



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

---

FACULTAD DE ECONOMÍA

RETOS PARA MÉXICO DERIVADOS DEL USO DE GAS  
NATURAL EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA A PARTIR DE LA  
TECNOLOGÍA DE CICLO COMBINADO, 1989-2003

**TESIS**

PARA OBTENER EL TÍTULO DE LICENCIADO EN ECONOMÍA

PRESENTA

**YETZI JIMENA ROMERO HERRERA**

DIRECTOR DE TESIS

**LIC. JOSÉ ANTONIO ROMERO SÁNCHEZ**



CIUDAD UNIVERSITARIA

OCTUBRE, 2009.



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



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

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

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

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

Agradezco a la Universidad Nacional Autónoma de México por haberme dado la oportunidad de estudiar en tan prestigiada y noble institución; así como a la Facultad de Economía por haberme dado la formación profesional e integral; así como a los profesores que cotidianamente durante mi estancia en la Facultad me enseñaron la importancia de mi carrera y el valor del conocimiento.

Al Lic. José Antonio Sánchez por la acertada dirección que dio a mi trabajo de tesis. A los sinodales que tuvieron la atención de leer mi trabajo y hacer valiosos comentarios que lo enriquecieron.

A mis amigos y compañeros con quienes durante la carrera compartimos intereses académicos y discusiones sobre temas diversos que nos unieron en una auténtica amistad. Especialmente a mi compañero de vida Javier que codo a codo aprendimos alcanzar metas y sueños, y apoyarnos en todo este trayecto.

A Tero, mi madre, por darme la fortaleza, su apoyo incondicional, la perseverancia y su sabio consejo; mi mamá Licha y papá Jorge que fueron y serán los pilares de mi formación como persona; mi tío Yoy quien siempre me brindó su conocimiento, ya que gracias a él aprendí el amor a mi carrera como economista; a Jorge, mi hermano, quien ha sido un claro ejemplo para mí de la voluntad y la tenacidad; y finalmente, y no por eso menos importante, aquellos seres de mi familia que ya no se encuentran a mi lado, pero que también influyeron en lo que soy ahora y lo que seré.

A todos ellos les dedico mi trabajo y mi infinita gratitud por hacer de mí la persona que soy.

## ÍNDICE

<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>I. MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>9</b>
I.1 CRISIS ESTRUCTURAL Y ONDA DESCENDENTE DEL CICLO ECONÓMICO.....	9
<b>II. FUNDAMENTOS DE LA TECNOLOGÍA DE CICLO COMBINADO EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD MEDIANTE EL USO DE GAS NATURAL.....</b>	<b>28</b>
II.1 TECNOLOGÍA DE CICLO COMBINADO, UTILIZANDO GAS NATURAL.....	28
II.2 VENTAJAS DE LA TECNOLOGÍA DE CICLO COMBINADO PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD UTILIZANDO GAS NATURAL.....	34
II.3 AVANCE TECNOLÓGICO.....	37
<b>III. SITUACIÓN DEL GAS NATURAL EN MÉXICO.....</b>	<b>51</b>
III.1 EL ÁMBITO INTERNACIONAL.....	51
III.2 RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL Y SU DISTRIBUCIÓN.....	59
III.3 EXTRACCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN MÉXICO.....	63
III.4 CONSUMO Y PRECIOS POR SECTOR DEL GAS NATURAL EN MÉXICO.....	67
III.5 ORGANIZACIÓN Y CAMBIO INSTITUCIONAL.....	71
III.6 EMPRESAS PARTICIPANTES EN LOS SEGMENTOS DE ESTA INDUSTRIA.....	74
<b>IV. SITUACIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN MÉXICO, 1992-2003.....</b>	<b>76</b>
IV.1 CARACTERÍSTICAS DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA.....	76
IV.2 ORGANIZACIÓN Y REESTRUCTURACIÓN DE LA INDUSTRIA.....	86
IV.3 EVOLUCIÓN DE LOS DISTINTOS INDICADORES.....	104
IV.4 CONSUMO POR SECTORES Y NÚMERO DE USUARIOS.....	106
IV.5 INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO EN EL SECTOR ELÉCTRICO.....	108
IV.6 LAS PLANTAS DE CICLO COMBINADO Y SU PARTICIPACIÓN DENTRO DEL TOTAL.....	111
<b>V. EFECTOS SOBRE LA ECONOMÍA MEXICANA POR LA UTILIZACIÓN DEL GAS NATURAL EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.....</b>	<b>119</b>
V.1 EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA.....	119
V.2 EN EL SECTOR ENERGÉTICO.....	120
V.3 EN EL MEDIO AMBIENTE.....	121
V.4 EN LA INDUSTRIA PETROQUÍMICA.....	124
V.5 ANÁLISIS COMPARATIVO INTERNACIONAL.....	128
<b>VI. CONCLUSIONES.....</b>	<b>137</b>
<b>ANEXO A.....</b>	<b>146</b>
<b>ANEXO B.....</b>	<b>149</b>

## ÍNDICE DE CUADROS

- CUADRO 3.1 CONSUMO DE GAS NATURAL DE LOS 20 PRIMEROS PAÍSES
- CUADRO 3.2 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL DE LOS 20 PRIMEROS PAÍSES
- CUADRO 3.3 COMERCIO MUNDIAL DE GAS NATURAL
- CUADRO 3.4 RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL POR BLOQUES ECONÓMICOS
- CUADRO 3.5 RESERVAS DE GAS NATURAL DE LOS 20 PRIMEROS PAÍSES
- CUADRO 3.6 MÉXICO, RESERVAS REMANENTES DE GAS NATURAL
- CUADRO 3.7 RESERVAS REMANENTES DE GAS NATURAL POR REGIÓN
- CUADRO 3.8 CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL 1993-2002
- CUADRO 3.9 CONSUMO DE GAS POR REGIÓN
- CUADRO 3.10 PERMISOS DE TRANSPORTE DE ACCESO ABIERTO DE GAS NATURAL OTORGADOS POR LA CRE EN 2002
- CUADRO 4.1 CAPACIDAD INSTALADA
- CUADRO 4.2 PARTICIPACIÓN PORCENTUAL DE LAS DISTINTAS FUENTES DE GENERACIÓN EN LA CAPACIDAD INSTALADA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA
- CUADRO 4.3 GENERACIÓN BRUTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
- CUADRO 4.4 PARTICIPACIÓN PORCENTUAL DE LAS FUENTES EN GENERACIÓN BRUTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
- CUADRO 4.5 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, SUBTRANSMISIÓN Y BAJA TENSIÓN
- CUADRO 4.6 MÉXICO, PRODUCTO INTERNO BRUTO REAL SECTORIAL POR TRABAJADOR
- CUADRO 4.7 ÍNDICES DE CANTIDAD DIVISIA, ELECTRICIDAD
- CUADRO 4.8 ÍNDICES DE PRECIOS DIVISIA, ELECTRICIDAD
- CUADRO 4.9 SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL,  
INVERSIÓN PRESUPUESTARIA Y FINANCIADA
- CUADRO 4.10 CAPACIDAD EFECTIVA DEL SERVICIO PÚBLICO POR TIPO DE CENTRAL
- CUADRO 4.11 PARTICIPACIÓN PORCENTUAL DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN EN LA CAPACIDAD INSTALADA DEL SERVICIO PÚBLICO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA
- CUADRO 4.12 COMERCIO DE ELECTRICIDAD ESTADOS UNIDOS – MÉXICO
- CUADRO 5.1 ÍNDICES DE PRECIOS Y DE CANTIDAD 1994-2001,  
CONSUMO NETO DE ELECTRICIDAD
- CUADRO 5.2 ÍNDICES DE PRECIOS DIVISIA, CONSUMO INTERTEMPORAL DE ELECTRICIDAD 1994-2001
- CUADRO 5.3 ÍNDICES DE PRECIOS DIVISIA, CONSUMO DE GAS NATURAL, DIVERSOS PAÍSES, 1994-2001

- CUADRO 5.4 MÉXICO, ÍNDICES DE PRECIOS Y CANTIDAD POR IMPORTACIONES DE GAS NATURAL ENTRE 1990 Y 1999
- CUADRO 5.5 MÉXICO, ELECTRICIDAD GENERADA A PARTIR DE GAS NATURAL ENTRE 1990 Y 1999
- CUADRO 5.6 CANTIDAD CONSUMIDA DE ELECTRICIDAD DIVERSOS PAÍSES, 1994-2001
- CUADRO 5.7 CANTIDAD CONSUMIDA DE GAS NATURAL DIVERSOS PAÍSES, 1994-2001

## **ÍNDICE DE FIGURAS**

- FIGURA 2.1 PROCESO ESQUEMÁTICO DE GENERACIÓN DE CICLO COMBINADO
- FIGURA 3.1 MÉXICO, REGIONES PRODUCTORAS DE GAS NATURAL
- FIGURA 4.1 ESTRUCTURA ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO
- FIGURA 4.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL SECTOR ELÉCTRICO 2003
- FIGURA 4.3 INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS ENTRE MÉXICO Y ESTADOS UNIDOS
- FIGURA 5.1 ESQUEMAS DE COGENERACIÓN DE ELECTRICIDAD
- FIGURA 5.2 CONSUMO DE ELECTRICIDAD Y GAS NATURAL DIVERSOS PAÍSES, 1994-2001

## INTRODUCCIÓN

El propósito de esta investigación es indagar cuáles son los retos que México enfrenta por el uso de gas natural en la generación de electricidad a partir de la tecnología de ciclo combinado, durante el período 1989-2003, lapso durante el cual se desplegaron a nivel internacional políticas públicas orientadas a desregular el sector energético, entre otros, impulsadas principalmente por los principales organismos financieros internacionales. Adicionalmente, en este trabajo se busca dilucidar los efectos de la dependencia del gas natural importado, sobre todo de Estados Unidos, en la estructura de precios del gas y de la electricidad. Para el efecto se realiza un análisis comparativo de los precios entre diversos países, entre los años 1994 y 2001. Estos países son Estados Unidos, Alemania, Inglaterra, España, México, Taiwán, Holanda, República Checa, Hungría e Irlanda. Esta muestra de naciones se seleccionó en virtud de que presentan mercados energéticos desregulados o en proceso de desregulación y debido a la disponibilidad de información completa en el lapso 1994-2001, para un análisis transversal sobre precios y cantidades relativas al consumo de gas natural y a la generación de electricidad, debidamente homologadas dimensionalmente y en términos monetarios (en US dólares). Asimismo, se analizan los efectos de los precios del gas natural en la eficiencia y productividad del sector eléctrico en México. Para estos propósitos, se aplican los índices de precios y cantidades Divisia, Laspeyres y Paasche a fin de analizar la estructura económica en el sector mencionado durante el período 1994-2001, durante el cual se inició la aplicación de políticas de estado cuyo fin fue desregular los sectores referidos en el país.

En México, la utilización de gas para la generación eléctrica se elevó vertiginosamente a partir de 1992, debido a que el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) dio lugar a varias formas de inversión privada en la generación eléctrica; la mayoría de las plantas privadas de generación se han inclinado por la tecnología de ciclo combinado y gas natural. Las proyecciones para los próximos años indican un aumento en el consumo de gas para la generación de electricidad por parte del sector privado, cuya expansión está ligada a una estrategia para la integración energética en América del Norte y en el continente. Los cambios institucionales y organizacionales que introdujo el TLCAN en la industria eléctrica de México fueron seguidos por transformaciones concomitantes en la industria del gas natural, al privatizarse en 1995, (actividades de transporte, distribución, comercialización y almacenamiento del gas natural), a causa del impulso deliberado de la expansión acelerada del mercado del gas natural en el país.

A partir de esta privatización se impulsó el uso del gas natural en el sector doméstico, aunque con una participación muy pequeña dentro de los energéticos o combustibles utilizados en dicho sector, 7% (SENER, 2004: 84), así como en otros sectores que emplean este combustible. Sin embargo, su mayor crecimiento se ha presentado en la generación de electricidad.

El rápido aumento en el consumo de gas natural –tanto para generación de electricidad, como otros usos- contrasta con la disminución de las reservas

probadas de este energético en México. Éstas disminuyeron de 78,286.5 mmmpc durante el año 2000 a 65,433.0 mmmpc en 2003, por la creciente extracción, así como por la falta de inversión por parte de Petróleos Mexicanos para la exploración y localización de nuevas reservas.

Ante la oferta insuficiente de gas natural en México se ha recurrido a varias medidas, principalmente: (i) a la importación creciente de este hidrocarburo, (ii) al otorgamiento de permisos para la instalación de plantas regasificadoras para importar gas natural licuado de otros países fuera de América del Norte, y (iii) al impulso de las actividades de exploración y extracción del gas seco dentro del país.

Con base en los conceptos mencionados, la hipótesis central de este trabajo sostiene que el uso del gas natural en la generación de electricidad en México, a partir de la tecnología de ciclo combinado, representa grandes retos para el país. Algunos de estos retos son:

- i) Una elevación creciente de la demanda frente a una oferta interna limitada.
- ii) El aumento de la oferta implica mayores costos en virtud de las crecientes importaciones de gas natural, cuyo precio en el mercado internacional se ha elevado debido al crecimiento de la demanda mundial y a otros factores limitantes de la oferta.

- iii) La política de fijación de precios del gas natural con base en el precio del Houston Ship Channel -que es el precio de referencia más alto en Estados Unidos-, obliga a establecer en México un precio superior, que no se observa en la realidad económica de este sector, originando una distorsión en los esquemas de precios.
- iv) El aumento en el precio del gas natural implica el empleo de un combustible más caro para la generación de electricidad, la industria, el hogar y otras actividades económicas. Lo anterior conlleva la elevación de las tarifas eléctricas y en general impacta los costos del conjunto de la economía.

El procedimiento para demostrar esta hipótesis consiste en identificar, examinar y demostrar cada uno de los principales retos enunciados. Debido a que el aumento del precio del gas natural es el reto más importante, se utiliza la metodología de números índice para medir la variación de precios y cantidades en el consumo, tanto de gas natural como de electricidad, durante el periodo 1994-2001, en un conjunto de países -entre ellos México- respecto a los precios relativos de estos energéticos en Estados Unidos. Esta metodología se basa en la determinación de los índices Divisia de cantidad y de precios. Este índice, desarrollado por el economista François Divisia (1889–1964), es un procedimiento para agregar datos de precios y cantidades de bienes sobre una trayectoria continua de tiempo, entre la base o tiempo inicial y un momento final del período en estudio, que se basa en una aproximación discreta mediante el índice de Tornqvist para su aplicación práctica, es decir, sobre observaciones empíricas. Entre otros estudios

relacionados con este tema, se puede citar el caso de *The Office of Ratepayer Advocates* (Estados Unidos de América) donde se elaboró un análisis del crecimiento de la Productividad Factorial Total de los departamentos eléctrico y de gas para la empresa *Pacific and Electric Gas, Inc.* de California mediante un índice Divisia del producto, definido éste como la suma del ingreso ponderado por las ventas de gas para uso residencial, industrial, cogeneración y para generación de electricidad, en el período 1990-2003, considerando como recursos mano de obra, capital e insumos. El índice Divisia se ha empleado ampliamente para medir la Productividad Factorial Total en el sector energético (ver Anexo B).

El presente estudio se llevó a cabo con base en información de estadísticas internacionales sobre precios y cantidades de gas natural y electricidad, en un conjunto de países durante el periodo indicado, homologadas en dólares corrientes y dimensiones de ingeniería; publicadas por la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OECD). En el Anexo A se presentan los cuadros correspondientes a esta información.

Al efecto, la revisión de la literatura efectuada durante este trabajo, reporta el empleo generalizado a nivel internacional del Índice Divisia como instrumento adecuado para medir los cambios estructurales y la productividad del sector energético. En el Anexo B se describen los antecedentes y características analíticas de este instrumento.

El presente trabajo está conformado por cinco capítulos: I) Marco teórico, II) Fundamentos de la Tecnología de Ciclo Combinado, III) Situación del gas natural en México, IV) Situación de la industria eléctrica en México 1992-2003, y V) Efectos sobre la economía mexicana por la utilización del gas natural en la generación de electricidad. El primer capítulo expone el desenvolvimiento del capitalismo conformado por las fases de expansión y depresión sucesivas, intermediadas por momentos de transición (crisis estructural), dando paso a las transformaciones tecnológicas y a los cambios de paradigmas energéticos, entre otros la creciente utilización del gas natural en la generación de electricidad.

Para interpretar el tema se utiliza la Teoría de los Ciclos Largos, formulada por Kondratiev (1892-1938); misma que explica la vinculación de los ciclos largos a la expansión del mercado mundial, y a los aumentos en la oferta de dinero mediante la introducción de innovaciones tecnológicas; factor que también explica la existencia de dichos ciclos. Los cambios en la acumulación del capital social o del capital social disponible son la fuente de los ciclos mencionados. A partir de este análisis, se puede observar que el sector energético a nivel global está condicionado por los cambios en las innovaciones tecnológicas en toda su cadena productiva, y genera condiciones para la expansión de los mercados mundiales ligados a los mercados financieros.

El segundo capítulo trata sobre las características y ventajas técnicas, económicas y ambientales de las centrales de ciclo combinado, para la generación de energía eléctrica, debido al amplio desarrollo de esta opción tecnológica. Las centrales de

ciclo combinado se utilizan en la producción de energía eléctrica, o como instalaciones que suministran conjuntamente energía eléctrica y térmica para el consumo industrial o público. En esta parte, se explican los diversos esquemas de ciclo combinado. De la misma forma, se mencionan las ventajas de dicha tecnología para la generación de electricidad mediante el uso de gas natural.

En el tercer capítulo se aborda la situación del gas natural en México considerando la relevancia del uso del gas natural como una opción respecto a otros combustibles, así como los beneficios económicos en el empleo de la tecnología de ciclo combinado para producir energía eléctrica. En el contexto internacional, se analizan las reservas probadas de gas natural y su distribución en los últimos 23 años; por otra parte se comentan las actividades de extracción y distribución del gas natural en México por regiones, de acuerdo a la localización geográfica establecida por PEMEX Exploración y Producción, así como su participación respecto a las reservas totales. Adicionalmente, se analiza la evolución del consumo nacional y precios por sector del gas natural en las diversas regiones. Otro punto tratado en este capítulo es la reestructuración ocurrida en el sector eléctrico a raíz de cambios introducidos en la política energética a nivel institucional.

En el capítulo cuarto se analizan las características, organización, infraestructura y reestructuración de la industria eléctrica en México en el lapso 1992-2003; y se comentan las reformas en materia de electricidad, la participación de la inversión privada en la industria y la presencia del sindicato. Del mismo modo, se

consideran la participación de los trabajadores electricistas y su acción como agente político en cuanto a los intereses gremiales en su relación con el Estado. En concordancia con lo anterior, se abordó la inversión y el financiamiento en el sector público con participación privada mediante los Proyectos de Inversión Diferida en el Registro del Gasto (PIDIREGAS) canalizados principalmente hacia la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Finalmente, en el capítulo quinto se expone el uso de gas natural para generar energía eléctrica y sus efectos en la economía mexicana al abandonarse el aprovechamiento de los recursos naturales del país e incrementarse el uso de un energético importado. No obstante, la incorporación de esquemas de cogeneración de electricidad en la industria ha elevado la eficiencia térmica en el balance energético industrial y es menos nociva en emisión de contaminantes que las tecnologías tradicionales.

## **I. MARCO TEÓRICO**

### **I.1 Crisis estructural y onda descendente del ciclo económico**

El desenvolvimiento del capitalismo se caracteriza por fases de expansión y depresión sucesivas, intermediadas por momentos de transición que se manifiestan por crisis estructurales. Estas a su vez han dado como resultado las revoluciones tecnológicas y los cambios de paradigma energético, por ejemplo el motor de combustión interna basado en el gas natural, llevó a la creación de vehículos más potentes y versátiles, tecnologías metalúrgicas más avanzadas y otros saltos tecnológicos, provocando la reestructuración y renovación en los procesos económicos.

La interpretación más tradicional de esta historia se basa en la formulación de la Teoría de los Ciclos Largos, elaborada por Kondratiev, que como se explicó relaciona los ciclos largos a la expansión del mercado mundial y a los aumentos en la oferta de dinero, mediante la introducción de innovaciones tecnológicas, elemento que también explica la existencia de dichos ciclos. En este marco de análisis el sector energético a nivel global se encuentra fuertemente condicionado por una elevada tasa de innovación tecnológica en toda su cadena productiva, desde las técnicas de exploración, explotación y transformación industrial de los hidrocarburos hasta la petroquímica y la generación, transporte y distribución de electricidad. A nivel global se podría decir que sólo la industria aeroespacial presenta una mayor intensidad tecnológica que el sector energético. Esta

circunstancia genera oportunidades y causas entrelazadas para la expansión de los mercados mundiales, estrechamente vinculada a los mercados financieros. Una característica de lo anterior es la integración en diversos segmentos del mercado energético de grandes corporaciones petroleras, con subsidiarias en generación de electricidad, petroquímica, tecnologías de la información y biotecnología.

Las fases de ascenso del ciclo, más o menos continuas, son movimientos de arranque que requieren grandes sumas de capital líquido para préstamos, que necesitan por tanto, tasas de interés atractivas o bajas; en dicho punto, Dos Santos<sup>1</sup> menciona que: “Los precios agrícolas son relativamente insensibles a la caída generalizada de la demanda que sucede durante las depresiones, por el contrario, los precios industriales son más sensibles a esta situación y se puede constatar una fuerte baja de éstos. Dicha caída se hace más probable debido a la tendencia a la incorporación de nuevas tecnologías en los puntos más bajos de la crisis estructural. Lo anterior genera en consecuencia términos de intercambio favorables a las mercaderías de tipo comercial y esto conduce a una recuperación más acelerada del ahorro en el sector urbano”.

En este contexto, debido a la reducción generalizada de los precios -o deflación-, se produce una tendencia al atesoramiento. Si se toma en cuenta la tendencia a la caída de la tasa de interés, los ahorradores tienden a defenderse a través de las

---

<sup>1</sup> Dos Santos, Theotonio. *La Economía mundial contemporánea. Balance y perspectivas*. Seminario Internacional. <http://www.uruguaypiensa.org.uy/imgnoticias/630.pdf>

compras de oro lo cual conducirá al aumento de su precio y mejorará a la par de otros activos de refugio como los activos en moneda, (reforzados por la tendencia a la deflación a pesar de la caída en la tasa de interés), los activos inmobiliarios y otros activos fijos. Esta tendencia al atesoramiento es uno de los elementos más importantes para producir el ímpetu favorable al crecimiento de largo plazo cuando se presentan las corrientes ascendentes del ciclo.

Asimismo, la Teoría de los Ciclos Largos afirma la existencia de una creciente contracción geográfica dentro de la dinámica de largo plazo del capitalismo, aún cuando tiene fases expansivas; ya que en el siglo XX una extensa zona fue sustraída del mercado mundial capitalista por la victoria de la revolución en Rusia y a partir de entonces se presentó una “tendencia secular” hacia una “mayor contracción geográfica de la acumulación del capital”<sup>2</sup>. Dichas crisis fueron cada vez más profundas y las recuperaciones costaron cada vez más en términos de vidas humanas, guerras y desgracias. Por eso, si la recuperación del capitalismo de la fase depresiva abierta con la Primera Guerra mundial costó decenas de millones de muertos (las dos guerras mundiales), la recuperación del capitalismo de la fase contractiva iniciada en los años setenta costó aún más en términos de vidas humanas.

De este modo, para Kondratiev “a los períodos de la onda ascendente de cada ciclo largo le corresponde la mayor cantidad de conmociones sociales (guerras y

---

<sup>2</sup> Mandel, Ernest. *El capitalismo tardío*. Edit. Era. México. 1979, p. 306.

revoluciones)”<sup>3</sup>; como consecuencia del incremento de la vida económica, dada la ampliación de invenciones tecnológicas y el aumento de capital. Después del largo periodo de auge económico presentado en la posguerra, la teoría de Kondratiev fue retomada a partir de la década de los setenta, específicamente durante los cambios que sufrió el sistema capitalista a raíz de la crisis de 1966-1967, expresados en los movimientos sociales de 1968 ocurridos en buena parte del mundo. Posteriormente, con el reajuste de los precios del petróleo por parte de la Organización de Países Exportadores de Petróleo, (OPEP) a comienzos de los setenta, se confirmó la tendencia a la declinación de las tasas de crecimiento ya verificadas desde 1967, la cual se presentó como una grave depresión que se extendió entre 1973 y 1975, agravada por la crisis petrolera.

Asimismo, como consecuencia de la tendencia a la baja de la tasa de ganancia de los capitales productivos, en este periodo tienden a aumentar las fusiones y adquisiciones así como la quiebra de empresas, produciéndose un desplazamiento de ramas industriales enteras hacia la semiperiferia e incluso hacia la periferia. Por lo anterior, hoy en día una fracción importante de las partes intensivas en trabajo de las nuevas tecnologías se ha trasladado a países que les ofrecen bajos salarios, leyes y reglamentaciones que favorezcan a dichos capitales, monedas subvaluadas, incentivos fiscales y estabilidad política; lo anterior provoca un aumento del desempleo, que algunos gobiernos combaten con subempleo; empleos precarios y la adopción de programas complementarios

---

<sup>3</sup> Kondratiev, N. *Los ciclos largos de la coyuntura económica*. Edit. UNAM. México 1992, p. 39

elaborados por el Fondo Monetario Internacional y el Banco Mundial; de esta forma se ha producido una disminución de los salarios reales de los trabajadores y un aumento en la precariedad de sus ocupaciones<sup>4</sup>.

