctricos.

**TESIS
CON
FALLA DE
ORIGEN**

INTRODUCCIÓN

El interés que nos lleva a realizar este análisis, gira entorno a la problemática en la que se vio involucrada la industria eléctrica en California, después de su Reforma en el año de 1996.

Para comprender el por qué del fracaso de la Reforma eléctrica en el Estado de California, debemos partir de la evolución histórica de esta industria en Estados Unidos desde el proceso de integración de las empresas eléctricas antes de la crisis financiera de 1929 hasta el funcionamiento de este sector en California después de su Reforma.

El proceso de integración de las empresas eléctricas se mantuvo a lo largo del periodo de crecimiento y consolidación de los sistemas eléctricos. En los años veinte se crearon corporaciones que financiaron la expansión de dichas empresas mediante la venta de las acciones al público. Sin embargo, la especulación de esas corporaciones infló el valor de esas acciones que se derrumbaron con la crisis económica de 1929. Este colapso financiero de las corporaciones que controlaban a las industrias eléctricas dio lugar a una reglamentación más estricta de esa industria.

Aunque esta regulación comenzó a niveles local y estatal, el crecimiento de las ventas estatales de la electricidad condujo a la creación, en 1935, de la Comisión Federal de Energía (Federal Power Commission), que posteriormente se convirtió en la Comisión Federal Reguladora de Energía (Federal Energy Regulatory Commission), cuyo objetivo era controlar a las empresas eléctricas a nivel federal.

Es importante señalar, que la industria eléctrica (producción y distribución de electricidad) en Estados Unidos se compone en su mayoría por empresas privadas de servicios públicos conocidas como "Public Utilities" que contribuyen

con el 77.7% ¹ a la generación total de energía eléctrica. Mientras que, del porcentaje restante, el 9.4% es suministrado por dos empresas federales, el 9.9% por las cooperativas y el 3% por las compañías municipales. Cada empresa eléctrica suministra el servicio eléctrico a un territorio constituyendo un monopolio natural, y está en la mayoría de los casos integrada verticalmente, abarcando la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización de la energía eléctrica.

Las empresas eléctricas de servicios públicas, denominadas "Public Utilities" se encuentran controladas en cada Estado por una comisión llamada Comisión de Servicios Públicos (Public Utility Commission), que fija los precios de la electricidad de cada empresa considerando sus inversiones y una tasa equitativa de remuneración del capital. Además de esta reglamentación, las empresas eléctricas están sometidas a la reglamentación de la Comisión Federal Reguladora de Energía (Federal Energy Regulatory Commission), la cual esta encargada de aplicar las decisiones votadas por el Congreso. Esas decisiones se refieren tanto a la reglamentación de las comisiones de control y de las empresas, como a las políticas energéticas nacionales.

Después de un largo periodo de crecimiento sostenido de la industria eléctrica (tasa promedio anual del 7%) que abarcó desde el final de la segunda guerra mundial hasta principios de los años setenta, la industria entra en crisis en esta década por los siguientes motivos: en el año de 1973, el costo de los combustibles usados para generar electricidad aumenta considerablemente, la aplicación de normas más estrictas para reducir los problemas ambientales condujo también a un aumento en los costos de generación y la reducción del consumo de electricidad (a principios de los años ochenta) como consecuencia de los precios altos de la energía y de las políticas de conservación de energía.

¹ Viqueira, Jacinto. La Reforma de la Industria Eléctrica.

Introducción

En el año de 1978 se aprueba en Estados Unidos la Ley de Políticas Regulatoras de Empresas de Servicios Públicos (Public Utility Regulatory Policy Act, PURPA) con el propósito de fomentar una mayor eficacia energética y facilitar la penetración de nuevas fuentes de energía en la industria eléctrica. Entonces, las empresas eléctricas tuvieron que adaptarse a este nuevo marco reglamentario. Además, bajo la presión de la crisis financiera evaluaron los beneficios que pudieran reportarles las medidas de conservación de energía de los consumidores como una alternativa a nuevas inversiones para ampliar los medios de generación de energía eléctrica. Es entonces, cuando la Comisión de Servicios Públicos (Public Utility Commission) aceptó que estas compañías incluyeran estas inversiones en la base del cálculo de las tarifas.

En los años ochenta, las políticas neoliberales criticaron los monopolios eléctricos, argumentando que el procedimiento para fijar las tarifas no proporcionaba estímulos para aumentar la eficiencia y podía conducir a una sobre inversión. Esta crítica afirmaba que a pesar de que los sistemas de distribución y la red de transmisión de alta tensión, tienen características de monopolio natural, es posible introducir la competencia en otros segmentos como la generación y la comercialización. Para lo cual, era necesario desintegrar las funciones de generación, transmisión y distribución.

Tomando estas ideas, el Congreso de los Estados Unidos aprobó en 1992 una nueva ley sobre energía llamada Ley de Política Energética (Energy Policy Act) la cual modificaba la Ley sobre Consorcios de Empresas de Servicio Público de 1935 (Public Utility Holding Company Act). Esta Ley establece la creación de generadores de electricidad independientes de las empresas eléctricas, los cuales no estarán sometidos a la regulación a la que están sujetas estas empresas y además, pueden suministrar energía eléctrica a grandes consumidores o a empresas de distribución en competencia con las empresas eléctricas. Para lograr esto, esta ley obligaba a los propietarios de la red de transmisión a permitir el uso

Introducción

de la red a los generadores independientes mediante el pago de un peaje, para que así, puedan suministrar la energía eléctrica a sus clientes.

En 1995, en el Estado de California, la Comisión de Servicios Públicos (Public Utilities Commission) emitió una decisión con el fin de reestructurar la industria eléctrica en ese Estado para introducir la competencia. En esta época, los precios de la electricidad en California eran de los más altos en Estados Unidos, argumentando que este fenómeno se debía a la ineficiencia de las empresas eléctricas que proporcionaban el servicio.

Para darle certidumbre a la reforma se promovió la intervención de la legislatura del Estado. Y en septiembre de 1996 el gobernador Pete Wilson firmó la ley de reforma de la industria eléctrica, que ampliaba la competencia más allá de lo establecido en la Ley de Política Energética, al establecer que no solo los grandes consumidores de energía eléctrica podían elegir su suministrador, sino también los pequeños consumidores. Para hacer posible esta aplicación, se creó un organismo encargado de operar el sistema de interconexión, denominado Operador del Sistema Independiente (Independent System Operator, CAISO), el cual es el responsable de establecer el despacho del sistema de generación y transmisión garantizando el acceso a la red tanto a consumidores mayoristas como a consumidores minoristas, incluyendo a los residenciales. Además se creó otro organismo conocido como "California Power Exchange" (CAIPX) encargado del funcionamiento del mercado de compra y venta de la energía eléctrica, con base a las cotizaciones para cada hora del día siguiente, propuestas por las diferentes empresas generadoras.

Para establecer la competencia, se les obligó a las tres grandes empresas² eléctricas de California a vender sus plantas termoeléctricas a los generadores

² Estas empresas son: Pacific Gas and Electric Company, Southern California Edison Company y San Diego Gas and Electric Company.

independientes. Es así como, ocho nuevas empresas³ adquirieron estas plantas generadoras de electricidad. Además se estableció que estas tres empresas que vendieron sus plantas generadoras podrían recuperar parte de las inversiones que realizaron en el pasado en plantas nucleares y energías renovables.

Los legisladores para hacer atractiva la reforma, establecieron una rebaja de las tarifas eléctricas del 10% y congelaron las tarifas a un precio de 0.065 US\$/ KWh hasta el 31 de marzo de 2002, o hasta que las empresas hubieran amortizado todas sus inversiones pasadas, si esto ocurría antes de esa fecha.

En la madrugada del 31 de marzo de 1998 se puso en funcionamiento el mayor mercado eléctrico del mundo, operado por el organismo "California Power Exchange"!

Inicialmente, el mercado pareció funcionar bien. Las tres grandes empresas eléctricas a cargo de la distribución y el suministro, pagaban un precio inferior al que tenían que cargar a sus clientes; esa diferencia les permitió ir amortizando las inversiones anteriores, lo que les autorizaría, al completar la amortización, eliminar el congelamiento de las tarifas de venta a los consumidores.

Pero el primer problema apareció en el condado de San Diego a mediados de 1999, cuando la empresa San Diego Gas and Electric Company acabó de amortizar sus inversiones anteriores y de esa forma terminó con el congelamiento de las tarifas de esa empresa y comenzó a vender a sus clientes la energía eléctrica al precio fijado por el mercado. Inicialmente, hubo una ligera alza y la facturación mensual de un consumidor residencial promedio pasó de 50.60 dólares a 53.60⁴. Pero poco después una ola de calor disparó el consumo de los sistemas de aire acondicionado. La demanda eléctrica aumentó por este hecho y también los

³ Siete de estas empresas se encontraban establecidas fuera del Estado de California.

⁴ Viquera, Jacinto. "El fracaso de la desregulación eléctrica en California", Enero 2001.

precios de la electricidad, que pasaron de 2.7 centavos de dólar a 3.5 centavos primero y 5.7 centavos después; el 15 de junio costó 46 centavos y dos semanas más tarde 52 centavos. A fines de agosto, cuando intervino la Legislatura e impuso un precio tope, las facturaciones mensuales de consumidores residenciales habían alcanzado un promedio de 120 dólares. ¡Más del doble de la facturación que pagaban a mediados de 1999!

En el verano del año 2000 los precios del mercado eléctrico, a los que tenían que pagar la energía eléctrica las empresas distribuidoras a los generadores independientes, se dispararon y esos precios no bajaron hasta que pasó la ola de calor. Con los precios de venta de la energía eléctrica congelados por la Legislatura, las tres empresas distribuidoras tuvieron que comprarla a los generadores independientes a precios muy superiores a los de venta y han acumulado pérdidas millonarias que entre abril y diciembre de 2000 ascienden a 12,000 millones de dólares y que las tienen al borde de la quiebra.

Partiendo de la situación que vivió la industria eléctrica del Estado de California, las preguntas que nos surgen y que nos llevan a este análisis, son: ¿Cuáles fueron las principales causas del fracaso del mercado eléctrico?, ¿Cuáles son las políticas que el Estado de California ha implementado para solucionar esta crisis?, ¿La Reforma de la industria eléctrica en California puede considerarse como un fracaso de la política neoliberal?, ¿Qué enseñanzas nos deja este desastre eléctrico de California?

Algunas de estas preguntas, por su gran relevancia internacional, han sido analizadas por diversos investigadores y especialistas. Algunos de ellos, asumen que este cataclismo de la industria eléctrica, se debió a diversos factores, tales como, no prever el crecimiento de la demanda de electricidad y la disminución del suministro de las plantas hidroeléctricas a causa de una larga sequía. Además, argumentan que existe evidencia de que las empresas generadoras manipularon

las ofertas de energía para hacer subir los precios, lo que les permitió obtener grandes ganancias, justificando que el precio del gas natural que utilizan en sus plantas generadoras se triplico durante el periodo de la crisis.

Este trabajo tiene como objetivo central el análisis de la industria eléctrica del Estado de California desde su Reforma hasta su fracaso. De esta manera podremos definir las causas de la crisis del mercado eléctrico para inferir las enseñanzas que nos deja este suceso.

Como objetivos particulares, se estudiará política y económicamente la regulación de la industria eléctrica en Estados Unidos de Norteamérica, y principalmente la Reforma de esta industria en el Estado de California y su funcionamiento.

Esta investigación plantea como hipótesis que la Reforma del sector eléctrico de California es un fracaso de la política neoliberal, del cual podemos extraer las siguientes enseñanzas: La inconveniencia de romper la integración vertical, al obligar a las tres principales empresas eléctricas a vender sus plantas generadoras y perder así el control de la producción de la electricidad; la desregulación de la industria eléctrica que elimina la obligación y responsabilidad del servicio eléctrico por parte de la empresa eléctrica concesionada y lo deja al arbitrio del mercado; la ineficacia del mercado eléctrico, que da lugar a la manipulación de las ofertas, causando la elevación de los precios. Estas enseñanzas deberán tenerse muy en cuenta al realizar cualquier tipo de reforma eléctrica en cualquier país del mundo.

La investigación sigue una metodología histórica que permite evaluar los cambios económicos, legislativos y políticos del sector eléctrico de Estados Unidos y posteriormente, del Estado de California.

Introducción

La metodología utilizada en el desarrollo de la investigación sigue distintos aspectos como son la recopilación de información a través de revisión bibliográfica y hemerográfica de artículos, periódicos, acompañada del análisis que aporta la información pública disponible del gobierno de Estados Unidos y California, así como de algunos organismos involucrados en esta crisis. De esta forma, se realizará un análisis deductivo para inferir las enseñanzas que nos aporta la crisis del Estado de California.

También se realiza la revisión de información disponible en Internet, dada la naturaleza del trabajo, la consideramos una herramienta valiosa e imprescindible. Asimismo, se utiliza información recopilada de los diarios desde el 2000 a la fecha, para contar con un acervo histórico que nos describa los hechos día a día, los cuales son necesarios para observar la viabilidad del problema.

Este trabajo, se encuentra dividido en seis capítulos. En el primero de ellos, se investigará la regulación de la industria eléctrica en Estados Unidos. Para lo cual, se revisará la situación de la industria eléctrica en los años veinte y la creación de la Ley Federal de Energía (Federal Power Commission) de 1935 y la Ley "Public Utility Holding Company Act" (PUHCA) creada en el mismo año. Además se abordará la determinación de los precios de la energía con base en los costos promedio y en los costos marginales.

El segundo capítulo de esta tesis, se explicará la crisis de la industria eléctrica de los Estados Unidos en los años setenta, basado en el estudio del efecto de los choques petroleros de 1973 y 1979, el estancamiento de la energía nucleoelectrónica, las restricciones al uso del gas natural y la Ley de Políticas Reguladoras de Empresas de Servicios Públicos (PURPA) de 1978.

En el siguiente capítulo se abordará el nuevo enfoque neoliberal de la industria eléctrica de los Estados Unidos, partiendo de la crítica al monopolio eléctrico, la

teoría de los mercados disputables y la desregulación de la industria del gas natural, en este contexto se estudiará la creación de la Ley de Política Energética (EPAAct) de 1992 y la Reforma de la industria eléctrica en California.

Estos primeros capítulos serán la base de este trabajo, ya que nos darán la información previa para comprender el estado en el que se encontraba la industria eléctrica en Estados Unidos.

En el capítulo posterior, se explicará el fenómeno que llevó a la industria de este Estado al "fracaso". Primero se estudiará el funcionamiento del sector eléctrico en California después de su reforma. Aquí se revisará la situación antes y después de la Reforma de las tres más grandes empresas de California y la creación de los organismos "California Independent System Operator" y el "Power Exchange" encargados del despacho eléctrico y del funcionamiento del mercado eléctrico de California respectivamente.

Además se explicará la aparición del primer problema de la Reforma, la situación de los precios del mercado eléctrico en este Estado durante el verano de 2000, el cataclismo de la industria eléctrica de California y finalmente, el pico de la demanda durante el verano de 2001.

En el quinto capítulo, se explicaran los cinco principales factores que permitieron el mal funcionamiento del mercado eléctrico en California.

Finalmente, en el capítulo sexto se abordarán las políticas energéticas planteadas por el Gobierno de California para resolver la crisis eléctrica, tales como las acciones realizadas para mitigar la volatilidad del mercado eléctrico durante esta crisis, los escenarios esperados para los meses restantes del año 2002 y la nueva capacidad de generación programada para los dos próximos años.

Introducción

El análisis de esta investigación, se verá reflejado en el último apartado, en el cual se presentan las enseñanzas del fracaso de la Reforma Eléctrica en el Estado de California y el por qué de la necesidad de extraer estas enseñanzas para futuras reformas del sector eléctrico en cualquier país del mundo. Asimismo, se presentan las conclusiones del trabajo, el cual recogerá las ideas centrales de la investigación. En él, se intentará dar los argumentos que verifiquen la hipótesis planteada afirmando y explicando que la Reforma neoliberal ha sido un fracaso de la industria eléctrica.

CAPÍTULO I

LA REGULACIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN ESTADOS UNIDOS DE NORTEAMÉRICA

*“Estudia el pasado si quieres pronosticar el futuro”
Confucio*

En este primer capítulo se explicará el proceso de integración de la industria eléctrica de los Estados Unidos de Norteamérica durante las primeras décadas del siglo XX, la necesidad de la regulación federal con la creación de la Comisión Federal de Energía (FPC) y la Ley sobre Consorcios de Empresas de Servicio Público (Public Utility Holding Company Act, PUHCA) en 1935.

De igual forma, se señalarán las características del servicio público y del monopolio natural para entender el porqué fue considerada la industria eléctrica como tal, y además se expondrá como se lleva a cabo el proceso de determinación de los precios de la energía eléctrica.

1.1 Antecedentes

Desde 1880 hasta la década de los años treinta, las empresas eléctricas en Estados Unidos comenzaron a integrarse de manera local, es decir, solo abastecían las necesidades eléctricas de una zona (Kelly, 1995). A medida que se daba el proceso de interconexión entre los pequeños sistemas de algunas regiones, fue necesario que los gobiernos municipales regularan dichas empresas, pero esta legitimidad política de la regulación municipal empezó a disiparse cuando las empresas de servicio público (Public Utilities), crecieron más allá de los límites municipales. Durante las primeras décadas del siglo XX, una coalición de reformistas e industriales persuadieron a más Estados para que complementaran la regulación municipal de las empresas eléctricas privadas (Investor-Owned Utilities (IOUs)), con una regulación estatal.

La electricidad se introdujo vertiginosamente en la vida moderna, lo que llevó a que empresas privadas fijaran su interés en este mercado. Del mismo modo, este ritmo acelerado de crecimiento, demandó más de este servicio eléctrico,

principalmente en las áreas urbanas, dado que las empresas invirtieron preferentemente en estas zonas, en lugar de hacerlo en las áreas rurales.

El rápido crecimiento de los sistemas eléctricos, propició que muchas corporaciones eléctricas se agruparan en compañías de participación financiera conocidas como: "National Holding Companies (NHC)".

El presidente de esa época Franklin Roosevelt, en el año de 1933, critica a estas compañías manifestando que se sobrecapitalizaron sin restricciones de ley y que los métodos utilizados para su concentración fueron totalmente opuestos a las políticas públicas. Además dichas compañías inflaron los activos, lo que contribuyó a la crisis económica de 1929.

Roosevelt subraya que la creación, el desarrollo y la quiebra de estas gigantescas compañías financieras llevaron a la ruina a los accionistas de las empresas eléctricas y además, del lado del consumidor, a elevadas tarifas. El público comprendió entonces la necesidad de una reforma. Franklin Roosevelt dice que una verdadera regulación es aquella que protege tanto al consumidor como al inversionista, y que es responsabilidad del gobierno nacional o estatal garantizar las características del servicio público: un buen servicio, bajas tarifas, dar el servicio a todo aquel que lo solicite, conceder idénticas oportunidades de acceso y brindar el mismo trato a los usuarios (Roosevelt, 1933; Bazúa, et al, 2001).

La creación de estas agrupaciones financieras, involucraron a la regulación estatal en problemas que iban más allá de su control, lo que llevó a introducir la participación de la regulación federal, como un complemento y no una sustitución, para la solución de dichos problemas.

1.2 Creación de la Comisión Federal de Energía (Federal Power Commission) en 1935

En 1927, la Suprema Corte de los Estados Unidos, sostuvo que el control estatal sobre los precios de la electricidad generados en un estado y vendida en otro, violaban las cláusulas de Comercio de la Constitución de los Estados Unidos de Norteamérica⁵. Esto llevó a que las comisiones que controlaban a las empresas eléctricas en cada Estado las llamadas Comisiones de Servicios Públicos (Public Utility Comissions (PUCs)) persuadieran al Congreso de cubrir esa falta de regulación. De tal forma, en el año de 1935 se decreta la Ley Federal de Energía (Federal Power Act (FPA)), la cual da origen a la Comisión Federal de Energía⁶ (Federal Power Commission), quien estaba autorizada para regular los precios de venta de la electricidad interestatal (Stalon,1995).

1.3 Ley sobre Consorcios de Empresas de Servicio Público "Public Utility Holding Company Act"

Los esfuerzos por complementar la regulación estatal se concretaron en la creación de la Ley sobre Consorcios de Empresas de Servicio Público "Public Utility Holding Company Act" (Ley PUHCA) en 1935. Esta ley le asignó a la "Securities Exchange Commission (SEC)", la responsabilidad de dismantelar algunas compañías "Utility Holding Companies (UHCs)" y regular las estructuras corporativas y financieras de estas. La Comisión Federal de Energía impuso una división en la labor entre la regulación estatal y federal, definiendo los poderes y las responsabilidades de la Comisión Federal Reguladora de Energía (Federal Energy Regulatory Commission).

A continuación se revisan las medidas más importantes:

⁵ Sección I. Artículo 8. Cláusula 3. Cláusula de Comercio "El congreso tendrá la facultad de regular el comercio con naciones extranjeras, y entre sus varios estados, y con las tribus indígenas"

⁶ Precursor de la "Federal Energy Regulatory Commission" (FERC).

- 1) Será responsabilidad federal (impuesta por la Ley Federal de Energía) la regulación de la transmisión de energía en el comercio interestatal y la venta de la energía al mayoreo en dicho mercado.
- 2) Se afirmó que los reguladores federales no tendrán jurisdicción sobre las facilidades utilizadas:
 - a) Para la generación de energía eléctrica,
 - b) En la distribución local,
 - c) Para la transmisión de la energía eléctrica en el comercio intraestatal,
 - d) Para la transmisión de energía eléctrica que sea completamente consumida por el distribuidor.
- 3) Se le asignó la creación e imposición de estándares contables a las empresas eléctricas privadas (Investor-Owned Utilities).
- 4) Se le negó a la Comisión Federal de Energía cualquier jurisdicción sobre las empresas eléctricas gubernamentales (Government-Owned Utilities (GOUs)) y las empresas eléctricas cooperativas (Customer-Owned Utilities (COUs)).

Aunque la Comisión Federal de Energía tenía la autoridad plena para tasar los servicios desagregados de la transmisión interestatal, solamente tenía limitada la habilidad de:

- 1) Ordenar la construcción de las líneas de transmisión.
- 2) Proporcionar la aprobación ambiental o el dominio eminente de la concesión para las líneas de transmisión a una empresa eléctrica privada.
- 3) Ordenar la construcción de los servicios de transmisión .

Las comisiones estatales (Public Utility Comissions) y/o otras agencias estatales, tenían la autoridad para requerirle a las empresas eléctricas privadas (Investor-Owned Utilities) la construcción de líneas de transmisión y su ubicación.

Asimismo, podían negarle a una de estas compañías el derecho de construcción de las líneas de transmisión.

1.4. Teoría del monopolio natural

En el pasado las empresas eléctricas funcionaron como "monopolios naturales" y se encontraban integradas verticalmente. Para poder comprender estas consideraciones, a continuación se exponen algunas características de la energía eléctrica y la estructura de esta industria.

1.4.1. Características de la electricidad y estructura de la industria eléctrica.

La electricidad es una energía producida por la transformación de otras fuentes de energía, por tanto su generación requiere de instalaciones de gran inversión; en su forma de corriente alterna no puede ser almacenada económicamente en cantidades significativas, por lo que la oferta y la demanda deben ser iguales en cada instante; Su transmisión y distribución debe de ser a través de instalaciones especiales de alto costo y complejidad técnica, lo que implica una infraestructura intensiva en capital y una inconveniencia técnica y económica de duplicar las redes.

La estructura de esta industria se encuentra constituida por los siguientes subsistemas:

Generación: Comprende la producción de la electricidad en centrales eléctricas de cualquier tipo (hidroeléctricas, termoeléctricas, nucleoeeléctricas, etc).

Transmisión: Comprende la interconexión, transformación y transporte de electricidad, efectuada a través de las instalaciones correspondientes hasta los sistemas de distribución; incluido el transporte de electricidad de alto voltaje y la operación de todo el sistema eléctrico.

Distribución: Incluye el transporte de la electricidad de medio y bajo voltaje y la actividad de suministro de la electricidad hasta los consumidores finales.

Comercialización: Consiste en la venta y facturación del servicio eléctrico a los consumidores finales. (SELA, 1999)

1.4.2. Integración vertical y monopolio natural.

La necesidad del control central de la producción y la transportación de la electricidad dio lugar a la integración vertical: la generación, la transmisión y la distribución en un territorio determinado estaban integradas dentro de la misma empresa.

A continuación se presenta un esquema de este tipo de integración (Hunt, 1996):

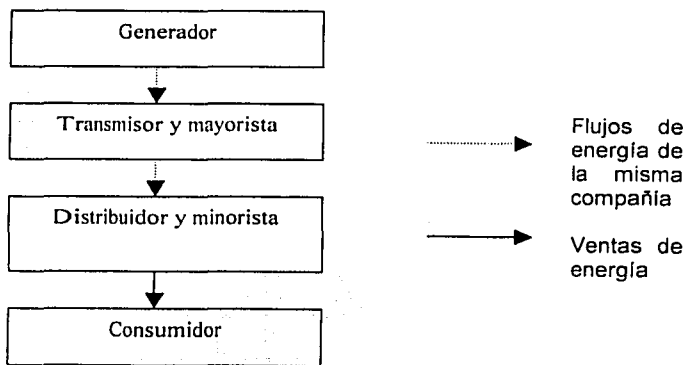


Figura 1.1. Integración vertical de la industria eléctrica

La integración vertical conduce al modelo de monopolio, en donde solo una empresa controla el suministro en una región, imponiéndose barreras legales a la entrada de competidores.