### *1.1.1 La crisis energética*

El estallido de la crisis energética (Mieres, 1973) inició en 1973 con el boicot de las exportaciones petroleras de los países árabes hacia Estados Unidos y ciertos países occidentales como Holanda e Israel, generando fenómenos de escasez de gasolina, restricciones en la calefacción y la iluminación en algunos países. Asimismo, la crisis energética está estrechamente ligada con todo un síndrome de crisis aguda que sacude al sistema en su conjunto, y en éste la perturbación energética constituye una pieza importante. Dicha crisis se presenta como una crisis sectorial que forma parte de una crisis estructural general del capitalismo, afectándolo particularmente en su centro y en ciertas regiones de la periferia como parte de la dinámica capitalista a escala mundial, en la que el uso de la energía es fundamental, sin olvidar la articulación de la coyuntura energética con fenómenos como el derrumbe del sistema monetario internacional basado en el dólar, la inflación creciente, la escasez alimenticia, y la crisis ecológica, entre otras<sup>5</sup>.

Por otra parte, el 15 de septiembre de ese mismo año, la OPEP incitó a las compañías petroleras a renegociar el Acuerdo de Teherán de 1971, por lo que el 8

---

<sup>4</sup> Sandoval Ramírez Luis. *Los ciclos económicos largos Kondratiev y el momento actual*. Edit. UNAM. México, p. 11.

<sup>5</sup> Mieres Francisco. *Crisis capitalista y crisis energética*. Edit. Nuestro Tiempo. México. 1979. p. 183, 184.

de octubre se iniciaron las negociaciones para intentar fijar nuevos precios a las exportaciones de petróleo. Al fracasar este intento quedó clausurada la fase de fijación bilateral de los precios petroleros, por lo que el 16 de octubre se reunió en Kuwait el “Comité del Golfo” de la OPEP y acordó subir los precios cotizados del crudo en 70%<sup>6</sup>.

La creciente escasez de petróleo creó un severo conflicto para las economías de los países industrializados, ya que la demanda de energía por parte de estos países, especialmente de Estados Unidos, inducía a un incremento de los costos de la energía. Posteriormente, los acontecimientos geopolíticos a finales de 1973 coadyuvaron a la aparición de una serie de problemas en relación con la propiedad, control, exploración, reservas, producción, comercialización, transporte, distribución y consumo de hidrocarburos a escala mundial.

Adicionalmente, la crisis energética tuvo una gran repercusión en los problemas de inflación, desempleo y balanza de pagos que han prevalecido en la política económica internacional desde principios de 1974.

---

<sup>6</sup> El crudo árabe liviano aumentó de 3.01 a 5.12 \$/bl. La reunión de emergencia de la OPEP tuvo lugar al día siguiente en la misma ciudad y fue la que acordó el boicot árabe, decidiendo iniciar la reducción del 5% en la producción petrolera en el mismo mes de octubre con respecto al nivel del mes anterior, y aplicaría en los meses sucesivos “hasta el retiro de los ejércitos israelíes de los territorios árabes ocupados en junio de 1967 el restablecimiento de los legítimos derechos del pueblo palestino”<sup>6</sup>. Pero la fiebre de un mercado hambriento de petróleo, agudizada por la perspectiva de escasez, hizo elevar algunos precios hasta los 20 dólares el barril de crudo, e incluso más. El Comité del Golfo vuelve a reunirse el 22 de diciembre, esta vez en Teherán para fijar un incremento de 131% en las cotizaciones oficiales, llevando el crudo árabe de referencia de 5.04 a 11.65 \$/bl. a partir del 1° de enero de 1974. El objetivo señalado era elevar hasta 7 \$/bl. la participación fiscal de los países productores en cada barril exportado. Ídem. p. 10.

La situación petrolera de ese entonces, al mismo tiempo aumentó precios, limitó la producción en algunas industrias y redujo la demanda en otras. Sin embargo la industria petrolera tuvo un notorio estímulo de la demanda gracias al incremento en la generación de energía eléctrica mediante gas natural, así como a la expansión de la industria automovilística.

La imposibilidad de sostener la tendencia actual del crecimiento económico de largo plazo y la llegada de la “crisis” energética, determinó cierto techo en la producción industrial, como reflejo de la incapacidad de superar los rápidos rendimientos decrecientes originados por el agotamiento excesivo de los recursos naturales, como consecuencia de la “naturaleza” consumista y despilfarradora del capitalismo contemporáneo, inserta en una tecnología y un patrón de consumo impuestos por los monopolios.

No obstante, a partir de cierta fase del ciclo se observó en los países industrialmente desarrollados, una tendencia a la declinación del consumo energético por unidad de producto adicional. Esto se debe, por un lado a la tendencia al mejoramiento del rendimiento energético en los procesos de conversión, como consecuencia del perfeccionamiento técnico de los mismos.

De esta manera se dio un despunte de la intensidad energética debido a la fuerza contrarrestante de esas tendencias técnico-económicas “naturales”, y a la movilización conjugada de los principales monopolios de la maquinaria estatal, interesados en promover el derroche creciente de energía; lo que hizo subir la

demanda petrolera; de esta forma cada norteamericano fue inducido a consumir cada vez más energía en los últimos años. Pero esto no se debió sólo a la inducción directa del consumo final, sino también al desarrollo tecnológico en la fabricación de automóviles, el transporte, la producción de artículos electrodomésticos, la construcción, entre otras, etapa que se caracterizó por el uso excesivo de energía.

Por el lado de la oferta, las grandes compañías exageraron en sus informes acerca de su capacidad productiva. El sector oficial estadounidense ofrecía estimaciones desmesuradamente optimistas acerca de las reservas norteamericanas de hidrocarburos, cuando en realidad se enfrentaban ante una inminente escasez de las reservas petroleras económicamente explotables; las cuales no sólo dependen de las apreciaciones sobre la existencia física de yacimientos petrolíferos, ni de las posibilidades técnicas de recuperación, sino que están influidas por la posibilidad de obtener precios para los productos petrolíferos que superen los niveles crecientes de costos. Es decir, mientras mayores sean los precios asignados a los productos petroleros mayor es la posibilidad de localizar reservas económicamente explotables y viceversa; *“para poder aumentar en igualdad de condiciones la extracción de petróleo crudo es necesario aumentar sus precios reales”*<sup>7</sup>.

---

<sup>7</sup> Ídem. p. 168.

A partir de la década de los sesenta la actividad petrolera norteamericana entra en la fase de rendimientos decrecientes, primero en la exploración y luego en la producción de hidrocarburos.

El desmesurado derroche de energía hizo mella en la capacidad de consumo—más aún en el caso de Europa y Japón, que en el de Estados Unidos—, con la consiguiente multiplicación de los ingresos de los países de la OPEP y de los monopolios petroleros transnacionales.

Por otra parte, las compañías petroleras transnacionales, en especial la “siete hermanas”, para incrementar sus ganancias y reforzar su control en nuevas reservas de hidrocarburos y en otras fuentes de energía (carbón, gas, y energía nuclear), redujeron sus actividades exploratorias y extractivas dentro de la Unión Americana, mientras las ampliaban en el Medio Oriente, ya que sólo podrían elevar los precios del petróleo desde afuera, haciendo rentables la explotación de otras fuentes de energía que hasta ese entonces no eran competitivas con los hidrocarburos.

De esta forma los Estados Unidos y su “establishment” provocaron y utilizaron la elevación de precios internacionales del petróleo, para restringir las crecientes importaciones petroleras del país, restablecer el equilibrio de su balanza de pagos, estimular la producción interna de hidrocarburos y de otras fuentes energéticas y reducir la ventaja comparativa de Europa y de Japón en el comercio internacional, debido a los precios del petróleo.

No obstante, este aumento de los precios del petróleo, a raíz de la crisis energética, se vio reflejado en los precios del gas natural. Asimismo, estos acontecimientos condujeron en diversos países a cambios en la legislación nacional y en la política energética, acentuándose el impulso de reestructuración de la industria petrolera. Reservas y producción de gas normalmente son propiedad de las grandes compañías trasnacionales petroleras, o de productores independientes de gas. Tradicionalmente ha habido numerosos productores de gas, compañías de ductos de gas interestatales y vendedores de gas natural que aparecen como propietarios de corporaciones individuales y de las compañías de distribución de gas.

Del mismo modo, esta crisis repercutió también en la industria eléctrica y en otros combustibles.

### *1.1.2 La crisis de la industria eléctrica*

El uso comercial del gas se inicia con el gas manufacturado extraído del carbón, adelantándose al uso comercial del gas natural y del petróleo. Posteriormente, el uso del gas natural empieza en Estados Unidos, país que se considera uno de los primeros en desarrollar las innovaciones tecnológicas en todos los segmentos de la cadena del gas natural.

Para 1821 nace la industria moderna del gas natural en Estados Unidos, cuando William Hart perfora un pozo petrolero en Fredonia, Pennsylvania. De esta manera se inicia su aprovechamiento para alumbrar las calles y casas en las ciudades.

A partir del inicio de la extracción comercial del petróleo (1859) el desarrollo de la industria del gas natural tomó un gran impulso, debido a que con frecuencia se le encontraba asociado al petróleo dentro de los yacimientos; mientras que los países europeos continuaron desarrollando la industria del gas a partir del carbón.

En el caso de Europa y Japón la introducción amplia del gas natural se realiza a partir del término de la segunda guerra mundial, en el primer caso apoyada en el Plan Marshall. Rápidamente se sustituyó el gas manufacturado proveniente del carbón, de tal modo que se incrementó el empleo del gas natural no sólo por su mayor poder calorífico -siendo éste el doble que el del gas manufacturado-, lo que significó una reducción de la mitad de los costos, sino también por el desarrollo previo de la infraestructura (gasoductos y aparatos para su uso) y tecnologías que fueron introducidas históricamente por el uso del gas manufacturado proveniente del carbón y del propio gas natural.

Sobre esta plataforma tecnológica construida por el gas manufacturado, se desarrolló la industria del gas natural en Europa prácticamente en la segunda mitad del siglo XX a partir de los grandes descubrimientos de yacimientos de gas en Holanda, Hungría, la URSS, Francia, Italia, Rumania y Alemania.

Por su parte, Japón empieza a recibir gas natural licuado desde Alaska, y en 1970, debido a los problemas de contaminación, se presenta la necesidad de suministrar electricidad limpia y confiable a las grandes ciudades, lo cual lleva a este país a elevar sus importaciones de GNL para generación eléctrica.

En cuanto a los países subdesarrollados, el gas natural es descubierto y explotado por compañías de los países avanzados. En el caso de América Latina, los primeros descubrimientos del gas natural están asociados a la explotación petrolera. Los principales países poseedores de reservas son Venezuela, Argentina, Colombia, México, Bolivia y muy recientemente Brasil.

Durante la década de 1970 se presentó un punto de ruptura en la continua tendencia creciente de mejora tecnológica y disminución de precios reales. Asimismo, las mejoras en el nivel de productividad prácticamente cesaron, los costos de capital y combustible crecieron y el consumo de electricidad bajó en gran medida.

Es así como el alza en los costos de generación eléctrica se pudo haber originado en tres factores principales:

- ➔ En primer lugar, la fuente principal de crecimiento de la productividad ya no parecía estar disponible; la eficiencia térmica alcanzó un nivel difícil de superar; el tamaño del equipo de las centrales eléctricas fue tal que las

economías de escala se vieron agotadas y la interconexión de redes nacionales casi había concluido.

- ➔ En segundo lugar, los impactos ambientales de plantas nucleares como en Chernobyl y Three Mile Island, provocaron que los gobiernos introdujeran reglamentaciones cada vez más severas, lo cual incrementó a su vez los costos para la provisión de electricidad.
- ➔ En tercer lugar, el aumento de precios de los combustibles empleados en las estaciones eléctricas; sin indicios de que fueran a decrecer del modo en que lo hicieron durante las décadas de 1950 y 1960.

Como consecuencia, los costos más elevados han conducido a precios más elevados de la electricidad y, por ende, se han introducido fuertes incentivos para limitar el consumo.

Por otra parte, los generadores no relacionados a los servicios públicos, asociaciones de grandes consumidores industriales, reguladores, grupos ambientalistas y conservacionistas, así como el desarrollo de la tecnología de la información, habían desgastado el verdadero monopolio que representaba el proceso de toma de decisiones dentro de los servicios públicos, de tal forma que el poder de compra se había acercado potencialmente a los consumidores.

Por tanto, los monopolios en los servicios públicos, en especial los encargados de la generación de electricidad sufrieron una creciente presión, y algunos gobiernos y consumidores exigieron políticas que introdujeran una mayor competencia.

Los sistemas eléctricos de la mayoría de los países en vías de desarrollo compartieron características con aquellos pertenecientes a países industrializados hasta la llegada de la crisis petrolera de 1973-1974. Tales sistemas crecían rápidamente y proveían de electricidad a precios reales en descenso. Sin embargo, durante los años setenta los costos se elevaron, mientras que los precios reales de la electricidad no subieron de forma paralela; por lo tanto los gobiernos de los países en vías de desarrollo redujeron el impacto de las crecientes tarifas eléctricas sobre los consumidores por consideraciones políticas y sociales.

En consecuencia, las empresas de los países en desarrollo fueron llevadas a endeudarse a gran escala con el fin de financiar sus inversiones, debido a un reducido flujo de fondos causado por tal política tarifaria, para poder proveer de electricidad y satisfacer la creciente demanda. En este contexto, las grandes devaluaciones de sus monedas surgieron como resultado de la interrupción del flujo internacional de capitales y del simultáneo incremento en las tasa de interés provocado por las políticas monetarias de los países industrializados. Estas devaluaciones provocaron un enorme incremento de la deuda de los servicios públicos y volvieron a muchas entidades responsables de estos servicios financieramente insolventes.

Las empresas eléctricas en manos del Estado dependían del equilibrio de las finanzas públicas. Sin embargo, la crisis de la deuda destruyó dicho equilibrio de las cuentas públicas, por lo que las empresas se vieron obligadas a posponer inversiones vitales y gastos de mantenimiento crítico, agravando aún más su rendimiento financiero y tecnológico.

De esta forma, al concluir la Segunda Guerra Mundial, las fuentes financieras multilaterales y bilaterales tuvieron un papel importante en el crecimiento del sector eléctrico de la mayoría de los países en vías de desarrollo. Tales fuentes ampliaron los escasos ahorros locales y, en muchos casos, coadyuvaron al suministro de conocimientos técnicos muy necesarios.

A pesar de las medidas adoptadas por estos organismos de financiamiento, su papel se vio reducido en gran medida luego de la crisis petrolera de 1973-1974 y de forma inversa, el papel de los bancos internacionales privados creció de manera considerable<sup>8</sup>.

Debido a que los fondos de las instituciones financieras multilaterales se redujeron aún más como resultado de las actuales políticas de los países industrializados, sus recursos financieros escasos se concentraron en aquellos países donde mejor se aceptan dichas políticas; una muestra de ello son las políticas del Banco Mundial.

---

<sup>8</sup> De Oliveira Adilson y MacKerron Gordon. "El enfoque del Banco Mundial sobre la reforma estructural y la privatización de la electricidad en el Reino Unido". Desarrollo y Energía. Instituto de Economía Energética / Fundación Bariloche. 1993.

Por ejemplo, previo estudio de 300 proyectos eléctricos financiados por la institución entre 1965 y 1983<sup>9</sup>, este organismo recomendó mayor énfasis en la eficiencia y la reestructuración del sector en lugar de concentrarse en su expansión. Asimismo ha sostenido como política que no es posible sustentar la expansión del sistema eléctrico en los países en vías de desarrollo si no se mejora el escaso rendimiento tecnológico y económico de los servicios, lo que probablemente perjudicará en particular el desarrollo de aquellos países que aún no han extendido sus redes hacia la mayor parte de sus poblaciones.

Las principales pautas en la materia, recomendadas por el Banco Mundial se refieren a los siguientes puntos:

Un cambio institucional que implique el diseño de nuevos esquemas institucionales para sus sectores eléctricos a fin de vigorizar el papel de las fuerzas de mercado. Lo anterior presupone que la privatización eliminará la interferencia gubernamental en la administración de los servicios, introducirá competencia y descentralizará el proceso de toma de decisiones, estableciendo por ende el ambiente necesario para la mejora del rendimiento financiero y tecnológico de dichos servicios en los países en vías de desarrollo.

Dentro de los acuerdos financieros relacionados, los precios de la electricidad deberán subir en gran medida para reflejar su costo marginal, a fin de remediar la

---

<sup>9</sup> Ídem.

crisis de los servicios de los países en vías de desarrollo e incrementar su nivel de autofinanciamiento. Asimismo, sugiere una serie de incentivos para reducir riesgos para los capitales extranjeros, exenciones de impuestos, fácil acceso a la tierra, exenciones de derechos de importación, seguridad de precios y garantías de que las ganancias podrán repatriarse en moneda fuerte; en este contexto se prevé que la expansión futura podría orientarse hacia tecnologías de baja intensidad de capital, tales como el gas natural, para así reducir el plazo de vencimiento de los proyectos.

Finalmente, en el concepto de revisión de la gestión se aborda la reducción de pérdidas, disminución de la demanda y una cuidadosa evaluación de los vínculos entre el sector eléctrico y la situación macroeconómica del país.

Al analizar las políticas del Banco Mundial, se pueden encontrar al menos tres características problemáticas de mercado en la organización de industrias de suministro eléctrico:

- ⇒ Centralización y tamaño excesivo, lo que implica problemas de inflexibilidad.
- ⇒ Posición monopólica, lo que puede conducir a la explotación económica.
- ⇒ Propiedad pública, que trae como consecuencia interferencia política.

En estos tres casos pueden presentarse diversas formas de ineficiencia y costos excesivos.

La privatización que se dio en el Reino Unido fue un ambicioso intento de poner en práctica los principios más importantes que el Banco Mundial ha venido promoviendo para los países en vías de desarrollo, para incentivar la introducción de fuerzas de mercado con el propósito de mejorar la disciplina en costos y la eficiencia, bajo el supuesto de que la estructura dirigida por consumidores conducirá a una serie de decisiones de inversión más flexible y menos costosa.

La competencia se considera principalmente de dos modos: en lo que hace a la generación de electricidad para la venta al por mayor a las empresas distribuidoras y, en lo que respecta al suministro, a través de generadores y distribuidores que compiten para vender electricidad a todos, salvo a los consumidores más pequeños.

Por otra parte, las decisiones político-regulatorias más importantes tienen que ver con el tipo y duración de los contratos a firmarse entre los generadores, distribuidores y grandes consumidores por las ventas de electricidad. En general, los contratos largos son buenos para la planificación, pero malos para la competencia (el mercado está detenido por un largo periodo); mientras que los contratos cortos son buenos para la competencia pero riesgosos para la planificación de una nueva potencia eléctrica.

De esta forma la visión del Banco Mundial pone énfasis en la necesidad de atraer capital privado para invertir en el sector eléctrico mediante tecnología menos inversión-intensiva. La demanda de inversión derivada de la privatización, tiene

como consecuencia la elevación de las tasas de interés o de descuento en el sector privado, lo que inevitablemente conduce a reducir la inversión total y a formas de inversión que requieren de menos capital para lograr una recuperación más rápida. Lo anterior incentiva una tendencia general hacia la competencia y hacia contratos cortos de venta de electricidad provenientes de las plantas existentes, predisponiendo a los clientes a firmar contratos tan cortos como sea posible. En consecuencia, las nuevas inversiones se concentrarán en plantas de gas natural de ciclo combinado, en tanto el precio del gas y la capacidad de las plantas generen ingresos de corto plazo a partir del momento en que se comprometan los fondos.

Por todo lo anterior, es de esperar que las próximas inversiones serán de bajo riesgo y rápida rentabilidad.

## **II. FUNDAMENTOS DE LA TECNOLOGÍA DE CICLO COMBINADO EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD MEDIANTE EL USO DE GAS NATURAL**

En la generación de energía eléctrica se emplea la tecnología de ciclo combinado en turbinas de gas<sup>1</sup> y de vapor, debido al intenso desarrollo de esta alternativa tecnológica. En esta industria es posible emplear como combustible gas natural, carbón o ambos energéticos.

### **II.1 Tecnología de ciclo combinado, utilizando gas natural**

Las centrales de ciclo combinado constan de dos ciclos de producción de energía que se caracterizan por su flexibilidad, su rápida puesta en operación y su elevada eficiencia en un amplio rango de cargas de operación. Dichas centrales se desarrollan en forma modular exclusivamente para la producción de energía eléctrica, o como instalaciones que suministran energía eléctrica y térmica para el consumo industrial o público. Existen diversos esquemas de ciclo combinado, sin embargo actualmente se utilizan de manera preponderante los ciclos de turbina de gas y de turbina de vapor.

---

<sup>1</sup> La turbina de gas de una central de ciclo combinado puede quemar diversos combustibles con un elevado rendimiento como gas natural, diesel, combustóleo, así como combustibles no convencionales como el petróleo, gas de alto horno, biomasa, coque y carbón, los cuales pueden ser gasificados, obteniéndose bajos niveles de óxidos de nitrógeno (NOx) y de otras sustancias nocivas.

Asimismo, el desarrollo de las centrales de ciclo combinado está determinado por la evolución de las turbinas de gas en términos de su potencia y temperatura de combustión, cuyo constante mejoramiento permite una mayor recuperación de energía de los gases calientes de escape.

Como se muestra en la Figura 2.1, el proceso de generación de energía eléctrica en una central de ciclo combinado comienza con la aspiración de aire desde el exterior para ser conducido al compresor de la turbina de gas a través de un filtro. El aire es comprimido y combinado con el combustible atomizado, en este caso gas natural, en una cámara donde se realiza la combustión. El resultado es un flujo de gases calientes que al expandirse hacen girar la turbina de gas. El generador acoplado por el eje a la turbina de gas transforma el trabajo mecánico en energía eléctrica.

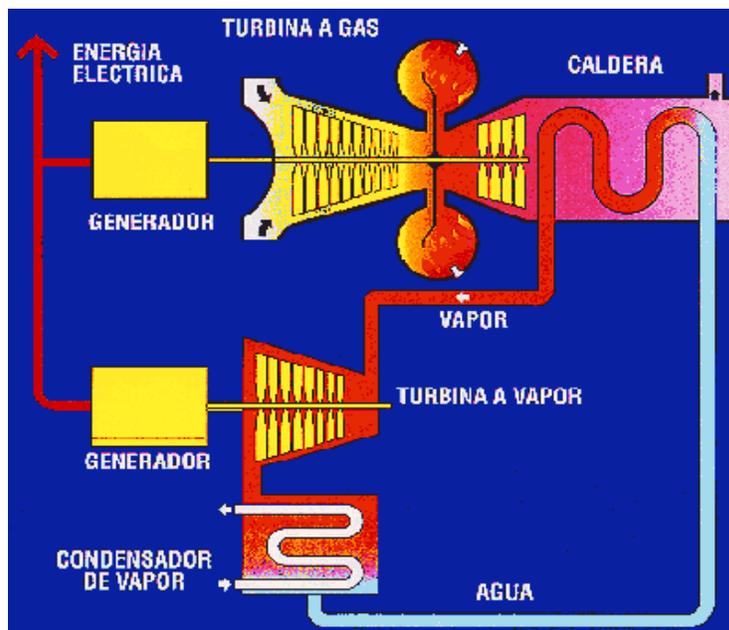
Adicionalmente, los gases de escape que salen de la turbina de gas pasan a la chimenea recuperadora de calor. En esta chimenea se captura la mayor parte del calor aún disponible en los gases de escape y se transmite al ciclo agua-vapor, antes de pasar a la atmósfera.

A continuación, este vapor recalentado es inyectado en la turbina de vapor donde se expande en las filas de álabes haciendo girar el eje de esta turbina, lo que genera trabajo, el cual es transformado en energía eléctrica en el generador acoplado a la turbina de vapor.

El vapor que sale de la turbina de vapor, pasa a un condensador donde se transforma en agua. Este condensador es refrigerado mediante un sistema que inyecta agua fría por la superficie del condensador, lo que ocasiona la disipación del calor latente contenido en el vapor.

El agua pasa a un desgasificador donde se eliminan todos los gases no condensables. El tanque envía, a través de bombas, el agua a alta presión hacia la chimenea de recuperación para iniciar nuevamente el ciclo.

**Figura 2.1 Proceso esquemático de generación de ciclo combinado**



FUENTE: Informe Final, Centrales Termoeléctricas,  
Mercados e Implicancias, U. Católica de Chile

Los elementos principales de una central de ciclo combinado son la turbina de gas, el recuperador de calor, la turbina de vapor y el generador eléctrico; así como el equipo eléctrico y de control de la central, siendo estos los equipos auxiliares más importantes. Otros elementos de las centrales de ciclo combinado son: condensador, sistema de enfriamiento, deaerador, bombas de agua de alimentación, bombas de condensado, planta de tratamiento de agua, principalmente.

#### *Turbina de gas*

#### *Recuperadores de calor*

Los recuperadores de calor son intercambiadores de calor que transmiten la energía de los gases calientes de escape de la turbina de gas al agua de ciclo de la turbina de vapor. El recuperador de calor es un equipo intermedio entre el ciclo de la turbina de gas y la de vapor.

Estos pueden ser de circulación forzada o de circulación natural. Los más comunes en las centrales de ciclo combinado son los recuperadores de circulación forzada debido a sus menores requerimientos de espacio por su diseño vertical, rápida puesta en operación y a sus bajos diseños de “*pintch points*”. (Temperatura a la cual es cero el déficit o superavit neto de calor utilizado en el proceso)

#### *Turbina de vapor*

Es una máquina térmica que convierte la energía de un flujo de vapor en energía mecánica. Las turbinas de vapor de las centrales de ciclo combinado se

caracterizan por su elevada eficiencia térmica y por su rápida puesta en operación, siendo de suma importancia en la producción intermedia de electricidad. Asimismo, suministra normalmente la mitad de la potencia de la turbina de gas, es decir aproximadamente el 35% de la potencia total.

Actualmente las turbinas de vapor de ciclo combinado se construyen en módulos, los cuales pueden incorporarse en función de las necesidades del ciclo combinado. El sistema modular de las turbinas de vapor permite su rápida instalación, promoviendo una mayor rentabilidad de las centrales de ciclo combinado.

### *Generador eléctrico*

Existen tres tipos de generadores eléctricos dentro de una central de ciclo combinado:

1. Generadores eléctricos enfriados por aire en sistema abierto
2. Generadores eléctricos enfriados por aire en sistema cerrado
3. Generadores eléctricos enfriados por hidrógeno.

Los generadores enfriados por aire en sistema abierto tienen ciertas ventajas económicas con respecto a los otros generadores eléctricos; sin embargo presentan problemas de fallas de ruido. Los generadores enfriados por aire en sistema cerrado se construyen con capacidades de 200 MVA; sus costos son razonables y no presentan problemas de operación. Los generadores eléctricos enfriados por hidrógeno son más eficientes, particularmente en cargas parciales,

que los generadores enfriados por aire; no obstante estos requieren de equipos auxiliares y de monitoreo y su diseño es más complejo y costoso.

### *Equipo eléctrico*

La energía necesaria de la central de ciclo combinado puede tomarse de la turbina de gas o de la de vapor de forma independiente. Generalmente todos los equipos auxiliares de una central de ciclo combinado están equipados con motores de bajo voltaje.

### *Equipos de control*

El objetivo de estos equipos es el de operar y proteger la instalación en su conjunto; además de registrar los datos de operación de los equipos.

El aprovechamiento de los gases de escape de la turbina de gas favorece la utilización óptima de la energía del combustible.

La energía de los gases de escape de la turbina de gas se recupera a través de un intercambiador de calor (recuperador de calor) el cual produce el vapor necesario para mover el rotor de la turbina de vapor. La recuperación de dichos gases favorece el aprovechamiento óptimo de la energía del combustible.

Asimismo, las centrales de ciclo combinado tienen la particularidad de poder utilizar una gran variedad de combustibles, como los productos derivados de la refinación del petróleo y combustibles provenientes de la gasificación del petróleo

y del carbón. Por lo que esta capacidad permite que disminuya la dependencia de la central a una sola fuente energética, como el caso del gas natural.

## **II.2 Ventajas de la tecnología de ciclo combinado para la generación de electricidad utilizando gas natural**

### ***i) Ventajas técnicas***

El incremento de la eficiencia es de suma importancia, ya que cerca del 70% de los costos de operación de una central de ciclo combinado -de cualquier capacidad- es el costo del combustible.

### ***ii) Ventajas económicas***

Las centrales de ciclo combinado se distinguen por su bajo costo de inversión y por su rapidez de construcción. Los costos de construcción y de mantenimiento son notablemente inferiores a los de otro tipo de centrales eléctricas. Asimismo, sus plazos de entrega son cortos y su puesta en servicio escalonada. La turbina de gas se puede poner en operación en un plazo de 8 meses, suministrando 2/3 partes de la potencia total de la planta de ciclo combinado. La construcción de la turbina de vapor, que suministra la tercera parte de la potencia, se prevé de 8 a 12 meses adicionales.

Sus plazos cortos de instalación producen economías de inversión; ya que mientras más rápidamente una central pueda suministrar electricidad y asegurar ingresos, menores serán los intereses del capital invertido durante la construcción. Adicionalmente, el periodo de retorno de la inversión puede llegar a ser inferior al de otras centrales de generación, ya que éste puede ser de 7 a 11 años.

El carácter modular de las centrales de ciclo combinado, destinadas exclusivamente a la producción de energía eléctrica o como instalaciones que suministran energía eléctrica y térmica para el consumo industrial (instalaciones de cogeneración), permite reducir la capacidad excedente innecesaria; esto es de gran importancia ya que permite distribuir los costos de inversión en función del crecimiento real de la demanda de energía eléctrica.

Debido a la construcción compacta de una central de ciclo combinado, la demanda de espacio necesario para la instalación de este tipo de centrales es considerablemente menor que la requerida para una termoeléctrica convencional. Además, este tipo de central se puede instalar en cualquier sitio en el cual se tenga suministro de combustible. Lo anterior constituye un factor clave, debido a que ejerce una influencia directa sobre su potencia y sobre sus emisiones contaminantes a la atmósfera; como consecuencia su precio repercutirá en los costos de operación de la turbina de gas y, con ello, en el beneficio sobre el capital invertido.

Asimismo, las centrales de ciclo combinado utilizan en promedio una tercera parte del caudal de agua necesario en el sistema de enfriamiento y en el ciclo para la producción de vapor, en relación con la termodinámica convencional, lo cual representa una economía en los costos de operación además de poder instalarse en lugares donde la disponibilidad de agua es limitada.

### ***iii) Ventajas ambientales***

Debido a su composición química, la combustión de gas natural en las centrales de ciclo combinado está casi libre de monóxido de carbono (CO), bióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) y de partículas, disminuyendo de esta forma enormemente los niveles de contaminantes emitidos a la atmósfera.

Por lo tanto, el gas natural es el combustible idóneo para las centrales de ciclo combinado, ya que su combustión produce el 50% de las emisiones de bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), sin embargo, como consecuencia de las elevadas temperaturas durante el proceso de combustión, es significativa la producción de óxidos de nitrógeno, NO<sub>x</sub>. Para remediar este efecto, se emplean métodos de reducción de NO<sub>x</sub> en las turbinas de gas mediante la inyección de agua o vapor, la combustión de mezclas con un exceso de aire y el uso de combustibles con un bajo poder calorífico.

### **II.3 Avance tecnológico**

A nivel internacional, los principales fabricantes dedicados a la adaptación de turbinas aeroderivadas, tradicionalmente aplicadas en aeronaves, son GE Marine and Industrial Engines, Turbo Powers & Marine Systems, Inc., y Rolls-Royce Inc. Debido a que las turbinas de gas aeroderivadas requieren menos espacio y soporte estructural que otros tipos de turbinas industriales de gas, ha sido posible construir relativamente rápido las nuevas plantas para generar electricidad. La naturaleza compacta de las turbinas de gas aeroderivadas y su adecuado coeficiente potencia-peso ha motivado el empleo de este tipo de turbinas por parte de las compañías petroleras en sus instalaciones de plataformas costa afuera. Por esta misma razón los armadores de navíos comerciales y de carga también han incorporado dichas turbinas como fuentes de generación de energía. (Valenti, M. Propelling jet turbines to new uses. Mechanical Engineering. Vol. 115, no. 3, p. 68. Marzo 1993).

La tendencia actual para mejorar la tecnología en el diseño y construcción de turbinas de gas para generación de electricidad se orienta principalmente a mejorar la eficiencia de operación y la seguridad ambiental, mediante la elevación en los coeficientes de presión, mayores temperaturas de operación y mejoramiento en el control de emisiones. (Valenti, M. Building more efficient turbines, Mechanical Engineering, p. 52. Vol. 116, No. 8, 1994).

a) *Incremento en la eficiencia*

Para lograr lo anterior, la industria de construcción de turbinas en Estados Unidos y Japón se ha orientado al mejoramiento en: a) las técnicas de enfriamiento aeroderivadas, aprovechando la experiencia en las turbinas empleadas en aviación, b) el desarrollo de nuevos revestimientos para mejorar la barrera térmica y c) experimentación con nuevos materiales de alto desempeño. Este esfuerzo ha conducido a incrementar el desempeño de turbinas para generación de electricidad en ciclo simple, en el cual la turbina de combustión por si sola genera electricidad, tanto como a mejorar las configuraciones de ciclo combinado para cogeneración, en los cuales el calor de desecho de la turbina de combustión es recapturado para alimentar una turbina de vapor.

El esfuerzo anterior, ha dado lugar a incrementar el flujo másico promedio a rangos entre 664 a 769 libras por segundo y a coeficientes de presión de 12.4:1 hasta 14.2:1, con significativos mejoramientos en la potencia generada. Específicamente se ha realizado un mejoramiento técnico importante en el rotor, el estrangulador y en los materiales de construcción de las camisas de la turbina y en el sistema de enfriamiento. El aprovechamiento de la experiencia en turbinas de aviación ha permitido elevar la temperatura nominal de ignición hasta 2200°F. En el caso de la industria japonesa, Mitsubishi está trabajando para desarrollar sistemas con temperaturas de combustión de 1700°C y una eficiencia térmica en ciclo combinado de 62 a 65%. (Fukuizumi, Yasushi. The future for gas turbines. Power Engineering International. Vol.13, no.5. p.35. Mayo 2005).

Adicionalmente las nuevas tecnologías han incorporado mayor eficiencia en los diseños de filtración de aire y en el equipo de silenciamiento, lo cual ha permitido incrementar la uniformidad en el flujo de aire hacia el compresor de la turbina. El equipo de silenciamiento ha incorporado paneles perforados que atemperan el sonido mientras que facilitan el paso de aire a través de éstos.

En lo que concierne al rotor de las turbinas el mejoramiento tecnológico consiste en la incorporación de discos mejorados para permitir la disipación de calor y disminuir la turbulencia, lo que ha conducido a una operación más estable y una disminución importante en la frecuencia armónica de alrededor de 20% a máxima velocidad. Lo anterior es importante cuando se considera que se ha eliminado la posibilidad de problemas vibratorios en el rotor de las turbinas en operación. Otra mejora tecnológica en el rotor se refiere al desempeño del sistema de baleros que ha permitido además de mejorar su estabilidad reducir el torque requerido para hacer girar el rotor. En resumen el desarrollo tecnológico en el rotor ha conducido a un mejoramiento sustancial en la distribución radial de la potencia mecánica.

Según Mitsubishi, en el futuro será necesario combinar los ciclos Brayton y Rankine para mejorar la productividad en la generación de electricidad. En general el desarrollo tecnológico de las turbinas de gas no sólo está centrado en mejorar los diseños de equipo para incrementar potencia y eficiencia sino que también en la ampliación de los rangos de operación. (Philipson, S. Flexible future for a tested turbine. Power Engineering International. Vol. 13, no. 2. p.23. Febrero 2005).

b) *Disminución de emisiones de NOx*

El desarrollo tecnológico con base en la experiencia de las turbinas aeroderivadas ha permitido disminuir las emisiones de óxidos de nitrógeno a no más de 9 partes por millón, cuando la turbina se alimenta de gas natural.

Este mejoramiento consiste en el desarrollo de estranguladores diseñados para suministrar la mezcla de aire y gas hacia la cámara de combustión, mediante una etapa de premezclado que ha permitido reducir la temperatura de flama, lo cual disminuye la formación de NOx, dado que la ignición opera sobre una mezcla más homogénea de aire y gas. Adicionalmente, el mejoramiento en el revestimiento de la barrera térmica en el recubrimiento de las paredes de la cámara de combustión, ha permitido incrementar sus características adiabáticas, junto con los beneficios referentes a la etapa de premezclado, lo que ha permitido alargar los intervalos de inspección para turbinas en operación, y la disminución en los costos de mantenimiento.

c) *Sistema de enfriamiento*

La mejoría en el sistema de enfriamiento en las actuales turbinas de generación se debe principalmente al desarrollo en turbinas de aviación. Los principales cambios tecnológicos se concentran en el empleo de nuevos materiales en el sistema de enfriamiento a partir de aleaciones cromo/molibdeno, cobalto y

superaleaciones basadas en níquel, los cuales tienen una resistencia superior a la temperatura y al flujo térmico, lo cual ha permitido reducir la cantidad necesaria del flujo de enfriamiento. Adicionalmente estos materiales tienen una resistencia superior a la corrosión por calor y a la oxidación. Dichas aleaciones a su vez han mejorado su desempeño térmico debido a que en el proceso de fundición se emplean procesos de rociamiento de plasma al vacío que han permitido duplicar la resistencia a la oxidación y a la corrosión. Finalmente, cabe señalar, que también se ha mejorado la tecnología del sistema electrónico de control mediante la instalación de termopares, dispositivos que permiten detectar el gradiente térmico en el sistema de escape para suministrar señales al microprocesador que regula el flujo de aire de dicho sistema de control.

d) *Sistemas de control*

Otro aspecto derivado de la experiencia de turbinas empleadas en aviación se refiere al avance en sistemas electrónicos de control, los cuales operan mediante sensores térmicos y de vibración estratégicamente instalados en los puntos críticos de la turbina y del generador, que permiten generar información sobre el desempeño del sistema, la que mediante redes de telecomunicaciones se concentra en un computador central que permite presentar alarmas, parámetros de ingeniería y predecir tendencias para recomendar acciones correctivas a los operadores con el fin de optimizar el desempeño sistémico.

e) *Combustibles*

Entre los nuevos combustibles para la generación de electricidad que se encuentran en desarrollo se pueden citar el alcohol, que es un combustible volátil, el metanol ( $\text{CH}_4\text{O}$ ) y el etanol ( $\text{C}_2\text{H}_6\text{O}$ ). El suministro tradicional de alcohol proviene de la agricultura y la industria maderera, pero los volúmenes necesarios son insuficientes para aplicaciones comerciales en turbinas de gas. En Brasil se ha logrado producir etanol en grandes volúmenes a partir de la caña de azúcar, pero se ha empleado principalmente como combustible para automóviles.

En la actualidad el metanol está ganando interés particular dentro de la industria de turbinas de gas donde es posible utilizarlo para la producción de hidrocarburos sintéticos. No obstante su alta volatilidad, el metanol puede transportarse por vía marítima y es considerado como un derivado del gas natural. Sin embargo, el metanol tiene un valor térmico que requiere flujos voluminosos, además de que es volátil y tóxico. (Moliere, M. Expanding fuel flexibility of gas turbines. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers. Vol.219. p. 109. Mayo 2005)

*II.3.1 cambio de la regulación en la industria eléctrica y en la industria del gas natural*

Durante varios años, a fin de aliviar los temores públicos respecto el poder de mercado para aumentar los precios artificialmente, en algunas industrias se han creado y mantenido como propiedad pública empresas de servicio público

económicamente reguladas como las de energía, transporte y comunicaciones. Muchas de estas industrias tenían algún tipo de economías de escala, es decir, sobre un rango de producción, el costo por unidad producida disminuye mientras que el volumen aumenta. Esta característica significa que una sola firma puede tener el más bajo costo de producción y así monopolizar la industria. Por lo anterior, estas industrias son tratadas como monopolios naturales y regulados para controlar las entradas, precios y ganancias<sup>2</sup>.

A lo largo del tiempo, de alguna manera el crecimiento económico y las mejoras tecnológicas han reducido la importancia de las economías de escala, bajando el costo de las grandes cantidades crecientes de capital, y cambiando las percepciones sobre este tipo de entes económicos acerca de su potencial para lograr la eficiencia económica. En muchos casos estos cambios históricos han llevado a nuevos productos, nuevos sistemas de entrega o nuevos proveedores que compiten con firmas en las industrias reguladas. Estos desarrollos económicos y técnicos han sacado a flote preguntas sobre la conveniencia de mantener la estructura tradicional de la industria y su regulación. Como consecuencia, muchas industrias se han reestructurado hasta depender más de la competencia. En el curso de esta reestructuración, la regulación se desarrolló para adaptarse a los cambios de la realidad económica. Durante los pasados 25 años, la reestructuración se ha llevado a cabo en ciertas industrias reguladas como las telecomunicaciones, ferrocarriles, aerolíneas, camiones, gas natural, banca y

---

<sup>2</sup> Energy Information Administration. *Natural Gas Monthly*. Mayo 1997.

finanzas, y más recientemente también ha llegado esta presión estructural a la industria eléctrica.

De esta forma la desregulación de las industrias eléctricas y de gas ha propiciado un contexto en el cual la convergencia de las dos industrias puede prosperar; debido a que el incremento de la competencia ha presionado a las empresas en estos sectores a combinar experiencia en los mercados de energía, y a tomar ventaja del creciente uso del gas natural para general electricidad.

A la combinación de las empresas eléctricas de servicio público y las compañías de gas natural se le ha llamado convergencia energética; muchas compañías que solamente vendían electricidad o gas natural al por menor, ahora venden ambas, electricidad y gas natural, o están involucradas en otros aspectos de ambos giros.

Tradicionalmente gran parte de las empresas eléctricas y de gas natural de servicio público han vendido electricidad y gas natural a consumidores al por menor. Lo nuevo es que en esta reciente oleada de fusiones, muchas de éstas ocurren entre empresas eléctricas de servicio público y de producción o procesamiento de gas natural, o compañías de ductos interestatales. Este tipo de fusiones expanden enormemente las oportunidades de negocio para las empresas eléctricas de servicio público.

La gran mayoría de las empresas que participan en la industria del gas natural son compañías de distribución local (CDL) ocupando el segmento más grande de la

industria, con aproximadamente 1,400 CDL operando en los Estados Unidos. Por otra parte, se encuentran la mayoría de las compañías que no están verticalmente integradas pero se especializan en una o dos áreas. Y por último se encuentran las principales compañías de gas natural que están verticalmente integradas, abarcando exploración, producción, ductos, almacenamiento, distribución local y comercialización. Los beneficios de una fusión de convergencia para una empresa eléctrica de servicio público dependen de dónde esté localizada la compañía de gas en el ciclo de producción.

Principales objetivos de las fusiones entre empresas eléctricas y de gas natural:

*a) Reforzar el mercado de las ventas al por mayor y las operaciones de comercio:*

La desregulación de las industrias eléctrica y de gas natural ha creado un gran mercado para la venta al por mayor de electricidad y gas natural, así como para la compra, venta y comercio de instrumentos financieros para la administración de riesgo. En los mercados competitivos de mercancías, los precios de los *commodities* (productos estandarizados, en este caso electricidad o gas natural) son frecuentemente volátiles; por lo que la administración de riesgo, por ejemplo al comprar contratos futuros de electricidad, ayuda a reducir el riesgo derivado de la volatilidad en los precios. Las mayores empresas eléctricas de servicio público y compañías de gas natural, utilizan técnicas similares para el mercadeo de electricidad, gas natural y comercio en los mercados *spot* (de contado) por lo que estas fusiones tienen el objetivo de formar grandes organizaciones especializadas en electricidad y gas natural; lo anterior les da la oportunidad para vender una

línea diversificada de productos a sus consumidores, les ayuda a disminuir los costos administrativos y de procesamiento, y les facilita el arbitraje de los precios de la electricidad y el gas natural.

Por otro lado, las fusiones de convergencia permiten que la experiencia en mercadeo y comercio de las compañías de gas, sea transferida a una compañía eléctrica relativamente nueva para trabajar en mercados competitivos y en el comercio del *commodity*. La industria del gas ha sido desregulada desde la década de los ochenta, y a lo largo del tiempo, las compañías sobrevivientes de gas han desarrollado técnicas y experiencia trabajando en mercados competitivos de energía.

*b) Diversificar productos y expandir mercados al por menor:* Para seguir siendo competitivas, la mayoría de las empresas eléctricas de servicio público necesitan ofrecer más productos y servicios a los consumidores minoritarios; por lo anterior, en mercados desregulados el Estado diseñó programas para la elección del consumidor, los cuales permiten que consumidores minoritarios escojan a un suministrador de energía, motivando así a las empresas de servicio público a diferenciar sus productos y/o servicios de los correspondientes a sus competidores. Otra estrategia empleada es la fusión con una empresa local de gas de servicio público para ofrecer tanto electricidad como servicios de gas natural a los consumidores. Los mercados combinados y los sistemas de entrega también pueden ayudar a reducir la facturación de las empresas y otros costos administrativos.

Adicionalmente a la diversificación de productos y servicios, muchas empresas de servicio público ven las fusiones de convergencia como una forma para incrementar su participación en el mercado, aunque este concepto también implica fusiones en las que se involucran sólo empresas eléctricas de servicio público. Al incrementarse la competitividad en el mercado, los costos por consumidor disminuyen al distribirse los costos fijos sobre más consumidores. El sistema de distribución tiene un gran componente de costos fijos. Otro beneficio de las fusiones de convergencia es el potencial para las ventas cruzadas de electricidad a los consumidores de gas natural y de gas natural a los consumidores de electricidad.

*c) Expansión y fortalecimiento para el acceso de suministros de combustible para las plantas de energía:* “Muchas empresas eléctricas holding de servicio público están fusionadas con compañías de gas natural que se especializan en la producción de este energético, procesamiento, operación de ductos y almacenamiento. En el lenguaje de la industria del gas natural esto se le conoce como operaciones “*aguas arriba y aguas en medio*”. La distribución hasta el último cliente es función *aguas abajo*. Las fusiones de las empresas eléctricas de servicio público con compañías de gas natural *aguas arriba* o *aguas en medio*, permiten que la nueva compañía se beneficie de la demanda creciente de gas natural estimulada por el crecimiento proyectado en las plantas que queman gas a lo largo del país. Debido a la creciente demanda de electricidad y al retiro de las viejas unidades de generación, se necesitarán 363 gigawatts de nueva capacidad de

generación en los Estados Unidos para el 2020. Entre 1997 y 2020 se espera que se retire 126 gigawatts de la capacidad de energía nuclear y fósil. Suponiendo una capacidad promedio por planta de 300 megawatts, se estima que se necesitarán 1,210 plantas nuevas para satisfacer la demanda de electricidad y cubrir los retiros. El 88% de esa capacidad se estima que utilizará como combustible gas natural y ciclo combinado de petróleo o tecnología de turbina de gas. Estas tecnologías tienen costos más bajos de capital, operación y mantenimiento, y satisfacen más fácilmente las restricciones emitidas por el gobierno local y federal, las cuales se espera se intensifiquen en un futuro. En 1997, los generadores de gas quemado produjeron el 15% del total de la generación en los Estados Unidos; para el 2020 se espera que produzcan el 33% del total.

Las empresas eléctricas de servicio público que tienen recursos de gas natural *aguas arribas* y *aguas en medio*, serán posicionadas para competir por clientes en los crecientes mercados de gas natural, debido a la creciente demanda de las plantas de gas quemado. Asimismo, al poseer recursos de gas *aguas arriba* y *aguas en medio*, una compañía puede expandir su gama de productos y servicios y construir una estrategia de mercado enfocada en las necesidades de energía de los consumidores.

Debido a esto, desde 1997 ocho fusiones de convergencia –sin haber sido completadas- habían creado grandes compañías de energía verticalmente integradas, que poseían ambas generaciones de energía, transmisión, distribución y activos de gas natural, los cuales podrían incluir una combinación de producción

de gas natural, almacenamiento, instalaciones de procesamiento, ductos y facilidades de distribución local. Estas nuevas compañías de energía representan la primera combinación significativa de compañías de electricidad y gas que van más allá de las conocidas empresas de servicio público de distribución de gas y electricidad.

La adquisición de la desaparecida ENRON por Portland General Corporation en 1997, fue la primera fusión de una compañía de gas natural con una compañía de electricidad. ENRON fue una compañía de energía integrada la cual a través de sus subsidiarias y afiliadas, se ocupó principalmente en la transportación y comercio de gas. En el momento de la fusión, ENRON tuvo una significativa inversión en ductos intra e interestatales, y fue uno de los más grandes compradores y comercializadores de gas en los Estados Unidos. ENRON también poseyó plantas de energía y se ocupó del comercio de electricidad. Portland General Corporation es una compañía holding de Portland Electric, una empresa eléctrica de servicio público verticalmente integrada con sede en Oregon.

Por otra parte, en 1997 Duke Power Company dio un gran paso redefiniendo y reestructurando su negocio, pasando de ser una empresa eléctrica de servicio público predominantemente, a una compañía de energía integrada, mediante una fusión con PanEnergy Corporation. Duke Power contaba con una capacidad de 17 gigawatts de generación en ese entonces, ofrecía ventas al por menor y al por mayor de servicios eléctricos en el sudeste de Estados Unidos. A través de pequeñas adquisiciones y uniones con empresas, Duke Power estaba todavía en

el camino de lograr sus objetivos de llegar a ser una compañía de energía con productos diversificados y había conseguido intensificar sus operaciones de mercadeo y comercio cuando se tomó la decisión de fusionarse con PanEnergy. Duke encontró que el tiempo y el esfuerzo requerido para construir la compañía tomaría más tiempo del esperado. Para mantener el paso con los cambios acelerados de los mercados de energía, se necesitaba una fusión con una gran compañía reconocida.

PanEnergy era una compañía holding con subsidiarias que operaban más de 37,500 millas de ductos de gas natural en medio del Atlántico, Nueva Inglaterra y en los Estados de medio oriente.

Finalmente, otra compañía eléctrica anunció su fusión con una gran compañía de gas, Dominion Resources Inc., la compañía madre de Virginia Power, una empresa eléctrica de servicio público, y Dominion Energy, una compañía desregulada de electricidad y productor de gas, anunció la fusión de sus plantas con Consolidated Natural Gas (CNG). CNG es una compañía integrada de gas natural, y uno de los productores más grandes de Estados Unidos, operadores de ductos, distribuidores, y comerciantes al por menor de gas natural. Esta fusión creará, en los Estados Unidos una de las más grandes compañías de electricidad y gas totalmente integradas.

### **III. SITUACIÓN DEL GAS NATURAL EN MÉXICO**

Durante la década de los noventa México comenzó a desarrollar un mercado interno de gas natural como respuesta a las características cualitativas del energético, así como a las mejoras en eficiencia de las plantas de ciclo combinado para la generación de electricidad.

Tras la reforma a la industria de gas natural en 1995, México incursionó en procesos desregulatorios que permitieron la participación privada en transporte, distribución y almacenamiento de este energético. A su vez, Pemex desarrolló importantes reservas de gas natural no asociado en el norte del país. Con ello dejó de ser un combustible de uso marginal para convertirse en un insumo energético esencial de la economía moderna del país. El gas natural penetró en todos los sectores productivos y de consumo de manera directa o indirecta, convirtiéndose así en el combustible predilecto que podía hacer compatible el progreso económico e industrial con la preservación del medio ambiente (SENER, 2009:9).

#### **III.1 El ámbito internacional**

En las últimas décadas se ha acentuado a nivel mundial la relevancia en el uso del gas natural como la mejor alternativa respecto a combustibles como el carbón, el diesel y el combustóleo, como fuente de energía limpia; por otra parte, las ventajas económicas que representa el uso de la tecnología de ciclo combinado en la

generación de electricidad han dado un gran impulso al gas natural, debido especialmente a su mayor eficiencia energética.