Si la producción tiene importantes economías de escala, de tal manera que el costo medio a largo plazo siempre disminuye cuando aumenta ésta, es más eficiente que exista un único productor que varias empresas en la industria.

La siguiente figura 1.2. representa un monopolio natural cuya curva de costo medio a largo plazo, $CMeL$, es descendente. Si la industria estuviera dominada por un monopolio, la producción sería Q_M y el precio P_M . El monopolio obtendría unos beneficios iguales al área $P_M E_M B C$. El funcionamiento socialmente óptimo de la industria se encuentra en el punto E' , en el que el costo marginal de largo plazo CML es igual al precio y, por tanto, al valor que conceden los consumidores a una unidad adicional de producción. Los niveles de producción inferiores a Q' son ineficientes porque los consumidores estarían muy dispuestos a pagar el costo marginal de producir más (la curva CML se encuentra por debajo de la curva de demanda $E_M E'$).

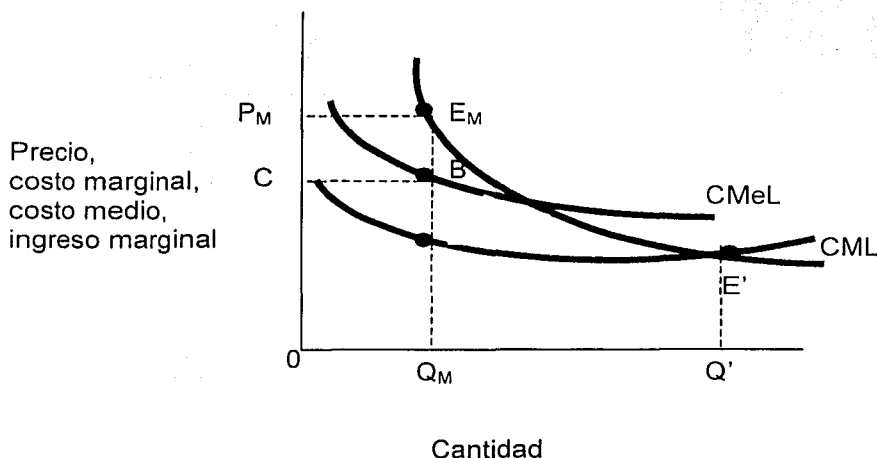


Figura 1.2. Monopolio natural

Del mismo modo, si la producción es superior a Q' los costos que se ahorran reduciendo la producción son superiores al valor que tienen para los consumidores esa producción (la curva CML se encuentra por encima de la curva de demanda). Por tanto, el nivel de producción Q' es óptimo para el conjunto de la sociedad.

Este nivel de producción no podría ser alcanzado a través de la competencia, ya que si hubiese varias empresas el consumidor no se beneficiaría de las economías de escala. El precio y la producción se fijarían competitivamente, pero cada empresa produciría un volumen menor y, por tanto, con costos medios más altos que los que podría conseguir un único productor monopolista. Es necesaria una producción monopolista para minimizar los costos explotando las economías de escala. Por tanto, la adopción de medidas antimonopolio para impedir el establecimiento de un monopolio natural sería contraproducente. Por otra parte, un monopolio no regulado limitaría la producción a Q_M y, por consiguiente, impondría a la sociedad unos costos iguales al área sombreada de la figura 1.2. La eficiencia requiere que sean reemplazadas las fuerzas del mercado: debe obligarse al productor monopolista a producir una cantidad superior a Q_M (y a cobrar un precio inferior P_M) bien por medio de la regulación o por medio de la nacionalización.

Independientemente de que el Estado actúe como regulador o como un productor, debe fijar el precio que ha de cobrarse por los servicios de los monopolios naturales (Fischer, et al. 1991).

Comparando las características de la electricidad y la estructura de la industria eléctrica con las características de monopolio natural, se puede señalar que la industria eléctrica presenta economías de escala en la generación, transmisión y distribución.

Debido a esta característica de monopolio natural, es necesario establecer una regulación de las empresas eléctricas, para evitar el posible abuso por esta situación de monopolio.

1.5 Determinación de los precios de la energía eléctrica con base en los costos promedio y en los costos marginales.

Históricamente se han utilizado dos métodos, en el proceso de regulación de las empresas eléctricas para determinar el precio de la energía eléctrica: precios basados en el costo promedio y precios basados en los costos marginales.

1.5.1. Precios basados en los costos promedio

La base conceptual de este método es que el ingreso que obtenga la empresa eléctrica de las ventas totales, deberá ser suficiente para cubrir los costos totales, que abarcan los costos de operación, mantenimiento y administración, pero también costos de capital, incluyendo inversión en nuevas instalaciones, depreciación de las instalaciones existentes y ganancias razonables del capital invertido.

El costo promedio resulta entonces, de dividir los costos totales anuales por la cantidad de energía producida en ese período.

Este costo promedio no se aplica necesariamente en forma uniforme a todos los consumidores, sino que puede variarse siguiendo diferentes criterios.

Un ejemplo de uno de estos criterios que se usó en el pasado, fue vender energía eléctrica por encima del costo promedio a consumidores cautivos, que no podían prescindir de la electricidad. En cambio se realizaron descuentos en el precio a los consumidores que podían optar por otra fuente de energía, si esta resultará menos costosa.

En la actualidad, cuando se elaboran las tarifas de los costos promedio, se tiene en cuenta los costos de producción que varían según la hora del día y la estación del año.

Algunos entes reguladores de empresas eléctricas, tales como las Comisiones de Servicios Públicos (Public Utility Commission), usan como punto de partida para fijar

las tarifas basadas en el costo promedio el concepto de recuperación de los costos de operación más una ganancia razonable sobre la inversión. De acuerdo con esto, el ingreso requerido esta dado por la siguiente ecuación:

$$R=r C_B + V \quad (1)$$

donde,

R= ingreso anual bruto requerido

r= tasa de retorno sobre la inversión

C_B= capital base de la tarifa

V= costos variables de operación

El capital C_B que sirve de base para el cálculo de las tarifas está constituido de la siguiente forma:

$$C_B= K-D+A \quad (2)$$

donde,

K= capital invertido

D= depreciación acumulada

A= capital de trabajo

Los costos variables de operación se calculan como:

$$V=p_f F + p_c P + O+ M \quad (3)$$

donde,

p_f= precio del combustible

F= consumo anual de combustible

p_c= precio de la energía comprada

P= energía comprada en el año

O+M= costos anuales de operación y mantenimiento (salarios del personal y otros gastos).

Con base en un promedio del consumo anual de energía eléctrica E, puede determinarse el precio promedio p_m partiendo del ingreso anual requerido R, con la siguiente ecuación:

$$p_m = \frac{R}{E} \quad (4)$$

La tasa de retorno autorizada por los organismos reguladores debe corresponder al costo del capital en el mercado para este tipo de inversiones, de manera que la empresa eléctrica puede obtener financiamiento para su desarrollo (Viqueira, notas).

1.5.2. Precios basados en los costos marginales

El hecho de que la energía eléctrica no pueda ser almacenada en cantidades significativas en forma económica, obliga a desarrollar un sistema de generación capaz de adaptarse en cada instante a la demanda de los usuarios, la cual varía considerablemente siguiendo los ritmos de las actividades diarias, semanales y anuales y la influencia de los cambios estacionales.

Para poder satisfacer la demanda eléctrica de manera óptima desde el punto de vista económico es necesario tener un parque de generación diversificado. Se requieren por una parte unidades generadoras que suministren la energía para la base de la curva de carga y que en consecuencia operen a plena carga en forma casi continua, por lo que los costos de inversión podrán ser altos a cambio de costos de operación bajos; por otra parte se requieren unidades que suministren la energía para los picos de demanda y que en consecuencia operarán durante muy pocas horas al día, por lo que los costos de inversión deberán ser bajos aunque los costos de operación resulten elevados; finalmente se debe disponer de

unidades para suministrar la energía correspondiente a la parte media de la curva de carga, que deberán de tener características intermedias entre las dos antes mencionadas.

El costo total anual T_p de satisfacer una demanda de un kilowatt durante t horas al año, usando una unidad generadora p , con costos anuales fijos por KW de F_p y costos anuales variables por KWh de V_p , está dado por la siguiente expresión:

$$T_p = F_p + V_p t \quad (5)$$

La combinación óptima de la capacidad de generación se obtiene relacionando las características de costo de generación de los distintos tipos de unidades, representadas por ecuaciones de la forma de la ecuación (5), con la curva de duración de carga anual del sistema.

El costo de la energía generada varía según el área bajo la curva anual de carga a la que corresponde dicha energía; la energía generada para los picos de la demanda es más cara que la generada para la base de la curva de carga. Esto justifica fijar precios de la energía eléctrica diferenciados en función del periodo en que el consumidor requiere la energía, de manera que estos precios reflejen los costos de producción. A esta forma de fijar los precios de la energía eléctrica se le denomina tarificación basada en los costos marginales.

1.5.2.1 Costos marginales de corto y largo plazo

El costo marginal de corto plazo es el costo suplementario que implica suministrar un kilowatt-hora adicional, cuando la demanda es inferior a la capacidad instalada y en consecuencia, no se requieren nuevas instalaciones para suministrar esa energía eléctrica adicional; únicamente se incurre en costos de operación y en pérdidas adicionales de transmisión y de distribución.

El costo marginal de largo plazo es el costo suplementario que implica suministrar un kilowatt-hora adicional, cuando esto requiere aumentar la capacidad instalada,

lo que significa incurrir en costos de inversión y en costos de operación. (Viqueira, notas).

Sin embargo, para promover una mejor utilización de la capacidad, y evitar inversiones innecesarias para satisfacer demandas máximas, cuando la demanda tiende a crecer rápidamente, el costo marginal de largo plazo permite una estructura de los precios de modo que varíen según los costos marginales del servicio de demanda: para diferentes tipos consumidores, distintas estaciones del año, diferentes horas del día, distintos niveles de voltaje y diversas zonas geográficas.

En particular, durante el periodo pico, la estructura de las tarifas basada en los costos marginales de largo plazo para una hora del día generalmente conduce a la conclusión de que los consumidores deben pagar la capacidad y los costos de la energía. Es decir, aquellos usuarios que fuercen la expansión de generación para atender periodos pico deben estar sujetos a tarifas con cargos fijos y cargos por consumo (Munasinghe, 1981).

En un sistema óptimo el costo marginal de corto plazo es igual al de largo plazo.

En efecto:

- Si el costo marginal de corto plazo fuese superior al costo marginal de largo plazo, resultaría conveniente ampliar la capacidad instalada;
- Si el costo marginal de corto plazo fuese inferior al de largo plazo, resultaría conveniente utilizar la capacidad instalada disponible, sin realizar nuevas inversiones, hasta que los costos se igualen.

En un sistema real, a medida que la generación de los equipos con menores costos de producción va llegando a su capacidad plena, es necesario recurrir a equipos con costos de producción más altos, hasta que se llegue a un nivel en que conviene realizar una ampliación del sistema (Viqueira, notas).

1.6 Síntesis de capítulo

A lo largo de este capítulo, se ha estudiado el proceso de integración de las empresas eléctricas en Estados Unidos y los problemas que comenzaron a surgir mientras la electricidad se convertía en un servicio necesario para la nueva forma de vida. Este crecimiento acelerado obligó a que estas empresas fueran reguladas a nivel estatal y posteriormente a nivel federal. Los problemas en la regulación estatal comenzaron con las ventas interestatales cuando la Suprema Corte de Justicia de los Estados Unidos sostuvo que el control estatal sobre los precios de estas ventas violaban las cláusulas de Comercio de la Constitución. Entonces se crea la Comisión Federal Reguladora de Energía en 1935, con el objetivo de regular las ventas. De la misma forma, se creó la ley PUCHA, cuya labor era complementar la regulación estatal.

También se presentaron las características de la industria eléctrica, para entender él porque las empresas eléctricas se consideraron monopolios naturales integrados verticalmente.

Finalmente, se explicó la determinación de los precios de la electricidad basados en los costos marginales y promedios. Siendo estos últimos los utilizados generalmente por las empresas eléctricas de los Estados Unidos de Norteamérica.

En el siguiente capítulo, se hablará de la crisis de la industria eléctrica de los Estados Unidos durante la década de los setenta del siglo pasado, ocasionada por los choques petroleros de 1973 y 1979, el estancamiento de la energía nucleoelectrónica, las restricciones al uso de gas natural y la Ley de Políticas Reguladoras de Empresas de Servicios Públicos (Public Utility Regulatory Policy Act, PURPA) de 1978, que tenía como propósito fomentar una mayor eficacia energética y facilitar la penetración de nuevas fuentes de energía renovable en la industria eléctrica.

CAPÍTULO II

LA CRISIS DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA DE LOS ESTADOS UNIDOS EN LOS AÑOS SETENTA

En este capítulo, se explicarán las diversas causas que afectaron el desarrollo de la industria eléctrica en Estados Unidos durante la época de los años setenta. A continuación se presenta de manera general, el panorama energético acontecido en esta década.

Durante los primeros años de la década de los setenta, las importaciones de petróleo crudo en Estados Unidos comenzaron a crecer rápidamente. La política federal de energía, antes del primer choque petrolero, consistió principalmente en diversos subsidios en la producción de petróleo y gas natural, la concesión de tierras federales para la exploración y producción de crudo y gas natural, cuotas sobre el petróleo importado, inversión en investigación y desarrollo cuyo fin era promover el uso de la energía nuclear para generar electricidad y la regulación en los precios del gas natural entre estados.

A finales de 1973 y principios de 1974, Estados Unidos sufrió el embargo petrolero impuesto por la Organización de Países Árabes Exportadores de Petróleo, lo que obligó a desarrollar políticas enfocadas a reducir la tasa de incremento en el consumo de energía, en general y las importaciones de crudo, en particular. Esta dependencia de las importaciones de petróleo crudo generó un impacto en la economía de los Estados Unidos. Después del primer choque petrolero el presidente Nixon lanzó un proyecto de independencia energética cuyo objetivo era alcanzar la autosuficiencia energética de los Estados Unidos para 1980. Estas iniciativas incluyeron la reorganización de agencias federales que implicaron el desarrollo y la investigación de la energía, nuevas regulaciones en los precios de la energía, compilación de datos e iniciativas de política energética.

En 1975, el presidente Ford firmó la Política Energética y la Ley de Conservación, continuando con la política del control sobre los precios del petróleo, estableciendo

estándares de eficiencia de combustible para automóviles y autorizando la creación de la Reserva Estratégica de Petróleo.

Casi inmediatamente después, el presidente Jimmy Carter firmó la Ley de Emergencia para el Gas Natural de 1977, en respuesta a la escasez del gas natural, resultado del control de precios en las ventas de distribución de este combustible en el comercio interestatal. Poco después, el presidente Carter anunció el Plan Nacional de Energía y la creación de un nuevo departamento de energía (DOE) encargado de consolidar las agencias federales implicadas en la política energética y en el desarrollo e investigación de programas enfocados a la energía.

En el año de 1978, Carter firmó la Ley Nacional de Energía, la cual incluía, la Ley de Política y Conservación de Energía (National Energy Policy and Conservation Act) esta ley se refería a las normas mínimas obligatorias de eficiencia energética que se aplican a la mayor parte de los productos de consumo; La Ley sobre Plantas de Energía y Uso Industrial de Combustibles (Power Plant and Industrial Fuel Use Act) cuyo objetivo era la conservación de un tipo de combustible exigiendo o alentando la sustitución por otros tipos de combustibles; La Ley sobre Normas Reguladoras de Empresas de Servicios Públicos (Public Utilities Regulatory Policy Act), esta ley buscaba introducir nuevos mecanismos de precios para fomentar la conservación de energía y obligar a las empresas eléctricas a comprar energía producida en plantas cogeneradoras y dar facilidades a pequeños generadores que usen energía renovable; La Ley de Impuesto sobre la Energía (Energy Tax Act) en la cual se fijó un impuesto a la distribución de energía de uso doméstico y estimuló la eficiencia energética; La Ley de Política de Gas Natural (Natural Gas Policy Act) que comenzó con la desregulación del "gas nuevo" mientras continuo la regulación en el precio del "gas viejo".

Dos meses después, Irán interrumpió sus exportaciones de petróleo como consecuencia del derrocamiento del Shah, conduciendo a una escasez del combustible en el mundo entero y a un aumento de los precios del combustible.

En 1979 un grave accidente (se fundió parcialmente el núcleo del reactor) ocurrió en la planta nuclear de Three Mile Island ubicada en el estado de Pennsylvania; este accidente vino a reforzar las ideas opositoras acerca de la energía nuclear, provocó retrasos y cambios en la reglamentación, los que a su vez llevaron a costos aún más altos de las nuevas centrales; se continuó la moratoria nacional de facto sobre la compra de equipo nuclear de generación, hubo un cierre temporal de algunas plantas nucleares y se buscó una mayor revisión en los sistemas de seguridad de las plantas. En abril de este año, el presidente Carter respondió a la escasez de petróleo y gas, anunciando la liberación gradual de los precios y el establecimiento de un impuesto sobre las ganancias de los productores. En julio, proclamó una escasez nacional en el suministro de energía y estableció restricciones de temperatura en edificios no residenciales. Tres días después declaró una propuesta de \$88 mil millones de dólares para un programa de urgencia sobre combustibles sintéticos, que sería financiada en su mayor parte de las contribuciones por ganancias excesivas de petróleo (Joskow, julio de 2001).

2.1. Efecto de los choques petroleros de 1973 y 1979

Para analizar el efecto que tuvieron las crisis petroleras en la industria eléctrica, se muestran las siguientes dos tablas y un gráfico para el mismo periodo comprendido entre 1969 a 1981. En la primera tabla (2.1) y en el gráfico 2.1., se indica la participación por fuente en la generación neta y el total, mientras que en la segunda (tabla 2.2) se presentan las tarifas de la electricidad al menudeo.

Tabla 2.1. Generación neta de electricidad para Estados Unidos
(Miles de millones de KWH)

Año	Carbón	Petróleo	Gas Natural	Nuclear	Energía Renovable	TOTAL
1969	706	137.8	333.3	13.9	251.1	1442.1
1970	704.4	184.2	372.9	21.8	248.6	1531.9
1971	713.1	220.2	374	38.1	267.2	1612.7
1972	771.1	274.3	375.7	54.1	274.4	1749.7
1973	847.7	314.3	340.9	83.5	274.4	1860.8
1974	828.4	300.9	320.1	114	303.7	1867.2
1975	852.8	289.1	299.8	172.5	303.5	1917.6
1976	944.4	320	294.6	191.1	287.6	2037.7
1977	985.2	358.2	305.5	250.9	224.5	2124.4
1978	975.7	365.1	305.4	276.4	283.7	2206.3
1979	1075	303.5	329.5	255.2	284.2	2247.4
1980	1161.6	246	346.2	251.1	281.5	2286.5
1981	1203.2	206.4	345.8	272.7	266.7	2294.8

Fuente: Departamento de Energía de los Estados Unidos, Octubre de 2001

URL: <http://www.eia.doe.gov/emeu/aer/txt/tab0803.htm>

Durante el periodo de 1969 a 1973 la tasa anual de crecimiento promedio de generación de electricidad usando petróleo fue del 17.92%, este aumento se debió principalmente a:

1. Rápido incremento en el consumo de energía eléctrica generada por fuentes fósiles (tasa de incremento promedio del 5%).
2. Un aumento de las importaciones de crudo en el consumo total de petróleo.

Pero los altos precios del petróleo, ocasionados por el embargo petrolero de 1973, causaron un aumento anual promedio en las tarifas⁷ del 6.28% y una disminución en la generación de electricidad por petróleo, cuya tasa promedio anual fue del – 2.74% de 1973 a 1975. Este decremento se debió esencialmente a la promoción de generar electricidad por fuentes alternativas de energía, principalmente energía nuclear y carbón.

⁷ La tasa de incremento anual promedio en las tarifas (real) de electricidad (menudeo) para el periodo comprendido entre 1969 y 1973 fue del 0.68%.

Tabla 2.2. Precio promedio de la venta de electricidad minorista por las empresas eléctricas en Estados Unidos durante el periodo de 1969-1981 (Centavos de dólar por KWH).

Año	Total (valor real)
1969	5.8
1970	5.8
1971	5.9
1972	6.0
1973	6.0
1974	6.8
1975	7.2
1976	7.3
1977	7.6
1978	7.7
1979	7.7
1980	8.2
1981	8.8

Fuente: Departamento de Energía de los Estados Unidos, Octubre de 2001
URL: <http://www.eia.doe.gov/emeu/aer/txt/tab0815.htm>

Entre 1975 y 1978, la generación de electricidad por petróleo aumento nuevamente en un 6% por varias razones, la primera fue que los precios del crudo se mantuvieron estables, sé continuo con la política del control de precios sobre el petróleo, la cancelación de 30 proyectos nucleares para generación de electricidad y la protección de las reservas de gas natural. También se registro un aumento en las tarifas, pero en esta ocasión menor del 1.69%.

Las importaciones de petróleo se vieron nuevamente amenazadas en 1979, debido a la interrupción de Irán en sus exportaciones de crudo. La política seguida por el entonces presidente Jimmy Carter (Ley Nacional de Energía) después de este segundo choque petrolero, los problemas en la generación por energía nuclear y la escasez de petróleo y gas natural, obligaron a la industria eléctrica a disminuir su generación via petróleo con una tasa negativa de incremento promedio del -13.28%. Durante este periodo, el decremento promedio en las tarifas de electricidad fue del 3.39%.

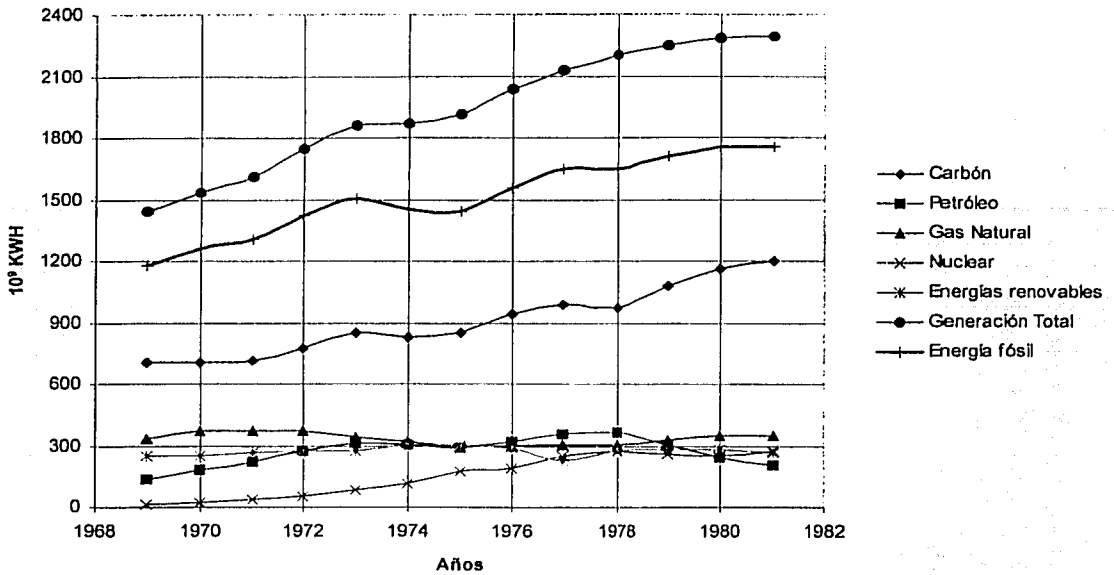


Gráfico 2.1. Participación por fuente en la generación neta de electricidad en Estados Unidos durante el periodo de 1969-1981

2.2. Estancamiento de la energía nucleoelectrónica

La energía nuclear se introdujo al mercado comercial en la década de 1950. La Ley de Energía Atómica (Atomic Energy Act) de 1954 permitió el desarrollo privado de la energía nuclear. El primer reactor comercial comenzó a operar en el año de 1957 en Shippingport, Pennsylvania.

Durante la década de los años sesenta, los consumidores de energía prefirieron la electricidad sobre otras fuentes, ya que esta era más conveniente, versátil y económica. Esto incitó a un crecimiento en la capacidad y la generación, principalmente generada por carbón y petróleo.

Además, en este periodo los avances tecnológicos facilitaron el desarrollo de la energía nuclear para la generación de electricidad. Esta tendencia continuó

umentando la demanda y animó a las empresas eléctricas a comprar más unidades pero ahora, de gran tamaño. En contraste a los 837 MW de nueva capacidad ordenados en 1950, donde cada unidad tenía un promedio menor a 150 MW; en 1960 fueron ordenados 86,596 MW, con unidades cuya capacidad era de 850 MW. Esta razón condujo a una expansión precipitada de la energía nuclear en los años setentas. Desde 1971 hasta 1974, 131 unidades nucleares fueron ordenadas, con una capacidad de aproximadamente 1,100 MW. Pero la inflación y un incremento en los materiales para la construcción de plantas nucleares, rápidamente afectaron los costos de construcción de dichas plantas, además de que las altas tasas de interés incrementaron los costos de financiamiento. El aumento en los costos de capital fue desde \$150 por KW en 1971 hasta más de \$600 por KW para 1976.

Esta industria, también se vio afectada por dos importantes incidentes:

- a) El cierre de 5 reactores nucleares en febrero de 1979, ordenado por la Comisión Nuclear Regulatoria (Nuclear Regulatory Commission) a causa de los terremotos que hicieron dudar de su resistencia.
- b) El accidente ocurrido en el núcleo del reactor número 2 de la planta de Three Mile Island cerca de Harrisburg, Pennsylvania.