Según datos del *International Energy Outlook 2009*, que edita The Energy International Administration, a nivel mundial el consumo de gas natural se incrementará en un promedio anual de 1.6%, es decir, de 104 billones de pies cúbicos en 2003 a 153 billones de pies cúbicos en 2030; considerando que los precios del petróleo retomarán a sus altos niveles a partir de 2012, por lo que los consumidores optarán por el gas natural, siempre que sea posible, para satisfacer sus necesidades energéticas.

En 2004 los principales países consumidores fueron Estados Unidos con 60.9 mil millones de pies cúbicos por día (mmmpcd), con un incremento del 13.8% con respecto a 1990; América del Norte en su conjunto absorbió el 29.4% del consumo mundial. Le siguió la Federación Rusa con 39.3 mmmpcd, y el Reino Unido con 9.2 mmmpcd, siendo el principal consumidor Europa Occidental, lo cual le dio una porción al bloque de Europa y Eurasia de 41.8% del consumo mundial en 2004. Estos tres países sumaron el 43.7% del consumo global. Asimismo, México ocupó el duodécimo lugar en este rubro con una participación del 1.8% en 2003, con un incremento del 69.2% con respecto a 1990. De esta forma el consumo mundial de gas natural ascendió a 250.7 mmmpcd, con un incremento de 29.8% en relación a

1990; se espera que su participación dentro del consumo total de energía, aumente a 25.0% para el 2025<sup>1</sup>.

A mayor detalle, el consumo de gas natural de los veinte principales consumidores durante los años 1980, 1990, 2000 y 2003 se muestra en el Cuadro 3.1, donde se puede apreciar que Estados Unidos y la Federación Rusa fueron los principales usuarios de este energético.

**CUADRO 3.1 CONSUMO DE GAS NATURAL DE LOS 20 PRIMEROS PAÍSES**

*(Mil millones de pies cúbicos por día)*

<b>Países</b>	<b>1980</b>	<b>1990</b>	<b>2000</b>	<b>2003</b>
Estados Unidos	54.7	53.5	65	60.9
Federación Rusa	n/a	40.7	36.4	39.3
Reino Unido	4.3	5.1	9.3	9.2
Canadá	5	6.5	8	8.5
Alemania	5.5	5.8	7.7	8.3
Irán	0.7	2.2	6.1	7.8
Japón	2.5	5	7.4	7.4
Italia	2.5	4.2	6.3	6.9
Ucrania	n/a	12.4	7.1	6.5
Arabia Saudita	0.9	3.2	4.8	5.9
Uzbekistán	n/a	3.6	4.5	4.6
México	2.5	2.6	3.7	4.4
Francia	2.5	2.8	3.8	4.2
Países Bajos	3.2	3.3	3.8	3.8
Emiratos Árabes Unidos	0.5	1.6	3	3.6
Indonesia	0.7	1.9	3.1	3.4
Argentina	1.1	2	3.2	3.3
China	1.3	1.4	2.4	3.2
India	0.1	1.2	2.6	2.9
Venezuela	1.4	2.1	2.7	2.8

FUENTE: Elaboración propia con base a datos tomados de Statistical Review of World Energy 2008. <http://www.bpamoco.com>

<sup>1</sup> Energy Information Administration. International Energy Outlook 2004. p.47. 2004.

Por el lado de la oferta, en el *International Energy Outlook 2009* se precisa que durante el 2003 la producción de gas natural tuvo un incremento de 27.8% con respecto a 1990 y 76.3% con respecto a los últimos 23 años, por lo que su incremento fue casi igual al del consumo. Uno de los principales productores ha sido Estados Unidos, con una producción de 56 mmmpcd, seguido de Canadá con un 17.5 mmmpcd durante el 2003; de tal modo que América del Norte tuvo una participación en la producción mundial de 29%, lo cual indica que esta región produjo tanto como lo que consume. “Para 2010, se espera que el consumo de la región rebase su producción por 2 mil billones de pies cúbicos, y que la brecha entre producción y consumo se incremente a casi 5 mil billones de pies cúbicos en 2020 y 6 mil billones de pies cúbicos para 2025”<sup>2</sup>.

Por otra parte, el Reino Unido fue el principal productor de Europa Occidental ocupando una posición importante en la producción de gas natural, con un nivel de 9.9 mmmpcd; estas cifras destacan debido a que hasta mediados de los noventa era un importador neto de gas, lo cual cambió en 1997 cuando su producción comenzó a incrementarse mientras la desregulación y privatización de la industria del gas se desarrollaba<sup>3</sup>. Por su parte, Noruega fue también uno de los principales productores de Europa Occidental, ocupó una posición importante en la producción de gas natural con un nivel de 7.1 mmmpcd; sin embargo, la mayoría de los yacimientos de reservas del Reino Unido y los Países Bajos están considerados actualmente en declive, y la probabilidad de encontrar nuevos

---

<sup>2</sup> Idem. p. 51.

<sup>3</sup> Idem. p. 55.

campos es muy reducida, a pesar de que los yacimientos de Noruega están en una etapa de mayor desarrollo y cuenta con importantes campos de reservas marinas, tal como el recién descubierto Ormen Lange en 2002<sup>4</sup>.

No obstante, el descenso que presentó la Federación Rusa a partir de 1990, Cuadro 3.2, se mantuvo como el principal productor a nivel mundial, con un incremento de 0.9% con respecto a 2000, que le dio un nivel de producción para 2003 de 56 mmmpcd.

### CUADRO 3.2 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL DE LOS 20 PRIMEROS PAÍSES

(Mil millones de pies cúbicos por día)

Países	1980	1990	2000	2003
Federación Rusa	n/a	61.1	55.5	56.0
Estados Unidos	53	48.8	52.5	52.3
Canadá	7.2	10.5	17.7	17.5
Reino Unido	3.4	4.4	10.4	9.9
Argelia	1.4	4.8	8.1	8.0
Irán	0.7	2.2	5.8	7.6
Noruega	2.4	2.5	4.8	7.1
Indonesia	1.8	4.4	6.6	7.0
Arabia Saudita	0.9	3.2	4.8	5.9
Países Bajos	8.5	6.7	6.4	5.6
Turkmenistán	n/a	8.4	4.5	5.3
Uzbekistán	n/a	3.9	5.4	5.2
Malasia	0	1.7	4.4	5.2
Emiratos Árabes Unidos	0.7	1.9	3.7	4.3
Argentina	0.8	1.7	3.6	4.0
México	2.8	2.6	3.5	3.5
China	1.3	1.4	2.6	3.3
Australia	1.1	2	3.2	3.2
Qatar	0.5	0.6	2.4	3.0
India	0.1	1.2	2.6	2.9

FUENTE: Elaboración propia en base los datos tomados del BP. *Statistical Review of World Energy 2004*. <http://www.bpamoco.com>.

<sup>4</sup> dem. p. 56.

Durante 2003, debido a las necesidades en el consumo de gas natural que se presentaron tanto en los países en desarrollo como en los países industrializados, especialmente en estos últimos, donde su consumo superó el nivel de su producción, el comercio internacional de gas natural cobró un importante papel, con un crecimiento del 7.3% respecto al 2002.

Para ese mismo año, las exportaciones de gas natural por ducto ascendieron a 454.87 mil millones de metros cúbicos (mmmc), presentando un incremento del 5.5% respecto a 2002. La Federación Rusa fue uno de los principales países en materia de comercio de gas, debido a que en 2003 exportó vía ductos 131.77 mil mmmc. Para 2002, el 64.0% de las exportaciones de Europa Occidental provinieron de la Federación Rusa; donde se continúan explorando nuevas opciones de exportación hacia China y Corea del Sur<sup>5</sup>.

Por otra parte, Canadá ha venido abasteciendo la mayor parte de las importaciones de Estados Unidos, con un total de exportaciones de 98.6 mmmc en 2003; éste último ha abastecido las importaciones de México en un 53.5%. Sin embargo, esta estructura de mercado tenderá a cambiar en la medida que las importaciones de gas natural licuado proveniente de otras regiones comiencen a jugar un papel más importante, ya que para el 2015 se espera que las

---

<sup>5</sup> Energy Information Administration. International Energy Outlook 2004. p.59. 2004.

importaciones vía ducto de Estados Unidos, procedentes de Canadá, comiencen a declinar en relación a las importaciones de gas natural licuado<sup>6</sup>.

El bloque Europeo tuvo en 2003 una participación del 31.3% en las exportaciones de gas natural a nivel mundial, debido a que Noruega incrementó su nivel de exportación en un 39.5% respecto al 2000, por lo que sus exportaciones ascendieron a 68.37 mmmc.

**CUADRO 3.3 COMERCIO MUNDIAL DE GAS NATURAL**

	2002	2003	Participación sobre el total		Variación 2003/2002
			2002	2003	
	<i>(Mil millones de metros cúbicos)</i>				
Ducto	431.35	454.87	74.2%	72.9%	5.5%
GNL	149.99	168.84	25.8%	27.1%	12.6%
<b>Total</b>	<b>581.34</b>	<b>623.71</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>7.3%</b>

FUENTE: Elaboración propia en base los datos tomados del BP. Statistical Review of World Energy 2004.

<http://www.bpamoco.com>

Respecto al comercio mundial de gas natural, el Cuadro 3.3 muestra que durante 2003 el 27.1% del comercio de gas natural se llevó a cabo en la modalidad de gas natural licuado, presentando un incremento de 12.6% con respecto al año anterior. Lo anterior representó una opción para aquellos países que se encuentran apartados de las principales regiones exportadoras de dicho combustible y que no cuentan con las suficientes reservas para abastecer su demanda.

<sup>6</sup> Ídem. p. 51.

Para 1995 sólo se contaban ocho países oferentes de gas natural; en 2003 la cifra ascendió a 141 países exportadores de gas natural licuado, dos en América (Estados Unidos y Trinidad y Tobago), tres en Medio Oriente (Omán, Qatar y Emiratos Árabes Unidos), tres en África (Argelia, Libia y Nigeria) y seis en Asia Pacífico (Australia, Brunei, Indonesia, Japón, Malasia y Corea del Sur)<sup>7</sup>.

En 2003 los principales países exportadores de gas natural licuado fueron Indonesia (35.66 mmmc), Argelia (28 mmmc) y Malasia (23.39 mmmc), que juntos sumaron el 51.6% de las exportaciones mundiales de gas natural licuado.

En los países industrializados la discrepancia entre el incremento del consumo de gas natural, y el incremento cada vez menor de su producción, indica que obtendrán de otras partes del mundo más del 30.0% del abastecimiento de gas natural en el 2025<sup>8</sup>. Cabe señalar, que los mercados de gas natural licuado varían de una región a otra como reflejo de la estructura de la demanda, tal es el caso de la región Asia Pacífico donde el gas natural representa una fuente de consumo importante; sin embargo, esta región carece de capacidad de almacenamiento subterráneo y su demanda depende de las fluctuaciones estacionales. Por otra parte, la región europea se encuentra con mercados desarrollados que cuentan con un sistema eficiente de gasoductos y almacenamiento subterráneo, lo que les brinda un respaldo ante estacionalidades y crecimientos de la demanda

---

<sup>7</sup> Secretaría de Energía. *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2003-2012*. 2004. p. 23.

<sup>8</sup> Energy Information Administration. *International Energy Outlook 2004*. 2004. p.59.

imprevistos, permitiendo a las terminales de regasificación tasas de utilización más altas<sup>9</sup>.

El incremento esperado en el consumo mundial de gas natural, requerirá la disponibilidad de mayores recursos para el mercado y la planeación y construcción de un número mayor de ductos internacionales. Debido a que gran parte de los activos de gas natural de los países en desarrollo está cada vez más lejana de los principales mercados consumidores, se espera que la mayor parte del incremento en el comercio internacional sea mediante terminales de gas natural licuado.

### **III.2 Reservas probadas de gas natural y su distribución**

En el Cuadro 3.4 se presentan las reservas probadas de gas natural por bloques económicos. El total de las reservas probadas ha aumentado considerablemente en los últimos 28 años. En 1980 las reservas mundiales ascendían a 81.63 billones de metros cúbicos (bmc), durante el año 2008 fueron de 185.02 billones de metros cúbicos, lo cual implicó un incremento del 126.7% durante este periodo. En América del Norte después de una caída de 21% durante la década de los noventa se presentó un incremento de 17.5% principio de siglo hasta 2008; por su parte Estados Unidos incrementó su nivel de reservas en un 10.4% respecto al año 2000, mientras que las de Canadá permanecieron prácticamente sin cambio

---

<sup>9</sup> Secretaría de Energía. *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2008-2017*. 2009. p. 35.

alguno; por su parte México redujo sus reservas en 51.7% con relación al último año citado.

La región del Medio Oriente acreditó la mayor parte de las reservas mundiales durante 2003, con una participación de 40.8%, donde la relación reservas/producción actual es mayor a 100 años<sup>10</sup>, aunque en períodos anteriores ese lugar lo había ocupado la región de Europa y Eurasia. Qatar presentó un incremento de 11.15 mil billones de metros cúbicos (mbmc) durante 2000, al alcanzar la cifra de 14.7 mbmc en 2003; Irán tuvo una tasa de crecimiento menor, aunque no menos importante, 16%.

El bloque Europa-Eurasia participa con 35.4% de las reservas a nivel mundial, con un incremento de 22.6% respecto a 1990. Debido a que la Federación Rusa, Turkmenistán y Noruega tuvieron una participación importante en sus reservas durante 2003, ubicaron a este bloque con un total de 62.3 mbmc.

África tiene reservas de 13.78 mbmc, donde 36% de éstas se encuentra en Nigeria y 32.8% en Argelia. La mayor parte de esta oferta se dirige a los mercados externos, por lo que se han desarrollado importantes proyectos de gasoductos y de terminales de gas natural licuado para abastecer parte de la demanda europea<sup>11</sup>.

---

<sup>10</sup> Secretaría de Energía. *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2003-2012*. 2004. p. 20.

<sup>11</sup> *Idem*. p. 21.

De la región Asia Pacífico los países que aportan la mayor parte de las reservas para este bloque son Indonesia con 2.56 mbmc, y Australia con 2.55 mbmc, lo cual implicó un incremento considerable en sus reservas de 59.4% entre 1990 y 2003, dándoles una capacidad importante de exportación de gas natural licuado para otras partes del mundo. Por otra parte, China y la India aumentaron sus reservas considerablemente en 82.4% y 20.4%, respectivamente, en relación con al año 1990.

**CUADRO 3.4 RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL POR BLOQUES ECONÓMICOS**

*(Mil billones de metros cúbicos)*

<b>Región</b>	<b>1980</b>	<b>1990</b>	<b>2000</b>	<b>2003</b>
América del Norte	9.71	9.53	7.33	7.31
Sur y Centro América	2.7	4.8	6.93	7.19
Europa y Eurasia	30.84	50.81	61.92	62.3
Medio Oriente	21.29	37.5	52.52	71.72
África	5.9	8.07	11.16	13.78
Asia Pacífico	4.27	8.45	10.34	13.47
<b>TOTAL</b>	<b>74.71</b>	<b>119.7</b>	<b>150.19</b>	<b>175.78</b>

FUENTE: BP. Statistical Review of World Energy 2004. <http://www.bpamoco.com>

Alrededor de tres cuartas partes de las reservas de gas natural se encuentran en las regiones de Medio Oriente, Europa y Eurasia<sup>12</sup>. En el Cuadro 3.5 se resumen las reservas de gas natural, considerando los veinte principales países en diversos años, incluyendo 2003. La Federación Rusa cuenta con 47 mbmc del total de las reservas mundiales, las cuales tuvieron una disminución de 2.4%, seguida por Irán que cuenta con 26.69 mbmc y Qatar con 25.77 mbmc. Simplemente estos tres

<sup>12</sup> Energy Information Administration. *International Energy Outlook 2004*. 2004. p. 60.

países aportan 56.6% de las reservas mundiales, lo cual otorga a esta región del Medio Oriente una importancia geopolítica singular.

**CUADRO 3.5 RESERVAS DE GAS NATURAL DE LOS 20 PRIMEROS PAÍSES**

Países	1980		1990		2000		2003	
	mbmc*	%	mbmc*	%	mbmc*	%	mbmc*	%
Federación Rusa	n/a	-	n/a	-	48.14	32.1	47.00	26.7
Irán	13.73	18.4	17.00	14.3	23.00	15.3	26.69	15.2
Qatar	1.70	2.3	4.62	3.9	11.15	7.4	25.77	14.7
Arabia Saudita	3.18	4.3	5.25	4.4	6.05	4.0	6.68	3.8
Emiratos Árabes Unidos	0.59	0.8	5.67	4.8	6.01	4.0	6.06	3.4
Estados Unidos	5.41	7.2	4.71	4.0	4.74	3.2	5.23	3.0
Nigeria	1.16	1.6	2.47	2.1	3.51	2.3	5.00	2.8
Argelia	3.72	5.0	3.25	2.7	4.52	3.0	4.52	2.6
Venezuela	1.19	1.6	2.99	2.5	4.16	2.8	4.15	2.4
Irak	0.78	1.0	2.69	2.3	3.11	2.1	3.11	1.8
Turkmenistán	n/a	-	n/a	-	2.86	1.9	2.90	1.6
Indonesia	0.67	0.9	2.59	2.2	2.05	1.4	2.56	1.5
Australia	0.85	1.1	0.44	0.4	1.26	0.8	2.55	1.4
Noruega	1.21	1.6	1.72	1.4	1.25	0.8	2.46	1.4
Malasia	0.42	0.6	1.61	1.4	2.31	1.5	2.41	1.4
Kazajistán	n/a	-	n/a	-	1.84	1.2	1.90	1.1
Uzbekistán	n/a	-	n/a	-	1.87	1.2	1.85	1.1
China	0.69	0.9	1.00	0.8	1.37	0.9	1.82	1.0
Egipto	0.08	0.1	0.35	0.3	1.00	0.7	1.76	1.0
Países Bajos	1.76	2.4	1.72	1.4	1.77	1.2	1.67	1.1
Σ de países		49.7		48.7		87.9		95.8
<b>Total mundial</b>	<b>74.71</b>	<b>100%</b>	<b>119.17</b>	<b>100%</b>	<b>150.19</b>	<b>100%</b>	<b>175.78</b>	<b>100%</b>

\*Mil billones de metros cúbicos

FUENTE: Elaboración propia en base los datos tomados del BP. Statistical Review of World Energy 2004.

<http://www.bpamoco.com>

### III.3 Extracción y distribución de gas natural en México

Las reservas remanentes<sup>13</sup> totales de gas natural en México se ubicaron en 65,433 mmmpc para el 1° de enero de 2003, Cuadro 3.6, de las cuales 79.5% son de gas asociado<sup>14</sup> y 20.5% de gas no asociado<sup>15</sup>. Éstas presentaron una disminución de 16.4% en relación al año 2000, principalmente las de gas asociado con -17% para ese mismo periodo.

**CUADRO 3.6 MÉXICO, RESERVAS REMANENTES DE GAS NATURAL\***  
(Miles de millones de pies cúbicos)

	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>
Asociado	62,049.6	60,010.5	55,049.1	52,010.9
No asociado	16,236.9	16,424.4	14,055.8	13,422.1
<b>Total</b>	<b>78,286.5</b>	<b>76,434.9</b>	<b>69,104.9</b>	<b>65,433.0</b>

\*Cifras al 1° de enero

FUENTE: Las reservas de hidrocarburos de México. PEMEX. 1 enero 2003.

Secretaría de Energía. Prospectiva del mercado de gas natural 2003-2012. p.51.

Asimismo, la distribución de las reservas remanentes de gas natural en México se encuentran divididas por cuatro regiones, Figura 3.1: Región Norte, Región Sur, Región Noreste y Región Suroeste, de acuerdo a la organización geográfica de PEMEX Exploración y Producción.

<sup>13</sup> Es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos en una fecha específica.

<sup>14</sup> Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto). PEMEX. *Las reservas de hidrocarburos de México*. p. 132.

<sup>15</sup> Es un gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales. PEMEX. *Las reservas de hidrocarburos de México*. p. 132.

**Figura 3.1 México, regiones productoras de gas natural**



FUENTE: Secretaría de Energía

La Región Norte se encuentra ubicada entre el norte y centro del país, e incluye una parte continental y otra marina; su extensión es superior a dos millones de kilómetros cuadrados. Al norte limita con Estados Unidos de América, al este con la isobata de 500 metros del Golfo de México, al oeste con el Océano Pacífico y al sur con el Río Tesechoacán, que constituye el límite con la Región Sur; los activos integrales de esta región son Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz; éstos han mantenido una importante participación en las reservas totales de México desde 2000, con una participación de 59.2% durante el año 2003; sin embargo, para ese mismo periodo, la región sufrió un descenso de 12.3% en sus reservas respecto a 2000.

La Región Sur está localizada en la porción sur de la República Mexicana; abarca los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo; sus activos integrales están conformados por Bellota-Jujo, Macuspana, Cinco Presidentes, Samaria-Luna y Muspac. Esta región ha mantenido una contribución significativa de 20.4% durante 2003 con relación a las reservas remanentes nacionales; pero al igual que las otras regiones, ésta tuvo una disminución mayor, de 27% con relación al año 2000.

La Región Marina Noreste se encuentra situada en el sureste de la República Mexicana, en aguas territoriales nacionales, frente a las costas de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo, abarcando una superficie de 166,000 kilómetros cuadrados, e incluye parte de la plataforma continental y el talud del Golfo de México. Esta región administra dos activos integrales a partir del año 2003, denominados Cantarell y Ku-Maloob-Zaap. Su participación con relación a las reservas totales es de 10.6%, equivalente a 6,919.5 mmpc durante 2003; sin embargo, presentó una de las bajas más importantes dentro de las regiones de 22.2% para ese mismo año respecto a 2000.

La Región Suroeste comprende una superficie de 352,390 kilómetros cuadrados y se localiza en aguas marinas que cubren la plataforma y talud continental del Golfo de México. Hacia el sur limita con los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, hacia el oriente colinda con la Región Marina Noreste, y al norte y poniente con aguas territoriales nacionales. La región está conformada por dos activos integrales, Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco, y un Activo Regional de

Exploración. Durante el año 2003 sus reservas de gas seco se ubicaron en 6,401.4 mmpc, lo que significa una participación de 9.8% de las reservas totales del país; la reducción que presentó fue de 7.4% con respecto a 2000, siendo la más baja de todas las regiones. Asimismo, tuvo un ligero incremento entre 2002 y 2003 debido al descubrimiento de los campos de gas no asociado Akpul, Chukúa y otros (SENER,2004:52).

**CUADRO 3.7 RESERVAS REMANENTES DE GAS NATURAL POR REGIÓN\***  
(Miles de millones de pies cúbicos)

Regiones	2000	2001	2002	2003
Región Marina Noreste	8,897.9	8,161.3	7,916.5	6,919.5
Región Marina Suroeste	6,915.0	6,599.4	5,926.7	6,401.4
Región Sur	18,299.1	17,690.9	15,463.6	13,365.4
Región Norte	44,174.5	43,983.3	39,798.1	38,746.6
<b>Total</b>	<b>78,286.5</b>	<b>76,434.9</b>	<b>69,104.9</b>	<b>65,433.0</b>

\*Cifras al 1° de enero

FUENTE: Las reservas de hidrocarburos de México. PEMEX. 1 enero 2003.

Secretaría de Energía. Prospectiva del mercado de gas natural 2003-2012. p. 51.

En cuanto a la producción de gas natural para 2004, ésta fue de 4,573 millones de pies cúbicos diarios, cantidad 2.3% menor con relación a la obtenida en el año 2000. Este nivel de producción ha mostrado una trayectoria a la baja desde 1998, con un ligero crecimiento en el año precedente como resultado del crecimiento conjunto en la producción total de gas no asociado de las regiones norte y sur<sup>16</sup>.

La participación más importante provino principalmente de la Región Norte como consecuencia de los rendimientos positivos del Activo Burgos, cuya producción

<sup>16</sup> Secretaría de Energía. Prospectiva del mercado de gas natural 2003-2012. p. 52.

ascendió a 1,528 mmmpc, es decir 33.4% respecto al total en 2004; seguida de la Región Sur, la cual durante el año 2000 contaba con una participación de 39.7% con relación a la producción total nacional, pero para el 2004 tuvo un descenso de 19.5% respecto a ese mismo año, para ubicarse en 32.7% de participación en 2004, y un total de producción de 1,495 mmmpc.

En el caso de las regiones marinas, estas han incrementado su ritmo de extracción 1.7% en los últimos 10 años, aportando la tercera parte de la producción nacional de gas<sup>17</sup>, la Región Marina Noreste fue la única en tener un aumento en la extracción de gas de 28.5% con relación al año 2000.

#### **III.4 Consumo y precios por sector del gas natural en México**

Según el estudio denominado Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2003-2012, editado por la Secretaría de Energía<sup>18</sup>, el consumo de gas natural durante 2002 se incrementó en 11.42% respecto a 2001, siendo el mayor registrado en la última década hasta 2002, año en que el consumo nacional en fue de 4.855 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd).

A nivel nacional el sector eléctrico mostró el aumento más importante en el consumo de gas natural, 30.2%, para ubicarse en 1.505 mmpcd y en el periodo 1993-2002 su tasa media de crecimiento se ubicó en 13.9% lo que demuestra la

---

<sup>17</sup> Secretaría de Energía. Prospectiva del mercado de gas natural 2003-2012. p. 52.

<sup>18</sup> Secretaría de Energía. Prospectiva del mercado de gas natural 2003-2012. p. 38.

profundización de este sector en el empleo de gas natural para la generación de electricidad mediante la tecnología de ciclo combinado. También denota la magnitud de su dependencia respecto del gas importado, dado el déficit del sector energético nacional en este combustible.