Estos dos sucesos provocaron una mayor preocupación en la seguridad pública, y estimularon la oposición al uso de esta fuente para generación eléctrica. Estas situaciones aunadas a los altos costos y a la disminución en el crecimiento de la demanda de electricidad fueron factores determinantes para que la industria nuclear, en el último lustro de la década de los años setentas, sufriera una fuerte caída. En 1975, se suspendieron las nuevas ordenes originando la cancelación de las mismas⁸, así que para 1979 no se tuvo un solo reactor (ordenado con anterioridad) instalado lo que condujo al estancamiento de la energía nuclear, ya

⁸ 63 unidades se cancelaron entre 1975 y 1980.

que a partir de ese año no se hicieron nuevos pedidos (Energy Information Administration, 2001).

Este fenómeno puede observarse en el gráfico 2.2, donde se muestra la capacidad de generación neta para las plantas nucleares en el periodo de 1969-1981.

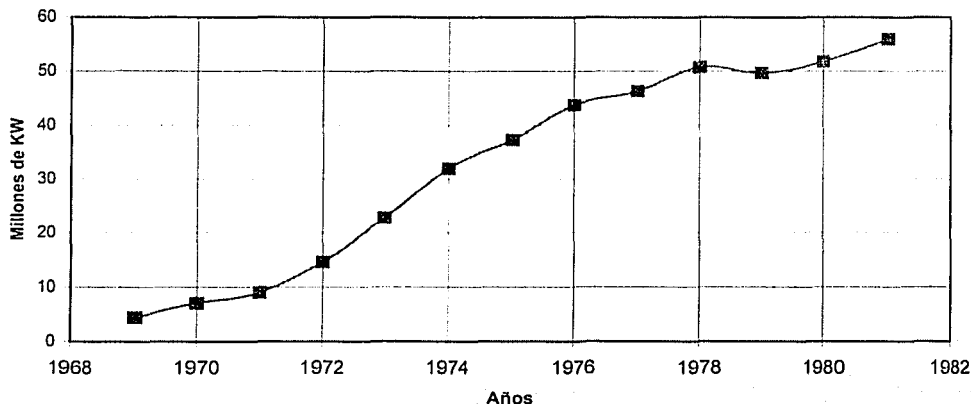


Gráfico 2.2⁹. Capacidad neta de generación de plantas nucleares, durante el periodo de 1969-1981 en Estados Unidos (Millones de Kilowatts).

2.3. Restricciones al uso del gas natural

En Octubre de 1978, el Congreso aprobó la Ley de Políticas para el Gas Natural, en la cual el gas quedó bajo la reglamentación federal de precios. En un principio esta legislación pareció tener éxito, ya que casi instantáneamente cambió una escasez crónica de gas natural en sobrantes, la llamada "burbuja de gas"¹⁰.

⁹ Datos obtenidos del Departamento de Energía de los Estados Unidos, Octubre de 2001
URL: <http://www.eia.doe.gov/emeu/aer/txt/tab0806.htm>

¹⁰ Las causas de la "burbuja de gas" en 1979 se debieron a que varios de los usuarios, durante los inviernos de 1976-1979, se vieron obligados a cambiar a petróleo o carbón y a medidas de conservación entre los usuarios debido a los precios más elevados.

Capítulo II

La situación del gas natural, antes de esta Ley, fue de una industria parcialmente reglamentada, lo que derivó a tener dos mercados con dos diferentes enfoques para determinar los precios, y por tanto, dos diferentes precios.

La reglamentación del gobierno federal sobre los precios "justos y razonables" en el mercado interestatal, se formuló en términos del costo de producción. En contraste, en el mercado intraestatal, la oferta y demanda determinaban el precio; de esta manera, el precio se basaba en el valor, o por lo menos, en las opiniones de los compradores y vendedores respecto al valor.

Uno de los objetivos de la Ley de Políticas para gas natural era eliminar este doble mercado. Sin embargo, lo que hizo fue crear un segundo doble mercado, esta vez entre el "gas viejo" y el llamado "gas nuevo" proveniente de yacimientos nuevos. Bajo la Ley, el precio del primero no estaba reglamentado mientras que el del segundo permaneció sujeto a diversos controles (Yergin, 1984).

Esta regulación y la Ley de Emergencias para Gas Natural llevaron a la industria eléctrica a disminuir su generación de electricidad por Gas Natural (ver grafico 2.3).

Además, para 1978 se crea una Ley sobre Plantas de Energía y Uso Industrial de Combustibles (Power Plant and Industrial Fuel Use Act), la cual prohibía a las nuevas plantas eléctricas e industrias el uso de petróleo o gas natural, alentando su sustitución por otros tipos de combustibles.

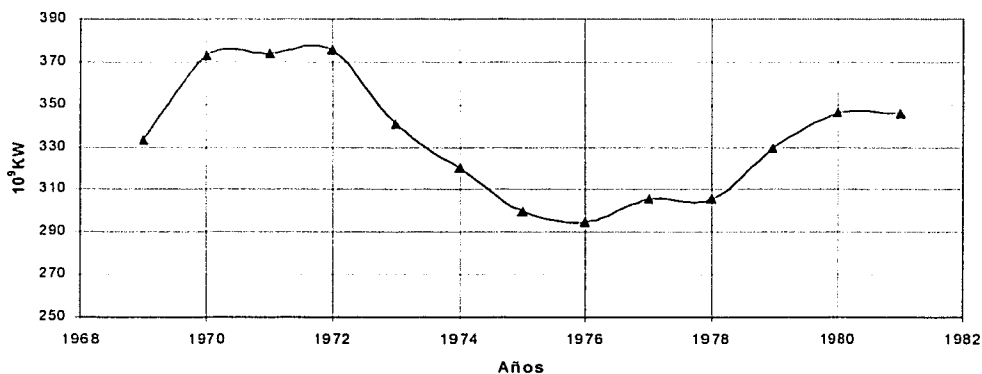


Gráfico 2.3. Generación neta de electricidad por Gas Natural durante el periodo de 1969-1981 en Estados Unidos (Miles de millones de KW).

2.4. Ley sobre Normas Reguladoras de Empresas de Servicios Públicos de 1978 (Public Utilities Regulatory Policy Act, PURPA).

El objetivo de esta Ley fue estimular la producción de electricidad por plantas cogeneradoras y el uso de energías renovables para la producción de electricidad, combinando metas de seguridad energética con metas de protección ambiental. Esta Ley obligó a las empresas eléctricas de servicio público a comprar electricidad generada a partir de recursos energéticos renovables, a pequeños productores de energía (Qualifying Facilities) y cogeneradores, en términos y condiciones establecidos por los estados. Los estados debían establecer estos contratos de compra de tal forma que reflejaran los llamados "costos eludidos". Estos costos son definidos por la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC) como los costos incrementales de una compañía de electricidad por la compra de energía eléctrica, o de capacidad, o de ambas, adquiridas de otra fuente. Dichos costos han tenido serios problemas relacionados con la fijación adecuada de las tarifas de compra, y en algunos casos, se han elevado,

promoviendo una capacidad ineficiente de los pequeños productores a la entrada del mercado. Los pequeños productores se vieron beneficiados por convenios favorables de impuestos y otras preferencias, lo que les permitió un desarrollo. Siete años después de la proclamación de la ley, entraron en servicio un total de 15,000 MW, provenientes de la capacidad de los pequeños productores. En algunas regiones del país, Texas y California en particular, planearon la capacidad de los pequeños productores con el objetivo de que representaran una fracción importante de la capacidad necesaria en el futuro (Joskow, 1988).

Varios estados, incluidos California, Nueva York, Nueva Inglaterra, Nueva Jersey y Pennsylvania, aceptaron esta Ley con entusiasmo. Asimismo, las empresas eléctricas debían pagar altos precios por la electricidad de estas empresas sobre contratos de 20 a 30 años. Además, se crearon programas competitivos de oferta, los cuales fueron sumamente influenciados por grupos ambientalistas en estos estados. Los programas requirieron en la planeación de un tratamiento del lado de la oferta y del lado del consumidor. Este último con mejoras de su eficiencia energética.

En algunos estados se subsidiaron estas mejoras de eficiencia energética obtenidas por los consumidores. El costo de estos subsidios fue financiado con precios más altos de la electricidad. Estos estados (California, Nueva York, Massachusetts, Maine, Washington y algunos otros) propiciaron la unión cada vez más cercana entre la política energética y la política ambiental (Joskow, julio de 2001).

2.5. Síntesis de capítulo

En este segundo capítulo hemos abordado los principales problemas que enfrentó el desarrollo de la industria eléctrica de Estados Unidos durante la década de los setenta. Las crisis petroleras, las políticas energéticas seguidas por los gobiernos en turno de esta época, los problemas en la industria nuclear que frenaron su

Capítulo II

crecimiento, la escasez de gas natural y su reglamentación de precios; la prohibición del uso de gas y petróleo para generar electricidad, y una Ley que obliga a las empresas eléctricas a comprar electricidad a los pequeños generadores y cogeneradores, son la manifestación de los grandes cambios que sufrió la industria eléctrica de los Estados Unidos.

En el siguiente capítulo se presenta la crítica al monopolio natural eléctrico, la teoría de los mercados disputables, la desregulación de la industria del gas natural y la Ley de Política Energética de 1992 (Energy Policy Act), con la finalidad de comprender el nuevo enfoque neoliberal de la industria eléctrica, que llevó a California a reformar su industria.

CAPÍTULO III

NUEVO ENFOQUE NEOLIBERAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

*"La mayor parte de los fracasos nos viene
por querer adelantar la hora de los éxitos".
Amado Nervo*

A continuación se expone la evolución de la industria eléctrica de Estados Unidos de Norteamérica y los cambios regulatorios a los que fue sujeta, provocados por la crítica neoliberal al monopolio natural eléctrico.

También, se presentan las modificaciones impuestas a la industria eléctrica de California, que fue la primera en ser reformada en Estados Unidos.

3.1. Crítica al monopolio natural eléctrico

Recordemos, que la industria eléctrica en Estados Unidos se consolidó hasta los años ochenta como un monopolio natural¹¹ donde la producción eficaz de la electricidad dependió de proveedores monopólicos, públicos o privados, sujetos a la reglamentación gubernamental de precios, insumos, inversiones, calidad de servicio y otros aspectos de comportamiento.

La industria eléctrica de Estados Unidos, durante la década de los años setentas, experimentó altos costos de generación y un aumento sostenido en el promedio de las tarifas a valor real debido al incremento de precios en los combustibles utilizados para generar electricidad; un exceso en la capacidad de generación; el alza en las tasas de interés; los costos provocados por la regulación ambiental y los costos de inversión de las centrales nucleoelectricas y de carbón (Joskow, febrero de 2000).

Estas fueron las principales razones para que las políticas neoliberales predominantes en la década de los años ochentas desarrollaran una crítica a los monopolios naturales eléctricos, argumentando que:

- 1) La falta de competencia llevó a la industria a ser ineficiente.

¹¹La situación en la cual, para una sola empresa de servicio público resulta menos costoso proveer un servicio particular en una zona dada, a que varias empresas compitan con el fin de proveer tal servicio, ya que se evita el costo de sistemas de múltiple distribución y se aprovechan las economías de escala, se le llama monopolio natural (Stellingwerf, 1997).

- 2) El desarrollo tecnológico de los sistemas de generación, principalmente en turbinas de gas, condujo a disminuir las economías de escala en la industria.
- 3) Los altos costos de generación en este periodo, cuestionaron al monopolio natural.
- 4) El procedimiento para fijar las tarifas no proporcionaba los estímulos suficientes para aumentar la eficiencia en los sistemas eléctricos y podía conducirlos a una sobreinversión (Viqueira, 2001).

Sin embargo, esta crítica neoliberal afirmaba que aunque ciertos componentes de los sistemas eléctricos, como la red de transmisión de alta tensión y los sistemas de distribución, tienen características de monopolio natural, es posible introducir la competencia en otros segmentos como la generación y la comercialización. Para lo cual es necesario desintegrar la generación, la transmisión y la distribución (Viqueira, 2001).

El objetivo de esta desregulación de la industria eléctrica era introducir la competencia para reducir los costos y que los consumidores finales contaran con tarifas eléctricas más bajas. El enfoque neoliberal (Tierno, 2000) para desregular (o más bien reregular) el sector, considera:

1) Enfoque Legal

Para las actividades competitivas este enfoque determina:

- La abolición de los monopolios;
- La libertad de entrada al mercado;
- La libertad de ingreso a la estructura monopolística en igualdad de condiciones para todos los agentes económicos, que tendrán acceso a la tecnología disponible;
- La libertad de contratación y formación de precios;
- La libertad de inversión en el sector;

- Se establece la desintegración vertical en el caso de que una empresa controle estructuras monopólicas en la misma cadena de su negocio (generación, transmisión y distribución);
- No le permite a ninguna empresa una posición dominante en el mercado.

Para actividades no competitivas trata los procesos de concesión de las infraestructuras "naturalmente monopólicas" a empresas autónomas de los otros agentes económicos del sector. Es requisito principal de estas concesiones el admitir el libre ingreso a dichas infraestructuras en condiciones similares por parte de todas las empresas en competencia.

2) Enfoque Económico:

Para las actividades competitivas:

- Remueve todos los obstáculos generales que se opongan al funcionamiento del mercado.

Para las actividades no competitivas:

- Regula las tarifas del servicio prestado y también en forma asociada, las inversiones en las estructuras monopólicas naturales.

Para llevar a cabo esta desregulación del sector, se tomaron en cuenta 4 elementos primordiales (Moorhouse):

- 1) Facilidades a las industrias eléctricas privadas;
- 2) Un mercado eléctrico conformado por lo menos por tres empresas eléctricas;
- 3) Facilidades en la transmisión a los generadores para una eficiente competencia;
- 4) Desincorporación de la generación de la transmisión y de la distribución, los cuales son considerados monopolios naturales.

3.2. La teoría de los mercados disputables

La teoría de los mercados disputables surgió en Estados Unidos a finales de los años setenta y principios de los ochenta. De acuerdo con sus principales autores, dicha teoría pretendía constituirse en una generalización del modelo neoclásico de la competencia perfecta al caso en que existan industrias donde se registren rendimientos crecientes y, por tanto, presenten estructuras monopólicas u oligopólicas. Si los mercados de esas industrias fueran perfectamente disputables, entonces (a pesar de la presencia de monopolios u oligopolios) estarían dadas las condiciones para que el libre juego de los mecanismos de mercado conduzca a una asignación óptima de los recursos (al igual que la competencia perfecta). La disputabilidad supone que la competencia efectiva en el mercado es complementada por la competencia potencial: la amenaza del competidor potencial disciplina el comportamiento de la(s) empresa(s) presente(s) en el mercado.

Una cuestión especialmente destacable es que esa contribución constituye al mismo tiempo una teoría de la estructura industrial y permite introducir un nuevo concepto de eficiencia económica: la eficiencia estructural. Se dice que una estructura industrial es eficiente si permite minimizar los costos de la producción requerida para abastecer la demanda.

La *disponibilidad de los mercados*: La idea básica de la disputabilidad es que un mercado puede ser vulnerable a las fuerzas competitivas aunque esté caracterizado por una situación monopólica u oligopólica. Es decir, si las empresas que ocupan el mercado son técnicamente ineficientes, aplican precios excesivos a sus productos o explotan a los consumidores de alguna otra manera, la entrada exitosa de competidores es posible. En consecuencia, los mercados disputables deben estar caracterizados por libre y fácil entrada y salida de modo tal que la competencia potencial puede ser suficiente para disciplinar el comportamiento de las firmas oligopólicas o monopólicas presentes en el mercado.

Un mercado se dice perfectamente disputable si en él se verifican las siguientes propiedades:

- 1) Los potenciales entrantes tienen acceso al mismo conjunto de técnicas productivas y demandas de mercado que aquéllas que están disponibles para las empresas presentes en el mercado.
- 2) No existen restricciones legales para la entrada o salida del mercado y tampoco hay costos especiales que debe enfrentar el entrante o saliente. Es decir que la tecnología utilizada puede implicar economías de escala pero no implicar costos hundidos significativos.
- 3) Las firmas presentes en el mercado sólo pueden modificar sus precios con cierto periodo de demora (reacción no instantánea), pero se supone que los consumidores responden inmediatamente a la diferencia de precios.

Indirectamente estas condiciones presuponen que todo el capital requerido por los entrantes potenciales se encuentra disponible en forma líquida y que el mismo puede desplazarse rápidamente de industria a industria. Esto significa que existen mercados bien desarrollados para el arrendamiento de equipos de capital de tal modo que la liquidez del capital puede recuperarse rápidamente sin incurrir en pérdidas de su valor. En tales circunstancias una firma puede ingresar a un mercado monopolístico u oligopolístico si espera obtener beneficios fijando precios inferiores a los de las firmas presentes sirviendo una parte de la demanda atendida hasta el momento por las mismas. Si las firmas que ocupaban previamente el mercado reajustan sus precios, como reacción frente a la nueva competencia, entonces la firma recién ingresada puede salir rápidamente del mercado sin la pérdida que podría originar cualquier tipo de costos hundidos. En esas condiciones las economías de escala no constituyen barreras a la entrada. Si la tecnología que caracteriza a la industria implica la presencia de costos hundidos, entonces esos costos constituirán una barrera a la salida ya que ellos deben ser afrontados por las firmas que quieran abandonar ese negocio.

Los costos hundidos son aquellos que no pueden ser recuperados o al menos no rápidamente. Por ejemplo, los costos de inversión en generación y en las redes de transmisión o distribución en un sistema eléctrico. Se trata de inversiones que no pueden transformarse tan fácil y rápidamente en capital líquido conservando al mismo tiempo el valor del capital inicialmente invertido.

Disputabilidad y regulación: La normativa principal de la teoría de los mercados disputables es la no necesidad o inconveniencia de la regulación en los mercados que sean disputables, especialmente si la regulación constituye una barrera legal a la libre entrada de nuevas firmas a la industria considerada. Por contraposición, es claro que en aquellas industrias caracterizadas por la presencia de monopolios u oligopolios, cuyos mercados no sean disputables, la regulación resulta indispensable como instrumento para promover un mayor bienestar. Por supuesto, la perfecta disputabilidad no existe en los mercados reales. Por otra parte, el Estado puede crear condiciones aproximadas de disputabilidad en ciertos mercados, por medio de medidas institucionales y regulatorias (OLADE, CEPAL, GTZ, 2000)

En el caso de la industria eléctrica, los que intentan aplicar la teoría de los mercados disputables reconocen generalmente que la red de transmisión y los sistemas de distribución tienen características de monopolio natural, pero piensan que la generación y la comercialización podrían ser mercados disputables. El funcionamiento del mercado de electricidad implica la posibilidad de acceso a la red de transmisión y a los alimentadores de los sistemas eléctricos: generación, transmisión, distribución y comercialización.

El primer sistema en el que se ensayó un mercado eléctrico es el de Inglaterra y Gales, que fue privatizado en 1990. En esta reforma se consideró que los sistemas de transmisión y distribución constituyen monopolios naturales, que tienen que ser regulados, pero que en cambio puede introducirse la competencia

en la generación de energía eléctrica y en su suministro final a los consumidores (Viqueira, notas).

3.3. Precios determinados en un mercado eléctrico

El funcionamiento del mercado eléctrico es en un principio el siguiente: cada día las empresas generadoras proporcionan una lista de unidades generadoras que estarán disponibles al día siguiente y una oferta del precio de la energía eléctrica para cada media hora del día. Los precios ofrecidos se clasifican en orden ascendente y se programan las plantas generadoras con los precios más bajos para satisfacer la demanda esperada.

El precio de la planta más cara de las seleccionadas en una media hora determinada fija el cargo por energía, llamado precio marginal del sistema, para toda la energía eléctrica negociada en esa media hora. De esta manera todas las plantas generadoras en servicio, excepto la más cara, logran un excedente que contribuye a cubrir sus cargos fijos. Esto es insuficiente por si solo y los precios incluyen un cargo por capacidad, asignando a todas sus unidades generadoras.

El cargo por capacidad se calcula multiplicando la probabilidad de que la demanda de energía eléctrica exceda a la oferta multiplicada por el valor para el consumidor del suministro perdido. Cuando hay más capacidad de generación disponible de la que se necesita para satisfacer la demanda, el cargo por capacidad es muy bajo o incluso cero; cuando la situación es contraria, con el peligro de interrupciones de servicio, el cargo es alto (Viqueira, notas).

Las altas tarifas, envían la señal de que las inversiones en capacidad serán rentables, por lo menos en el corto plazo. Este nuevo enfoque permite que se genere energía eléctrica solo hasta el punto en el cual existan usuarios para quienes el valor del suministro eléctrico es tan alto que están dispuestos a cubrir tarifas altas. Esta nueva forma, sustituye al de la planeación centralizada en el

cual, las reservas tratan de cuantificarse según el costo estimado a la sociedad de pérdida de carga.

Además recordemos, que una de las características de la energía eléctrica es no poderla almacenar en cantidades significativas, por lo que este nuevo esquema, refleja deficiencias de estimación de necesidades de capacidad adicional cuando ya es demasiado tarde y por tanto, se provoca una escasez difícil de subsanar en forma inmediata. Si las proyecciones de capacidad adicional fueran correctas y sustentadas en una correcta estimación del valor de la electricidad, este nuevo esquema sería eficiente en el sentido económico, es decir, los generadores tendrían un negocio rentable en base a tarifas a usuarios dispuestos a asumirlas.

Sin embargo, la imposibilidad de que tales estimaciones y proyecciones resulten correctas, provoca que se invierta en capacidad generadora con bajos costos de inversión y posiblemente, altos costos de combustible, para recuperar la inversión lo más pronto posible, sin considerar que si se instalarán otro tipo de plantas, con costos de inversión más altos, se podría obtener costos nivelados más bajos.

Otra consecuencia que se observa de este nuevo esquema, es la tendencia de los generadores a concentrarse en solo una tecnología y en un solo combustible, esta falta de diversidad puede poner en riesgo al sistema eléctrico, dado que el consumidor estará expuesto a tarifas altas cuando el combustible que se utiliza para generar la energía eléctrica se encareciera.

3.4. La desregulación de la industria del gas natural

Durante los años noventas el gas natural fue visto como la mejor opción entre los combustibles fósiles, debido a que es relativamente limpio y barato e ideal para ser usado en turbinas de gas en ciclos combinados, tecnología utilizada ampliamente para generar electricidad. Este tipo de tecnología facilitó la competencia en los mercados eléctricos ya que podía ser construida rápidamente

a escala relativamente pequeña, con menor capital, y además podían ser situados más fácilmente que las plantas convencionales (Joskow, Julio 2001). Las primeras iniciativas políticas en Estados Unidos concernientes a la desregulación del gas natural comenzaron con la Ley para Gas Natural de 1978 (Natural Gas Policy Act, 1978), la cual suscitó un proceso secuencial de reformas que favorecieron la competencia en el mercado de este combustible. Estas reformas tenían como objetivo dismantelar los monopolios verticales que bloqueaban a los productores, a las compañías de transporte y a los consumidores. Con el decreto 436 (Order 436) de 1985, la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC), permitió el acceso de terceros a los ductos de transporte, garantizando a todos aquellos inversionistas las mismas condiciones de entrada. Además, este decreto favoreció la firma de contratos directamente entre productores y consumidores, desarrollando un mercado spot (de muy corto plazo). En esta época se inició la separación de servicios en las actividades de transporte.

En 1992, la FERC publicó el Decreto 636 (Order 636) requiriendo que las compañías de gasoductos establecieran programas para liberar capacidad de carga y poner a la disposición de terceros la capacidad no utilizada. Del mismo modo, la FERC permitió a los transportistas que revendieran los derechos de propiedad de la empresa que habían adquirido. Sin embargo, los contratos de reventa continuaron siendo regulados de varias maneras, incluyendo precios tope en las transacciones de liberalización de capacidad en el corto plazo, basadas en el precio original regulado de capacidad de la firma; todo ello sin reflejar correctamente la utilización en el pico y fuera del mismo, así como diferencias de costos. En febrero del 2000, la FERC emitió la orden 637 (Order 637) para resolver algunos de estos asuntos. La orden elimina el tope al precio en las transacciones de liberalización de capacidad en el corto plazo e implementa tarifas para el pico y fuera del mismo (Joskow, julio de 2001).

Después del acceso de terceros a los ductos y de la separación de servicios, los consumidores industriales, de generación de electricidad y comerciales tienen la opción de escoger a su suministrador de gas natural. Sin embargo los consumidores residenciales no tenían acceso a esta posibilidad. Con el fin de que estos últimos puedan diversificar su suministro, las autoridades estatales de regulación han establecido recientemente programas experimentales cuyo objetivo es que los clientes puedan elegir su suministrador (Elizalde, 2001). Asimismo, las políticas estatales y federales utilizaron la competencia y reestructuración del sector eléctrico como un camino indirecto que incitará al uso de gas natural para generar electricidad.

El consumo de gas natural aumentó desde 1990 a 2000 en un 22%. La electricidad producida utilizando este combustible se incrementó un 57% en este mismo periodo y además, todas las nuevas plantas de generación de electricidad que se construyeron en Estados Unidos al final de la década de los años noventa fueron de gas natural. Se espera un rápido crecimiento en el consumo de este combustible para el año 2020 (del 50%). Este incremento está dominado por la producción de electricidad generada por gas natural, usando tecnología de ciclos combinados (Joskow, julio de 2001).