En lo concerniente al sector industrial, a excepción de PEMEX Petroquímica, dicho sector mostró una recuperación de 9.2% en 2002 respecto al año anterior para ubicarse en 1.26 mmpcd, a pesar de que esta industria se ha visto limitada por la precaria ampliación y modernización de su infraestructura de operaciones, debido a factores estructurales, como inadecuados esquemas de participación en los mercados nacional e internacional, caída de los precios del amoniaco y altos costos de materia prima, lo que ha conducido a una disminución en la elaboración de productos petroquímicos.

Los autoconsumos del sector petrolero registraron pocos cambios significativos, conservando un volumen de consumo en 2002 similar al del año anterior.

El sector residencial es el que presentó el menor nivel de consumo de gas natural, para ubicarse en 71 mmpcd durante 2002, con solamente un aumento de 14.5% respecto a 1993; gracias al desarrollo de las redes de distribución, cada vez un mayor número de usuarios tiene acceso a este energético.

### CUADRO 3.8 CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL 1993-2002

(Millones de pies cúbicos diarios)

Sector	1993	2002	Tmca	93/02
Petrolero	1,126	1,994	6.6	77.1%
Industrial	1,372	1,260	-0.9	-8.2%
Eléctrico	465	1,505	13.9	223.7%
<i>Público</i>	385	959	10.7	149.1%
<i>Privado</i>	80	546	23.8	582.5%
Residencial	62	71	1.5	14.5%
Otros	15	24	4.9	60.0%
<b>Total</b>	<b>3,040</b>	<b>4,855</b>	<b>5.3</b>	<b>59.7%</b>

FUENTE: SENER con base en información de IMP, SER, PGPB y CFE.

Secretaría de Energía. Prospectiva del mercado de gas natural 2003-2012. 2004. p. 42.

Con base en el Cuadro 3.8, se puede mencionar que es precisamente el sector eléctrico el que presenta el mayor dinamismo en el consumo de gas natural en México, como consecuencia del acelerado proceso de privatización en las actividades de generación de electricidad ya que entre 1993 y 2002 el consumo privado de gas natural para este fin se incrementó en 582.5%, mientras que el sector público incrementó su utilización en 149.1%.

En relación al consumo de gas natural por región, Cuadro 3.9, éste se encuentra sumamente relacionado con la distribución de la infraestructura, así como con la ubicación de los centros industriales, actividades petroleras y concentración poblacional (SENER, 2004:46).

La región Sur-Sureste es la que presenta la mayor participación del consumo de gas natural, con un incremento de 44% con relación al 2002, concentrando el 47.7% del total del consumo nacional de gas, debido a que ahí se ubican la mayor parte de las actividades petroleras.

La región Noreste cuenta con una participación de 27% en el 2002, y un aumento de 76.9% con relación a 1993, ya que el sector eléctrico es el que absorbe la mayor cantidad de gas natural en esa región por sus centrales de Altamira II, Samalayuca, Huinalá y Monterrey III (SENER, 2004:47).

Con respecto a la región Centro, ésta contribuye con un 12.5% del consumo de gas natural para el 2002, y un incremento de 30.6% con relación a 1993. En cuarto lugar se encuentra la región Centro-Occidente con una participación de 9.7%. Finalmente está la región Noroeste con una aportación de 3.2% durante el 2002; aunque cabe notar que presentó el mayor aumento con relación a 1993, siendo éste de 3,725%, donde el consumo de gas natural se reúne en los estados de Baja California y Sonora, ya que son los que cuentan con infraestructura para el suministro de este combustible, desarrollándose gradualmente nuevos proyectos de interconexiones con el Sur de Estados Unidos para importar dicho energético (SENER, 2004:49).

### CUADRO 3.9 CONSUMO DE GAS POR REGIÓN

*(Millones de pies cúbicos diarios)*

<b>Región</b>	<b>1993</b>	<b>2002</b>	<b>93/02</b>
Sur-Sureste	1,607	2,314	44.0%
Noreste	740	1,309	76.9%
Centro	464	606	30.6%
Centro-Occidente	226	473	109.3%
Noroeste	4	153	3,725.0%
<b>Total</b>	<b>3,040</b>	<b>4,855</b>	<b>59.7%</b>

FUENTE: SENER con base en información de CRE y PGPB.

Secretaría de Energía. Prospectiva del mercado de gas natural 2003-2012.

## **III.5 Organización y cambio institucional**

### *III.5.1 Antecedentes*

A partir de las transformaciones orgánicas que se promovieron en Petróleos Mexicanos a partir de 1991, durante el régimen de Carlos Salinas de Gortari (1989-1994), el marco normativo<sup>19</sup> de la empresa con la responsabilidad constitucional para explorar, transformar y explotar comercialmente los hidrocarburos, entre ellos el gas natural, fue objeto de profundas modificaciones que condujeron a reestructurar su organización en cuatro empresas semiautónomas y un órgano corporativo, con fundamento en la Ley Reglamentaria de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. Algunos años antes a la promulgación de esta Ley, que abarcan los periodos de Miguel De la Madrid y de Carlos Salinas, el Congreso de la Unión aprobó un conjunto de modificaciones a los Artículos Constitucionales y Leyes Reglamentarias en materia de energéticos. Estos antecedentes condujeron en un principio, entre otros, al seccionamiento de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, y a la integración de las actividades de transporte, distribución y comercialización del gas natural en dos empresas independientes, respectivamente PEMEX Exploración y Producción y PEMEX Gas y Petroquímica Básica.

---

<sup>19</sup> Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

Esta diferenciación operativa de las atribuciones en materia de gas natural, fue el antecedente que dio lugar a que durante el régimen de Ernesto Zedillo se diera el paso decisivo para privatizar las actividades de transporte y distribución de gas natural por gasoductos así como para privatizar una parte importante de los complejos petroquímicos que inicialmente se asignaron a la subsidiaria PEMEX Petroquímica. Durante el período que abarca la presente investigación, se aceleró la participación privada en todas las actividades de la cadena productiva energética, con especial énfasis en las actividades de explotación de hidrocarburos a través de los Contratos de Servicios Múltiples en PEMEX y de la participación privada en importantes proyectos para la generación de electricidad, en ambos rubros preponderantemente a través de firmas multinacionales.

### *III.5.2 Marco regulatorio*

La evolución de las políticas públicas que se deriva de los antecedentes mencionados hasta la actualidad, hace evidente la orientación del marco regulatorio de la industria del gas natural en función de la política de reestructuración del sector eléctrico. Lo anterior se puede constatar por los lineamientos que se detallan en la Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2003-2012<sup>20</sup>, donde se destaca que:

---

<sup>20</sup> Secretaría de Energía. Prospectiva del Mercado de gas natural 2003-2012. p. 28.

- El 30 de abril de 2002, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) publicó la resolución sobre metodología para determinar el precio máximo del gas natural en venta de primera mano con el objeto de reflejar el costo de oportunidad del hidrocarburo.
- A efecto de que PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) estuviera en posibilidad de cumplir los contratos a largo plazo en condiciones especiales celebrados con los Productores Independientes de Energía y Generadores Privados, la CRE publicó el capítulo primero del catálogo de precios.
- La CRE modificó el régimen transitorio de Términos y Condiciones Generales para la venta de primera mano de gas natural a fin de que PEMEX Gas y Petroquímica Básica formalice contratos a largo plazo en condiciones especiales con los Productores Independientes de Energía y Generadores Privados. Asimismo, la CRE modificó el permiso de transporte del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), de modo que PGPB y los adquirentes mencionados puedan reservar la capacidad necesaria en este sistema.
- El 13 de junio de 2002, la CRE autorizó a los generadores privados a celebrar contratos de venta de primera mano con PGPB a largo plazo o reservar capacidad en el SNG.

**CUADRO 3.10 PERMISOS DE TRANSPORTE DE ACCESO ABIERTO DE GAS NATURAL OTORGADOS POR LA CRE EN 2002**

<b>Permisionario</b>	<b>Trayecto</b>	<b>Longitud (Km)</b>	<b>Diámetro (Pulg)</b>	<b>Capacidad (mmpcd)</b>	<b>Inversión (MMUSD)</b>
El Paso Gas Transmission de México	Naco-Agua Prieta	12.5	20	173	6.6
Gasoductos de Tamaulipas	Reynosa-San Fernando	114.2	36	1,000	238.7
Gasoductos del Río	Valle Hermoso	57.9	36	329	39.3

FUENTE: SENER. *Prospectiva del mercado de gas natural, 2003-2012*. 2004. p. 37

La intensa actividad desarrollada por la CRE para adecuar el marco regulatorio del sector de gas natural se refleja en una mayor participación en este mercado por parte de empresas en el norte del país, principalmente norteamericanas, como se observa en el Cuadro 3.10, donde se resumen los permisos de transporte de acceso abierto de gas natural otorgados por la CRE en 2002, que denotan una concentración de esta actividad en la zona fronteriza de México con Estados Unidos, como consecuencia de la política de integración energética sostenida por el gobierno mexicano.

### **III.6 Empresas participantes en los segmentos de esta industria**

Según datos tomados de los permisos que otorgó la Comisión Reguladora de Energía en el periodo 1996 a 2004, las principales firmas que ingresaron al transporte de gas de acceso abierto en su mayoría son pertenecientes a la transnacional El Paso Energy de origen norteamericano, que tiene como subsidiarias a las empresas de Gasoductos de Tamaulipas, Ductos de Nogales, el Paso Transmission de México, entre otras. También se encuentran en estas

autorizaciones la multinacional norteamericana Sempra Energy México, Transnevado Gas, subsidiaria de Nova Company of Canada, Energía Mayakan de TransCanada, FINSA Energéticos de la compañía franco-belga Tractebel y Transportadora de Gas Zapata, subsidiaria de la empresa alemana Oiltanking.

En cuanto al almacenamiento de gas natural, entre 2003 y 2004 las empresas participantes en esta rama fueron Chevron Texaco de México, Energía Costa Azul, subsidiaria de Sempra Energy, Terminal LNG de Baja California, Terminal LNG de Altamira, ambas subsidiarias de Royal Dutch Shell, Gas Natural Baja California, de la empresa Marathon, todas norteamericanas.

La distribución de gas natural entre 1996 y 2000 se llevó a cabo por las empresas transnacionales Gaz de France, Repsol, Gas Natural, Sempra Energy, Tractebel y KN Energy, las que a través de subsidiarias manejan la mayor parte de la región norte del país en esta rama, con casi 2 millones de clientes cautivos<sup>21</sup>. Estas empresas a su vez también han mantenido una importante participación en los proyectos del sector eléctrico.

---

<sup>21</sup> Fernández-Vega, Fernando. La Jornada. Economía. *En el gas natural, transnacionales se reparten el pastel geográfico*. 23 de marzo, 2005.

#### **IV. SITUACIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN MÉXICO, 1992-2003**

El curso de la industria eléctrica en México ha estado comprometido por las diversas fuentes de energía primaria, la disponibilidad de las mismas y el equilibrio ambiental, considerando la eficiencia que cada una posee para la generación de electricidad, conjuntamente con el desarrollo tecnológico y las innovaciones en la industria.

##### **IV.1 Características de la industria eléctrica**

Durante el período estudiado en esta investigación, 1989-2003, el sector eléctrico de México se caracterizó por importantes cambios en: 1) la infraestructura; 2) marco institucional; 3) estructura de mercado, 4) grado de privatización del sector; 5) tecnología utilizada como consecuencia del desarrollo científico-tecnológico internacional; como resultado de estos cambios se muestran los indicadores que dan cuenta del estado actual de la industria eléctrica.

##### *IV.1.1 Cambios en la infraestructura de la industria eléctrica*

###### **a) Capacidad instalada**

Dentro de la infraestructura de la industria eléctrica, la capacidad instalada ascendió para el 2003 a 51,004.5 MW, Cuadros 4.1, esto significa un aumento del 80.5% con respecto al año 1990, debido al aumento en la participación de

proyectos privados. Durante el año 2003 de ese total el 85.7% le perteneció a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), el 1.6% a la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (LFC) y el 12.6% restante al Sector Privado.

La centrales termoeléctricas de la CFE representaron la mayor parte de la capacidad instalada con una participación de 57.7% durante el 2003, lo que significó un ascenso de 105.5% a partir del año de 1990 hasta el año de estudio; a diferencia de las centrales de LFC que sólo contaron con una participación de 1.2%. Por otra parte las centrales hidroeléctricas participaron con 18.4% de la capacidad instalada del país, aunque tuvieron un aumento de 24.5% durante el periodo 1990-2003, en los últimos tres años reportaron un descenso de 0.1%; este desplazamiento fue provocado por el incremento de las centrales de ciclo combinado que durante 1992 contaban con una participación de 6.7%, y para el 2003 su participación fue de 23.8%; esto representó un ascenso de 483.3% en la capacidad instalada para este lapso; como consecuencia del incremento en el uso de las turbinas empleadoras de gas para centrales de ciclo combinado (CFE,2003:25).

Por su parte el sector privado ha venido mostrando un importante aumento en su participación en la generación de electricidad desde 1997, por lo que durante el periodo mencionado; éste último tuvo un crecimiento significativo de 117.1%. Dentro de las fuentes de generación, la capacidad instalada termoeléctrica e hidroeléctrica alcanza el 76.1%, mientras que las fuentes como la geotérmica,

carboeléctrica, nucleoelectrica y eoloelectrica participan con 9.7% del total de capacidad instalada.

**CUADRO 4.1 CAPACIDAD INSTALADA (MW)**

Años	Total	CFE	LFC	CFE						LFC		Sector Privado
				Termo-eléctrica	Hidro-eléctrica	Geo-térmica	Carbo-eléctrica	Nucleo-eléctrica	Eolo-eléctrica	Termo-eléctrica	Hidro-eléctrica	
1990	28,261	24,422	871	14,316	7,531	700	1,200	675	-	598	273	2,968
1991	30,068	25,926	871	15,673	7,658	720	1,200	675	-	598	273	3,271
1992	30,447	26,196	871	15,933	7,658	730	1,200	675	-	598	273	3,380
1993	32,533	28,333	871	17,120	7,898	740	1,900	675	-	598	273	3,329
1994	35,220	30,777	871	18,600	8,848	752	1,900	675	1.6	598	273	3,572
1995	35,437	32,166	871	18,796	9,056	752	2,250	1,309	1.6	598	273	2,400
1996	37,281	33,920	871	19,504	9,761	743	2,600	1,309	1.6	598	273	2,490
1997	37,457	33,943	871	19,522	9,761	749	2,600	1,309	1.6	598	273	2,643
1998	38,440	34,384	871	20,296	9,427	749	2,600	1,309	1.6	598	273	3,185
1999	38,983	34,839	827	20,729	9,389	749	2,600	1,368	2.2	598	229	3,317
2000	40,503	35,869	827	21,659	9,389	849	2,600	1,368	2.2	598	229	3,806
2001	42,474	37,691	827	23,496	9,389	837	2,600	1,364	2.2	598	229	3,955
2002	45,689	40,349	834	26,161	9,378	842	2,600	1,364	2.2	598	236	4,505
2003	51,004	43,726	834	29,421	9,378	959	2,600	1,364	2.2	598	236	6,443

FUENTE: Anexo del Segundo Informe de Gobierno 2002. p. 372

**CUADRO 4.2 PARTICIPACIÓN PORCENTUAL DE LAS DISTINTAS FUENTES DE GENERACIÓN EN LA CAPACIDAD INSTALADA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA**

Años	CFE	LFC	CFE						LFC		Sector Privado
			Termo-eléctrica	Hidro-eléctrica	Geo-térmica	Carbo-eléctrica	Nucleo-eléctrica	Eolo-eléctrica	Termo-eléctrica	Hidro-eléctrica	
1990	86.4	3.1	50.7	26.6	2.5	4.2	2.4	-	2.1	1.0	10.5
1991	86.2	2.9	52.1	25.5	2.4	4.0	2.2	-	2.0	0.9	10.9
1992	86.0	2.9	52.3	25.2	2.4	3.9	2.2	-	2.0	0.9	11.1
1993	87.1	2.7	52.6	24.3	2.3	5.8	2.1	-	1.8	0.8	10.2
1994	87.4	2.5	52.8	25.1	2.1	5.4	1.9	0.0	1.7	0.8	10.1
1995	90.8	2.5	53.0	25.6	2.1	6.3	3.7	0.0	1.7	0.8	6.8
1996	91.0	2.3	52.3	26.2	2.0	7.0	3.5	0.0	1.6	0.7	6.7
1997	90.6	2.3	52.1	26.1	2.0	6.9	3.5	0.0	1.6	0.7	7.1
1998	89.4	2.3	52.8	24.5	2.0	6.8	3.4	0.0	1.6	0.7	8.3
1999	89.4	2.1	53.2	24.1	1.9	6.7	3.5	0.0	1.5	0.6	8.5
2000	88.6	2.0	53.5	23.2	2.1	6.4	3.4	0.0	1.5	0.6	9.4
2001	88.7	1.9	55.3	22.1	2.0	6.1	3.2	0.0	1.4	0.5	9.3
2002	88.3	1.8	57.3	20.5	1.8	5.7	3.0	0.0	1.3	0.5	9.9
2003	85.7	1.6	57.7	18.4	1.9	5.1	2.7	0.0	1.2	0.5	12.6

FUENTE: Elaboración propia con datos del Anexo del Quinto Informe de Gobierno 2004.

## **b) Generación bruta por tipo de fuente**

Durante 2003 la generación bruta de electricidad fue de 21,325.2 GWh, presentando un ascenso de 90.2% en relación al año de 1989. De ésta, la generación termoeléctrica tuvo la principal participación con un 66.3%, especialmente la generación mediante combustóleo o gas (43.2%) (CFE,2003:26).

La política energética establecida en el país durante los últimos años, ha dispuesto que la mayor parte del incremento en la capacidad de generación sea con base en ciclos combinados, debido a que utilizan un combustible relativamente limpio<sup>1</sup> y presenta características atractivas sobre su costo de inversión, plazos de construcción cortos y eficiencia térmica elevada (SENER,2004:45). Dado lo anterior, de todas las energías primarias para la generación de electricidad, el gas participó con 13.3% en 2003, esto representó un incremento de 36.7% en relación al año 2000.

Es importante destacar la participación decreciente en generación hidroeléctrica, ya que ese año alcanzó un 8.5% del total, cifra 21.5% menor en relación al año de 1989, y 41.8% inferior respecto al año 2000. Subsiguientemente aparece la carboeléctrica con una participación de 7.5%; mostrando un ascenso de 111.4% durante el periodo de 1989-2003; sin embargo a partir del 2000 hasta el 2003 esta alternativa presentó una caída de 10.8%. Por último, los permisionarios

---

<sup>1</sup> Representa dos tercios de las emisiones de CO<sub>2</sub>.

participaron con un 9.5% en la generación de electricidad, que durante el periodo estudiado tuvo un importante aumento de 179%, aunque su principal incremento se presentó a partir del año 2000. En el Cuadro 4.2 se detalla la participación de cada tipo de fuente en la generación de la capacidad instalada.

Sin embargo, como consecuencia de los altos precios de los hidrocarburos, las necesidades del abastecimiento energético, así como la mitigación de emisiones contaminantes al medio ambiente, ha llevado a tomar la decisión de diversificar el uso de fuentes primarias para la generación de electricidad. Tal es el caso del carbón que se mantiene como el combustible dominante para la generación de electricidad a nivel mundial (54.3%)<sup>2</sup>, debido a que países como Estados Unidos, China y Rusia cuentan con grandes reservas de carbón, a pesar de la cada vez más importante participación del gas natural debido a su eficiencia energética y la reducción de gases invernadero. Por otra parte, la energía nuclear tenderá a disminuir debido al fin de la vida útil de los reactores y el cese de construcción de los mismos en países industrializados.

En el caso de las fuentes de energía renovables, éstas ocupan el segundo lugar en generación de electricidad, a pesar de que no lleguen a ser económicamente competitivas por la alta inversión en construcción, en relación a las plantas utilizadas para gas natural y la dificultad para disponer de dicha fuente.

---

<sup>2</sup> Sener. Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017. 2009. p. 22.

En cuanto al gas natural, se prevé un importante incremento debido a las ventajas tecnológicas, eficiencia térmica por parte de las centrales de ciclo combinado y costos reducidos para su construcción. Debido a lo anterior, se espera que para finales de 2025 su participación aumente 2.6% a nivel mundial; aunado al efecto de los altos precios del petróleo a raíz del embargo petrolero (1973-1974) y la revolución en Irán (1979).

Asimismo, la generación para el servicio público se ha visto complementada por los productores independientes de energía: PIE's y la generación autoabastecida (autoabastecimiento, cogeneración, usos propios continuos y pequeña producción); del total de la producción de energía eléctrica que proporcionaron PIEs y vía autoabastecimiento, el 81.6% estuvo a cargo de empresas suministradoras, el 10.6% los productores independientes y el 7.8% el autoabastecimiento. La figura del autoabastecimiento dio lugar a que se conformaran asociaciones privadas para la generación de electricidad, ya que durante febrero de 2003 se inauguró el proyecto de cogeneración de Tractebel con capacidad de 245 MW, para suministrar electricidad a 38 instalaciones de clientes como Vitro, IMSA y Cementos Apasco, usuarios que tenían contratado el servicio con la Comisión Federal de Electricidad. Al mismo tiempo dicho proyecto incluyó un acuerdo de suministro de gas natural con PEMEX Gas y Petroquímica Básica por 15 años y convenios de interconexión, respaldo y porteo eléctrico con CFE<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> Sener. Prospectiva del Sector Eléctrico 2003-2012. 2004. p. 46, 47.

En los Cuadros 4.3 y 4.4 se muestra la creciente participación de los permisionarios en la generación de energía, durante el período analizado.

**CUADRO 4.3 GENERACIÓN BRUTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA<sup>1</sup>**  
**(Gigawatts-hora)**

Año	TOTAL <sup>2</sup>	CFE						LFC		Permisionarios <sup>4</sup>
		Termo-eléctrica <sup>3</sup>	Hidro-eléctrica	Carbo-eléctrica	Geotermo-eléctrica	Nucleo-eléctrica	Eolo-eléctrica	Termo-eléctrica	Hidro-eléctrica	
1989	117,744	72,964	24,200	7,890	4,675	372				7,643
1990	122,757	74,370	22,218	7,774	5,124	2,937	0.0	781	1,120	8,432
1991	126,962	78,307	20,552	8,077	5,435	4,242	0.0	613	1,185	8,550
1992	130,283	77,186	24,903	8,318	5,804	3,918	0.0	375	1,191	8,586
1993	135,316	78,751	25,024	10,500	5,877	4,930	0.0	272	1,211	8,750
1994	146,721	93,799	19,130	13,036	5,598	4,239	3.9	797	918	9,200
1995	150,737	85,585	26,637	14,478	5,668	8,443	6.0	634	890	8,394
1996	160,493	88,336	30,286	17,734	5,729	7,878	5.1	763	1,155	8,605
1997	170,519	100,802	25,527	17,575	5,465	10,456	3.6	651	903	9,134
1998	180,491	112,376	23,721	17,956	5,656	9,265	5.3	1,107	894	9,509
1999	192,234	113,182	32,004	18,250	5,623	10,001	6.1	1,139	709	11,317
2000	204,205	125,761	32,612	18,696	5,901	8,220	7.6	968	462	11,575
2001	209,073	134,240	27,810	18,567	5,566	8,726	6.5	1,010	625	12,520
2002	214,382	143,295	24,277	16,151	5,397	9,746	6.7	878	584	14,043
2003	223,893	148,476	18,992	16,681	6,281	10,501	5.4	868	760	21,325

1/ Se refiere a la energía eléctrica registrada en terminales de los generadores de plantas termoeléctricas y fuentes alternas. Para 2000, 2001 y 2002, cifras revisadas por la Secretaría de Energía.

2/ La suma de los parciales puede no coincidir con los totales, debido al redondeo de las cifras. Para el periodo 2000-2002 las cifras difieren de lo reportado en el Tercer Informe de Gobierno,

Debido a que en el mismo se contabilizaba dos veces la generación de los productores Independientes de Energía.

3/ A partir de 2000 incluye energía entregada por Productores Independientes también denominados Productores Externos de Energía (PEE's).

4/ Comprende a lo reportado a la Comisión Reguladora de Energía por los permisionarios en operación. Excluye la generación de los permisionarios en la modalidad de Productor Independiente,

Debido a que esta se considera en la generación de CFE. En 1995 y para el periodo de 1999 a 2002, cifras revisadas por la Secretaría de Energía

e/ Cifras estimadas al mes de diciembre de 2004 con datos reales al mes de julio.

FUENTE: Secretaría de Energía.

Anexo del Quinto Informe de Gobierno 2002 y 1994.

**CUADRO 4.4 PARTICIPACIÓN PORCENTUAL DE LAS FUENTES EN GENERACIÓN BRUTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Año	CFE						LFC		Permisos
	Termo- eléctrica	Hidro- eléctrica	Carbo- eléctrica	Geotermo- eléctrica	Nucleo- eléctrica	Eolo- eléctrica	Termo- eléctrica	Hidro- eléctrica	
1989	62.0	20.6	6.7	4.0	0.3	-	-	-	6.5
1990	60.6	18.1	6.3	4.2	2.4	0.0	0.6	0.9	6.9
1991	61.7	16.2	6.4	4.3	3.3	0.0	0.5	0.9	6.7
1992	59.2	19.1	6.4	4.5	3.0	0.0	0.3	0.9	6.6
1993	58.2	18.5	7.8	4.3	3.6	0.0	0.2	0.9	6.5
1994	63.9	13.0	8.9	3.8	2.9	0.0	0.5	0.6	6.3
1995	56.8	17.7	9.6	3.8	5.6	0.0	0.4	0.6	5.6
1996	55.0	18.9	11.1	3.6	4.9	0.0	0.5	0.7	5.4
1997	59.1	15.0	10.3	3.2	6.1	0.0	0.4	0.5	5.4
1998	62.3	13.1	9.9	3.1	5.1	0.0	0.6	0.5	5.3
1999	58.9	16.6	9.5	2.9	5.2	0.0	0.6	0.4	5.9
2000	61.6	16.0	9.2	2.9	4.0	0.0	0.5	0.2	5.7
2001	64.2	13.3	8.9	2.7	4.2	0.0	0.5	0.3	6.0
2002	66.8	11.3	7.5	2.5	4.5	0.0	0.4	0.3	6.6
2003	66.3	8.5	7.5	2.8	4.7	0.0	0.4	0.3	9.5

FUENTE: Elaboración propia con datos del Anexo del Quinto Informe de Gobierno 2004.

### c) Redes de transmisión y distribución

La transportación a grandes distancias de energía eléctrica en redes de alta tensión, desde las plantas de generación hasta los centros de consumo, físicamente está constituida por el conjunto de líneas, subestaciones y equipos eléctricos.

Durante 2003 el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) contó con 727,075 Km de líneas de transmisión, subtransmisión y baja tensión; la red registró un aumento de 181,898 Km desde 1993. De éstas líneas 90.5% correspondieron a la Comisión Federal de Electricidad y 9.5% a Luz y Fuerza del Centro.

La estructura general de la red de transmisión del SEN presentó la siguiente configuración: (SENER, 2004:50):

- Red de transmisión troncal. Se integró por líneas de transmisión y subestaciones de potencia de alta tensión (230 kV y 400 kV) que durante 2003 contó con 40,775 Km para poder movilizar grandes cantidades de energía entre regiones. Se alimentó de las centrales generadoras para abastecer las redes de subtransmisión y las instalaciones de algunos usuarios industriales.
- Redes de subtransmisión. Son de cobertura regional y utilizan líneas de alta tensión de transmisión (69 a 161 kV), suministran energía a redes de distribución en media tensión y a cargas de usuarios conectadas en alta tensión de subtransmisión, y para 2003 estas redes contaron con 44,087 Km.
- Redes de distribución en media tensión. Suministran la energía de 2.4 kV a 34.5 kV dentro de zonas relativamente pequeñas, en 2003 contaron con 348,058 Km de longitud, 47.9% del total; y la de baja tensión representó 225,147 Km de longitud, 31.0% del total.
- La red de LFC cuenta con una longitud de 69,008 Km.

Debido a que la CFE cuenta con la mayor parte de las líneas de transmisión, subtransmisión y baja tensión, presentaron un crecimiento de 138,180 Km entre 1993 y 2003; dentro de ésta estructura las redes de 2.4 kV a 34.5 kV representaron la mayor parte (47.9%), seguidas de las redes de baja tensión (31%), las cuales reportaron un crecimiento de 83,371 Km y 39,292 Km

respectivamente para ese mismo periodo. Por su parte, la compañía de LCF tuvo un incremento de 43,718 Km en el periodo mencionado.

**CUADRO 4.5 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, SUBTRANSMISIÓN Y BAJA TENSIÓN**  
(Kilómetros)

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001*	2002*	2003*
<b>SEN</b>	545,177	558,684	570,365	584,993	606,456	622,718	637,377	651,995	661,863	675,385	727,075
CFE**	519,887	532,822	543,988	558,021	578,923	594,715	608,773	622,718	632,025	644,892	658,067
230-400 kV	27,977	28,840	29,511	30,215	31,283	32,541	33,623	34,763	36,339	38,561	40,775
69-161 kV	35,925	36,294	36,718	36,835	37,302	38,681	39,300	40,135	41,312	43,269	44,087
2.4-34.5 kV	264,687	271,398	277,232	287,618	297,636	307,422	316,139	324,386	333,295	340,898	348,058
Baja Tensión	185,855	190,507	194,317	196,960	205,902	208,765	211,969	215,369	221,079	222,164	225,147
Líneas subterráneas***	5,443	5,783	6,210	6,393	6,800	7,306	7,742	8,065	9,039	9,737	10,946
LyFC	25,290	25,862	26,377	26,972	27,533	28,003	28,604	29,277	29,838	30,493	69,008

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

CFE: Comisión Federal de Electricidad

LyCF: Luz y Fuerza del Centro

\*Cifras revisadas por CFE

\*\*Incluye líneas subterráneas a partir de 2001

\*\*\*Kilómetros de línea incluidos en el total CFE

FUENTE: Comisión Federal de Electricidad. Secretaría de Energía. Prospectiva del sector eléctrico 2004-2013. 2005. p. 51.

Como consecuencia de su estructura longitudinal y poco mallada, así como a la amplia cobertura de la red, la capacidad de transmisión de los enlaces entre las regiones depende de las condiciones instantáneas de la demanda y de la capacidad de generación disponible (SENER, 2004:51). En el Cuadro 4.5 se muestran los principales indicadores de líneas de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional.

## **IV.2 Organización y reestructuración de la industria**

### **a) Reformas en materia de electricidad**

La organización y reestructuración de la industria eléctrica en México tienen antecedentes importantes en la evolución histórica del marco regulatorio. Entre estos se pueden citar los siguientes:

- i. En 1926 surge el Código Eléctrico que se conformó de 17 artículos, entre los que destacan: I) El carácter de utilidad pública de la industria eléctrica y la exclusiva jurisdicción del Poder Ejecutivo Federal en la reglamentación, regulación y vigilancia de la generación de energía eléctrica, y II) la determinación de los estándares técnicos a los que deberían sujetarse la construcción, manejo y conservación de las instalaciones existentes en esa época o las que se establecieran en el futuro en la República para la generación, transformación, distribución y utilización de dicha energía.
  
- ii. Para el año de 1939 el Gral. Lázaro Cárdenas, Presidente de la República, publica la primera ley eléctrica denominada: “Ley de la Industria Eléctrica”, integrada por 52 artículos. Del articulado de esta ley resalta la necesidad de regular la generación, distribución, exportación, importación, compraventa, utilización y consumo, con la finalidad de obtener aprovechamientos en beneficio público; así como estimular el desarrollo y el mejoramiento de la industria eléctrica en un ambiente de concurrencia de los sectores público y

privado con reglas equilibradas y justas; fija los requisitos para el otorgamiento de las autorizaciones necesarias (concesiones y permisos) para el desarrollo de las actividades relacionadas con la industria eléctrica; considera de utilidad pública todos los actos relacionados con la industria eléctrica; asimismo define como abasto para uso propio aquél que destina al menos el 60% de la capacidad de las instalaciones del beneficiario para autoconsumo.

iii. Durante 1960 se reforma el Artículo 27 Constitucional dejando de manifiesto la intención del gobierno mexicano que los beneficios de la industria eléctrica fueran llevados a todos los habitantes de la República Mexicana. El proceso de integración de todas las empresas no culminó sino hasta 1972 con lo que se facilitó la creación del sistema interconectado nacional. Posteriormente se publica la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSEE) para reemplazar la diversidad de ordenamientos que reglamentaban en ese momento a la industria eléctrica. Dicha Ley señala que corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación del servicio público.

iv. La necesidad de sanear las finanzas públicas para alcanzar la estabilidad macroeconómica después de la crisis de 1982, dio lugar a reducciones significativas a los montos de inversión asignados a la producción de energía así como la reducción significativa de subsidios al servicio eléctrico. Por lo que

en 1983 se decreta la reforma del Artículo 28 Constitucional, donde se especifica que las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva, como la electricidad, no constituirán monopolios y le da el carácter de estratégica a esta función; asimismo se reforman los Artículos 5°, 6°, 9° fracción II, 10, 12 fracciones II y IV, 13, 14, 20, 25, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 36, 39, 40, 42, 43 y 44 de la LSPEE, para alcanzar dichos fines. Dos años después se reforma la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica con las adiciones de una fracción al Artículo 12 y el Artículo 46 del Capítulo IX, para que las aportaciones hechas por el Gobierno Federal fuesen destinadas al fin que establece la propia ley.

- v. En 1989 se reforma la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en su Artículo Cuarto transitorio para establecer que las empresas concesionarias, entrarán o continuarán en disolución y liquidación y prestarán el servicio hasta ser totalmente liquidadas (el caso de la compañía de Luz y Fuerza del Centro). En aquella reforma se estableció que una vez concluida la liquidación de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A., y Compañía de Luz y sus asociadas, el Ejecutivo Federal dispondrá la constitución de un organismo descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propios, el cual tendrá a su cargo la prestación del servicio que han venido proporcionando dichas compañías.
- vi. Durante el régimen de Carlos Salinas de Gortari se establecen nuevas reformas a la Ley del Servicio Público de Electricidad, que fomentaron la

participación de los particulares en el segmento de generación mediante las figuras de Productores Independientes, Autoabastecedores, Cogeneradores, y Pequeños Productores. Además, se establecieron los permisos para la exportación de energía eléctrica, y la importación por los usuarios de la misma a fin de cubrir sus necesidades.

En los últimos lustros el Gobierno Federal ha promovido la creación de un mercado eléctrico, mediante una figura que expresamente no pretende privatizar los activos que pertenecen al Estado, y simultáneamente se han impulsado los cambios constitucionales que restringen a los entes estatales a las funciones de despacho y generación nuclear; y que limitan la exclusividad del Estado a la generación y transmisión a nivel de ley.

Un aspecto a destacar de ésta reforma es el impulso a la participación privada en las actividades de generación de electricidad en un escenario de competencia determinado por una fórmula de precios dependiente de los picos de demanda y de índices de confiabilidad operacional asociados a la probabilidad de falla del servicio.

Hasta el momento la iniciativa de reforma mencionada promovida por el Poder Ejecutivo Federal no ha logrado el consenso de las diversas fracciones parlamentarias en el Congreso de la Unión, por lo que organizacionalmente el sector ha permanecido con la misma estructura en lo fundamental sustentada en las capacidades desarrolladas por la Comisión Federal de Electricidad a nivel

nacional y por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro en el Distrito Federal y parte del Estado de México, Puebla, Tlaxcala, Hidalgo y Veracruz.

**b) Estructura orgánica de la industria**

Actualmente la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica permite la participación de inversión privada en proyectos de generación en las modalidades de cogeneración, autoabastecimiento (se permite la importación de energía eléctrica), pequeña producción, producción independiente de energía (PIE), y exportación. En la actualidad la transmisión y distribución están reservadas al Estado, sin embargo las empresas privadas pueden participar a través de contratos de servicios con la CFE.

**Figura 4.1 Estructura Actual del Sector Eléctrico**



FUENTE: Secretaría de Energía

Según el informe presentado por la Unidad de Promoción de Inversiones de la Secretaría de Energía, los principales objetivos de esta reforma son:

- Asegurar el abasto de energía eléctrica en el país a precios competitivos.
- Modernizar la infraestructura del sector energético para alcanzar mayor eficiencia.
- Fortalecer a las empresas públicas del sector CFE y LFC.
- Disminuir la dependencia del sector de los recursos públicos.
- Promover y aumentar la participación privada en el sector.

Para alcanzar estos objetivos se han promovido reformas y adiciones legales al marco normativo.

La nueva reorganización industrial, Figura 4.1, pretende dar autonomía de gestión a las empresas paraestatales del sector, la promoción de precios competitivos en el servicio público de energía eléctrica, la transformación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) en una entidad independiente que garantice a todos los usuarios acceso a la energía eléctrica generada bajo las mismas condiciones; el desarrollo de un marco jurídico que permita a la Comisión Reguladora de Energía (CRE), como autoridad independiente, regular la transmisión, distribución, suministro y venta de energía eléctrica en cuanto a precio y calidad de los servicios; así como su fortalecimiento.

Para estos fines se previó que el CENACE, organismo descentralizado de la Administración Pública Federal, fuera responsable del control operativo del Sistema Eléctrico Nacional y de la operación del despacho de generación. Este organismo tiene el fin de garantizar el libre acceso al uso de la Red Nacional de Transmisión, además de finiquitar las transacciones financieras entre los distintos participantes. Las entidades paraestatales responsables de la red nacional de transmisión y de las líneas de distribución, ofrecen un acceso abierto, no discriminatorio a generadores y compradores de energía, y permanecen bajo el control del Estado. Asimismo, las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, producción independiente, importación y exportación se mantienen vigentes; así como los usuarios calificados, adquirentes de energía eléctrica en el despacho y/o mediante contratos bilaterales, con un consumo de energía eléctrica superior a 2,500 MWh por año.

El área de generación de la actual industria eléctrica se conformó por entidades propiedad de los sectores público, social y privado en los siguientes términos:

1) *Generación Pública*: Las entidades paraestatales del sector debido a su obligación de prestar el servicio público de energía eléctrica, deberán contar en todo momento con la capacidad suficiente para generar la energía eléctrica necesaria para abastecer la demanda de la modalidad de servicio público. Esto lo pueden lograr bajo dos tipos de plantas:

a) Plantas de propiedad de las empresas públicas productivas

b) Plantas bajo el esquema de Producción Independiente (PIE)

2) *Generación Privada, Productores Privados de Energía:* esta es la denominación para toda empresa que desee vender energía eléctrica a auto-consumidores vía contratos bilaterales o bien dentro del despacho económico de generación.

La generación de energía eléctrica no destinada a servicio público queda sujeta a un régimen de permisos otorgados por la CRE, una vez satisfechos los requisitos jurídicos, técnicos y financieros establecidos en la legislación y reglamentación correspondientes.

**c) Presencia sindical**

Para entender la problemática dentro del sector eléctrico en su conjunto, es necesario integrar los diversos aspectos concernientes a la producción de electricidad y hacer un análisis que nos permita entender los principios de esta industria, en su actual conformación. De aquí que sea imprescindible mencionar algunas cuestiones de carácter histórico de la introducción y desarrollo de la producción de electricidad en el país, de destacar la función que cumple en la acumulación de capital a nivel general. Asimismo, debe considerarse el papel que desempeña el Estado, en la regulación de la producción, distribución y consumo de la energía eléctrica, y el grado de concentración que el sector ha venido adquiriendo desde su nacionalización.

Debemos destacar que la aplicación de la electricidad en el proceso productivo en México (1879), permite a la burguesía introducir una forma innovadora de explotación de la fuerza de trabajo, por la revolución técnica que esto implica. De ser la energía eléctrica uno de los principales factores para el éxito o fracaso en la competencia capitalista, es lógico pensar que el estado tuviera que intervenir desde un principio, en la regulación de tan importante elemento, para todos los capitalistas

La intervención directa del estado en la producción de electricidad es producto del propio desarrollo capitalista, en donde se destacan dos tipos de comportamiento: el del capitalista productor de energía, el cual busca la utilidad máxima individual, y la intervención del estado al que le interesa la reproducción general del capital, objetivos completamente diferentes.

Ante la explosiva demanda de energía, se presenta una deficiencia en la satisfacción de los requerimientos del capital por parte de las compañías; se hace entonces necesaria la intervención directa del Estado en la producción. De esta manera se va cubriendo esta insuficiente satisfacción de la demanda, con la creación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Cabe mencionar que el surgimiento de este organismo no vino a enfrentar al capital del sector, sino por el contrario, llegó para fortalecerlo, en la medida en que la producción de la empresa estatal se dirigía hacia ellos para que la distribuyeran, a fin de obtener altas ganancias por éste solo hecho.

Por su parte, la nacionalización, vino a confirmar algo que ya estaba funcionando en la práctica: la producción mayoritaria de la CFE y la necesidad de renovación de plantas obsoletas. Es de considerarse que si realmente se hubiera querido afectar al capital, no hubiera continuado operando la Compañía de Luz y Fuerza del Centro S.A (CLFC). Esta empresa es la única que se opuso abiertamente a la nacionalización y como tal, existe hasta nuestros días. Asimismo, la nacionalización del sector eléctrico refuerza el mercado interno, que se ha visto invadido por empresas transnacionales, al crear la posibilidad de su ampliación hacia aquellos centros que habían resultado poco atractivos para el capital privado. Al ser reorganizadas y estandarizadas las tarifas eléctricas, se puede establecer un crecimiento capitalista más estable, y por tanto, al empresario ya no le afectan los problemas de la oferta de energía, en la medida en que la CFE a partir de entonces sería la encargada de la coordinación, planeación y construcción, del suministro de energía.

Esto fue aprovechado ampliamente para el desarrollo de la empresa capitalista, la cual cada día exige una mayor producción de energía eléctrica para el funcionamiento del aparato productivo y, en la medida en que la utilización de la energía revoluciona las bases técnicas de producción, se amplían las bases para una mayor explotación y obtención de plusvalía.

En México, desde la introducción de la electricidad en el proceso productivo, se utilizan dos tipos de formas de producción de energía: la hidráulica y la térmica.

Esta última, en una sola modalidad derivada de los hidrocarburos. El desarrollo tecnológico, hizo posible la utilización de otras fuentes de energía que, por diversas circunstancias se venían desaprovechando, como la geotérmica, eólica, solar, que originan una menor o nula contaminación. El capitalista en general, no está interesado en desarrollar o pugnar por el desarrollo de estas fuentes de energía, puesto que los grandes monopolios transnacionales, han creado una determinada tecnología, que no están dispuestos a modificar.

Desde la propia nacionalización se fijaron precios preferenciales que básicamente beneficiaron al capital, al establecer tarifas muy bajas y la inmovilidad de los precios en un periodo demasiado largo; disminuye la ganancia obtenida en un principio por el sector eléctrico público, hasta convertirse en grandes pérdidas, debido a la continua modificación de las tasas de interés y al proceso inflacionario e inmovilidad de precios, al acarrear, en términos reales, incrementos constantes en el subsidio a la industria, y sumir a este sector, en una situación de pérdida recurrente.

Esta situación se mantuvo por muchos años, hasta que en 1973 se hizo insostenible, debido a que se presentó la imposibilidad de ampliar la producción, por la falta de recursos y la negativa de los bancos extranjeros a sostener a una empresa con tales características.

A partir de entonces, se empiezan a modificar periódicamente las tarifas de electricidad y para evitar que el aumento en los precios afectara a los industriales,

éstos impulsan una serie de denuncias de corrupción y mala administración en la CFE, evidentemente existentes, pero que esta compañía trató de encubrir y justificar en la situación del sector, a través de enormes subsidios transferidos por medio de los precios al sector industrial, principalmente.

En este esquema se propició que el gran capital pagara la electricidad en orden regresivo, es decir, a mayor consumo corresponde un menor monto del pago, mientras que el consumidor individual doméstico paga en orden progresivo y con precios diferenciados mucho más altos; el 9 de junio de 1982, se incrementa en 30% en forma directa. Es necesario recordar que a partir de 1978, se estableció la modificación mensual del precio de la electricidad en 1.5% en forma permanente hasta la actualidad, es decir, que se estableció una escala móvil creciente de precios. Por tanto, la función desempeñada por la empresa estatal se orientó a la reactivación y funcionamiento de la acumulación capitalista. Es por ello que no es sorprendente que las pérdidas en la rama eléctrica se hayan incrementado; este sector ocupa el segundo lugar, después de PEMEX, en el monto del endeudamiento del país, con una clara tendencia a seguir en ascenso.

Los principales acreedores de tal endeudamiento son los antiguos poseedores de la planta productiva de energía eléctrica, proveedores ahora de la maquinaria, equipo, técnicos y financiamiento de las obras necesarias, para su propio crecimiento y necesidades.

Tomando lo anterior como punto de partida para intentar dar una visión general del sindicalismo electricista, a partir de caracterizar la forma organizativa de los trabajadores y los diversos problemas que conforman la actual situación de los obreros de esta industria, señalar sus principales acciones reivindicativas y tratar de mostrar cuáles han sido los elementos que los han llevado a ocupar, desde el punto de vista económico y de organización, un lugar preponderante en comparación a las diversas ramas de la economía. Esto es una consecuencia de la posición del trabajador electricista por el grado de calificación que ha alcanzado de su fuerza de trabajo, que los hace difícilmente reemplazables, sin poner en riesgo el funcionamiento correcto de la planta productiva.

La organización gremial y luego sindical de los trabajadores en la industria eléctrica, se dio desde los primeros años de la introducción de la electricidad en México. Es hasta 1908, cuando se forma la primera organización de carácter gremial, la 'Unión de Electricistas Mexicanos, División Puebla' y en 1914 se conforma lo que hoy es el actual Sindicato Mexicano de Electricistas (SME). Esta organización desde su nacimiento pugna por ser independiente del Estado, lo que la lleva a una constante lucha con éste.

Hasta 1970 son tres agrupaciones de sindicatos de electricistas, a saber: el SNTESCRM, de la CFE afiliado a la CTM; el SME que agrupa a los trabajadores de la Compañía Mexicana que después de la nacionalización adquirió el nombre de Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A., (CLFC); y por último el Sindicato de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana (STERM), de las antiguas

compañías norteamericanas, pero que en ese momento laboraban ya para la CFE. Las presiones se dan en todo momento para la formación de un solo sindicato y finalmente en 1969 se da, de manera formal la firma de las direcciones sindicales, sin consultar a la base trabajadora.

La formalización de la unificación se había dado desde 1966 pero hasta 1970 no se había concretado; en espera de la incorporación del SME. El Sindicato Nacional, dirigido por Pérez Ríos, pretendía la titularidad del Contrato Colectivo de Trabajo (CCT) en la CFE y arrebatarse el STERM el reconocimiento de su titularidad. El STERM organiza y participa en una serie de movilizaciones tendientes a defender su organización, debido a que el estado había enfocado fuertemente su interés en la fusión y control de estos.

En septiembre de 1972, el STERM y el SNTESCRM quedaron integrados en un solo sindicato: el Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana (SUTERM). La táctica por parte de los miembros del STERM, sería luchar desde adentro por la democratización del sindicato. La nueva organización, inmediatamente, ingresa a la CTM, quedando Francisco Pérez Ríos como Secretario General del nuevo sindicato y Rafael Galván como secretario de vigilancia.

Los sindicatos electricistas desde inicios de siglo se caracterizaron por tener altos niveles salariales y prestaciones. La fuerza de los trabajadores electricistas surge de la importancia de la industria y de que tienen la tasa de sindicalización más alta

por rama industrial, en 1971 tenía el 97.7% del total. Los electricistas se diferencian de otros movimientos sindicales en México por su proyecto político sindical, que conformó la corriente democrática de los 40s. La importancia de este movimiento se debe a que la industria eléctrica es una de las más importantes del país, pero también a su nacionalización en 1960, lo que le ha dado una participación y relación laboral con una empresa paraestatal.

En 1971, la burocracia sindical se enfrentaba al desempleo provocado por la recesión, al resurgimiento de proyectos independentistas dentro del movimiento obrero, y a la movilización nacional del STERM en defensa de la titularidad de su contrato colectivo de trabajo. En 1972, la representación del STERM insistió en la necesidad de integrar la industria eléctrica para dar paso a la unidad sindical.

La corriente democrática de los sindicatos electricistas surgió en los años cincuentas; su existencia como organización de trabajadores ha dejado de ser fundamentalmente reivindicativa, y ha trascendido las demandas por los intereses gremiales de los electricistas para proponer una alternativa organizativa y política al sindicalismo oficial, el desarrollo de un programa de lucha y una concepción propia de la realidad nacional, que ha conservado la continuidad a pesar de que las organizaciones sindicales que han pertenecido a él se fueron modificando hasta que de 1960 a 1972 estuvo representado por el STERM, que más tarde dio lugar a la Tendencia Democrática del SUTERM.

La corriente democrática de los electricistas ha mantenido una tendencia conocida como nacionalismo revolucionario, con el propósito de restablecer el proyecto de desarrollo del país contenido en la Constitución de 1917; que considera recuperar la influencia política y económica que tuviera la clase obrera durante el cardenismo. Los puntos centrales de su programa han sido la reestructuración democrática del movimiento obrero en sindicatos nacionales de industria, y la reorientación del sector público de la economía, a través de la participación de los trabajadores en la administración de las empresas estatales. Rafael Galván y otros dirigentes trataron de recuperar el proyecto cardenista.

Para lograr la unificación de los sindicatos electricistas se requería de la integración de éstos, necesaria para la consolidación de la industria, pero las grandes diferencias entre los salarios y los contratos prevalecientes en cada organización impidió este propósito: el mejor contrato era el del SME, luego los contratos del STERM y muy por debajo estaban los contratos del Sindicato Nacional. Un problema difícil de resolver era el de las grandes diferencias en la estructura de los contratos colectivos y en los criterios para tabular los salarios por categorías y especialidades. Para facilitar la integración entre 1960 y 1970, el SME y el STERM aceptaron recibir aumentos menores a los del Sindicato Nacional, que paulatinamente se fuesen nivelando.

El 6 de julio de 1966, los representantes de la CFE, del Sindicato Nacional y del STERM, firmaron el Convenio Tripartita para la Integración Sindical ante las autoridades de la Secretaría del trabajo y Previsión Social, a fin de facilitar el

proceso de consolidación de las empresas eléctricas nacionalizadas en la CFE, y para lograr un mejor aprovechamiento de los recursos eléctricos, materiales y humanos de la industria nacionalizada. Este convenio sentó las bases para todo el proceso de integración de la industria y de los sindicatos. Expresaba tanto los intereses de los electricistas democráticos, como de las necesidades de la industria nacionalizada. En el convenio, el STERM aceptó renunciar a prerrogativas de su contrato colectivo de trabajo en cuanto al control del trabajo, para facilitar la reorganización administrativa de la CFE. A cambio de esto, se le ofrecían garantías para que el Sindicato Nacional no lo sustituyera en los centros de trabajo y para que CFE no desconociera la vigencia de sus contratos. En cierta medida el SME quedó comprometido en este convenio, ya que aceptó la creación de una comisión mixta de organización industrial formada por miembros de la empresa y del sindicato, con el fin de preparar la integración administrativa de CFE y CLFC.

Sin embargo, por falta de una ley reglamentaria de la industria eléctrica, la integración de las empresas filiales de la CFE se hizo de manera caprichosa. Asimismo, faltó un proyecto de reorganización y desarrollo de la industria eléctrica nacionalizada, a largo plazo, que permitiera a la CFE asumir satisfactoriamente las nuevas funciones como organismo centralizador de toda la industria, y no solamente como institución complementaria de las empresas privadas, como la había sido antes de 1960.