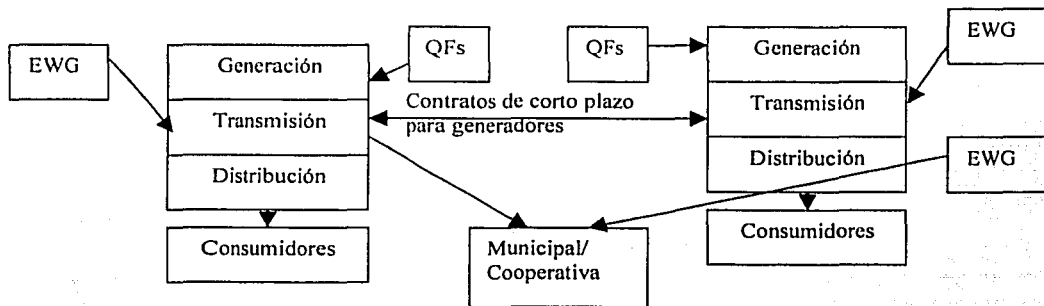
Este incremento en el uso de gas natural para la generación de electricidad ha requerido y requerirá de un aumento significativo en la capacidad de ductos entre estados y facilidades de almacenamiento.

3.5. Ley de Política Energética de 1992 (Energy Policy Act)

En octubre de 1992, el Congreso de los Estados Unidos aprobó una nueva legislación sobre energía que incluía disposiciones sobre generación eléctrica, acceso a redes de transmisión, producción de combustibles, conservación y uso eficiente de la energía e investigación y desarrollo en el campo de la energía. La

nueva legislación amplía la posibilidad de generar energía eléctrica no solo a los pequeños productores y cogeneradores sino a todos los productores independientes utilizando cualquier tipo de tecnología y combustible. Las filiales de las empresas eléctricas dedicadas a la generación, pero no sometidas a la regulación, deberán obtener un permiso de las comisiones reguladoras estatales, que vigilarán que no se violen las reglas de la libre competencia.

Esta ley estableció la creación de "generadores mayoristas exentos" (Exempt Wholesale Generators, EWG), los cuales no se encuentran sometidos a la regulación de la Ley de 1935. Estas empresas pueden suministrar energía eléctrica a los grandes consumidores o a las empresas de distribución (ver figura 3.1). Para hacer esto posible, esta ley obliga a los propietarios de la red de transmisión el uso de dicha red por los no propietarios, mediante el pago de un peaje, de manera que los generadores independientes pudieran suministrar energía eléctrica a los compradores (Viqueira, 2000; Joskow, julio de 2001).



EWG: Exempt Wholesale Generators
 QFs: Qualify Facilities

Figura 3.1.¹² Estructura de la industria eléctrica en Estados Unidos después de la Ley sobre Normas Reguladoras de Empresas de Servicios Públicos de 1978 y la Ley de Política Energética de 1992.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

3.6. Reforma de la industria eléctrica de California.

En 1994, la Comisión de Servicio Público de California (California Public Utilities Commission, CPUC) emitió un reporte (conocido como el "libro azul") donde se proponía una reforma a la estructura y regulación del sector eléctrico. Asimismo, en este libro se incluyó: la introducción de la regulación basada en el funcionamiento (Performance Based Regulation) con el objetivo de reemplazar la regulación tradicional: costos de servicio/tasa de retorno; la separación de la generación de los servicios de transmisión y distribución; la competencia (acceso directo o elección del consumidor) y un cargo de transición a la competencia (Competition Transition Charge, CTC) que permitía a las empresas eléctricas recobrar la porción menos rentable de sus inversiones en generación; además la imposición de obligaciones contractuales a los pequeños productores de energía (Qualify Facilities).

A principios de 1996 la Comisión de Servicio Público de California hizo pública su decisión de reestructurar el sector eléctrico. Más tarde, en el mismo año, la legislatura estatal aprobó una ley de reestructuración (AB 1890) y una orden de reestructuración de la Comisión de Servicio Público de California. Los puntos primordiales de la ley AB 1890 y la Orden de la Comisión de Servicio Público de California son los siguientes:

- (a) A partir de 1998 cualquier consumidor, no importando su nivel de consumo, tendrán la posibilidad de elegir un proveedor de servicio eléctrico (Energy Service Provider, ESP) entre empresas de competencia. En caso de no querer cambiar de suministrador, los consumidores seguirán siendo

¹² Figura obtenida del artículo: Joskow, Paul. "Desregulation and regulatory reform in the U.S. electric power sector", 17 de Febrero de 2000.

servidos por la empresa de distribución existente a un precio regulado¹³ por la Comisión de Servicio Público de California (CPUC).

- (b) Las empresas eléctricas privadas (Invest Owned Utilities) deberán permitirles a los generadores, a los mayoristas y a los proveedores de energía (ESP) el acceso a sus redes con peajes determinados por la Comisión Federal Reguladora de Energía (Federal Energy Regulatory Commission) y la Comisión de Servicio Público de California.
- (c) Las empresas eléctricas integradas verticalmente deberán separar la generación, de la transmisión y la distribución que continuarán siendo reguladas.
- (d) Se tomarán medidas para recobrar los costos hundidos, las cuales incluyen incentivos que eliminen los activos de generación y la renegociación de contratos con los pequeños productores de energía. Los costos hundidos asociados con activos de generación deben ser recuperados en un periodo máximo de cuatro años durante los cuales las tarifas estarán congeladas a sus niveles de 1996¹⁴. Los costos hundidos de las empresas se recobran por la diferencia entre las tarifas reguladas, los costos de transmisión y distribución de las empresas actuales y los precios del servicio de generación en los mercados spot. Pero en el caso de que los costos hundidos de las empresas generadoras fueran recuperados en un lapso menor a estos cuatro años, entonces la tarifa congelada finalizaría inmediatamente y los precios de la electricidad caerían haciendo prevalecer las condiciones del mercado de generación.
- (e) La regulación AB 1890 permite a las empresas el aseguramiento de una fracción de sus costos hundidos. El aseguramiento se designó para reducir

¹³ Este es el precio a vencer por los proveedores del servicio eléctrico para convencer al cliente del beneficio resultante del cambio de proveedor. Este precio es calculado como el precio en el mercado spot más el costo evitado de medición y facturación.

¹⁴ El congelamiento de tarifas al consumidor final durante cuatro años como máximo a partir del 1° de abril de 1998, fijándolas al nivel que tenían en 1996 menos un descuento de 10% esto es, 0.065 dólares por kilowatt- hora.

los costos de capital y los impuestos sobre la renta asociados a estos costos.

- (f) Los consumidores residenciales y los pequeños comercios recibirán una reducción del 10% en la tarifa y se congelarán las tarifas durante los cuatro años subsecuentes.
- (g) La distribución y la transmisión serán reguladas por la regulación basada en el funcionamiento.
- (h) Las empresas eléctricas (IOUs) ayudarán en la creación de nuevas redes de transmisión y al establecimiento de nuevos organismos. El primero es el Sistema Operador Independiente de California (California Independent System Operator, CAISO) el cual opera las redes privadas de transmisión de las tres más grandes empresas eléctricas de California. Mientras que la institución de mercado lleva por nombre "California Power Exchange" (CALPX), el cual está encargado de las ventas de energía en el mercado público de generación.
- (i) Durante el periodo de las tarifas congeladas, las empresas eléctricas deberán abastecer de electricidad a los consumidores desde la CALPX y el CAISO, y deben vender al CALPX y al CAISO cualquier electricidad producida desde sus plantas incluidos los pequeños productores (Qualify Utilities).
- (j) Las tres más grandes empresas eléctricas en California deben librarse "voluntariamente" de su capacidad de generación fósil que se encuentre ubicada en California. Pero retendrán sus plantas nucleares, hidroeléctricas y sus contratos existentes de largo plazo.
- (k) Las empresas distribuidoras no podrán realizar contratos bilaterales de largo plazo de compra-venta con los generadores. Esto con la finalidad de eliminar barreras a la entrada a posibles competidores (Joskow, septiembre de 2001).

3.7. Síntesis de capítulo

En la década de los años ochenta los políticos neoliberales argumentaban que los monopolios naturales eléctricos eran la causa de tener tarifas altas de electricidad, elevados costos de generación e ineficiencia en la industria, y por dicha razón era necesario introducir la competencia en aquellos sectores que no fueran monopolios naturales, como la generación.

Además el desarrollo tecnológico permitió una nueva tecnología para generar electricidad usando gas natural: el ciclo combinado. Esta tecnología fue exitosa por dos razones, primero las plantas eran más pequeñas y, por tanto, más fácil de ser ubicadas, y segundo por la deregulación del gas natural en la década pasada, que permitió el abastecimiento de este combustible a las empresas eléctricas a precios bajos.

La industria eléctrica, en 1992, fue sometida a la regulación impuesta por la Ley de Política Energética que consistió en separar la generación para convertirla en un mercado de libre competencia y dejar la transmisión y distribución como monopolios regulados.

Finalmente, California es el primer estado en desregular su industria eléctrica en 1996. En el siguiente capítulo, se expondrá el funcionamiento del mercado eléctrico californiano después de haber sido reformado.

CAPÍTULO IV

FUNCIONAMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO EN CALIFORNIA DESPUÉS DE SU REFORMA

*"La ciencia se compone de errores,
que a su vez son los pasos hacia la verdad"*
Julio Verne

En California, el sistema eléctrico está constituido por empresas privadas, empresas públicas municipales, cooperativas rurales de distribución y productores externos¹⁵ (nonutilities) en cuya clasificación se encuentran los pequeños productores (por cogeneración y energías renovables) y los productores no regulados de generación eléctrica. Las principales empresas antes de la reforma eran (Caldera, 2001):

- a) De propiedad privada: Pacific Gas & Electric Company, Southern California Edison Company y San Diego Gas & Electric Company;
- b) De propiedad pública: Los Angeles Department of Water and Power, Sacramento Municipal Utility District y el resto se encuentra constituido por pequeñas empresas municipales: Glendale, Burbanks, Pasadena, Anaheim, Colton, Riverside, Vernon, Imperial Irrigation District, Turlock, Modesto, Palo Alto, Alameda, Santa Clara, Lodi, etc.
- c) Productores externos, que corresponden a tres categorías:
 - i) Productores independientes con energías renovables;
 - ii) Cogeneración en los sectores industrial y de servicios;
 - iii) Empresas no reguladas de generación eléctrica; entre las más importantes se encuentran: Reliant Energy, Dynergy, AES Corporation, Duke Energy, Mirant y Calpine.

En 1998, antes de la reforma que comenzó a operar este año, el estado de California contaba con una capacidad de 52,349 MW, de los cuales el 58.6%, es

¹⁵ Empresas no reguladas que generan electricidad únicamente para ofertarla en el mercado eléctrico mayorista.

Capítulo IV

decir 30,663 MW, eran de empresas eléctricas y el resto de productores externos. La tabla 4.1 indica la capacidad de generación total para este año en MW, el número de MW que aportan las empresas eléctricas (utilities) y los productores externos (nonutilities) a esta capacidad; así como su porcentaje de participación. También de la capacidad de las empresas eléctricas se indica cuanto es generado por las diversas fuentes utilizadas y su porcentaje en el total de la capacidad.

Tabla 4.1. Capacidad de generación en MW para el año de 1998 del estado de California

<i>Tipo de fuente</i>	<i>Capacidad de generación (MW)</i>	<i>Porcentaje de la capacidad total</i>
Total de las empresas eléctricas (utilities)	30,663	58.6%
Petróleo	395	0.8%
Gas	1,527	2.9%
Ciclo combinado	9,396	17.9%
Nuclear	4,310	8.2%
Hidroelectricidad	13,510	25.8%
Renovables	1,525	2.9%
Productores Externos. (Nonutilities)	21,686	41.4%
Total del sector	52,346	100%

Fuente: Departamento de Energía de los Estados Unidos, Diciembre de 2001
 URL: <http://State Electricity Profiles 2000 - California.htm>

La tabla 4.2 muestra las 5 plantas eléctricas más grandes del estado durante 1998, el tipo de planta y la empresa propietaria.

Tabla 4.2. Nombre y tipo de las cinco más grandes plantas en el estado de California en 1998 (por orden).

<i>Nombre de la planta</i>	<i>Capacidad de generación (MW)</i>	<i>Tipo de planta</i>	<i>Empresa propietaria</i>
1. Diablo Canyon	2,160	Nuclear	Pacific Gas & Electric
2. San Onofre	2,150	Nuclear	Southern California Edison Co
3. AES Alamos LLC	2,108	Gas	AES Southland
4. Pittsburg Power	1,984	Gas	Pacific Gas & Electric
5. Haynes	1,570	Gas	Los Angeles City

Fuente: Departamento de Energía de los Estados Unidos, Diciembre de 2001
 URL: <http://State Electricity Profiles 2000 - California.htm>

4.1 Principales empresas eléctricas en California antes de la reforma

Casi durante un siglo la industria eléctrica en el estado de California estuvo principalmente organizada por tres monopolios naturales regulados de propiedad privada, los cuales operaban la generación, transmisión y la distribución en determinados territorios concesionados dándoles a los consumidores el suministro necesario. Estas empresas eléctricas fueron: Pacific Gas & Electric Company, Southern California Edison Company y San Diego Gas & Electric Company.

La figura siguiente (4.1) presenta la ubicación y los territorios de las tres más grandes empresas eléctricas de propiedad privada y de las dos principales de propiedad pública.

Uno de los argumentos con más fuerza para estimular al Congreso a realizar la apertura de la industria eléctrica a la competencia en California, fue que las tarifas eléctricas estaban entre las más altas en los Estados Unidos. El 23 de septiembre de 1996 se promulga la ley y se inicia el proceso de separar la generación de estas tres empresas eléctricas, que han servido a 27 millones de habitantes en sus áreas de influencia.

4.1.1. Pacific Gas & Electric Company (PG&E)

En el año de 1905, la fusión de las compañías San Francisco Gas & Electric Company y California Gas & Electric Company crea la Pacific Gas & Electric Company, que en sus inicios generaba con plantas hidroeléctricas.

En los años sesenta la Pacific Gas & Electric comenzó a utilizar otras fuentes de generación. Al principio se usó plantas nucleares en 1957 y 1963, plantas

geotérmicas en 1960 y una línea de 500 KV para comprar el excedente eléctrico del Noroeste en 1968.

Esta situación continuó en la década de los años setentas y ochentas. Con la disposición de Ley PURPA la empresa eléctrica tuvo que comprar la generación producida por los productores independientes (Qualify Facilities).

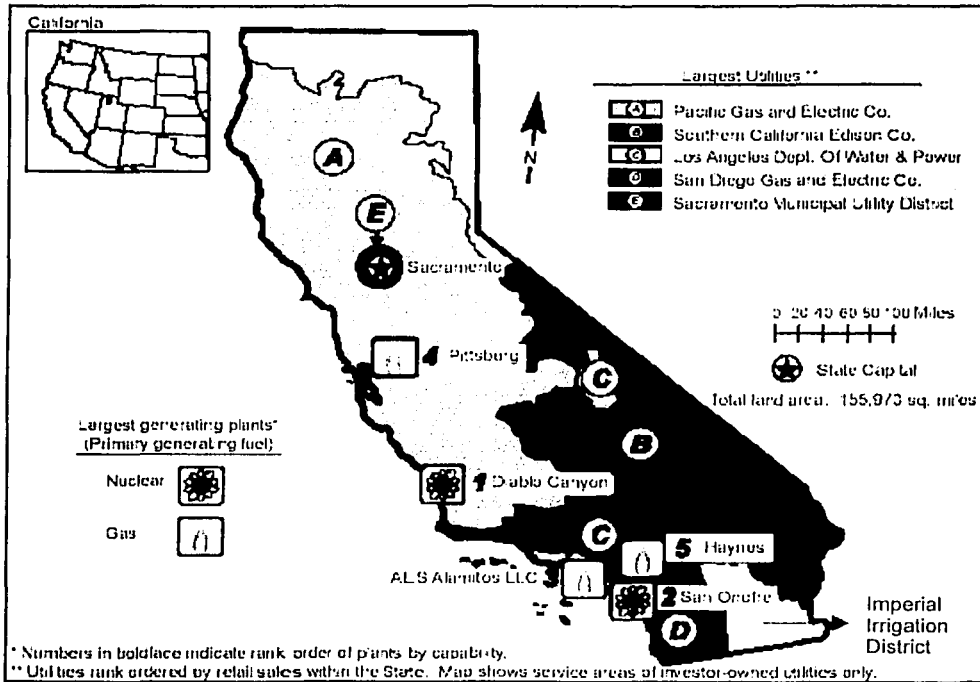


Figura 4.1¹⁶. Mapa de los territorios en donde operaban las empresas eléctricas en el estado de California en 1998.

El alcance regional de esta compañía se dio por los recursos disponibles, el constante crecimiento de la demanda en el estado y los exitosos intercambios con otros sistemas. Los límites entre la Pacific Gas & Electric y las empresas vecinas

¹⁶ Mapa obtenido del Departamento de Energía de Estados Unidos, enero de 2002.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

han sido también influenciados por patrones geográficos. El sistema de Pacific Gas & Electric esta interconectado física y contractualmente con las otras empresas de la Costa Oeste.

Antes de la desregulación, la Pacific Gas & Electric tenía 30,580 km de líneas de transmisión y 180,000 km de distribución, ofreciendo su servicio en la parte norte del estado (ver figura 4.1) (Wiggins, 1995).

4.1.2. Southern California Edison Company (SCE)

Comenzó en el año de 1896 con una inversión de \$2000 y una planta de 435 KW de capacidad. En 1989 fue la mayor subsidiaria de la Southern California Edison Corporation, una compañía financiera formada en 1988. Las empresas integrantes de esta corporación contaban con una capacidad de generación de 15,622 MW en 1989. Las dos terceras partes de esta capacidad usaban combustibles fósiles y el resto energía proveniente de nucleoelectricas, hidroelectricas y fuentes renovables de energía, además de las compras de electricidad a otras empresas y productores independientes.

Las plantas hidroeléctricas más grandes (alcanzan 1,000 MW de potencia en épocas de alta precipitación) son: El complejo Big Creek y nueve plantas eléctricas en Sierra Nevada. Mientras que las plantas nucleares son: San Onofre Nuclear Generating Station cerca de San Clemente, California y Palo Verde en Wintenburg, California (Zorpette, 1989).

Antes de la desregulación eléctrica en el estado, la empresa poseía 19,310 km de líneas de transmisión y 141,600 km de distribución, dando servicio a la parte sur de California (ver figura 4.1).

Actualmente, es la subsidiaria más grande de la corporación Sempra Energy formada en 1998, con la unión de las empresas eléctricas Pacific Enterprises y Enova Corporation (WEB de Sempra Energy, diciembre de 2001).

4.1.3. San Diego Gas & Electric Company

Actualmente, la San Diego Gas & Electric Company es una empresa eléctrica de servicio público regulada que provee de servicio a tres millones de consumidores. Tiene 2,897 km de líneas de transmisión y 30,580 km de distribución en San Diego y el condado de Orange del sur. El área de servicio que abarca es de 10,618 km² cubriendo 2 condados y 25 ciudades. San Diego Gas & Electric también es una subsidiaria de la corporación Sempra Energy que esta conformada de 500 compañías y 8 subsidiarias (WEB de Sempra Energy, diciembre de 2001).

Después de la reforma de 1996, en donde las empresas eléctricas ya no pueden ser generadoras y distribuidoras al mismo tiempo, la estructura de las compañías cambia, creando una empresa matriz, una corporación que controla todas las nuevas subsidiarias en que han fragmentado la empresa original, convirtiendo a la distribuidora en una subsidiaria y el negocio del gas en una nueva empresa, mientras que la generación eléctrica se vende a nuevas empresas.

Las nuevas empresas generadoras en California son (Caldera, 2001):

- 1) Reliant Energy (Houston, Texas): Adquirió cinco centrales de la SCE en 1998 por \$280 millones.
- 2) Dynegy Inc (Houston, Texas): Compró cuatro centrales en el sur de California por \$570 millones.
- 3) AES Corp (Arlington, VA): Es copropietaria en todo el mundo de 137 centrales generadoras desde Cumberland, Inglaterra hasta la ex república soviética de Kazajastán.
- 4) Duke Energy (Charlotte, N.C)
- 5) Mirant Corp (Southern Co., Atlanta, GA)
- 6) NRG Energy Inc (Minneapolis, MN)
- 7) Calpine Corp (San José, CA): Posee 5,500 MW de generación, de los cuales 1,600 MW están en California.

Las Comercializadoras más importantes:

- 1) Enron Power Marketing Inc (Enron Corp; Houston, Texas)
- 2) Enron Energy Services (Enron Corp; Houston, Texas)
- 3) Williams Energy Marketing and Trading Co (Williams Cos. Inc. Tulsa, Okla)
- 4) El Paso Merchant Energy Company (El Paso Energy Corporation, Texas)

4.2 Operador Independiente del Sistema de California (California Independent System Operator, CAISO) y Operador del Mercado Eléctrico de California (California Power Exchange)

El programa de reestructuración en California requirió la creación de un operador independiente del sistema llamado "Independent System Operator" y un sistema que empatara las demandas y ofertas en los nodos del sistema eléctrico estableciendo el precio de operación. La figura 4.2 muestra un esquema del nuevo funcionamiento del mercado eléctrico en California.

4.2.1. Operador Independiente del Sistema de California (California Independent System Operator (CAISO)).

Con la reforma, la nueva industria eléctrica en California se divide en generación y distribución. Este hecho permitió la creación de un operador independiente, llamado "California Independent System Operator", que es la institución que gobierna la operación de la mayor parte del sistema de transmisión en California (ver figura 4.2). El California Independent System Operator esta sujeto a la regulación de la Comisión Federal Reguladora de Energía bajo las reglas que regulan a los operadores de transmisión (orden 888 y 889) así como también a una serie de criterios independientes aplicados a este tipo sistemas.

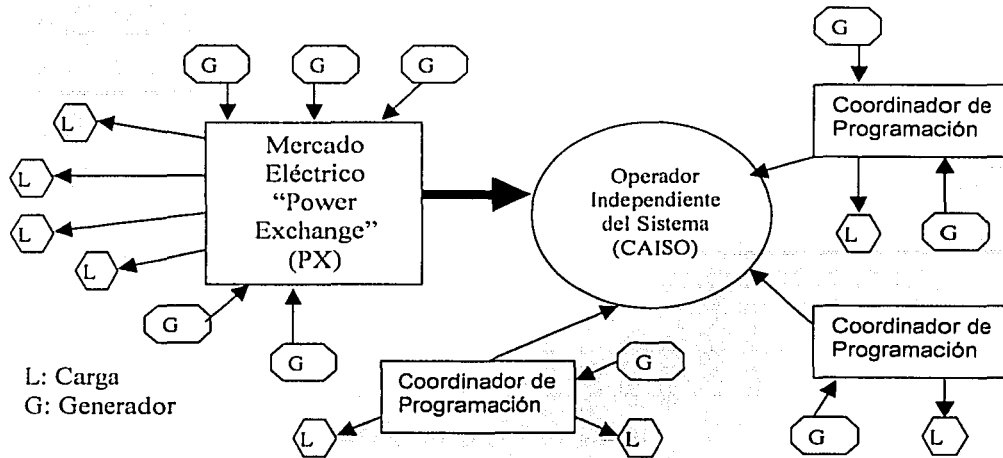


Figura 4.2¹⁷. Esquema del nuevo funcionamiento del mercado eléctrico en California

El CAISO es responsable de operar las redes de transmisión propiedad de las tres empresas eléctricas más grandes de propiedad privada y coordinar dichas operaciones con los sistemas de transmisión interconectados en el Consejo Coordinador del Sistema Oeste "Western System Coordinating Council, (WSCC)". El CAISO recibe la programación de la demanda horaria para las próximas 24 horas y las ofertas de las generadoras con los precios horarios por parte de los Coordinadores de Programación (Scheduling Coordinators (SC)), que son notificados por las empresas eléctricas distribuidoras que conocen bien el comportamiento de la demanda. Posteriormente, esta programación es revisada y ajustada por el CAISO el cual conoce la situación específica de congestión de las redes de transmisión. Después el CAISO maneja la operación del sistema en tiempo real basándose en la información del mercado que recibe de los vendedores y compradores y las constricciones físicas de la red.

¹⁷ Figura obtenida del Artículo: Joskow, Paul. " California's Electricity Crisis", 28 de septiembre de 2001

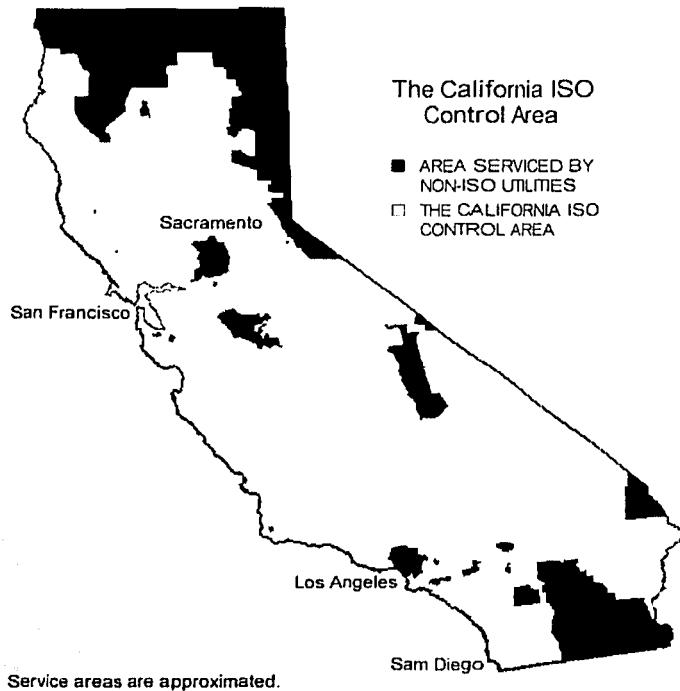


Figura 4.3¹⁸. Área de control del Operador Independiente del Sistema de California en Enero de 2001.

El CAISO tiene la autoridad para comprar la energía faltante, a su criterio, cuando existe algún problema como la falla en una central o una línea, para mantener el sistema en operación. Además el CAISO es el responsable de las compras a los servicios de reserva de generadores, que responden a los cambios en la demanda o a interrupciones de plantas para mantener el funcionamiento de la red (Caldera, 2001; Joskow, septiembre 2001; Viqueira, 2001).

¹⁸ Mapa obtenido del Departamento de Energía de Estados Unidos, enero de 2002.
URL: http://www.energy.ca.gov/maps/map_iso_area.html

4.2.2. Operador del Mercado Eléctrico de California “The California Power Exchange (CALPX)”

Esta desregulación creó además otro ente que se encargaba del funcionamiento del mercado de compra y venta de la energía eléctrica, con base en cotizaciones para cada hora del día siguiente, propuestas por las empresas generadoras. Este mercado eléctrico lleva el nombre de “California Power Exchange, (PX)” (Viqueira, 2001; Joskow, septiembre de 2001).

Las ofertas de energía se alinean de menor a mayor costo para completar la demanda requerida, y la tarifa horaria que se paga no es la correspondiente al precio de la oferta, sino al precio más alto entregado a esa hora (Caldera, 20001). El California Power Exchange es, esencialmente un mercado de corto plazo. Los consumidores mayoristas o minoristas adquieren energía eléctrica del suministrador que les resulte más conveniente y pagan un cargo por peaje por el uso de las líneas de transmisión y distribución (Viqueira, 2001).

4.2.3. Funcionamiento del mercado eléctrico de California

El diseño de la arquitectura del mercado eléctrico californiano se basa en tres figuras principales: El operador independiente del sistema (CAISO), el operador del mercado (CALPX) y los coordinadores de programación (Scheduling Coordinators, SC) quienes actúan tanto del lado de la oferta como de la demanda agrupando las ofertas y las demandas individuales de los operadores que así lo deseen y contraten con dichos coordinadores el servicio.

El operador del sistema (CAISO) es el responsable de la operación de las redes de transmisión pertenecientes a las empresas distribuidoras (Pacif Gas & Electric, Southern California Edison y San Diego Gas & Electric). Asimismo esta encargado

de coordinar los intercambios de energía con los sistemas interconectados al sistema californiano.

Tanto el CAISO como el CALPX funcionan a partir de subastas de compra y venta de electricidad que se llevan a cabo cada hora de manera secuencial a lo largo del día para entrega al día siguiente. El precio final de este mercado corresponde a la oferta de energía más alta que es aceptada para equilibrar oferta y demanda y que sirve para remunerar a todos los generadores que ofrecieron energía en dicha hora.

El CALPX programa las ofertas aceptadas cada hora para el día siguiente, las cuales obligan a los generadores y/o a los SC, financiera y operacionalmente a entregar la cantidad ofertada al CAISO. Por su parte, los compradores y/o los SC se comprometen a retirar dicha energía.

Existe otro mercado cuyas operaciones se desarrollan una hora antes de la hora de entrega, y cuya principal finalidad es la de realizar los ajustes necesarios en caso de que existan variaciones en la oferta y demanda con respecto a las del día anterior.

Por su parte, dado que las transacciones programadas en estos dos mercados pueden no corresponder a la demanda en tiempo real, el CAISO debe calcular la demanda real y realizar una subasta que permita ajustar exactamente la oferta y demanda reales. Para tal efecto, los compradores y vendedores de energía indican al CAISO a que precio están dispuestos a modificar sus ofertas para llevar a cabo dicho balance y en función de esto el CAISO programa las entregas en tiempo real. El precio de equilibrio en este mercado se fija cada 5 minutos. Todos los participantes del mercado pueden intervenir previa autorización en todos y cada uno de los tres mercados.

A partir de 1999, comenzó a funcionar un cuarto mercado (Block- Forward Market) que permitía efectuar contratos de suministro a seis meses, a fin de que los participantes del mercado puedan protegerse de la volatilidad de los precios.

El mercado de servicios auxiliares (reserva, ajuste de voltaje y frecuencia, etc.) funciona de forma desagregada de tal manera, que el operador del sistema compra dichos servicios a cada generador a través de un sistema de subasta o bien a través de contratos de largo plazo.

En ninguno de los casos existen pagos por capacidad puesta a disposición del CAISO ni por arranques realizados por los generadores, lo cual implica que los generadores deban cubrir sus costos a través de los pagos directos de energía hechos por el CALPX o por servicios auxiliares pagados por el CAISO.

La operación de la red de transmisión es realizada por el CAISO, a través de subastas de permisos de congestión entre los diferentes usuarios del sistema que les dan a estos el derecho de congestionar la red a cambio del pago correspondiente. Una vez que el CALPX ha llevado a cabo el ajuste de la oferta y demanda en el mercado de un día anterior y que el CAISO ha tomado en cuenta la disposición a entregar energía suplementaria por parte de los generadores y/o de reducir la demanda por parte de los compradores, si siguen existiendo secciones de la red congestionadas, el CAISO calcula el costo de la gestión de dicha congestión el cual será pagado por los usuarios que utilicen las redes congestionadas. (Serratos, 2002).

4.3 Primer problema de la reforma

A principios de 1998, la ley de desregulación comienza a tomar efecto. Las empresas eléctricas inician la venta de sus plantas generadoras, y las tarifas se

congelan hasta que estas empresas terminen de amortizar sus inversiones anteriores.

En la madrugada del 1 de abril se puso en funcionamiento el mayor mercado eléctrico del mundo operado por el llamado "California Power Exchange". En un principio el sistema pareció funcionar bien, las tres grandes empresas eléctricas a cargo de la distribución y el suministro, sobre todo a los pequeños consumidores, pagaban por la energía que compraban a los generadores un precio inferior al que tenían que cargar a sus clientes; esa diferencia les permitió ir amortizando las inversiones anteriores, lo que les autorizaría, al completar la amortización a eliminar el congelamiento de las tarifas de venta a los consumidores.

El primer problema apareció en julio de 1999, cuando en la región de San Diego, California, la empresa eléctrica San Diego Gas & Electric Co. acabó de amortizar sus inversiones anteriores y de esta manera, terminó con el congelamiento de las tarifas, comenzando a vender su energía eléctrica a tres millones de clientes al precio fijado por el mercado. Al principio, las tarifas se vieron afectadas por una pequeña alza y la facturación mensual de un consumidor residencial promedio paso de 50.60 a 53.60 dólares (Viqueira, 2001)

Además, la fuerte dependencia del gas natural para la generación de electricidad (9,669 MW de 31,484 MW que representan el 30.71% de la generación total de 1999), se vio afectada en mayo de 2000, cuando un accidente en un gasoducto de El Paso Natural de Gas Co. en el sureste de California, obliga a importar más gas de Canadá para surtirlo en el centro-norte de California. El precio del gas en el mercado libre se dispara al alza¹⁹ y la electricidad de centrales de gas también se incrementa, iniciando el aumento de precios de electricidad al mayoreo. Simultáneamente se da una proporción excesiva de centrales fuera de operación

por mantenimiento programado o paros forzados por falla de operación (Caldera, 2001).

4.4. Los precios del mercado eléctrico de California durante el verano del 2000.

Los clientes de la empresa San Diego Gas & Electric Co. se vieron seriamente afectados cuando la demanda eléctrica aumentó al ser necesario operar los sistemas de aire acondicionado durante el verano de 2000. Los precios de la electricidad pasaron de 2.7 centavos de dólar a 3.5 centavos primero y 5.7 centavos después; el 15 de junio costó 46 centavos y dos semanas después 52 centavos. A finales de agosto, una vez que la Legislatura había intervenido, los consumidores residenciales habían alcanzado un promedio de 120 dólares mensuales (Viqueira, 2001).

La comisión reguladora estatal aprueba el plan de promediación de tarifas para los usuarios de la empresa San Diego Gas & Electric, lo que fija topes a las tarifas por tres años en 6.5 centavos por KWh.

El 16 de julio de 2000, ocurre el primer apagón en la Bahía de San Francisco, dejando a 90,000 personas sin electricidad. La capacidad eléctrica disponible apenas si cubría la demanda. Los altos precios en el mercado eléctrico mayorista²⁰ se encontraban 10 veces arriba de su precio normal, lo que significó para las empresas distribuidoras un endeudamiento día con día, ya que las tarifas a los consumidores se encontraban congeladas. Las deudas adquiridas durante el

¹⁹ El precio del gas se había mantenido por diez años alrededor de los \$2.65 por millón de BTU, el precio de mayoreo alcanzo en diciembre \$10.10, en tanto el precio suministrado al usuario alcanzó picos de \$60 por millón de BTU.

²⁰ Para Julio de 1999, los precios máximos de electricidad en el mercado mayorista se encontraban en \$55.51/MWh, mientras que para julio de 2000, el precio máximo fue de \$499.99/MWh
Fuente: Página WEB de la Comisión de Energía de California, diciembre de 2001
URL: <http://www.energy.ca.gov/electricity/wepr/index.html>

último semestre del año 2000 por las dos más grandes empresas la Pacific Gas & Electric Company y la Southern California Edison Company sumaban \$14,000 millones de dólares.

En diciembre de 2000, la Comisión Federal Reguladora de Energía aprueba un tope tarifario flexible de \$150 por MWh, para la energía generada en California, los suministradores podían cobrar más si así lo justificaban. También, se les permitió a las tres grandes empresas distribuidoras disponer directamente de la energía que producían para atender a sus usuarios, y además, realizar contratos de largo plazo con sus suministradores externos. Esta medida tardía se adopta cuando los precios máximos de la electricidad en el mercado mayorista habían alcanzado los \$1500 /MWh. La empresa Southern California Edison Company demanda a la Comisión Federal Reguladora de Energía alegando que este organismo federal no ha asegurado tarifas de electricidad al mayoreo "justas y razonables".

4.4.1. Comparación entre los precios de la energía eléctrica para venta en el mercado minorista de las diferentes empresas distribuidoras y las empresas municipales en el periodo de 1996 a 2001.

En esta sección se muestra una comparación entre las tarifas eléctricas para venta en el mercado minorista de las empresas distribuidoras: Pacif Gas and Electric, San Diego Gas and Electric y Southern California Edison y las empresas municipales: LADWP y SMUD, las cuales no fueron desreguladas.

En la siguiente tabla (4.3) se presentan los precios de la energía a menudeo para cada una de las empresas distribuidoras y municipales durante el periodo de 1996 a 2001.

Tabla 4.3. Precios promedio de la energía eléctrica para venta en el mercado minorista²¹ de diferentes empresas distribuidoras y municipales en el periodo de 1996 a 2001 en California. (Centavos de dólar por kilowatt-hora (nominal))

Año	Pacific Gas and Electric	Southern California Edison	San Diego Gas and Electric	LADWP	SMUD
1996	9.82	10.10	10.65	8.53	7.99
1997	9.99	10.11	11.01	8.85	7.77
1998	9.92	10.16	10.56	10.28	7.63
1999	10.03	10.18	10.47	10.27	7.62
2000	10.04	10.23	13.80	10.28	7.63
2001	13.06	14.36	14.36	10.28	9.22

Fuente: Comisión de Energía de California, Estados Unidos. Enero de 2002.

URL: http://www.energy.ca.gov/electricity/weighted_avg_retail_prices.html

Esta tabla expone que durante este periodo los precios promedio de la energía para las empresas municipales LADWP y SMUD se encontraron por debajo de los precios de las empresas distribuidoras.

Durante el año 2000, las tarifas de la empresa municipal LADWP, estuvieron por encima de los establecidos por las empresas distribuidoras Pacif Gas and Electric y Southern California Edison y un 34% por debajo de los precios de la empresa San Diego Gas and Electric (empresa que en el 2000 se liberó del precio establecido por la legislatura).

Para el año 2001, las tarifas al menudeo fueron más altas para las empresas distribuidoras en comparación con los de las empresas municipales.

Durante el periodo de la crisis eléctrica en California (2000- 2001), los precios promedio de las empresas distribuidoras Pacif Gas and Electric, Southern California Edison y San Diego Gas and Electric experimentaron un aumento del 30, 40 y 4% respectivamente. No obstante, los precios de esta última empresa se habían incrementado en un 32% de 1999 a 2000.

En contraste a lo anterior, el precio de la electricidad de la empresa LADWP se mantuvo igual. Sin embargo, los costos de la electricidad de la empresa municipal SMUD sufrieron un incremento del 21%.

Evolución de los precios promedio de la energía eléctrica para venta en el mercado minorista de diferentes empresas distribuidoras y municipales en el periodo de 1996 a 2001 en California

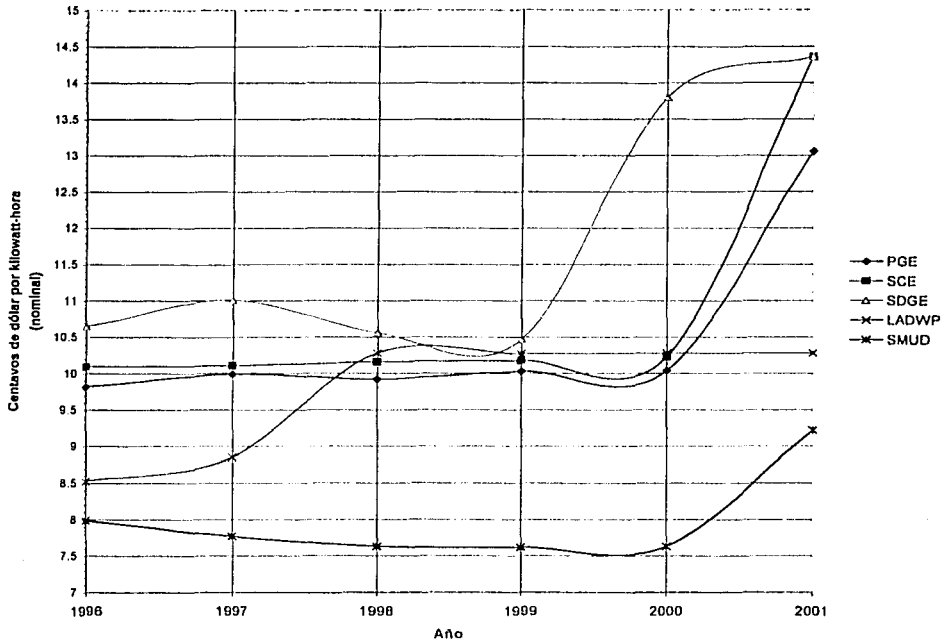


Gráfico 4.1. Evolución de los precios promedio de la energía eléctrica para venta en el mercado minorista para el periodo de 1996 a 2001 de diferentes empresas distribuidoras (PGE, SCE y SDGE) y municipales (LADWP, SMUD y BGP) en el periodo de 1996 a 2001 en California. (Centavos de dólar por kilowatt-hora (nominal)).

²¹ Precios promedio para todos los tipos de consumidores.

En el gráfico 4.1 se presenta la evolución de los precios promedio al menudeo durante el periodo de 1996-2001 para cada una de las empresas anteriormente mencionadas.

Se observa que los precios promedio de la energía de las empresas municipales, durante los años de la crisis, se encontraron por debajo de los ofrecidos por las empresas distribuidoras. Esto muestra, que estas empresas que no fueron desreguladas, mantuvieron sus tarifas más o menos constantes y no sufrieron la volatilidad en sus precios por la crisis eléctrica.

4.5 Cataclismo de la industria eléctrica de California.

Al principio del año 2001, la Comisión Reguladora de Energía de California, aprueba un incremento tarifario del 9% para los usuarios residenciales y de 7 a 15 % para usuarios comerciales de las compañías Pacific Gas & Electric Company y Southern California Edison Company.

En enero de este año, los funcionarios estatales y federales reasumen pláticas con representantes de las compañías generadoras. Del acuerdo logrado, la Legislatura le permitió al Estado comprar la energía a los mayoristas, para revendérsela a las distribuidoras a una tarifa reducida en base a contratos de suministro de largo plazo, reduciendo al mínimo las compras en el mercado spot, cuyos precios se habían disparado en un ambiente especulativo. El 11 de enero, el Operador Independiente del Sistema de California declara la alerta energética Nivel 3.

La empresa generadora Dynegy Inc. amenaza con llevar a las empresas Pacific Gas & Electric Company y Southern California Edison Company a una Corte de bancarrota si ellos no realizaban los pagos que estaban por vencer. La empresa Southern California Edison Company declara a la Comisión Federal Reguladora de Energía no tener el dinero para liquidar \$596 millones y \$215 millones más que

le debía al Operador del Mercado de California por compras en el mercado mayorista. Al día siguiente el Congreso aprueba el plan de rescate que permitirá al Estado comprar la electricidad de los mayoristas y revendérsela a las distribuidoras a precios reducidos.

El 17 de enero, el Operador Independiente del Sistema ordena los primeros apagones escalonados por periodos de 60 y 90 minutos. Este día el Gobernador Davis declara el Estado de Emergencia. Al siguiente día, se continúan con los apagones rotatorios, retirando cargas por 1,000 MW, a causa de los 11,000 MW que se encontraban fuera por mantenimiento preventivo y fallas. Para el día 19 de enero se tenía estimado un déficit de 18,000 MW por fallas en varias plantas y falta de agua en las plantas hidroeléctricas del Noroeste. Este día se aprueban \$400 millones del presupuesto para continuar comprando electricidad en el mercado eléctrico. Desde este día el Departamento de Recursos Acuiferos (Department of Water Resources, (DWR)), se encarga de administrar las compras de energía eléctrica de los suministros externos, con dinero fiscal. Este hecho le dio fin al mercado eléctrico de California y a la reestructuración de la Junta Directiva del Operador Independiente del Sistema de California.

El 20 de enero, George Bush toma posesión como presidente de los Estados Unidos de Norteamérica, habiendo declarado en días anteriores su desacuerdo con el establecimiento de topes al precio de la electricidad en el mercado mayorista.

Seis días después de la encomienda que se le autorizó al Departamento de Recursos Acuiferos este había gastado \$205 millones de los \$400 millones asignados, es decir, \$40 millones al día para conseguir electricidad.

El 1 de febrero de 2001, la asamblea de representantes aprueba el plan de utilizar \$10,000 millones en bonos para la compra de electricidad. El 16 de febrero, fue levantada la Alerta 3 después de 32 días. Este día, el gobernador Davis anuncia

un plan que consiste en la adquisición por parte del Estado de la red de transmisión de las empresas Pacific Gas & Electric Company y Southern California Edison Company, incluyendo las líneas de la empresa San Diego Gas & Electric.

El 23 de febrero, las empresas generadoras Reliant Energy Inc. Williams Cos. y Dynegy Inc. firman un acuerdo con el Operador Independiente del Sistema para seguir proporcionando energía hasta el 18 de marzo, aun cuando no es claro quien pagará por dicha energía. Diez días mas tarde, el CAISO pronostica los siguientes déficits que prometen más apagones: 3,030 MW para mayo, 6,815 MW para junio, 4,865 MW para julio y 5,297 MW para agosto considerando un verano normal. Aún cuando se logre un ahorro del 10%, es decir 5,000 MW, para junio habrá un faltante de 1,800 MW.

A principios de marzo, el Tesorero del Estado Phil Angelides alerta a las autoridades de que la emisión de bonos por \$10,000 millones para la compra de electricidad se habrá agotado para principios de septiembre y agrega que la Comisión Estatal (PUC) debe tomar acciones para que las empresas distribuidoras, Pacific Gas & Electric Company y Southern California Edison Company reembolsen al Estado al menos una parte de lo que sé esta gastando en compras de electricidad al mayoreo.

La Comisión Federal Reguladora de Energía después de la revisión de las ventas de enero, ordenó a 13 compañías generadoras eléctricas justificar sus precios o reembolsar \$69 millones. Sin embargo, las autoridades de California solicitan que regresen \$550 millones por las ventas de diciembre y enero. Además de que consideran como tibia la acción de la Comisión Federal ya que esta cantidad de \$69 millones corresponde a las compras de electricidad de un día.

El 16 de marzo, la Comisión Federal anuncia que sus investigaciones han determinado que las compañías AES Corp. y Williams Cos, parecen tener incentivos financieros para prolongar cualquier paro de dos unidades generadoras, refiriéndose a dos de las tres centrales que AES Corp. tiene en California y que producen el 20% de la energía pico. Dichas centrales entregaban energía a un precio predeterminado, en tanto la tercera no tenía restricciones. La energía se vendía a la comercializadora Williams quién la revendía al CAISO a un precio 10 veces mayor. AES y Williams deberán demostrar las causas de las salidas de operación de las centrales con precio fijo, o en su defecto reembolsar \$10.8 millones correspondientes a las compras de abril y mayo de 2000.

El 19 de marzo, un incendio en una central en Mohave frontera con Nevada, la saca de operación dejando fuera 1,400 MW. Sin tiempo de avisar, se declara Alerta 3 y se inicia un ciclo de apagones escalonados desde el sur de California hasta la frontera con Oregón. Una primera tanda de apagones al medio día y otra que se inicia a las 6 de la tarde.

De los 3,100 MW instalados de energías renovables y cogeneración, más de la mitad están fuera de operación porque no se les ha pagado por su energía, en algunos casos desde noviembre de 2000. Sus contratos con las empresas Pacific Gas & Electric Company y Southern California Edison Company siguen vigentes, y sin autorización de la Comisión Federal Reguladora de Energía para rescindirlos y venderle la energía a quien pueda pagarla.

Una semana después, la presidenta de la Comisión Estatal (PUC) propone un aumento del 30% a las tarifas que se suma al 9% ya autorizado anteriormente. Este aumento no afecta a los usuarios de la San Diego Gas & Electric, ni a las empresas municipales del Estado. Además, dentro de la propuesta se les obligaba a las empresas Pacific Gas & Electric Company y Southern California Edison Company cubrir los \$4,000 millones ejercidos por el Departamento de Recursos

Acuíferos en la compra de energía para sostener el servicio. Oficialmente la PUC aprueba unánimemente un aumento promedio de las tarifas del 40 % y de forma escalonada para los usuarios, es decir, los pequeños consumidores que paguen por la electricidad \$60 al mes o menos, no se les aplicará el incremento, aquellos consumidores medios se les aplicará un aumento del 9% en sus tarifas, mientras que para los grandes consumidores el incremento será del 36%. Se espera que este incremento en las tarifas genere \$2,500 millones para la Pacific Gas & Electric Company y \$2,300 millones para la Southern California Edison Company (Munroe, et al. 2001).

Pero este aumento en las tarifas no resuelve como se pagará la gran deuda de casi \$14,000 millones por la energía comprada al mayoreo, ni tampoco el adeudo de \$1,500 millones a los pequeños productores. El otro problema financiero está en relación con el pago de intereses sobre los \$12,000 millones de bonos estatales que la Comisión Estatal (PUC) aprobó también, los que provendrán de los consumos de electricidad, así como los previstos \$7,000 millones para la compra del sistema de líneas de transmisión y los \$5,000 para construir centrales de punta, que superarán los \$1,200 millones de intereses por año.

Se hace público que por primera vez desde que el Estado está adquiriendo la electricidad al mayoreo para las empresas distribuidoras, la empresa eléctrica Southern California Edison Company le pago \$43.5 millones y la Pacific Gas & Electric Company \$61.8 millones, por la electricidad suministrada los meses anteriores.

El 30 de marzo, la Pacific Gas & Electric Company anuncia que cancelará \$4,100 millones por compra de electricidad durante el cuarto trimestre de 2000, a cargo de pérdidas para la empresa. Algo semejante ocurrirá con el primer trimestre que estaba por finalizar. La Southern California Edison Company anuncia que su

cargo a pérdidas para el último trimestre del año anterior será de \$2,700 millones. La situación es grave para ambas compañías, acercándolas más a la bancarrota.

El gobernador Davis, el primer día de abril reconoce que habrá problemas de desabasto en mayo y junio, ya que los planes de introducir nueva generación no han marchado tan rápido como era necesario. De los 5,000 MW adicionales se completarán 4,000 MW para finales del verano. Además, la Comisión Estatal ordena una investigación sobre las millonarias transferencias de las empresas eléctricas distribuidoras (PG&E, SCE y SDG&E) a sus matrices, Pacific Gas & Electric Corporation, Edison International y Sempra Energy.

El 6 de abril, la Pacific Gas & Electric Company presenta en la Corte Federal de Bancarrota en San Francisco, su petición de protección ateniéndose al Cap. 11 del Código de Bancarrota. De esta manera, la solución del problema financiero queda en manos de un Juez Federal, dando marcha atrás a las negociaciones previas con el gobernador. Las operaciones diarias continuarán normalmente y será el Juez quien fije prioridades y calendario para el pago de los adeudos que exceden los \$9,000 millones. En el pedido de protección evalúan a la Pacific Gas & Electric Company en \$24,180 millones de activos y en \$18,400 millones de pasivos.

Se teme también que los pequeños productores con cogeneración y renovables, a quienes no se les ha pagado desde noviembre en algunos casos, puedan forzar la bancarrota de la empresa eléctrica Southern California Edison Company o iniciar juicios para anular sus contratos.