Estos problemas, afectaban la eficiencia de la industria, y también al STERM, ya que se creaban arbitrariamente centros de trabajo en las áreas correspondientes al sindicato Nacional, o que podían quedar bajo su control, por la ambigüedad de los criterios con los que se delimitaron las zonas que tradicionalmente pertenecían a cada organización, dejando al STERM con menos agremiados.

No obstante, se logró la reestructuración de los contratos colectivos. Los contratos colectivos del Sindicato Nacional se habían integrado en uno solo y los 19 contratos del STERM se habían mejorado y estaban listos para ser unificados en la revisión contractual de 1970; al mismo tiempo se habían nivelado salarios y prestaciones entre los tres sindicatos.

A partir de 1970, la corriente democrática vivió los años más agudos del conflicto con el Sindicato Nacional y con el movimiento obrero oficial; conflicto que culminó aparentemente con la creación del SUTERM. La corriente democrática del SUTERM tuvo éxito en los primeros años, en dos aspectos fundamentales: la unificación de los contratos colectivos del STERM y del Sindicato Nacional, y la expedición de la Ley Reglamentaria de la Industria Eléctrica. Se logró que para la revisión contractual de 1974 se firmara un contrato único, el cual expresa la variedad de situaciones laborales en un organismo tan complejo como la CFE. Se incorporó en el contrato el derecho de los trabajadores a la información sobre la industria y el derecho a opinar sobre sus políticas económicas. .

La Ley Reglamentaria de la Industria Eléctrica se expidió en septiembre de 1975. Había sido una demanda de la corriente democrática, desde varios años atrás, porque era complemento de la reforma constitucional de 1960, que dio lugar a la nacionalización de la industria eléctrica, con lo que el SEM se vería obligado a unirse al SUTERM.

Finalmente, la última participación representativa de la acción sindical fue la de la Tendencia Democrática (TD). El núcleo básico, lo formaron las secciones del antiguo STERM, que formaron un consejo, a este grupo se unieron miembros del Sindicato Nacional. La Tendencia Democrática en su Declaración de Guadalajara proponía doce puntos, entre ellos estuvo la idea de reorganizar al movimiento en sindicatos nacionales de industria por rama industrial. La Declaración de Guadalajara fue un programa popular y nacionalista.

### **IV.3 Evolución de los distintos indicadores**

De acuerdo a la información disponible en la Base de Información Económica (BIE) del INEGI, entre 1990 y 2000 estos cambios antes referidos se reflejaron en un incremento del 5.54% en la productividad sectorial en función del Producto Interno Bruto por Trabajador. En términos reales el PIB del sector electricidad creció 43.22% como se muestra en el Cuadro 4.6, al incrementarse de 12,676 Millones de Pesos en 1990 hasta 18,155 Millones de Pesos en 2000.

**CUADRO 4.6 MÉXICO, PRODUCTO INTERNO BRUTO REAL SECTORIAL  
POR TRABAJADOR**

PERIODO	PIB REAL SECTORIAL	PERSONAL OCUPADO	PIB POR TRAB
	<i>MM \$</i>	<i>Cantidad</i>	<i>%</i>
1990	12,676	116,957	10.84
1991	12,739	115,202	11.06
1992	13,342	109,728	12.16
1993	13,786	105,746	13.04
1994	14,376	102,479	14.03
1995	14,771	102,620	14.39
1996	15,347	103,942	14.76
1997	16,097	105,048	15.32
1998	16,407	107,766	15.22
1999	17,120	107,854	15.87
2000	18,155	110,847	16.38

FUENTE: Cuadro elaborado por la autora con datos de BIE INEGI-SECRETARÍA DE ENERGÍA.  
<http://dgcnesyp.inegi.gob.mx/cgi-win/bdieintsi.exe/Consultar>

En términos generales, en México este sector se vio sujeto a los mismos cambios que han caracterizado el sector energético internacional, desregulación y privatización, orientación tecnológica hacia sistemas de generación con menores índices de emisión de óxidos de nitrógeno, NOx, reorganización estructural para separar funcionalmente las etapas de generación, transmisión y distribución, reestructuración tarifaria en términos de la escala de consumo, confiabilidad del servicio y estacionalidad y dinámica de la demanda, entre otros aspectos.

Desde el punto de vista tecnológico, el sector eléctrico mexicano ha intensificado la incorporación de tecnologías tendientes a mejorar el aprovechamiento de los flujos térmicos en la industria mediante esquemas de cogeneración y ciclo combinado, y marginalmente las nuevas tecnologías para generación eólica.

En el plano laboral destaca la presencia gremial del Sindicato Nacional de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana que agrupa a los trabajadores de la CFE y el Sindicato Mexicano de Electricistas que agrupa a los trabajadores de la compañía de LCF. Como se mostró en el Cuadro 4.6, la productividad del sector medida por el cociente simple PIB por trabajador, en términos reales aumentó de 10.84% a 16.38% entre 1990 y 2000.

#### **IV.4 Consumo por sectores y número de usuarios**

Con relación al consumo sectorial en México, de acuerdo a los datos disponibles en la BIE del INEGI, en el Anexo A se presenta el Cuadro A6 con información para el periodo 1990-2000, donde se detallan el consumo en kW/h para los sectores industrial, agrícola, doméstico, comercial y servicio públicos; adicionalmente se incluyen los precios en pesos por KW/h para cada sector.

A fin de facilitar el análisis de estas cifras, en el Cuadro 4.7 se resumen los índices de cantidad Divisia del consumo de electricidad calculados por la autora en esta investigación para el periodo 1990-2000 para dichos sectores, 1990=100. En el mismo destaca el crecimiento volumétrico del 77.7% en el consumo del sector industrial, IQD=177.7, seguido del sector doméstico, IQD=177.2, con un aumento del 77.2%; también se observa que el sector de menos dinamismo fue el agrícola con tan sólo el 17.8% de crecimiento.

**CUADRO 4.7 INDICES DE CANTIDAD DIVISIA, ELECTRICIDAD, 1990=100**

PERIODO	TOTAL	INDUSTRIAL	AGRÍCOLA	DOMÉSTICA	COMERCIAL	SER PUB
1990	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
1991	102.9	101.5	96.9	107.8	103.8	103.9
1992	105.9	102.9	84.6	118.0	111.6	108.2
1993	109.9	105.7	88.3	125.1	114.4	115.7
1994	118.9	115.1	97.7	136.3	118.9	116.7
1995	123.1	121.1	99.7	139.6	116.7	116.7
1996	132.0	135.7	112.5	139.7	115.2	111.4
1997	141.4	148.6	114.1	145.4	122.4	112.5
1998	148.9	156.3	115.5	155.4	131.1	114.3
1999	157.4	165.4	119.2	163.7	141.4	120.0
2000	168.6	177.7	117.8	177.2	150.8	129.7

FUENTE: Elaboración propia con datos de BIE INEGI-SENER  
<http://dgcnesyp.inegi.gob.mx/cgi-win/bdieinti.exe/Consultar>

Como se observa en el Cuadro 4.8, paradójicamente es en el sector agrícola donde se presenta el mayor crecimiento en los precios por el consumo de electricidad, 806.8% en el periodo, (IPD=906.8), mientras que en el sector industrial, (IPD=423.7), los precios sólo crecen 323.7%, por abajo del sector doméstico y del comercial donde el crecimiento es de 379.4% y 385.7%, respectivamente.

**CUADRO 4.8 INDICES DE PRECIOS DIVISIA, ELECTRICIDAD, 1990=100**

PERIODO	TOTAL	INDUSTRIAL	AGRÍCOLA	DOMÉSTICA	COMERCIAL	SER PUB
1990	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
1991	131.5	126.0	215.5	137.3	130.9	128.7
1992	156.1	141.7	312.5	166.1	159.1	158.0
1993	163.3	143.1	396.2	173.6	171.0	171.2
1994	163.9	136.6	403.3	183.4	182.3	179.1
1995	194.2	160.9	425.6	216.7	234.3	220.5
1996	252.4	224.3	530.0	273.5	295.7	292.1
1997	312.2	288.8	620.4	321.4	351.6	347.7
1998	350.0	311.5	714.3	375.1	399.7	437.5
1999	397.2	354.9	813.5	422.3	457.0	502.6
2000	445.3	423.7	906.8	479.4	485.7	559.9

FUENTE: Elaboración propia con datos de BIE INEGI-SENER <http://dgcnesyp.inegi.gob.mx/cgi-win/bdieinti.exe/Consultar>

Los índices Divisia del consumo sectorial de electricidad muestran adicionalmente que en lo concerniente al sector público, IQD=129.7, éste sólo incrementó su consumo volumétrico en 29.7% mientras que los precios, IPD=559.9, para el mismo aumentaron 459%. Del análisis de ambos cuadros, 4.7 y 4.8, se puede inferir una política industrial de fuerte apoyo al sector industrial y de condiciones cada vez más adversas para el sector agrícola de México.

#### **IV.5 Inversión y financiamiento en el sector eléctrico**

La generación de energía eléctrica del servicio público es complementada por los productores externos de energía: PIE's (considerados dentro de la planeación del Sistema Eléctrico Nacional) y la generación autoabastecida (autoabastecimiento, cogeneración, usos propios continuos y pequeña producción), de tal forma que en 2003 la generación de energía eléctrica nacional ascendió a 220,837 GWh, de la cual las empresas suministradoras aportaron el 81.6%, los productores independientes el 10.6% y el autoabastecimiento el 7.8%. Si en ésta se consideraran las modalidades de usos propios y exportación, el total nacional ascendería a 224,881 GWh<sup>4</sup>.

Para ese mismo año, la generación realizada por permisionarios reportada por la CRE ascendió a 52,496 GWh, es decir, creció 54% respecto al año pasado. Los productores independientes contribuyeron con el 59% del total, mientras que la

---

<sup>4</sup> Secretaría de Energía. Prospectiva del sector eléctrico 2004-2013. 2005. p. 49.

modalidad de autoabastecimiento y cogeneración aportó el 33% de la generación total. El 8% restante fue producido por parte de las modalidades de usos propios y exportación<sup>5</sup>.

Por lo que se refiere a la inversión estimada en millones de dólares mediante permisos otorgados entre 1994 y junio de 2005, la CRE autorizó inversiones por 12,752.9 millones de dólares, para proyectos privados de generación. Si se consideraran los permisos otorgados a PEMEX esta cifra ascendería a 13,813.8 millones de dólares.

En el Cuadro 4.9 se observa que entre 1998 y 2004 la inversión total en el sector eléctrico aumentó 31.6% al pasar de 37,955 millones de pesos hasta 49,943 millones de pesos en términos reales. De este último monto la mayor parte, 45,622 millones de pesos correspondieron a la CFE. Una característica importante de la inversión del sector público fue la participación privada en el financiamiento del sector eléctrico, a través de los llamados Proyectos de Inversión Diferida del Gasto (Pidiregas) que representaron alrededor del 70% del total invertido en 2004. Es de hacer notar que la inversión financiada mediante este instrumento entre 1998 y 2004 creció 128.2%. El principal monto de estas inversiones y financiamientos se canalizó a la CFE, ya que la compañía de LFC sólo incrementó sus inversiones durante este periodo en 31.4%, es decir, de 3,289 millones de pesos invertidos en 1998 pasó a 4,321 millones de pesos en 2004.

---

<sup>5</sup> Ídem. p. 49.

**CUADRO 4.9 SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL,  
INVERSIÓN PRESUPUESTARIA Y FINANCIADA**

*(Millones de pesos constantes de 2004)*

<b>Concepto</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004*</b>
<b>Comisión Federal de Electricidad</b>	<b>34,666</b>	<b>35,857</b>	<b>36,945</b>	<b>36,776</b>	<b>53,077</b>	<b>39,664</b>	<b>45,622</b>
Inversión Presupuestal	21,785	21,145	21,046	16,845	22,061	19,221	16,233
Inversión Física	20,580	17,370	17,575	13,834	13,329	14,597	10,356
Pago de Pidiregas y BLT's	1,204	3,775	3,471	3,010	8,732	4,624	5,876
Inversión Financiada (PIDIREGAS)	12,881	14,713	15,899	19,931	31,071	20,443	29,390
Directa	8,312	10,119	5,870	5,060	13,386	12,169	20,310
Condicionada	4,569	4,594	10,029	14,870	17,631	8,275	9,080
<b>Luz y Fuerza del Centro</b>	<b>3,289</b>	<b>3,980</b>	<b>4,071</b>	<b>3,882</b>	<b>3,620</b>	<b>4,880</b>	<b>4,321</b>
<b>Inversión Total</b>	<b>37,955</b>	<b>39,837</b>	<b>41,016</b>	<b>40,658</b>	<b>56,697</b>	<b>44,544</b>	<b>49,943</b>
Presupuestal	25,074	25,125	25,117	20,727	25,680	24,101	20,553
Financiada (Pidiregas)	12,881	14,713	15,899	19,931	31,017	20,443	29,390
<b>Inversión Física Total sin pago de PIDIREGAS y BLT's</b>	<b>36,751</b>	<b>36,062</b>	<b>37,545</b>	<b>37,648</b>	<b>47,965</b>	<b>39,920</b>	<b>44,067</b>

<sup>1/</sup> Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro

FUENTE: Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro, Comisión Reguladora de Energía

Por lo que se refiere al tipo de propiedad de las empresas participantes en el sector destaca el sector público, ya que en el 2000 tenía una capacidad instalada de 40,269 MW mientras que el sector privado alcanzó aproximadamente el 10% de esta cifra 4,000 MW de propiedad preponderantemente española.

#### **IV.6 Las plantas de ciclo combinado y su participación dentro del total**

El servicio público de energía eléctrica está conformado por las empresas suministradoras (CFE y LFC) y los PIE's<sup>6</sup>; de acuerdo con datos de la CFE la capacidad instalada para el 2003 estaba conformada por 154 centrales las que a su vez contaron con un total de 531 unidades generadoras, de las cuales el 41.6% de las centrales eran hidroeléctricas, el 20.8% termoeléctricas y el 6.5% le correspondió a las centrales de ciclo combinado.

En el Cuadro 4.10 se muestra que la capacidad efectiva de generación del servicio público ascendió a 44,554 MW, es decir un aumento del 64.6% respecto a 1992. Este aumento se debió principalmente a proyectos privados. Las centrales de ciclo combinado mostraron una capacidad efectiva de 10,604 MW, ocupando el 23.8% de total, desplazando a las centrales hidroeléctricas que tenían una participación del 21.6%, debido a que las centrales de ciclo combinado tuvieron un incremento de 44.4% en relación al año anterior y de 483.3% con respecto a 1992.

Durante el 2003 las centrales de vapor mantuvieron su posición dominante al contar con una participación de 32.1%, Cuadro 4.11.

---

<sup>6</sup> La CFE contrata la totalidad de potencia y energía para un periodo de 25 años, por lo cual son consideradas dentro de un programa de obras de CFE y vinculadas a la planeación del SEN.

**CUADRO 4.10 CAPACIDAD EFECTIVA DEL SERVICIO PÚBLICO POR TIPO DE CENTRAL (MW)**

Año	Fuentes alternas					Hidrocarburos					Total*
	Hidráulica	Geo-termia	Eólica	Nuclear	Carbón	Vapor	Ciclo Combinado	Turbogas	Combustión Interna	Dual	
1992	7,932	730	-	675	1,200	12,787	1,818	1,777	149	-	27,068
1993	8,171	740	-	675	1,900	12,574	1,818	1,777	149	1,400	29,204
1994	9,121	753	2	675	1,900	13,274	1,898	1,777	149	2,100	31,649
1995	9,329	753	2	1,309	2,250	13,594	1,890	1,682	128	2,100	33,037
1996	10,034	744	2	1,309	2,600	14,295	1,912	1,675	121	2,100	34,792
1997	10,034	750	2	1,309	2,600	14,282	1,942	1,675	121	2,100	34,815
1998	9,700	750	2	1,309	2,600	14,282	2,463	1,929	120	2,100	35,255
1999	9,618	750	2	1,368	2,600	14,283	2,463	2,364	118	2,100	35,666
2000	9,619	855	2	1,365	2,600	14,283	3,398	2,360	116	2,100	36,697
2001	9,619	838	2	1,365	2,600	14,283	5,188	2,381	143	2,100	38,519
2002	9,608	843	2	1,365	2,600	14,283	7,343	2,890	144	2,100	41,177
2003	9,608	960	2	1,365	2,600	14,283	10,604	2,890	143	2,100	44,554

\* Incluye a los productores independientes de energía

FUENTE: Comisión Federal de Electricidad

Secretaría de Energía. Prospectiva del Sector Eléctrico 2003-2012. 2004. p. 42

**CUADRO 4.11 PARTICIPACIÓN PORCENTUAL DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN EN LA CAPACIDAD INSTALADA DEL SERVICIO PÚBLICO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA**

Año	Fuentes alternas					Hidrocarburos					Total*
	Hidráulica	Geo-termia	Eólica	Nuclear	Carbón	Vapor	Ciclo Combinado	Turbogas	Combustión Interna	Dual	
1992	29.3	2.7	-	2.5	4.4	47.2	6.7	6.6	0.6	-	100
1993	28.0	2.5	-	2.3	6.5	43.1	6.2	6.1	0.5	4.8	100
1994	28.8	2.4	0.0	2.1	6.0	41.9	6.0	5.6	0.5	6.6	100
1995	28.2	2.3	0.0	4.0	6.8	41.1	5.7	5.1	0.4	6.4	100
1996	28.8	2.1	0.0	3.8	7.5	41.1	5.5	4.8	0.3	6.0	100
1997	28.8	2.2	0.0	3.8	7.5	41.0	5.6	4.8	0.3	6.0	100
1998	27.5	2.1	0.0	3.7	7.4	40.5	7.0	5.5	0.3	6.0	100
1999	27.0	2.1	0.0	3.8	7.3	40.0	6.9	6.6	0.3	5.9	100
2000	26.2	2.3	0.0	3.7	7.1	38.9	9.3	6.4	0.3	5.7	100
2001	25.0	2.2	0.0	3.5	6.7	37.1	13.5	6.2	0.4	5.5	100
2002	23.3	2.0	0.0	3.3	6.3	34.7	17.8	7.0	0.3	5.1	100
2003	21.6	2.2	0.0	3.1	5.8	32.1	23.8	6.5	0.3	4.7	100

\* Incluye a los productores independientes de energía

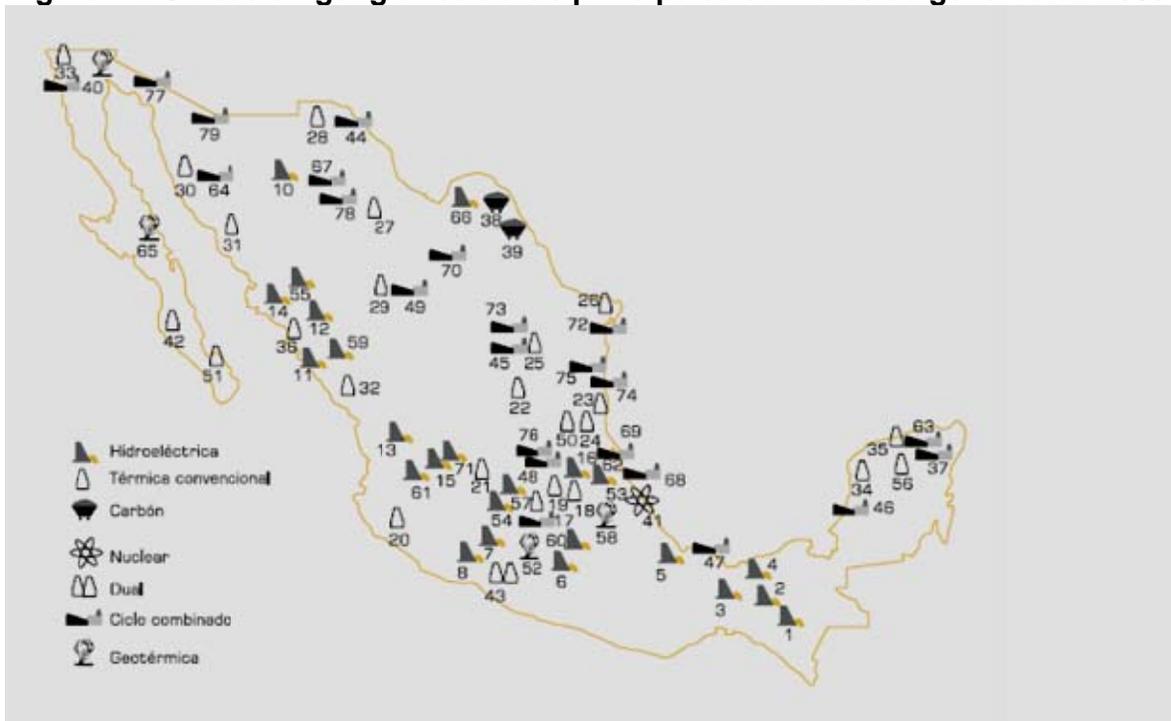
FUENTE: Elaboración propia con datos tomados de la Secretaría de Energía. Prospectiva del Sector Eléctrico 2003-2012. 2004. p. 42

#### IV.6.1 Ubicación geográfica y factores determinantes

Las centrales de ciclo combinado se encuentran ubicadas en tres regiones principalmente:

- A. Al norte del país en los estados de Baja California, Sonora, Chihuahua, Coahuila y Tamaulipas; debido a la interconexión que tienen con Estados Unidos y la localización de los 9 gasoductos de PEMEX.
- B. En la parte central del país en los estados de: Guanajuato, Hidalgo, Veracruz.
- C. Al sur del país en los estados de: Campeche y Yucatán.

**Figura 4.2 Ubicación geográfica de las principales centrales de generación 2003**



FUENTE: Comisión Federal de Electricidad

#### *IV.6.2 Integración a los Estados Unidos*

La “integración” de los mercados de electricidad hace referencia en términos generales a una operación más tersa de los mercados, con características de cooperación en los enfoques regulatorios en apoyo al comercio regional, la inversión y la construcción de infraestructura.

El efecto de la integración del mercado dependerá de numerosos factores importantes. Estos incluyen la elección de la fuente de generación (combustibles fósiles, hidroelectricidad, energía eólica, energía solar, biomasa, energía geotérmica, hidrógeno u otros), que a su vez depende de los precios y de consideraciones de política. Las dinámicas regionales y transfronterizas también son relevantes y pueden verse afectadas por factores como la infraestructura, la fuente de combustible y el acceso al mercado, así como las normas y reglamentos ambientales.

Una mayor integración de mercado sigue estando restringida por las importantes limitaciones y obstáculos en el funcionamiento de la denominada “red”, es decir, la infraestructura de abasto y transmisión que enlaza a los tres países, por ejemplo, la posibilidad de acceso a la red puede ser un factor crucial para determinar la ubicación de las nuevas centrales eléctricas.

El comercio de gas natural ha existido en América del Norte desde los años cincuenta. En general, el comercio entre Estados Unidos y Canadá ha sido más

importante que el comercio entre México y Estados Unidos. Con la creciente popularidad de las tecnologías de generación a base de gas, el sector del gas natural ha cobrado importancia en la dinámica del sector eléctrico del continente. La desregulación de la transmisión y distribución del gas natural en los tres países (en Estados Unidos y Canadá en los años ochenta, y en México desde 1995) ha ejercido considerable influencia en los precios y la disponibilidad del gas en la región, contribuyendo al establecimiento de tecnologías de generación a base de gas como la inversión de elección. Además, los reglamentos ambientales que exigen normas más rígidas para las emisiones de la industria y las compañías de servicio de los tres países han desempeñado un importante papel en la promoción del uso del gas natural.

Por otra parte, el comercio de equipo que se emplea habitualmente en la capacidad de generación y cogeneración parece haber crecido más rápidamente entre Estados Unidos y México, debido al efecto diferencial de la reducción arancelaria del TLC y otros cambios ocurridos en las dos relaciones principales

El 60% de la capacidad nueva se planeó para el norte del país, especialmente los estados de Tamaulipas, Nuevo León, Chihuahua y Baja California Norte. Otros estados donde se amplió la capacidad son los de la zona central (Durango, Michoacán, Querétaro, Nayarit y Veracruz) y los estados del sureste: Tabasco, Campeche y Yucatán.

Conforme progresa la reestructuración, y a medida que las empresas de servicios públicos al igual que los productores independientes de electricidad compiten por los mercados lejanos a sus territorios de servicio regulado, la inversión en la capacidad nacional de transmisión probablemente se convertirá en un elemento importante de los programas generales de ampliación del capital de las empresas de servicios públicos de Estados Unidos y Canadá. Importancia parecida reviste la inversión en capacidad de transmisión en México, aunque más desde la perspectiva de asegurar la confiabilidad del sistema y la calidad de la energía, adaptando el aumento de capacidad y reduciendo el costo de operación del sistema interconectado<sup>7</sup>.

**Figura 4.3 Interconexiones eléctricas entre México y Estados Unidos**



FUENTE: Secretaría de Energía. Perfil Energético II. 2006. p. 51.

<sup>7</sup> Comisión para la Cooperación Ambiental. *La electricidad en América del Norte*. p.330.

El comercio exterior de energía eléctrica, Fig. 4.3, se realiza a través de nueve interconexiones entre Estados Unidos y México, así como una interconexión de México con Belice. Estas interconexiones varían de acuerdo a su capacidad y nivel de tensión y han sido utilizadas para exportar o importar energía eléctrica en caso de emergencias.