Lo cierto era que los problemas básicos de la desregulación seguían sin ser resueltos, a pesar del rápido colapso que sufrieron estas empresas que tardaron casi un siglo en consolidarse. Es decir, los precios mayoristas seguían sin topes, las tarifas al usuario reguladas y faltaba capacidad eléctrica instalada en California.

Capítulo IV

El 9 de abril, el gobernador Davis anuncia haber llegado a un acuerdo con la SCE para la compra de las 12,000 millas de líneas de transmisión en \$2,700 millones, para que pueda reestructurar sus deudas por \$5,500 millones. También menciona que se le permitirá a la empresa recuperar parte de sus deudas, \$3,500 millones vías las tarifas. Además se acordó que su matriz Sempra Energy le regresará \$420 millones y el retiro de la demanda judicial para revertir sobre sus usuarios todo su adeudo.

En San Francisco se anuncia el 11 de abril, que ya se constituyó el Comité de Acreedores de la Pacific Gas & Electric Company ante la Corte Federal de Bancarrota con 11 representantes. Este mismo día Davis aprueba \$850 millones para ampliar programas de conservación de energía.

4.6 Demanda durante el verano de 2001.

La predicción esperada del incremento de la demanda en el verano de 2001, fue contradictoria con los hechos. Los resultados presentados por la Comisión de Energía de California para el pico de la demanda para dos días de junio y dos de agosto con temperaturas similares en el año 2000 y 2001 fueron:

Tabla 4.4. Pico de la demanda para dos días de junio, uno del año 2000 y el otro del 2001 con temperaturas similares en California.

Fecha	Día de la Semana	Temperatura Máxima en °C			Pico de la demanda (MW)
		Sacramento	San Francisco	Los Angeles	
13 de Junio de 2000	Martes	38	28	29	42,288
19 de Junio de 2001	Martes	37	27	29	38,289

Fuente: Página WEB de la Comisión de Energía de California, diciembre de 2001
URL: http://www.energy.ca.gov/electricity/peak_demand_reduction.html

Las tablas 4.4 y 4.5 muestran la comparación del pico de la demanda entre junio 2000 y junio de 2001, el cual presenta una disminución de 3,999 MW es decir un 9%, mientras que el pico de la demanda entre agosto de 2000 y 2001 disminuyó 4,522 MW, es decir un 10%. A diferencia de agosto de 2000 en donde se tuvieron 11 días con un pico de la demanda de 40,000 MW, 12 estados de Alerta 1 y 8 estados de Alerta 2, en agosto de 2001 hubo 4 días solamente con un pico de la demanda de 40,000 MW y ningún estado de Alerta 1 ó 2.

Tabla 4.5. Pico de la demanda para dos días de agosto, uno del año 2000 y el otro del 2001 con temperaturas similares en California.

Fecha	Día de la Semana	Temperatura Máxima °C			Pico de la demanda (MW)
		Sacramento	San Francisco	Los Angeles	
02 de agosto de 2000	Miércoles	23	38	31	44,906
17 de agosto de 2001	Viernes	23	38	28	40,384

Fuente: Página WEB de la Comisión de Energía de California, diciembre de 2001
 URL: http://www.energy.ca.gov/electricity/peak_demand_reduction.html

Además, a diferencia de lo también predicho, los precios continuaron bajando²², Joskow comenta que algunos de los factores importantes que permitieron esta disminución en los precios se debieron a la disminución de la demanda de electricidad en California gracias a los programas de conservación de energía implementados en el Estado, las diferencias entre el precio del gas natural en el Sur de California y el resto del país que declinaron dramáticamente, la apertura de tres nuevas plantas en California, contratos de largo plazo entre los generadores y el Departamento de Recursos Acuíferos y una disminución del promedio de compras en el mercado spot (en enero de 2001 fueron de 3,500 MWh, en cambio en agosto de este año bajo a 500 MWh).

4.7 Síntesis de capítulo

La reforma eléctrica de California aprobada por el Congreso de ese Estado en 1996, comenzó a operar en abril de 1998, con la venta de las primeras plantas eléctricas que pertenecieron a las tres grandes empresas eléctricas de este Estado que se habían consolidado en casi 100 años.

Esta reforma, también obligó a la creación de dos organismos, uno de ellos encargado de operar el despacho de energía y de las compras de electricidad y el otro un mercado eléctrico. Este nuevo sistema eléctrico pareció funcionar bien durante los subsecuentes dos años, hasta que el primer problema se presentó cuando la empresa San Diego Gas & Electric termina de amortizar sus inversiones anteriores y de esta manera, elimina el congelamiento de las tarifas. Aunado a este problema, la generación en California se vio afectada por un accidente en un gasoducto de El Paso Natural de Gas Co. en el sureste de California, ya que está es fuertemente dependiente del gas natural. El precio del gas se dispara al alza y la electricidad de centrales de gas también se incrementa, iniciando el aumento de precios de electricidad al mayoreo. Los altos precios en el mercado eléctrico mayorista se encontraban 10 veces arriba de su precio normal, lo que significó para las empresas distribuidoras un endeudamiento día con día, ya que las tarifas a los consumidores se encontraban congeladas. Las deudas adquiridas durante el último semestre del año 2000 por las dos más grandes empresas la Pacific Gas & Electric Company y la Southern California Edison Company sumaban los \$14,000 millones de dólares. En este momento, la reforma de industria eléctrica en California se viene abajo. En enero de 2001, se declara el Estado de Emergencia y por 32 días consecutivos se mantiene la Alerta 3.

El gobierno toma el control que anteriormente tenía el Operador Independiente del Sistema, nombrando al Departamento de Recursos Acuíferos el encargado de

²² El promedio del precio estimado por el DWR para Julio, Agosto y Septiembre de 2001, fueron de \$204.5/ MWh, \$143.1/ MWh y \$140.3/ MWh respectivamente (Joskow, septiembre de 2001).

comprar la electricidad a los generadores y revendérsela a las distribuidoras a precios reducidos.

Esta situación de las empresas Pacific Gas & Electric Company y la Southern California Edison Company, las llevan al borde de la bancarrota. El 6 de abril la primera se declara en bancarrota, mientras que la segunda, después de negociaciones con el Estado, vende sus 12,000 millas de líneas de transmisión.

A pesar de todos los problemas que se presentaron, nunca se levantó el congelamiento en las tarifas de los consumidores, ni tampoco se les impusieron a los generadores tarifas tope de venta.

El Estado de California tenía una gran cantidad de energía faltante para el verano de 2001, sin embargo, los esfuerzos del Estado, entre otros, permitieron reducir el pico de la demanda en esta época.

El crecimiento de la demanda, la disminución de las importaciones de electricidad procedente de plantas hidroeléctricas, los altos precios del gas natural, la gran dependencia de la generación eléctrica en el gas natural, el crecimiento en los precios de los créditos de emisión de óxidos de nitrógeno y la posible manipulación del mercado eléctrico por parte de las empresas generadoras, son algunas posibles causas que llevaron a este sector al fracaso. Estas serán estudiadas más detalladamente en el siguiente capítulo.

CAPÍTULO V

**PRINCIPALES EXPLICACIONES DEL MAL
FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO
EN CALIFORNIA**

"El éxito tiene muchos padres, pero el fracaso es huérfano"
John F. Kennedy

El rápido y dramático incremento de los precios de la electricidad en el mercado mayorista se explica principalmente por cinco factores: el aumento de los precios del gas natural, un gran incremento de la demanda de electricidad en California, la reducción de las importaciones procedentes de otros estados, el crecimiento en los precios de los créditos de emisión de los óxidos de nitrógeno y la manipulación del mercado eléctrico por parte de los generadores.

5.1 Aumento de los precios de gas natural

A principios de mayo de 2000, los precios del gas natural comenzaron a ascender en Estados Unidos hasta llegar a niveles sin precedentes. Esto se debió principalmente, a un crecimiento en la demanda de gas natural en todo el país (Energy Information Administration, Mayo de 2001).

Sin embargo, en el estado de California este incremento fue mayor al resto del país, dado que los precios spot del gas natural alcanzaron precios hasta de cinco veces.

La figura 5.1 muestra los precios spot de Henry Hub del estado de Louisiana y los precios spot de Southern California. Como se observa en la gráfica, el máximo alcanzado por el precio spot del gas natural de Southern California fue de \$57 dls/mmbtu en el mes de diciembre de 2000, mientras que para la misma fecha el precio del Henry Hub se encontró en \$10 dls/mmbtu.

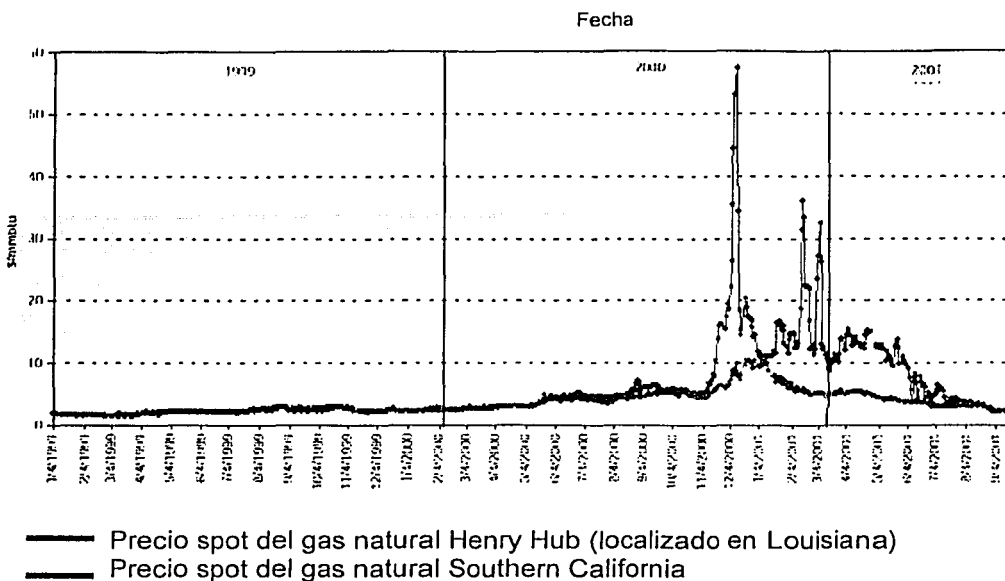


Gráfico 5.1. Precios spot del gas natural Henry Hub y Southern California desde el 1 de enero de 1999 al 19 de septiembre de 2001²³.

La curva del precio del gas natural en California se mantuvo fluctuando durante más de un año (mayo de 2000 a agosto de 2001) hasta igualarse con los precios del gas natural del resto de los Estados Unidos, que para agosto de 2001 ya habían decrecido hasta \$2.5 dls/mmbtu aproximadamente.

Este incremento abrupto del precio spot del gas natural en California durante el 2000, repercutió directamente sobre los precios de la electricidad en el mercado mayorista, ya que el 47.2% de la generación del estado proviene de plantas de gas. De esta manera, las empresas distribuidoras tuvieron que comprar la electricidad muy cara sin poderle aumentar el incremento a los consumidores, ya que estos se encontraban protegidos por el congelamiento de la tarifa.

²³ Fuente: Joskow, Paul. "California's Electricity Crisis". MIT. 28 de Septiembre de 2001.

5.2 Aumento de la demanda de electricidad

En el año 2000 hubo un aumento de la demanda de electricidad en el Oeste de los Estados Unidos debido a dos grandes factores: un clima muy caliente en mayo y junio y un fuerte crecimiento económico.

En la siguiente tabla se muestra el promedio mensual de la demanda de 1999 y 2000 en California.

Tabla 5.1. Promedio mensual de la demanda de 1999 y 2000 en California. (Megawatts)

Mes	1999	2000	Diferencia %
Enero	24,013	25,516	6.3
Febrero	24,194	25,585	5.7
Marzo	24,469	25,523	4.3
Abril	24,166	25,329	4.8
Mayo	24,271	26,883	10.8
Junio	26,609	29,981	12.7
Julio	28,878	29,501	2.2
Agosto	29,055	31,104	7.1
Septiembre	27,930	28,639	2.5
Octubre	26,822	26,125	-2.6
Noviembre	25,144	25,912	3.1
Diciembre	25,919	26,091	0.7

Fuente: Joskow, Paul. "California's electricity crisis". 28 de septiembre de 2001.

Si se comparan los meses de mayo y junio de 1999 y 2000 se observa un aumento del 10.8% y 12.7% respectivamente. La demanda entre mayo de 2000 y junio del mismo año se incremento un 11.5%, en cambio para 1999 fue del 9.6%. Esto indica que el aumento de la temperatura por las ondas de calor de mayo y junio de 2000 repercutió en un mayor requerimiento de electricidad por el alto consumo de los sistemas de enfriamiento.

Durante los primeros ocho meses del 2000 a diferencia de 1999, se registro un aumento en la demanda promedio mensual. Esto se debe a que, por un lado, los consumidores no pagaban el precio de la electricidad que les correspondía por

estar las tarifas congeladas y, por el otro, porque no hubo ningún incentivo que la redujera.

5.3 Reducción de las importaciones procedentes de otros estados

El total de las importaciones en 1999 fue de 49,487 MWh (18% del total), de los cuales 26,051 provinieron del Pacífico-Noroeste y 23,436 del Pacífico-Suroeste. Sin embargo, en el año 2000 se redujo a 30,410 MWh, de los cuales 18,777 MWh procedían del Pacífico Noroeste y 11,633 del Suroeste.

Es decir, la energía eléctrica importada del noroeste bajo un 28 %, mientras que la originaria del suroeste disminuyó en un 50.4%, lo que significó una reducción total del 61.4% de las importaciones.

La tabla 5.2 presenta el promedio de las importaciones netas de energía eléctrica de California de 1999 y 2000 para algunos meses del año (a partir de mayo).

Tabla 5.2. Promedio de las importaciones netas de energía eléctrica de California (Megawatts/hora)

Mes	1999	2000	Diferencia
Mayo	6,127	4,481	-1,647
Junio	5,740	3,367	-2,373
Julio	6,551	2,183	-3,738
Agosto	6,358	1,578	-4,779
Septiembre	6,814	2,962	-3,852
Octubre	5,641	4,621	-1,020
Noviembre	6,741	4,040	-2,702
Diciembre	7,680	3,211	-4,469

Fuente: Joskow, Paul. " California's electricity crisis". 28 de septiembre de 2001.

En esta tabla (5.2) se observan las principales disminuciones de las importaciones comparadas con 1999 ocurridas durante los meses de julio, agosto, septiembre y diciembre de 2000. Este decremento se debió esencialmente a una baja de los

niveles de agua en el Noroeste de los Estados Unidos, por lo que el estado de California dejó de percibir una cantidad considerable de energía eléctrica proveniente de plantas hidroeléctricas de otros estados del país.

5.4 Crecimiento en los precios de los créditos de emisión de los óxidos de nitrógeno

A principios de los años noventa, el Distrito encargado de la calidad del aire en la costa sur (SCAQMD²⁴), el cual cubre Los Angeles y sus áreas aledañas, implemento un sistema (RECLAIM²⁵) de control de emisiones de nitratos (NOx) y algunos otros contaminantes atmosféricos para las plantas de electricidad y otras fuentes estacionarias (por ejemplo: refineries). Bajo este sistema, una planta tiene que renovar sus créditos de emisiones cada año. Cada planta tenía asignado un número de permisos al año. Estos permisos se comercializaron, es decir una fuente que no requería de todos los permisos podía vendérselos a otras fuentes que se habían excedido en las emisiones. Estos costos de emisión (pagos por contaminación) impactaron a los generadores en los costos variables o en los costos de oportunidad.

Hasta principios del 2000, los precios del mercado para estos permisos fueron muy bajos y el número de permisos asignados a las plantas generadoras excedían sus emisiones. Sin embargo, entre abril y septiembre de 2000, los precios de los permisos contaminantes requirieron cubrir las emisiones de NOx para las plantas en el área de Los Angeles incrementándose aproximadamente en un factor de 10, mientras que la oferta de los permisos continuo su declive bajo el programa RECLAIM y la demanda de los permisos se incremento para los generadores de gas debido a que en los últimos años tuvieron un aumento en la demanda de electricidad en el área del CAISO.

²⁴ South Coast Air Quality Management District

²⁵ Regional Clean Air Initiatives Market

Para septiembre de 2000, los precios de los permisos de NOx incrementaron los costos marginales de una unidad de gas (gas-fired steam) en el SCAQMD de \$30 a \$40 dls/MWh y los costos marginales de una turbina (peaking turbine) de \$100 a \$120/MWh. El programa afectó solo a las plantas fósiles generadoras en el SCAQMD, de las cuales el 60% de la capacidad en el estado utilizaban gas para producir la electricidad.

En la figura 5.2 se muestran las curvas de los costos marginales para las unidades de gas generadoras de electricidad en el estado de California.

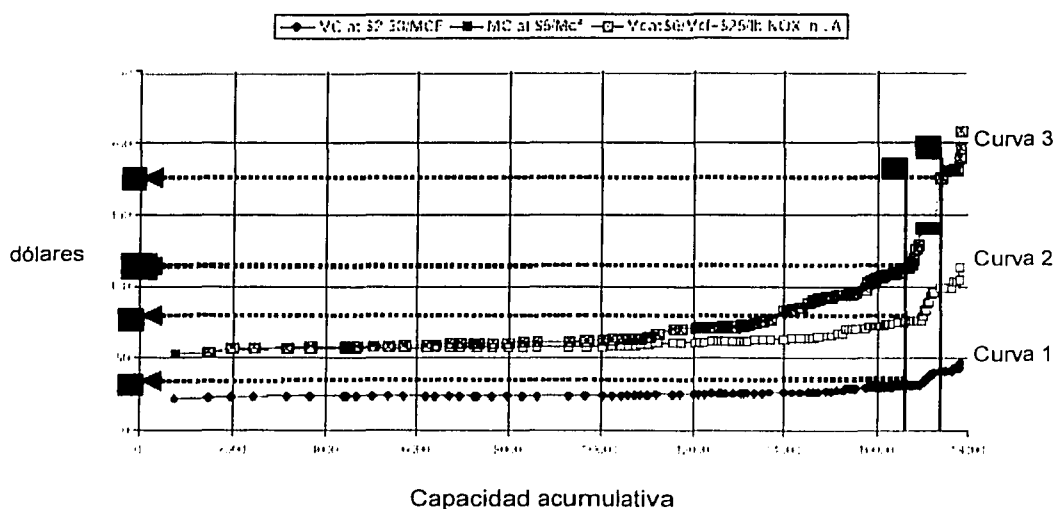


Gráfico 5.2. Costos Marginales para Unidades de Gas en California²⁶.

La primera curva describe los bajos costos marginales reflejando el precio del gas que prevaleció en el verano de 1999. En la curva siguiente (curva 2) se observa un aumento de los costos marginales debido al incremento del gas natural durante el verano de 2000, y finalmente la última curva (curva 3), muestra un incremento considerable de los costos marginales de las unidades de gas al ser incorporados

los precios de los permisos de NOx en los costos marginales de generación. La inclusión de los costos de los permisos de NOx, mueven la curva de oferta a un nivel máximo y hay un desplazamiento hacia arriba de ésta, haciéndola más inelástica.

La reducción de las importaciones de electricidad habría aumentado la demanda en las fuentes de oferta de California, empujando la producción encima de la curva de oferta incrementando los precios en un mercado competitivo.

5.5 Manipulación del mercado eléctrico por parte de los generadores.

Algunos análisis realizados del funcionamiento del mercado eléctrico en California, mostraron que éste no fue ciertamente competitivo, ya que durante una baja y moderada demanda, el mercado eléctrico estuvo regido por una competencia perfecta; sin embargo, cuando se incremento la demanda los precios spot de la electricidad al mayoreo se fueron muy por encima del costo marginal del último generador, es decir el más caro. Dado que no hay una verdadera elasticidad de la demanda en estos mercados durante periodos pico, la mayor parte de la demanda se satisface en el mercado, es evidente que a medida que la demanda crece y la oferta está muy apretada, los generadores se dan cuenta que con tan solo restringir un poco la capacidad de producción, incluso con niveles de concentración moderados, se puede llegar a un gran incremento en los precios. La combinación de una demanda completamente inelástica y ofertas apretadas, o escasas, crean la oportunidad para que los productores puedan ejercer un poder de mercado sin coludirse, con lo cual elevan los precios todavía más.

Los problemas del mercado eléctrico y la manipulación de los generadores comenzaron hacerse más graves durante el verano de 2000. Estos factores contribuyeron a una explosión en los precios de la electricidad al mayoreo. Para

²⁶ Fuente: Joskow, Paul. "California's Electricity Crisis". MIT. 28 de Septiembre de 2001

septiembre, las empresas distribuidoras tuvieron que pagar hasta tres veces más por la electricidad en el mercado, teniendo graves problemas económicos ya que no podían aumentarles a los consumidores este incremento (Joskow, septiembre 2001).

Un estudio publicado por Joskow y Kahn²⁷ en noviembre de 2000, señala que, el aumento en los precios del gas natural, el incremento de la demanda en California, la reducción de las importaciones procedentes de otros estados, los altos precios de los créditos de emisión y la disminución de energía hidroeléctrica proveniente del noreste contribuyeron significativamente al incremento en los precios de la energía eléctrica mayorista observados en el verano del 2000 comparados con los dos años previos. Sin embargo, los autores exponen en su artículo, que el incremento de los precios de la electricidad mayorista no fueron competitivos durante este periodo, y que estos precios no pueden ser explicados solamente como el resultado de los diversos problemas citados anteriormente.

En esta investigación se concluye que el aumento en los precios de la electricidad mayorista fue producto de acciones deliberadas por parte de los generadores o de los vendedores que controlaban el despacho de generación ocultando la oferta e incrementando los precios del mercado. (Joskow, Kahn. 2000).

Un reporte de investigación de la Comisión de Servicio Público de California, sobre las ventas de generación de electricidad al mayoreo durante los 38 días de apagones e interrupciones por servicio ocurridos en California entre noviembre de 2000 y mayo del 2001 para las 5 empresas generadoras más grandes del estado: Duke, Dynegy, Mirant, Reliant y AES/ Williams publicado por la Comisión de Energía de California en septiembre de 2002, muestra que:

Los generadores no produjeron toda la energía disponible durante los días de los apagones y de las interrupciones por servicio. Los resultados de la investigación

indicaron que entre el 37% y el 46% del total de la capacidad de generación de las plantas, no estaba disponible o no fue ofertada durante los días señalados.

Específicamente, el 37%, 38%, 42%, 42% y el 46% de la capacidad de generación de las empresas Dynegy, Duke, Reliant, Mirant y William /AES respectivamente, estuvieron fuera de servicio o inutilizable.

Concretamente, el análisis realizado señala que energía suficiente estuvo disponible los días de apagones y de servicio de interrupción, pero esta electricidad no fue generada:

- En el sur de California la capacidad estuvo disponible los 4 días de apagones de este periodo, incluyendo el 100% de los apagones horarios y el 81% de las horas de servicio de interrupción.
- En el norte, la energía estuvo disponible 3 de los 7 días de apagones en este tiempo, incluyendo el 65% de los apagones horarios y el 51% de las horas de servicio de interrupción.

En el sur de California, los generadores habrían podido generar el 100% de las horas de apagones y esta energía enviarla al norte del estado para disminuir los apagones en esta región.

En ciertos días en que se realizaron apagones horarios en el norte de California, en el sur del estado, había generación disponible para mitigar los apagones en el norte, los cuales pudieron ser transmitidos por el PATH 15²⁸, sin embargo, esta energía excedente proveniente del sur, no pudo ser enviada porque este sistema de transmisión estaba congestionado. No obstante, el reporte señala que durante algunos días que ocurrieron los diversos tipos de apagones, esta energía pudo ser despachada al norte, sin embargo, la energía no fue generada.

²⁷ Joskow, Paul. Edward Kahn. "A Quatitative Analisis of Princing Behavior In California's Wholesales Electricity Market During Summer 2000". 21 de Noviembre de 2000.

²⁸ El PATH 15 es el sistema de transmisión que conecta al norte con el sur del Estado de California y viceversa.

Por otra parte, en la siguiente tabla se muestra la cantidad de energía que estuvo fuera de servicio de la capacidad de las 5 empresas generadoras, durante 32 días estudiados en este reporte:

Tabla 5.3. Número de días de energía fuera de servicio de la capacidad de generación de las 5 empresas, de los 32 días estudiados por la Comisión de Energía de California

Número de días del total de los 32 días estudiados	Cantidad de energía fuera de servicio (MW)	Porcentaje de la capacidad de generación de las 5 empresas generadoras
2	5000	30 %
6	6000	36%
4	7000	42%
1	8000	50%

Fuente: California Public Utilities Commission, "Report on Wholesale Electric Generation Investigation, Septiembre de 2002.

Entre el 30 y 50% de las plantas de las cinco empresas generadoras, estuvieron conjuntamente fuera de servicio durante algunos días de la crisis eléctrica de California.

Los resultados del estudio, sugieren que los generadores retuvieron la energía durante los tiempos críticos acontecidos en la industria eléctrica de California. Algunas de las explicaciones para llegar a esta conclusión son:

1. Los generadores suspendieron los requerimientos de despacho que el operador del sistema (CAISO) les solicitaba.
2. Los generadores declinaron las instrucciones de despacho del CAISO, argumentando que era por "consideraciones económicas".

Por ejemplo, del 18 de enero al 16 de febrero de 2001, los generadores utilizaron la excusa "consideraciones económicas" para declinar 262 veces las instrucciones del CAISO.

3. Durante los periodos emergentes, los operadores del CAISO en repetidas ocasiones, le reiteraron a los generadores que no tenían autorización para negociar el precio de la electricidad como ellos lo solicitaban, y que debían acatar las instrucciones del CAISO. En diversas circunstancias, por ejemplo, cuando los generadores le pedían al CAISO les garantizará el precio y el operador del sistema les respondía que debían seguir las reglas del CAISO, minutos después los generadores se comunicaban con el operador del sistema reportando que sus plantas estaban indispuestas por restricciones ambientales.

También en este reporte se encontró que los generadores utilizaron otras estrategias tales como:

- i) Presentaron reportes inexactos de que cierta capacidad de generación estaba fuera de servicio.
- ii) Retuvieron la oferta (dos horas antes) en el mercado eléctrico y no realizaron la oferta pactada.
- iii) Presionaron al CAISO a no realizar los procesos normales del mercado cuando éste se encontraba en condiciones desesperadas.

Finalmente, en este análisis, se presenta un capítulo en donde se comenta que existen estudios previos en los cuales se ha encontrado evidencia que sugiere que los productores de electricidad restringieron la generación para elevar los precios, específicamente cuando la demanda se encontraba alta y/o la oferta muy baja.

Este reporte cita diversos análisis realizados por algunos autores como Joskow y Kahn, del Comité de Vigilancia del Mercado del CAISO, del Doctor Robert McCullough y de la Comisión Federal Reguladora de Energía. En este último, el reporte concluye que algunas estrategias realizadas por Enron pudieron ser intentos de manipulación de los precios. Las cuales pudieron involucrar engaños, incluyendo la presentación de información y programación falsa.

5.5.1. Comportamiento de Enron

En el documento publicado por la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC) en agosto de 2002, en el que se estudian las diversas estrategias utilizadas por Enron en el mercado eléctrico de California, señala que, el impacto en los precios generado por estas tácticas, le permitieron a la compañía ganancias acumulables por la venta de electricidad en la zona oeste de California de aproximadamente 1,800 millones de dólares durante el periodo de 2000 a 2001.

La gráfica 5.3 muestra las ganancias obtenidas por Enron la zona oeste de California durante el periodo señalado. La línea de color rosa representa la oscilación diaria de las ganancias y pérdidas, las cuales llegaron en ocasiones hasta los 60 millones de dólares encontrándose por lo regular en un rango de entre 5 y 10 millones de dólares, como se observa en el eje vertical izquierdo.

Mientras que las pérdidas y ganancias acumuladas en estos años mencionados están representadas por la línea de color azul las cuales fueron al final del periodo de 1,800 millones de dólares, como se puede apreciar en el eje vertical izquierdo.

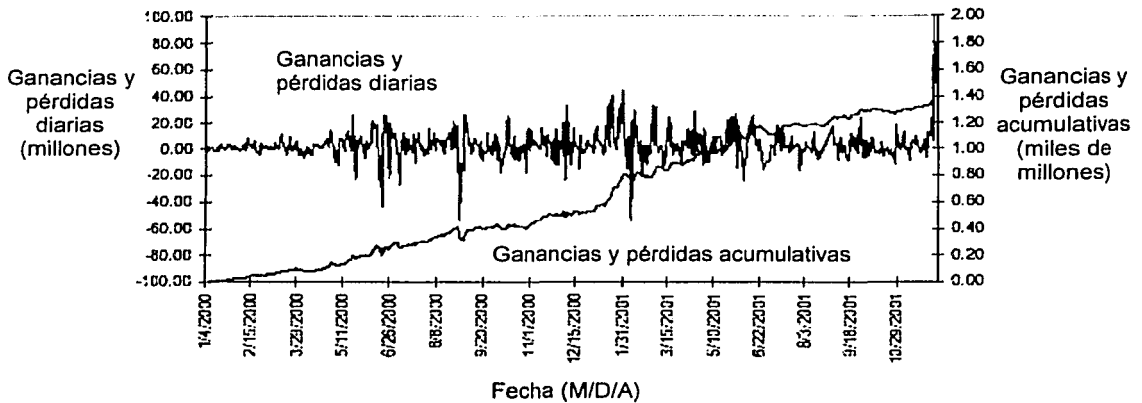


Gráfico 5.3. Pérdidas y ganancias diarias y acumulativas para el comercio de electricidad en la zona oeste de California²⁹.

A continuación se presenta una explicación de las diversas estrategias de comercio utilizadas por la compañía Enron en el mercado de California durante los años de la crisis energética:

1. Manipulación de los precios – cambio de carga (load shift)

Esta estrategia consistía en crear apariencia de congestión en las líneas de transmisión. Esto es, si Enron programaba 100 MW adicionales en el sur del estado para enviarlas al norte, Enron producía una congestión en las líneas de transmisión y aumentaba los precios de la electricidad.

Por ejemplo, entre julio y agosto de 2000, Enron obtuvo ganancias de aproximadamente 33 millones de dólares solo para el PATH 26.

2. Maximización del precio- Exportaciones

Esta estrategia es conocida como "Exportaciones del Mercado de California" (Export of California Power), la cual consistía en comprar energía al operador del mercado de California para exportarla fuera de California. De esta forma, la compañía eliminaba el precio congelado de la electricidad.

Durante el verano de 2000, comparado con otros periodos, la cantidad de energía total de energía exportada fuera de California, fue significativamente mayor que la esperada. Un reporte de la "US General Accounting Office" en California indica que las exportaciones mensuales entre mayo y octubre de 2000 fueron entre 40 y 230% mayores que en los mismos meses en 1998 y 1999.

La tabla 5.3 compara los datos de las importaciones y exportaciones mensuales de junio a septiembre para los años de 1999 y 2000.

Tabla 5.4. Importaciones promedio de cada hora durante el pico de la demanda.

Programa de horas adelantadas (MW) 1/				
Año	Mes	Importaciones programadas	Exportaciones programadas	Importaciones netas programadas
1999	Junio	8,190	1,993	6,197
	Julio	9,370	2,845	6,525
	Agosto	9,074	2,782	6,292
	Septiembre	9,247	2,106	7,141
2000	Junio	7,0001	3,852	3,149
	Julio	7,574	4,918	2,656
	Agosto	6,884	5,809	1,074
	Septiembre	6,809	3,974	2,836

1/ Basado en los programas de cada hora adelantada en el CAISO
Las horas pico son de lunes a sábado, de las 7 a las 22 horas.

Fuente: Staff of the FERC. " Initial report on company- specific separate proceedings and generic reevaluations; publish natural gas price data; and Enron trading strategies". Docket N. PA02-2-000. Agosto de 2002.

²⁹ Fuente: Staff of the FERC. " Initial report on company- specific separate proceedings and generic reevaluations; publish natural gas price data; and Enron trading strategies". Docket N. PA02-2-000. Agosto de 2002.

El total de las importaciones netas disminuyeron en agosto de 2000, coincidiendo con la baja de los precios congelados de compra. En Julio de 2000, el CAISO redujo el precio congelado de \$750 a \$500 dólares por megawatt. A principios de agosto, el precio congelado disminuyo nuevamente a \$250 dólares por megawatt. La dramática declinación de las importaciones fue parcialmente compensado por un incremento en las importaciones en el CAISO en tiempo real. En este reporte se concluye que la falta de un precio congelado uniforme todo el tiempo, estimuló a las empresas del oeste de California a vender generación disponible fuera del estado. Este patrón se incremento durante el verano mientras que el precio congelado fue bajando hasta septiembre cuando el pico de la demanda disminuyó.

3. Ricochet o Lavado de Megawatts

La práctica conocida como "Ricochet" consistía en una operación de lavado de electricidad trasladándola fuera de California para poder evitar los controles de precio establecidos por el gobierno estatal, y después venderla nuevamente a California a precios inflados al reportarse una escasez.

4. Estrategias de comercio de energía basadas en información falsa

a) El chico gordo (Fat Boy)

Las reglas del mercado de California establecían que todos los programas sometidos al CAISO tenían que ser balanceados, es decir la demanda y la oferta debían ser iguales. Cuando una compañía despachaba la generación programada más un excedente de ésta, el CAISO debía pagarles dicha energía excedente al precio establecido en el mercado en tiempo real. La estrategia utilizada era presentarle al CAISO información falsa sobre la demanda de energía para que el CAISO balanceará la oferta y ellos pudieran vender excedentes de energía que eran pagados al precio determinado en tiempo real.

b) Estrella de la muerte (Death Star)

Esta estrategia consistía en crear congestionamientos ficticios en la red y se programaban movimientos de alivio en sentido contrario sin que en realidad hubiera movimiento, esta estrategia fue denominada "Estrella de la Muerte" por los ejecutivos de Enron, en donde la empresa falsificaría sus informes a la agencia estatal de California encargada de administrar el suministro y distribución eléctrica señalando que existía una congestión en las líneas y así, recibir pagos para remediar el problema.

c) Pégenle al débil (Get Shorty)

En el mercado de California, cuando se presentaba un caso de contingencia, existía un programa de servicios auxiliares. Estos servicios eran requeridos por el CAISO, en orden a la factibilidad de operación del sistema y de diversos estándares operacionales.

Bajo esta modalidad de servicios auxiliares los generadores podían vender electricidad programada previamente a precios elevados y después podían comprarla a precios bajos en el mercado a tiempo real.

La estrategia de Enron consistía en vender energía para los servicios auxiliares sin encontrarse en lista de espera para ser despachada. Es decir, Enron le proporcionó al CAISO información falsa.

5.6 Síntesis de capítulo

El estado de California se vio envuelto en esta crisis eléctrica por diversas circunstancias conjuntas, ocasionando que, por una parte las empresas distribuidoras tuvieran serios problemas económicos para poder satisfacer la demanda y por la otra, la disminución en la oferta provocó apagones recurrentes que afectaron a los usuarios en cuantiosas pérdidas económicas.

El aumento en los precios spot del gas natural en los Estados Unidos durante el año 2000, particularmente en el estado de California donde se pagaba un precio cinco veces mayor; el incremento en la demanda de electricidad sin incentivo alguno para reducirla; la disminución del 61.4% de las importaciones de electricidad provenientes de otros estados, debido esencialmente a la baja en los niveles de agua en el noroeste del país, afectando a California por no percibir energía eléctrica generada en las hidroeléctricas de sus estados vecinos; el crecimiento en los precios de los créditos de emisión de los óxidos de nitrógeno que impactan a los generadores en los costos variables o en los costos de oportunidad; y la manipulación del mercado por parte de los generadores como el caso de Enron, son los principales factores que desencadenaron la catástrofe en la industria eléctrica del estado de California durante el 2000.

Ante esta situación el gobierno estatal ha buscado la forma de solucionar los diversos problemas a los que se enfrentó la industria eléctrica de California durante el año 2000.

En el siguiente capítulo se abordará la actuación del gobierno estatal presidido por el gobernador Davis.

CAPITULO VI

**SOLUCIONES PLANTEADAS
POR EL GOBIERNO DEL ESTADO DE CALIFORNIA
PARA RESOLVER LA CRISIS ELÉCTRICA**

Las acciones tomadas para mitigar la volatilidad del mercado eléctrico durante la crisis por el gobierno estatal se enfocaron, principalmente, en aumentar la disponibilidad de la oferta de electricidad en California y disminuir el pico de la demanda, para que de esta forma, el Estado no sufriera de más apagones y de tarifas elevadas, problemas que afectaron severamente a los ciudadanos del estado.

6.1. Desaparición del Operador del Mercado Eléctrico (California Power Exchange) y objetivos del Operador Independiente de Sistema (California Independent System Operator).

A mediados de enero de 2001, las empresas Pacific Gas & Electric y la Southern California Edison le notificaron al CALPX que no podían pagar los adeudos contraídos anteriormente, lo que mantuvo a los generadores y revendedores temerosos al no poder cobrar dichos adeudos. Esta situación condujo al CALPX a no continuar vendiéndoles a las empresas distribuidoras electricidad hasta no pagar sus adeudos; lo que implicó una fuerte reducción en los volúmenes de compra-venta eléctrica en el CALPX, llevando a este último a cesar sus operaciones el 1 de febrero de 2001, un día después de que el Senado aprobará la propuesta AB-1X, que permite entre otras cosas que el estado de California, a través del Departamento de Recursos Acuíferos, realice las compras de energía sobre la base de contratos de largo plazo.

Mientras tanto el Operador Independiente de Sistema continuó operando la energía, pero tuvo algunas disfuncionalidades causadas por problemas de crédito, llevándolo a depender cada vez más del Departamento de Recursos Acuíferos.

Actualmente sigue encargado de las líneas de transmisión, de salvaguardar la entrega confiable de electricidad y asegurar la igualdad de acceso a la electricidad por las 12,500 millas de líneas de transmisión.

6.2. Acciones realizadas para mitigar la volatilidad del mercado eléctrico en California durante la crisis.

Las altas tarifas y los apagones que se presentaron durante el verano y el invierno de 2000, condujeron al gobierno estatal a intervenir en la crisis eléctrica para que, de esta forma, se protegieran los intereses de los habitantes de California. Esta necesidad llevó al gobernador Davis a desarrollar un plan energético, que junto con numerosos proyectos de Ley comenzaron a estabilizar el mercado eléctrico.

Posteriormente, la Comisión Federal Reguladora impuso un número de cambios en la estructura del mercado de generación, enfocados a mitigar los precios y los serios problemas. Estos cambios estructurales, y la negociación de nuevos contratos de largo plazo, incrementaron las facilidades de construcción de generación, programas de eficiencia y patrones de reducción en el consumo de energía, los cuales permitieron una moderada volatilidad del mercado en el 2001.

El Gobernador Gray Davis en Febrero de 2001 anunció el Plan de Estabilización Energética. Parte de este plan estaba diseñado para acoplar dos objetivos: incrementar la disponibilidad de la oferta y decrecer el pico de la demanda. Considerando que la Comisión de Energía identificaba un faltante de 5,000 MW entre la demanda y la oferta, el gobernador estableció dos programas, uno de Generación y el otro de Conservación.

6.2.1. Programa de Generación

Utilizando diversas estrategias el equipo de generación implementó un plan, el cual tenía como objetivo adicionar al sistema eléctrico cada megawatt que se

encontrará fuera de él. Para cumplir con la meta se requirió reforzar la generación de plantas existentes, agregar al sistema aquellas que habían sido retiradas por corto tiempo, acelerar el proceso de revisión de las plantas que se encontraban en consideración para ser construidas y buscar la integración de las plantas al sistema antes de lo previsto. Además, este equipo estuvo encargado también de resolver el problema del margen de reserva.

6.2.2. Programa de Conservación

El programa dirigido a la conservación tuvo como propósito estimular a los consumidores para reducir la demanda de electricidad y aumentar el margen de reserva en el Estado de California. Para llevar a cabo el programa, se realizó una campaña dirigida a la conservación voluntaria de la energía en radio y televisión llamada "Flexibiliza tu electricidad" (Flex your Power), cuyo objetivo era eliminar el uso innecesario de energía eléctrica y cambiar ciertos usos de la energía como en el caso de las lavanderías, las cuales comenzarían a operar fuera de la demanda pico.

Asimismo, el programa conocido como "20/20", uno de los más exitosos, tuvo como finalidad motivar al usuario para que disminuyera su demanda de energía en un 20 por ciento o más. Si el consumidor lograba la meta, era gratificado con la reducción del 20 por ciento en la tarifa eléctrica. Bajo este programa, los californianos lograron en julio de 2001, la disminución de aproximadamente 4,828 MW.

Otros programas de conservación fueron decretados por las legislaciones especiales SB5X, AB29X y AB970, los cuales tenían como propósito implementar estándares de eficiencia en aparatos y edificios.

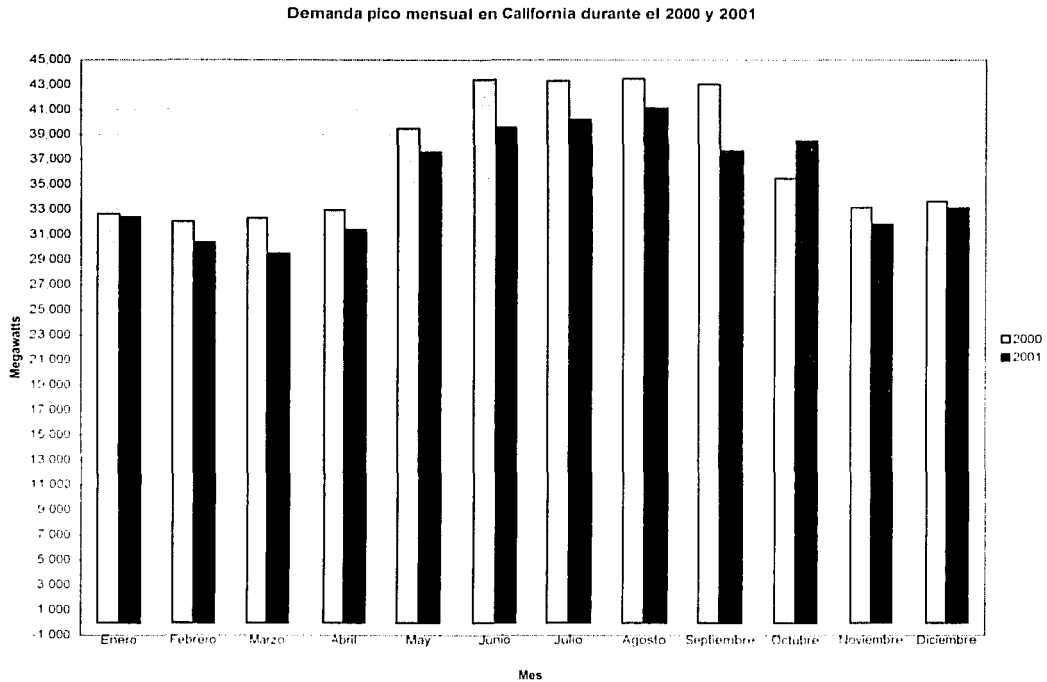


Gráfico 6.1³⁰. Demanda Pico Mensual en California durante los años de 2000 y 2001

Además, uno de los programas más importantes que contribuyó a la reducción de la demanda de energía eléctrica, fue el de la interrupción del fluido durante la demanda pico, en el cual los consumidores estuvieron de acuerdo en que se les cortara el suministro de energía durante los periodos de tiempo pico. Todos estos programas del lado de la demanda, las reducciones voluntarias y el incremento de las tarifas permitieron al Estado de California obtener una disminución de la demanda equivalente a 7,613 MW (California Energy Commission, febrero de 2002).

³⁰ Datos obtenidos de la Comisión de Energía de California, Mayo de 2002.
 URL: http://www.energy.ca.gov/electricity/peak_demand/DEMAND_REDUCTION.XLS

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

6.3. Análisis de la reducción de la demanda pico en California entre el verano de 2000 y 2001

Los programas de conservación y de generación implementados por el gobierno del Estado para aminorar los problemas de la crisis eléctrica, permitieron una disminución muy importante de la demanda pico, principalmente en el verano. En la figura 6.1. se muestra la demanda pico mensual de California durante los años 2000 y 2001³¹. En ella se observa una reducción de esta demanda durante todo el año de 2001 comparado con el año de 2000.

En septiembre de 2001 se obtuvo una disminución máxima de la demanda pico de -12.3% comparada con la del año anterior. Asimismo, los meses de junio, julio y agosto registraron una reducción importante de 8.8, 7.1 y 5.4% respectivamente.

En el verano de 2000, durante 29 días, la demanda pico en el área del ISO excedió a 40,000 MW, mientras que en el 2001 solo rebaso este límite durante 6 días. Las condiciones climatológicas fueron similares en estos dos años, sin embargo, las ondas de calor se consideraron en el 2001 más calientes que en el 2000. Además, en el 2001 se registraron 14 días con temperatura mayor a los 38°C en Central Valley, en tanto que en el 2000 solo se presentó este fenómeno durante 10 días.

6.4. Comportamiento de la demanda pico en el primer cuatrimestre de 2002 y escenarios de mayo a diciembre.

Durante los primeros cuatro meses de este año, la demanda pico aumento con respecto al año pasado, pero se conservó por debajo a comparación del 2000. En

Datos adquiridos de la Comisión de Energía de California, Mayo de 2002.
URL: http://www.energy.ca.gov/electricity/peak_demand/DEMAND_REDUCTION.XLS

la tabla siguiente, se observa la diferencia de la demanda pico mensual entre el 2002 y los años 2000 y 2001.

Tabla 6.1. Diferencia entre la demanda pico mensual para el primer cuatrimestre de 2002 y los meses homólogos de 2000 y 2001.

Mes	Diferencia entre 2000 y 2002 (%)	Diferencia entre 2001 y 2002 (%)
Enero	-6.2	0.7
Febrero	-8.0	3.8
Marzo	-9.2	4.1
Abril	-9.0	5.8

Fuente: Comisión de Energía de California, Mayo de 2002.

URL: http://www.energy.ca.gov/electricity/peak_demand/DEMAND_REDUCTION.XLS

A pesar del incremento que se presentó entre los años 2001 y 2002, existe una reducción considerable en el 2002 en comparación con el año de la crisis eléctrica, lo que indica que los esfuerzos por reducir el consumo de la demanda y aumentar la oferta implementados por la Legislatura y el Gobierno de California han resultado exitosos. Estas dos instancias tienen como finalidad continuar con los programas de conservación y generación de energía, dado que aún existen razones esenciales a considerarse para no caer en otra crisis eléctrica. Algunas de estas son (California Energy Commission, diciembre de 2001):

- 1) Algunos de los defectos en la estructura del mercado no han sido corregidos.
- 2) Las condiciones climatológicas durante el verano pueden exceder los patrones esperados.
- 3) En algunas partes del estado, particularmente en el norte, puede que no se tenga la suficiente generación para cumplir con los criterios deseados.
- 4) El 30% de las plantas de generación de California tienen casi 40 años.
- 5) Los apagones el próximo verano pueden ser mayores al número esperado.
- 6) El nivel de reserva necesaria de operación para asegurar el buen funcionamiento del mercado no está bien definido.
- 7) Los precios tope de las tarifas eléctricas se liberarán en octubre de 2002.

6.4.1. Escenarios de la demanda pico entre mayo y diciembre de 2002

La Comisión de Energía de California desarrolló un pronóstico del estado de la demanda pico correspondiente a las probables condiciones de temperatura durante el verano. Estos escenarios son:

Escenario 1- en- 2 probabilidad de ocurrencia Verano con temperaturas promedio
 Escenario 1- en- 10 probabilidad de ocurrencia Verano con altas temperaturas
 Escenario 1- en- 40 probabilidad de ocurrencia Ondas calientes en el verano

Además, se incluyen tres posibles panoramas de la demanda para cada temperatura, reflejando diferentes supuestos sobre la efectividad de las medidas de conservación. Asimismo, se considero una tendencia de crecimiento económico normal. La tabla 6.2. presenta las diversas predicciones de la demanda pico para el verano de 2002 considerando todos los parámetros anteriormente mencionados.

Tabla 6.2. Pronósticos para la demanda pico en California durante el verano de 2002.

Escenarios	Probabilidad de ocurrencia de los Escenarios	Probabilidad de ocurrencia de las medidas de conservación		
		Baja	Muy probable	Alta
Verano con temperaturas promedio	1 en 2	50,501	51,277	54,255
Verano con altas temperaturas	1 en 10	53,425	54,248	57,402
Ondas calientes en verano	1 en 40	54,629	55,471	58,697

Fuente: Comisión de Energía de California. "Pronóstico mensual de electricidad 2002: Capacidad de la oferta/ demanda de California balance de mayo a diciembre". Mayo de 2002.

En las columnas de la tabla 6.2 se encuentran los escenarios que preparó la Comisión de Energía tomando en cuenta los posibles patrones de conservación. Estos patrones están basados en suposiciones alternas acerca del nivel y persistencia de los impactos de los programas voluntarios y permanentes.

El escenario "más probable" de la primer columna de la tabla 6.2. supone un incremento moderado del impacto causado por los programas permanentes y una declinación del 50% de los programas voluntarios. Mientras que, el escenario de la segunda columna "bajo" considera un crecimiento moderado en el impacto de los programas permanentes y una baja declinación de los programas voluntarios. Y el escenario de la tercera columna "alto" presupone que los programas voluntarios ya no continuarán siendo realizados por los consumidores.

La Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (National Oceanic and Atmospheric Administration) de los Estados Unidos es su predicciones del clima señala que existe en un 38% de probabilidad de que las temperaturas en el estado de California entre mayo y junio se encuentren por arriba del promedio, en tanto que se pronostica un 33% de que se encuentren en condiciones normales.

La Comisión de Energía estimó una demanda pico de 54,248 MW para un escenario 1- en- 10 como el más probable en el verano. Finalmente, la demanda más probable esperada para mayo a diciembre de este año pronosticada por la Comisión de Energía del estado de California es la siguiente:

Tabla 6.3. Pronósticos para la demanda pico de California en el 2002

	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda Pico (MW)	42,508	48,995	54,248	54,248	54,248	43,584	37,833	39,189

Fuente: Comisión de Energía de California. "Pronóstico mensual de electricidad 2002: Capacidad de la oferta/ demanda de California balance de mayo a diciembre". Mayo de 2002.

Los pronósticos realizados para los primeros cuatro meses del 2002 por la Comisión de Energía de California son muy similares a los datos reales. A continuación la tabla 6.4 muestra el pronóstico y la demanda pico real para los meses de enero, febrero, marzo y abril (California Energy Commission, mayo de 2002).

Tabla 6.4. *Pronóstico y demanda pico real de California para el primer cuatrimestre de 2002.*

	Enero	Febrero	Marzo	Abril
Pronóstico	37,396	36,218	36,035	37,194
Real	38,979	37,004	36,318	37,080
Diferencia %	+ 4.2	+ 2	+ 0.78	- 0.3

Fuente: Comisión de Energía de California. "Pronóstico mensual de electricidad 2002: Capacidad de la oferta/ demanda de California balance de mayo a diciembre". Mayo de 2002.

6.5. Nueva capacidad de generación eléctrica en California para 2002-2004.

Uno de los principales problemas con el que se encontró la industria eléctrica de California, fue el no contar con suficiente capacidad de generación debido a una falta de inversión en la construcción de nuevas plantas durante las últimas décadas. Esto ocasionó que la industria fuera mayormente vulnerable al mercado, razón que llevó al gobernador Davis, como uno de sus objetivos prioritarios, a construir nueva capacidad de generación que pudiera ser puesta en servicio lo antes posible al sistema.

6.5.1. Nueva capacidad de generación para 2002

La nueva capacidad de generación esperada para este año es de 3,184 MW. La mayoría de esta capacidad, es decir, 2,586 MW está programada para que se integre en agosto. De estos megawatts 2,111 MW provienen de nuevas plantas de ciclo combinado, 424 MW de nuevas unidades de pico y cogeneración y el resto de programas renovables y del restablecimiento de las instalaciones ya existentes.

En la siguiente tabla se expone la nueva capacidad de generación que se adicionará mensualmente durante el año 2002.

Tabla 6.5. Nueva capacidad generación de California en 2002 (Megawatts)

Mes	Capacidad (MW)	Total acumulativo (MW)
Enero	10	10
Febrero	2.1	12.1
Marzo	84.6	96.6
Abril	21	117.6
Mayo	843.9	961.5
Junio	714.2	1675.7
Julio	548.3	2224
Agosto	362.1	2586
Septiembre	281.2	2867.2
Octubre	272	3139.2
Noviembre	31	3170.2
Diciembre	13.9	3184.1

Fuente: Comisión de Energía de California. "Pronóstico mensual de electricidad 2002: Capacidad de la oferta/ demanda de California balance de mayo a diciembre". Mayo de 2002.

6.5.2. Nueva capacidad de generación para 2003 y 2004.

Casi 6,300 MW de capacidad adicional está proyectada para el 2003 y 2004. Durante el 2003, se añadirán siete proyectos bajo permiso de construcción con un total de 4,586 MW de capacidad y otros tres proyectos con permiso de fase de financiamiento con 1,180 MW. En total 5,766 MW serán integrados al sistema en el 2003. Mientras que en el 2004, tan solo se integraran 500 MW en fase de financiamiento.

Además de estos proyectos, se tienen contemplados 11,000 MW que están pasando actualmente por el proceso de revisión y certificación de la Comisión de Energía y 2,939 MW que están en espera de fecha para su revisión (California Energy Commission, diciembre de 2001).

6.6. Síntesis de capítulo

Ante el fracaso de la desregulación eléctrica del estado de California, el gobernador Davis y el Congreso estatal realizaron modificaciones legales y diversas acciones para mitigar la volatilidad del mercado, como programas del lado de la demanda y de la oferta, los cuales permitieron la estabilidad de este en el 2001, esencialmente durante la época de verano.

La demanda pico se vio disminuida en un 12% aproximadamente en este periodo, gracias a que los consumidores colaboraron con los programas de conservación implementados como el llamado "Flexibiliza tu energía" y "20/20". Asimismo, el gran esfuerzo del gobierno por integrar cada megawatt que anteriormente había sido sacado del sistema, y la construcción de nueva generación de energía eléctrica, que para el 2002, 2003 y 2004 se adicionarán 3184, 6300 y 500 MW respectivamente.

La Comisión de Energía del Estado, pronostica una demanda pico de 54,248 MW en el verano de 2002. En este escenario se consideran las temperaturas posibles y la demanda. Esta demanda pico está por encima de la máxima demanda del año 2000 que fue de 43,334 MW y la del 2001 de 40,241 MW.

ENSEÑANZAS DE LA CRISIS ELÉCTRICA DE CALIFORNIA Y CONCLUSIONES

*"El conocimiento nos hace responsables"
Ernesto "Che" Guevara*

La experiencia internacional de la desregulación eléctrica, al nivel de libre mercado ha mostrado que es imposible garantizar la obligación del servicio público de la energía eléctrica. Tan es así, que la crisis eléctrica vivida en la sexta economía del mundo es un ejemplo de las serias implicaciones económicas, sociales y políticas que pueden manifestarse.

Esta crisis energética en California tuvo como consecuencia que 24 estados norteamericanos que habían considerado la desregulación eléctrica, reconsiderarán y estudiarán con mayor profundidad la reforma que pretendían realizar en sus estados. Asimismo, legisladores de Estados Unidos, han tratado de persuadir a otros Congresos de llevar a cabo esta decisión.

ENSEÑANZAS DE LA CRISIS ELÉCTRICA DE CALIFORNIA

Diversos autores han escrito sobre las principales enseñanzas de este grave suceso acontecido en California que deben ser consideradas por cualquier Congreso que decida reformar su industria eléctrica. El análisis del presente trabajo nos permitió extraer las siguientes:

1. LA INCONVENIENCIA DE ROMPER LA INTEGRACIÓN VERTICAL.

Una de las características fundamentales de la electricidad, es no poderla almacenar en cantidades significativas, lo que conlleva a ser producida en el momento que se requiere. Esta cualidad de la energía eléctrica, obliga a esta industria a mantener todas sus actividades íntimamente relacionadas, para que de esta forma, exista un responsable de asegurar el equilibrio entre la oferta y la demanda.

En California, al ser la industria eléctrica desregulada, se obligó a las tres empresas eléctricas a vender sus plantas generadoras, perdiendo el control de la

generación de electricidad; ocasionando un desequilibrio entre la oferta y la demanda y la falta de planeación del sistema para hacerle frente al crecimiento de la demanda en el futuro. Esta situación generó los múltiples apagones que provocaron innumerables impactos económicos en los consumidores, pequeños negocios, establecimientos comerciales, clientes industriales y agricultores (Munroe, 2001).

2. LA INCONVENIENCIA DE LA DESREGULACIÓN QUE ELIMINA LA OBLIGACIÓN Y RESPONSABILIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO POR PARTE DE LA EMPRESA ELÉCTRICA CONCESIONADA Y LO DEJA AL ARBITRIO DEL MERCADO.

Como se consideró en el capítulo cuarto de este trabajo, después de que la desregulación entró en vigor todo parecía funcionar bien, las tres grandes empresas eléctricas a cargo del suministro y distribución de la energía, pagaban por ésta un precio inferior al que tenían que cargarle a sus clientes. Sin embargo para el verano del 2000, los precios spot de la electricidad al mayoreo se encontraron hasta 10 veces arriba de su precio normal, situación que llevo a estas empresas a adquirir adeudos millonarios con los generadores y a un desabasto de electricidad en el estado. Esta alza en las tarifas, es contraproducente con el objetivo del servicio público de la energía, que según el presidente Roosevelt deberían tener las siguientes características: un buen servicio, bajas tarifas y dar el servicio a todo aquel que lo solicitara.

3. LA INEFICACIA DEL MERCADO ELÉCTRICO QUE DA LUGAR A LA MANIPULACIÓN DE LAS OFERTAS, CAUSANDO LA ELEVACIÓN DE LOS PRECIOS.

Entre las explicaciones del mal funcionamiento de la industria eléctrica de California, se encuentra la más relevante de todas, la manipulación del mercado. Un ejemplo de este acto es la empresa Enron (entre 150 empresas que están en

actual investigación), quien manipuló a la alza el precio de la electricidad en California siguiendo estrategias tales como una operación de lavado de electricidad, trasladándola fuera de California para poder evitar los controles de precio establecidos por el gobierno estatal y después revenderla a California a precios inflados al reportarse una escasez, así como congestionamientos artificiales en la red, para así recibir pagos para remediar el problema.

4. LA INCONVENIENCIA DE GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA CON UN SOLO COMBUSTIBLE.

En el 2000, los precios spot del gas natural en California se elevaron hasta un factor de 5 veces el precio al que se encontraban. Este aumento en los costos del gas natural impacto considerablemente en los precios spot de la electricidad, dado que en el estado de California el 47.2% de las plantas generadoras son plantas que utilizan gas natural.

Esto nos indica, que en cualquier sistema eléctrico debe existir una diversificación de energéticos para producir la energía, de otra forma, si el mayor porcentaje de la electricidad se genera con un solo tipo de combustible, se pone bajo riesgo al sistema de elevadas tarifas de electricidad al encarecerse dicho combustible, como aconteció en California.

Asimismo, el haber concentrado la generación de electricidad en combustibles fósiles, principalmente en gas natural, implicó un aumento importante en los costos marginales de una unidad de gas, debido al incremento en los precios de los créditos de emisión de los óxidos de nitrógeno.

CONCLUSIONES

El estudio de la crisis eléctrica en California nos permite, entre otras, concluir las cuestiones destacadas que a continuación se exponen, las cuales deben de ser consideradas por cualquier país que pretenda realizar alguna reforma enfocada a la desregulación de su industria eléctrica.

1. EL MERCADO MINIMIZA EL MARGEN DE RESERVA Y NO GARANTIZA LA SEGURIDAD EN EL ABASTO.

En el caso de la industria eléctrica de California, las empresas generadoras no planearon una mayor capacidad de generación para cubrir la demanda requerida sino hasta estar seguros de que el mercado estaba conduciendo a un periodo prolongado de estrechez y por consiguiente, de precios altos que hicieran rentable las nuevas plantas. Esto ocasionó que el margen de reserva en California disminuyera del 20% a 2% entre 1994 y 2000.³²

Esta manipulación del margen de reserva, les permite a los generadores mayores ganancias y por tanto, elimina la planeación del sistema eléctrico por ser contrario a los intereses del mercado. El perder la garantía del abasto y el mínimo costo a largo plazo, obedece a intereses de lucro y no del servicio público.

2. EL MERCADO ES MANIPULADO POR LOS GENERADORES

Cuando existen márgenes de reserva muy reducidos, la relación oferta y demanda en horas de demanda máxima es muy inelástica, lo que permite una manipulación del mercado por parte de las empresas generadoras. El más mínimo disturbio en la oferta de los factores que se requieren para generar la electricidad es

³² Fuente: Dictamen de las tres iniciativas de reforma a los artículos 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en la materia de energía eléctrica. Comisiones Unidas de Puntos Constitucionales, Energía, Estudios Legislativos y Medio Ambiente y Recursos Naturales y Pesca. 24 de abril de 2002. Senado de la República. México.

aprovechado para especular y propulsar las cotizaciones más allá de lo justificable.

Por otra parte, si existe una disminución de los costos por razones exógenas, así como ganancias de eficiencia y productividad estos no se transfieren a los consumidores finales, sino solamente se ven beneficiados los generadores.

En California, la gran dependencia a generar electricidad con gas natural, los elevados precios spot de este combustible y un margen de reserva estrecho les permitieron a los generadores especular con la oferta aumentando los precios al mayoreo de electricidad por arriba de 10 veces su valor. En la figura siguiente se muestra el precio promedio mensual y el precio mensual en el pico de la demanda de la electricidad al mayoreo de enero de 2000 a enero de 2001.

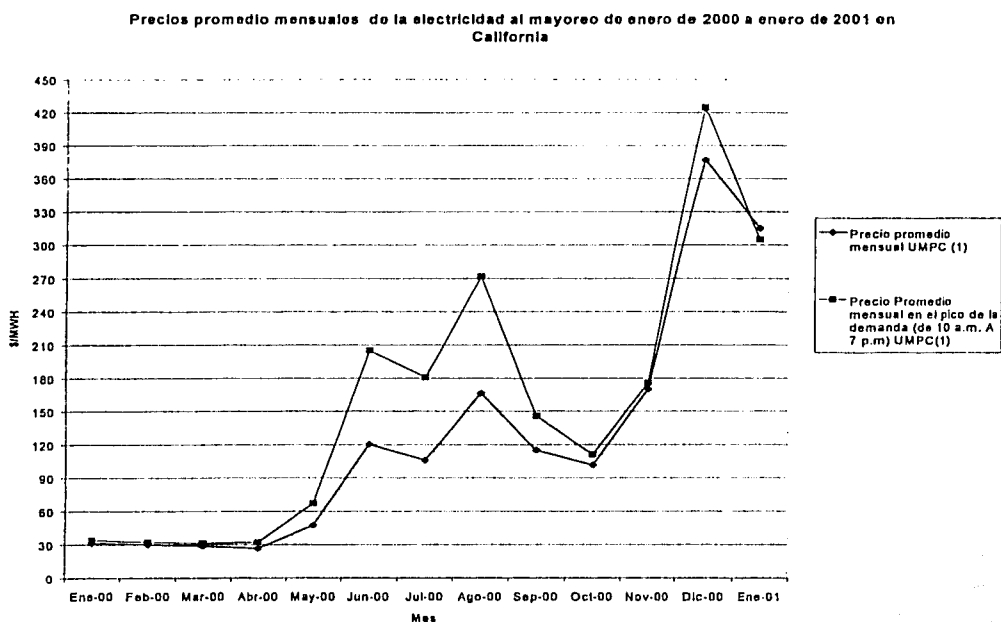


Figura C.1. Precio promedio mensual de la electricidad al mayoreo de enero de 2000 a enero de 2001³³. (1) UMPC: Unconstrained market clearing price.

³³ Fuente: Comisión de Energía de California, Estados Unidos.
URL: <http://www.energy.ca.gov/electricity/>

FALTA DE ORIGEN
TESIS CON

Los diversos factores acontecidos durante el periodo de la crisis eléctrica en California, tales como el aumento en los precios del gas natural, el incremento de la demanda eléctrica en California, la reducción de las importaciones procedentes de otros estados, los altos precios de los créditos de emisión y la disminución de energía hidroeléctrica proveniente del noroeste contribuyeron al incremento de los precios de la electricidad en el mercado spot. No obstante, el excesivo aumento en los precios no fue causado tan solo por estos factores, sino principalmente por acciones deliberadas de los generadores o los vendedores que controlaban el despacho eléctrico.

La experiencia de los mercados eléctricos nos indica que se requiere de algún tipo de regulación para evitar que se manipulen las ofertas y exista planeación del sistema, sin embargo, acompañar al mercado eléctrico de un esquema regulatorio significaría que el mercado eléctrico ya no sería autoregulado como se pretendía anteriormente.

3. EL MERCADO NO GARANTIZA LA MODERNIZACIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

Paul Jaskow en su estudio sobre la crisis de California concluye que los beneficios de la reforma vendrán del lado de la innovación y del cambio técnico y no del modo de organización y regulación que se adopte.

Salvo en casos muy particulares, no se ha encontrado ningún ejemplo de que la creación de un mercado sea una condición necesaria y suficiente para que la industria eléctrica se modernice y mejore su viabilidad de largo plazo.

4. PARA UN MEJOR FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS SE DEBE INCORPORAR LA VARIABLE DEMANDA EN LA FORMACIÓN DE PRECIOS

Los precios en los mercados eléctricos responden a las condiciones de la oferta y no de la demanda, es decir, las ofertas en el mercado no reflejan los costos sino los comportamientos estratégicos de los generadores, esto es, eligen la cantidad y el precio a ofertar buscando maximizar sus ganancias sin considerar a consumidores, quienes se encuentran cautivos de estas empresas dado que la electricidad se ha convertido en un insumo imprescindible, lo que implica que sean los consumidores los proveedores de dichas ganancias.

En California las empresas distribuidoras de electricidad se vieron afectadas por los elevados precios de la energía al mayoreo debido a la manipulación del mercado por parte de los generadores, dado que no pudieron pasarle a los consumidores el costo de este incremento por el precio tope al consumidor implementado por el Congreso cuando se realizó la reforma. Ese hecho representó millonarias pérdidas a las empresas, incluso la Pacif Gas and Electric se declaró en quiebra, mientras que los generadores se vieron beneficiados.

5. EL MERCADO NO ENTIENDE DE RESTRICCIONES TÉCNICAS

Las redes de transmisión no están diseñadas para mover cualquier cantidad de energía eléctrica, dado que se encuentran optimizadas en función del tamaño y localización de las plantas generadoras con respecto a las cargas. Las redes han sido planeadas para poder transmitir de la forma más económica posible la generación a las cargas eléctricas.

Para poder transmitir la electricidad de un mercado eléctrico, sería indispensable una red que tuviera el mínimo de restricciones técnicas, la cual económicamente, sería incosteable.

6. EL MERCADO NO RECONOCE LAS LEYES DE KIRCHHOFF

La distribución de las corrientes eléctricas en la red de transmisión, determinada por las leyes de Kirchhoff, es independiente de las asignaciones que haga el mercado de ciertos generadores a ciertas cargas, es decir, no se le puede fijar una ruta por la red a la electricidad generada por una empresa para que le llegue a un consumidor que la ha solicitado. Esto debería ser tomado en cuenta cuando se calculan los peajes que se cobrarán por la energía en la red de transmisión.

7. EL MERCADO ELÉCTRICO DESTRUYE LA PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y SE APODERA DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA.

En un sistema desregulado no existe requerimiento alguno para los proveedores mayorista de este insumo para que construyan una capacidad generadora suficiente para satisfacer la demanda y asegurar un margen de reserva y, por tanto, no hay garantía alguna de que será construida.

De esta forma, al no asegurar el abasto de electricidad, se afecta el desarrollo económico futuro.

BIBLIOGRAFÍA

- **Administración de Información energética (EIA)** "*The Changing Structure of the Electric Power Industry 2000: An Update*". Octubre de 2000. Estados Unidos.
- **Bazúa, L. Et al.** "*Reestructuración del Sector Eléctrico en México. Una Propuesta Institucional*". Ed. UNAM- Miguel Angel Porrúa. 2002. México.
- **Caldera, Enrique.** "*Colapso Eléctrico en California*". Borrador. Abril de 2001. México.
- **Comisión de Servicio Público de California.** "*Report on Wholesale Electric Generation Investigation*". Septiembre de 2002. Estados Unidos.
- **Comisión Federal Reguladora de Energía de Estados Unidos** "*Initial report on company- specific separate proceedings and generic reevaluations; publish natural gas price data; and Enron trading strategies*". Docket N. PA02-2-000. Agosto de 2002. Estados Unidos.
- **Estado de California, Comisión de Energía.** "*Emergency Conservation and Supply Response 2001. Commission Report*". Diciembre de 2001. California, Estados Unidos.
- **Estado de California, Comisión de Energía.** "*The Summer 2001. Conservation Report*". Febrero de 2002. California, Estados Unidos.
- **Estado de California, Comisión de Energía.** "*2002-2012 Electricity Outlook Report. Commission Final*". Febrero de 2002. California, Estados Unidos.
- **Estado de California, Comisión de Energía.** "*2002 Monthly Electricity Forecast: California Supply/ Demand Capacity Balances for May- December*". Commission Final. Febrero de 2002. California, Estados Unidos.
- **Fischer, S. R, Dornbusch. Schmalensee,R.** "*Economía*". Ed. Mc Graw - Hill. Segunda Edición. Traducción Toharia, L. E, Rabasco. 1991. México.
- **Hunt, S. G, Shuttleworth.** "*Competition and Choice in Electricity*". Ed. John Wiley & Sons, Ltd. 1997.
- **Joskow, Paul,** "*The Evolution of Competition in the Electric Power Industry*". Ann.Rev. Energy 1988. MIT. Estados Unidos.
- **Joskow, Paul,** "*Desregulation and Regulatory Reform in the U.S. Electric Power Sector*". 17 de febrero de 2000. MIT. Estados Unidos.

PAGINACIÓN DISCONTINUA

Bibliografía por orden alfabético

- **Administración de Información energética (EIA)** "*The Changing Structure of the Electric Power Industry 2000: An Update*". Octubre de 2000. Estados Unidos.
- **Bazúa, L. Et al.** "*Reestructuración del Sector Eléctrico en México. Una Propuesta Institucional*". Ed. UNAM- Miguel Angel Porrúa. 2002. México.
- **Caldera, Enrique.** "*Colapso Eléctrico en California*". Borrador. Abril de 2001. México.
- **Comisión de Servicio Público de California.** "*Report on Wholesale Electric Generation Investigation*". Septiembre de 2002. Estados Unidos.
- **Comisión Federal Reguladora de Energía de Estados Unidos** "*Initial report on company- specific separate proceedings and generic reevaluations; publish natural gas price data; and Enron trading strategies*". Docket N. PA02-2-000. Agosto de 2002. Estados Unidos.
- **Estado de California, Comisión de Energía.** "*Emergency Conservation and Supply Response 2001. Commision Report*". Diciembre de 2001. California, Estados Unidos.
- **Estado de California, Comisión de Energía.** "*The Summer 2001. Conservation Report*". Febrero de 2002. California, Estados Unidos.
- **Estado de California, Comisión de Energía.** "*2002-2012 Electricity Outlook Report. Commision Final*". Febrero de 2002. California, Estados Unidos.
- **Estado de California, Comisión de Energía.** "2002 Monthly Electricity Forecast: California Supply/ Demand Capacity Balances for May- December". Commision Final. Febrero de 2002. California, Estados Unidos.
- **Fischer, S. R, Dornbusch. Schmalensee,R.** "*Economía*". Ed. Mc Graw - Hill. Segunda Edición. Traducción Toharia, L. E, Rabasco. 1991. México.
- **Hunt, S. G, Shuttleworth.** "*Competition and Choice in Electricity*". Ed. John Wiley & Sons, Ltd. 1997.
- **Joskow, Paul,** "*The Evolution of Competition in the Electric Power Industry*". Ann.Rev. Energy 1988. MIT. Estados Unidos.
- **Joskow, Paul,** "*Desregulation and Regulatory Reform in the U.S. Electric Power Sector*". 17 de febrero de 2000. MIT. Estados Unidos.

Bibliografía por orden alfabético

- **Joskow, P. E, Kahn.** " *A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000*". 21 de noviembre de 2000. Estados Unidos.
- **Joskow, Paul,** " *US Energy Policy During The 1990's*". 11 de julio de 2001. MIT. Estados Unidos.
- **Joskow, Paul.** " *California's Electricity Crisis*". 28 de septiembre de 2001. MIT. Estados Unidos.
- **Kelly, Kelvin.** " *Inter-Jurisdictional Economic Cooperation: Regional Power Markets*"; Regulating Regional Power Systems. Editado por Andrews Clinton. Ed. Quorum Books. 1995. Estados Unidos.
- **Moorhouse, John.** " *Competitive Markets for Electricity Generation*". The Cato Journal, Vol. 14, No. 3, Winter, 1995.
- **Munasinghe, Mohan.** " *Principles of Modern Electricity Pricing*". Proceedings of the IEE, Vol. 69, N.3, Marzo de 1981.
- **Munroe, T. L, Barrody.** " *Lessons from California's Electricity Crisis*" Ed. The International Research Center for Energy and Economic Development. N. 34. 2001. Colorado, Estados Unidos.
- **OLADE, CEPAL, GTZ.** " *Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la Formulación de Políticas Energéticas*". Julio de 2000. Quito, Ecuador.
- **PROCOMPETENCIA.** " *Políticas Públicas, Eficiencia y Equidad en el Sector Eléctrico*" Sistema Económico Latinoamericano. (SP/RRPMR/ Di N.4). Marzo de 1999. Caracas, Venezuela.
- **Roosevelt, Franklin** " *Looking Forward*". Ed. The John Day Company. 1933. Nueva York. Estados Unidos.
- **Serratos, G.** " *La crisis eléctrica de California: ¿Qué enseñanzas para México?*"; La Industria Eléctrica Mexicana en el Umbral del Siglo XXI. Coordinador Victor Rodríguez Padilla. Ed. UNAM. Abril de 2002.
- **Stalon, Charles.** " *Increasing Competition in the Electric Power Industry*"; Regulating Regional Power Systems. Editado por Andrews Clinton. Ed. Quorum Books. 1995. Estados Unidos.

Bibliografía por orden alfabético

- **Strellingwef, Frank.** *"Marco Legal de la Regulación de las Empresas de Servicios Públicos de Electricidad"*. Revista sindicatura. Número 11. Junio de 2002. Buenos Aires, Argentina.
- **Tierno, Andrés.** *"La Desregulación del Mercado de la Energía"*. Conferencia dictada en la Academia Nacional de Ingeniería. 16 de agosto de 2000.
- **Viqueira, Jacinto.** *"Costos y Precios de la Energía Eléctrica"*. UNAM. México. Notas.
- **Viqueira, Jacinto.** *"La Reforma de la Industria Eléctrica"*. Facultad de Ingeniería, UNAM. 2000. Ciudad de México, México.
- **Viqueira, Jacinto.** *"El Fracaso de la Desregulación Eléctrica en California"*. Facultad de Ingeniería, UNAM. 29 de enero de 2001. Ciudad de México, México.
- **Wiggins, Lyna.** *"Comment on the Pacific Gas & Electric Company Case"; Regulating Regional Power Systems*. Editado por Andrews Clinton. Ed. Quorum Books. 1995. Estados Unidos.
- **Yergin, D. R, Stobaugh,** *"Energy Future"*. Ed. Vintage Books a Division of Random House. 1983. Nueva York, Estados Unidos.
- **Zorpette, Glenn.** *"At the cutting edge of power engineering"*. Revista IEEE, Spectrum. Diciembre de 1989. Estados Unidos.