**CUADRO 4.12 COMERCIO DE ELECTRICIDAD ESTADOS UNIDOS – MÉXICO  
(Cifras en GW)**

Año	Estados Unidos con México		
	Importaciones	Exportaciones	Total
1982	8	17	25
1983	88	16	104
1984	185	79	264
1985	241	152	393
1986	1,468	126	1,594
1987	2,042	130	2,172
1988	1,996	179	2,175
1989	1,934	621	2,555
1990	1,951	590	2,541
1991	2,116	616	2,732
1992	2,022	990	3,012
1993	1,993	849	2,842
1994	2,011	1,067	3,078
1995	2,257	1,154	3,411
1996	1,263	1,316	2,579

FUENTE: Comisión para la Cooperación Ambiental.  
La electricidad en América del Norte

El comercio bilateral total aumentó cuatro veces en 1986, Cuadro 4.12, lo que indica que la liberalización comercial mexicana ocurrida ese mismo año propició un ambiente comercial más favorable que estimuló las ventas de electricidad. Sin embargo, parece probable que el incremento de 1986 refleje aspectos técnicos más que puramente comerciales. En abril de 1985, el sistema noroccidental de la CFE (que no pertenece al resto del Sistema Interconectado Nacional, SIN) se unió

al WSCC, lo que significó que la CFE tuviera que adoptar las normas de estabilidad y confiabilidad del sistema del WSCC. Una vez que la CFE reúna esos requisitos técnicos, podrían realizarse transacciones que significaran volúmenes de electricidad mucho mayores que en el pasado. Con arreglo a esta interpretación, el aumento en las exportaciones de electricidad mexicana fue pronunciado, mientras que el cambio de dirección de los flujos fue mínimo.

Desde 1986, las transacciones eléctricas han mostrado una tendencia al alza, lo que bien puede reflejar un mayor crecimiento económico en la región fronteriza (especialmente en Baja California), así como presiones demográficas.

Este comercio eléctrico fronterizo ha sido de suma importancia en términos de cantidades de energía eléctrica y montos de facturación, ya que ha implicado contratos de compra de energía donde participan preponderantemente firmas como El Paso Electric Company (EPECO), ENOVA Energy, Inc., San Diego Gas and Electric (SDG&E), Arizona Public Service (APS); British Columbia Powerex (Powerex); Imperial Irrigation District (IID); ENRON; Southern California Edison (SCE); El Paso Electric Company (EPECO); Central Power & Light (CPL-CSW).

## **V. EFECTOS SOBRE LA ECONOMÍA MEXICANA POR LA UTILIZACIÓN DEL GAS NATURAL EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD**

### **V.1 En la industria eléctrica**

Sin desconocer las ventajas ecológicas del empleo del gas natural como combustible en el sector eléctrico, y los beneficios del uso de las centrales de ciclo combinado, como son: el menor monto de inversión para su instalación, un periodo reducido de recuperación de la misma, su alta eficiencia de generación, el menor tiempo para su construcción y un costo relativamente bajo del combustible durante los últimos años; su utilización para este propósito origina la supeditación a un energético importado, con importantes consecuencias de naturaleza económica -volatilidad de los precios del gas natural y escasez en México- y estratégica, así como la pérdida de autonomía en la política energética del país.

Al efecto, en el *International Energy Outlook 2004*, publicado por *The US Energy Information Administration* (pág. 54) se menciona que “En México, se espera que el consumo de gas natural sobrepase su nivel de producción. Se estima que la demanda proyectada crezca a una tasa de 3.9% desde 2001 hasta 2025, mientras que la producción lo haga a 2.0% en ese período. Esta demanda se origina principalmente por el uso de gas natural empleado en la generación eléctrica mediante ciclo combinado”. En la misma referencia se afirma que “México enfrenta una creciente dependencia de sus importaciones de gas natural de Estados Unidos, para la cual se estima un crecimiento del 7.0 % en 2001 hasta 40.0 % en

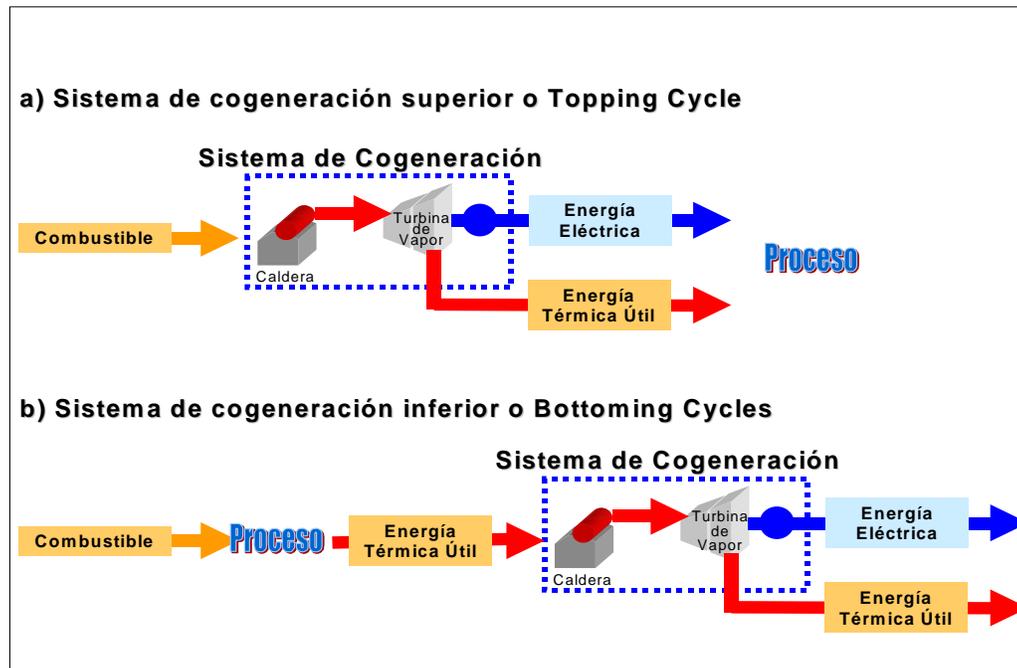
2025, lo cual deja a México en una precaria posición por su dependencia de Estados Unidos” con un impacto negativo en la balanza comercial, ya que los Contratos de Servicios Múltiples no garantizarán el suministro de este energético que el país requerirá para la generación de electricidad, aunado a la declinación acelerada de los pozos gasíferos.

## **V.2 En el sector energético**

Entre los principales efectos sobre la economía por el empleo de gas natural en México, se puede destacar el abandono de otras alternativas tecnológicas para el aprovechamiento de los recursos naturales del país como es su potencial hidroeléctrico y eólico. Esto implica desaprovechar el potencial hidroeléctrico del país para continuar desarrollando tecnologías exportables en materia de ingeniería civil e ingeniería electromecánica y otras, como se hizo en el pasado y como actualmente lo hacen Dinamarca, España y Brasil, además de desaprovechar el potencial de este sector para la generación de empleo y ahorro de divisas.

Desde luego, existen otros efectos positivos en el empleo del gas natural como combustible en el sector energético, como es la incorporación de esquemas de cogeneración de electricidad en la industria, para aprovechar los flujos térmicos usualmente requeridos como servicios auxiliares, empleados para el intercambio de calor entre las diversas corrientes que configuran los procesos industriales. Estos esquemas permiten elevar considerablemente la eficiencia térmica en el balance energético industrial, como se muestra en la Figura 5.1.

Figura 5.1 Esquemas de cogeneración de electricidad



### V.3 En el medio ambiente

Aún cuando la generación de electricidad mediante la tecnología de ciclo combinado supera las tecnologías termoeléctricas tradicionales en cuanto a emisión de contaminantes, los costos para el control de estas emisiones y las aguas residuales excedentes tienen un importante impacto económico.

Las plantas con turbinas de gas de ciclo combinado, de menor escala, han sido muy socorridas por los productores independientes de energía. Estas tecnologías, en combinación con los sistemas de transmisión abiertos y las garantías que ofrece el TLC a la inversión, por un lado, y las normas de trato nacional y acceso al mercado, por el otro, pueden permitir a los productores independientes de

energía construir plantas en cualquier jurisdicción para suministrar energía a los usuarios de las jurisdicciones vecinas. Muchas de estas nuevas tecnologías contaminan mucho menos que las plantas antiguas, por lo que pueden establecerse en zonas donde de otra forma sería difícil (por consideraciones de contaminación atmosférica), pero su construcción hace necesaria una nueva infraestructura que puede tener efectos en el ambiente.

Una evaluación reciente de los costos marginales de las tecnologías de generación competitivas, realizada por la Administración de Información sobre Energía (EIA, por sus siglas en inglés), del Departamento de Energía de Estados Unidos, demuestra las ventajas económicas de las instalaciones operadas con gas natural. En el análisis se comparan los costos de construcción de una planta carbonífera de 500 MW y una de ciclo combinado con turbinas de gas (CCGT) de 250 MW. Los resultados globales del análisis, incluidos la inversión de capital, costos de operación y mantenimiento, tasas de interés y presupuestos de operación, indican que aunque los costos de combustible de una instalación carbonífera son más bajos, los costos de capital y operación más bajos de las plantas a base de gas, así como su mayor eficiencia energética y sus beneficios ambientales, hacen que las plantas con tecnología de gas sean a la larga más competitivas que las nuevas instalaciones carboníferas. La diferencia entre los dos tipos se acentúa -en favor del gas natural- cuando el factor de capacidad es menor, y es prácticamente nulo cuando el factor de capacidad es de 100%. En este caso los operadores de plantas eléctricas, de no intervenir otros factores,

preferirán operar instalaciones a base de carbón, asumiendo los costos ambientales correspondientes<sup>1</sup>.

Siguiendo el compromiso que tiene México con una estrategia de desarrollo sustentable de largo plazo, la política energética considera los impactos socioeconómicos y ambientales, con especial atención a la protección del medio ambiente. Por lo anterior, en diciembre de 1994 se introdujeron dos nuevas normas ambientales. La primera (NOM 085) estableció un nivel máximo de emisiones de partículas de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> para fuentes no móviles. Esta norma ha tenido un impacto significativo en el sector industrial y en los paquetes de consumo de las industrias de generación de energía eléctrica. La segunda norma ambiental (NOM 086), la cual entró vigencia en 1998, especifica las características de calidad de los combustibles con relación a los límites de emisión.

La introducción de nuevos estándares ambientales representa un gran reto para el sector energético mexicano, considerando que el combustóleo, con alto contenido de azufre, fue el combustible que más se utilizó por los sectores industrial y eléctrico. Con el fin de cumplir con estos estándares, Pemex modificó su cartera de producción, incrementando la oferta de productos limpios como el gas natural, diesel y gasolina de bajo azufre. Este cambio requirió del desarrollo de nuevos proyectos de infraestructura.

---

<sup>1</sup> Beamon, J. Alan y Steven H. Wade. *Energy equipment choices: fuel costs and other determinants*. Administración de Información sobre Energía. Departamento de Energía de Estados Unidos.

#### **V.4 En la industria petroquímica**

El gas natural representa aproximadamente el 47.0% de los combustibles utilizados en el país, y el 72.0% de la petroquímica mexicana; ya que la mayor parte se deriva del metano y etano que contiene el gas.

El precio del gas natural en México osciló entre \$8.70 y \$4.51 dólares/MTBU durante el 2003, cuando en países como Rusia, Ucrania, Trinidad y Tobago, Venezuela, y Medio Oriente osciló entre \$0.50 y \$1.00 dólares/MTBU.

Dentro de los precios que se manejan en Estados Unidos, México y Canadá, como son: Henry Hub-USA, South California, Texas Coast, Aeco-Hub Canada, Kingsgate, Premiam, el precio de South California llegó a alcanzar \$7.58 dólares/MBTU durante el 2001; para el 2003 los precios que alcanzaron su máximo fueron el Henry-Hub USA con \$5.75 dólares/MBTU y el Texas Coast con \$5.50 dólares/MBTU.

En lo referente a los precios internacionales del gas natural para uso industrial, España y Estados Unidos tuvieron los precios más altos durante el periodo de 1997 a 1999; sin embargo, para el 2000, México los igualó y durante el 2001 los superó.

El precio autorizado en 2001 por la Comisión Reguladora de Energía para el gas natural fue de \$4.51 USD/MBTU, siendo éste la base para el cálculo de los

productos derivados del mismo como: etano, etileno, propano, propileno, butano, butadieno. Éstos a su vez son el origen de los elaborados por PEMEX Petroquímica, como polietileno, cloruro de vinilo, oxido de etileno, acetaldehído y metanol; materia prima de los productos que elabora la iniciativa privada.

Como consecuencia de estos precios, en 2002 se dejaron de producir en las plantas de PEMEX Petroquímica productos como:

- a. *Oxido de etileno*. Repercute en la producción de fibra de poliéster, laminados con fibra de vidrio, recubrimientos superficiales, moldes, poliuretanos, explosivos, líquidos hidráulicos, deshidratantes, solventes, operaciones de secado, humectantes, colorantes, sellado de empaques de celofán, curtiduría, cosméticos, farmacéuticos, metalurgia, obtención de etanol aminas, nutrición animal, fabricación de furazolidona y medicamentos. En 2001 existía una capacidad instalada de 328,000 toneladas, y de 1996 a 2001, su producción osciló entre 300,375 y 300,045 toneladas; tan sólo en 1997 y 1998, ésta llegó a alcanzar 320,375 y 322,826 respectivamente; durante 1996 y 1998 sus exportaciones habían superado a las importaciones. No obstante, para 1999 y 2001 las importaciones habían excedido a las exportaciones.
- b. *Cloruro de vinilo*. Se emplea para la elaboración de empaques de productos alimenticios (especialmente carne), filamentos para el tejido para sillas, tapizados para coches, rejillas para radios y equipos de sonido y video, cabellos para muñecas, recubrimiento de látex, tubería para equipamiento de

procesos químicos, resinas, barnices para suelos, plásticos para pisos, láminas, adhesivos, revestimientos, recubrimientos de cables, tubería sanitaria, perfiles, película normal termoencogible, botellas y envases de plástico, juguetes. Durante 1996 y 2001 tuvo un déficit comercial que fluctuó entre -220,594 y -305,909 toneladas. No obstante, su producción fue disminuyendo de 182,199 toneladas en 1996 a 150,106 toneladas en el 2001; dejando una capacidad no aprovechada de 87,801 y 119, 894 toneladas respectivamente.

c. *Acetaldehído*. Es un componente importante para la fabricación de alimentos, medicinas, pinturas, adhesivos, resinas alquidálicas, barnices especiales para madera, productos farmacéuticos, lubricantes, sintéticos, explosivos, plastificantes, insecticidas, perfumería, fabricación de poli acetato de vinilo. Durante 1996 tenía una capacidad instalada de 294,000 toneladas, la cual disminuyó a 250,000 toneladas de 1997 a 2000, para 2001 ya era de 150,000 toneladas. Asimismo, su producción tuvo el mismo comportamiento, ya que en el año de 1996 era de 258,000 toneladas y para el 2001 había disminuido a 58,183 toneladas.

d. *Acrilonitrilo*. Se usa para la producción de fibras acrílicas, sellos, empaques, protectores para tuberías, diafragmas para bombas, retenes, deflectores, mangueras para aceite y gasolina, rodillos para imprenta, suelas y tacones para calzado industrial y de vestir, tapones para envases, moldeo de artículos domésticos, moldeo para inyección de partes automotrices, teléfonos,

interiores de refrigeradores, paneles, juguetes, emulsiones y acabados para pieles, textiles, recubrimientos para papel, para formular pinturas. Durante 1996 hasta el 2001 su consumo ha sido superior a su producción, lo cual se ha reflejado en sus importaciones con un déficit comercial de -11,849 toneladas en 1996, alcanzando -109,921 toneladas en el 2001.

e. *Metanol*. Se emplea en la producción –por parte de la iniciativa privada- de: resinas urea-formaldehído, resina fenol-formaldehído, agentes de superficie activa, reveladores fotográficos, herbicidas, aceleradores de la vulcanización de hule, solventes de plástico, colina y sus sales, inhibidores contra la corrosión, fabricación de fibras de poliéster, insecticidas, germicidas, dimetilaminas, dimetilformamida, fungicidas, PET, anticongelantes automotrices, solventes de la nitrocelulosa, combustibles de aviación, desnaturizante de alcohol etílico, deshidratante del gas natural, materia prima proteínas sintéticas, malatión, salicilato de metilo (bronceadores), conservadores de alimentos, productos de higiene personal. Debido al amplio empleo de este producto, su consumo tuvo un importante crecimiento, no obstante, debido a que la producción no fue suficiente para satisfacerlo, aumentaron las importaciones, lo que originó un déficit comercial de -201,782 toneladas para 1996 y de -156,845 toneladas en el 2001.

f. *Amoniaco*. Se utiliza por la iniciativa privada para producir fertilizantes solo o en forma de compuestos como: sulfato de amonio, nitrato de amonio y urea,

elaboración de sulfato de hidroxilamina, acrilonitrilo, fibras sintéticas y plásticos (nylon, resinas urea formaldehído, uretano, melamina), refrigerantes, ácido nítrico, explosivos, hidraziba, aminas, amidas, y otros compuestos nitrogenados que sirven de intermediarios en la industria farmacéutica. Sin embargo, en 2001 su producción disminuyó significativamente, dejando una capacidad no aprovechada de 1,959 toneladas, contra una producción de 707 toneladas.

## **V.5 Análisis comparativo internacional**

Para probar la hipótesis central propuesta respecto al consumo de electricidad, con relación a la muestra de países considerados en esta investigación, en el Cuadro No. 5.1 se presentan los resultados de los índices de precios y de cantidad Divisia (IPD, IQD) relacionados con el consumo neto de electricidad. Para propósitos comparativos, también se incluyen los índices de precios y de cantidad Laspeyres (IPL, IQL) y Paasche (IPP, IQP) durante el periodo 1994-2001, tomando como base de referencia los correspondientes a Estados Unidos, (EEUU=100).

**CUADRO 5.1 INDICES DE PRECIOS Y DE CANTIDAD 1994-2001,  
CONSUMO NETO DE ELECTRICIDAD  
EE UU =100\***

<i>PAÍSES</i>	<i>INDICES DE CANTIDAD</i>		<i>INDICES DE PRECIOS</i>		<i>DIVISIA</i>	
	<i>IQL</i>	<i>IQP</i>	<i>IPL</i>	<i>IPP</i>	<i>IPD01</i>	<i>IQD01</i>
Estados Unidos	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Alemania	14.40	14.48	174.33	175.26	174.48	14.46
Inglaterra	9.63	9.63	138.13	138.18	138.14	9.63
España	5.16	5.08	164.22	161.70	164.01	5.09
México	4.70	4.74	77.39	78.09	77.48	4.73
Taiwán	3.91	3.89	115.74	115.14	115.69	3.89
Holanda	2.67	2.67	151.71	151.66	151.70	2.67
República Checa	1.62	1.62	74.48	74.37	74.47	1.62
Hungría	0.99	0.99	87.54	87.34	87.53	0.99
Irlanda	0.54	0.53	137.46	136.53	137.44	0.53

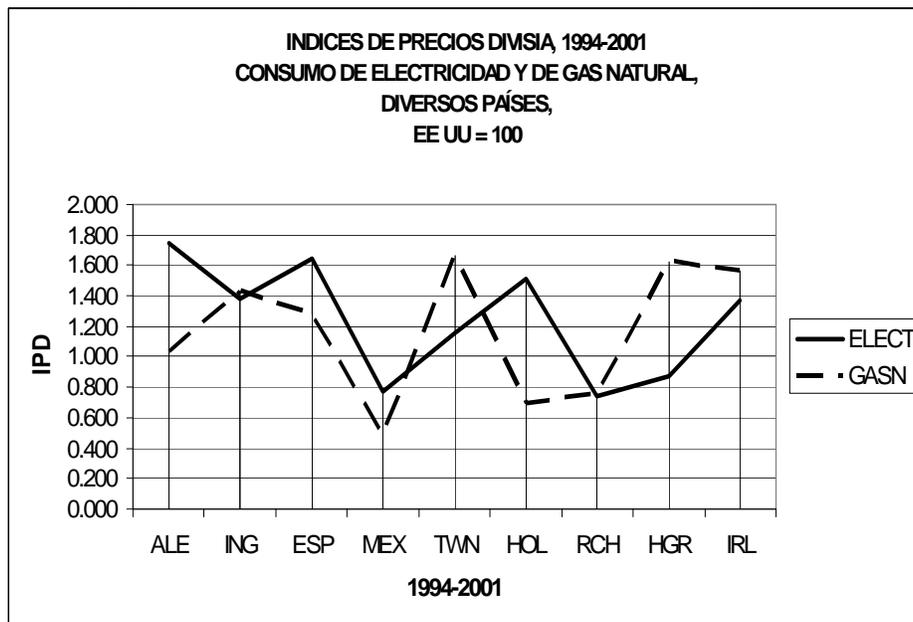
\*Consistencia de los índices de precios y cantidad de Laspeyres, Pasche y Divisia.

FUENTE: Índices determinados por la autora, con información de precios y cantidades para electricidad y gas natural publicada por la U.S. Energy Information Administration.

En este cuadro se aprecia que los tres índices arrojan resultados similares y consistentes. Asimismo, éstos muestran que del conjunto de países considerados en el presente estudio, el consumo de Alemania representa tan solo el 14.46% de la electricidad utilizada por Estados Unidos en el periodo 1994 a 2001, (IQD01=14.46) y que naciones con alto grado de privatización en su sector energético presentaron precios mayores a los registrados en Estados Unidos, por ejemplo, el Índice de Precios Divisia (IPD01=174.48) indica que en Alemania el precio por el consumo de electricidad fue 74.48% mayor que el de Estados Unidos, el de España fue 64.01% más elevado (IPD01=164.01) y el de Inglaterra 38.14% superior a los precios del país de referencia (IPD01=138.14). Por su parte México tuvo precios sensiblemente menores que los de Estados Unidos, 77.48% de aquellos (IPD01=77.48).

En la Figura 2 se presenta la correspondencia gráfica entre los precios de la electricidad y los del gas natural que arrojan los IPD.

**FIGURA 5.2 CONSUMO DE ELECTRICIDAD Y GAS NATURAL DIVERSOS PAÍSES, 1994-2001. ÍNDICE DE PRECIOS DIVISIA, EEUU=100**



FUENTE: Gráfica de los resultados presentados en el Cuadro No. 4

Cabe señalar que el conjunto de países analizados presenta estructuras tecnológicas y prácticas muy diversas entre sí respecto a los procesos de generación de electricidad, por lo que no se puede establecer una correlación técnica o económica entre ambos energéticos. Por ejemplo, una parte considerable del gas natural consumido en Inglaterra, Alemania y los países del este europeo se empleó como combustible en los hogares y en la industria y no para generar electricidad. Es pertinente mencionar que no se encontraron datos homologados por países para la generación de electricidad con gas natural ni para gas natural empleado en la generación eléctrica, para el conjunto de naciones

analizadas, con excepción de México, donde el INEGI reporta esta información para el periodo 1990-2000.

**CUADRO 5.2 INDICES DE PRECIOS DIVISIA,  
CONSUMO INTERTEMPORAL DE ELECTRICIDAD 1994-2001  
DIVERSOS PAÍSES, EE UU = 100**

<i>PAÍSES</i>	<i>94-01</i>	<i>1994</i>	<i>1995</i>	<i>1996</i>	<i>1997</i>	<i>1998</i>	<i>1999</i>	<i>2000</i>	<i>2001</i>	<i>Variación 01/94</i>
Estados Unidos	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
Alemania	174.5	202.3	231.3	204.6	179.1	176.6	165.9	126.6	123.5	-78.8
Inglaterra	138.1	143.2	148.9	146.2	147.3	145.3	143.7	126.6	109.6	-33.6
España	164.0	192.4	206.9	203.8	173.6	165.6	150.8	125.0	110.3	-82.1
México	77.5	84.1	55.0	62.3	73.6	72.7	80.2	93.0	94.1	10.0
Taiwán	115.7	128.0	131.3	127.7	122.5	105.5	108.7	110.9	96.3	-31.7
Holanda	151.7	136.4	160.3	169.2	149.6	148.4	153.2	146.9	150.0	13.6
República Checa	74.5	66.7	74.8	74.6	69.0	79.7	78.6	75.8	Nd	1.3
Hungría	87.5	65.2	78.6	83.1	94.6	98.4	101.6	89.1	87.5	22.3
Irlanda	137.4	139.4	150.4	154.6	150.4	142.2	138.1	117.2	113.2	-26.2

FUENTE: Índices determinados con información de precios y cantidades para electricidad publicada por la U.S. Energy Information Administration. <http://www.eia.doe.gov>

En el Cuadro No. 5.2, se presenta la evolución anual del índice de precios de la electricidad, durante el período 1994-2001, donde se confirma que en este lapso Alemania ( $IPD_{94-01}=174.5$ ) y España ( $IPD_{94-01}=164.0$ ) tuvieron los precios más altos por el consumo de electricidad, 74.5% y 64.0% por arriba de los prevalecientes en Estados Unidos. Los precios más bajos de la muestra correspondieron a México ( $IPD_{94-01}=77.5$ ) y la República Checa, ( $IPD_{94-01}=74.5$ ), respectivamente 77.5% y 74.5% con relación a los del país de referencia. Paradójicamente, los dos primeros presentan la mayor disminución en el índice de precios entre 1994 y 2001, al disminuir el IPD de 202.3 en 1994 a 123.5 en 2001 en el caso de Alemania y de 192.4 a 110.3 en el caso de España. Por su parte, Hungría, Holanda y México

presentan las mayores alzas de precios de acuerdo al incrementarse dicho índice: de 65.2 a 87.5, de 136.4 a 150.0 y de 84.1 a 94.1, respectivamente.

En lo concerniente a los índices de precios del gas natural, en el Cuadro 5.3 se presentan los resultados obtenidos. En éste se aprecia que durante el período 1994-2001, México tuvo los precios comparativos más bajos de la muestra respecto a Estados Unidos, 49.1 puntos%, lo cual contrasta con el hecho de que en este lapso, se aceleró la dependencia del primero respecto al segundo, ya que las importaciones de gas por parte de México crecieron extraordinariamente en cantidad, 231 puntos 1% entre 1992 y 1999, considerando que dichas importaciones se realizaron a precios de Estados Unidos, Cuadro 5.4.

**CUADRO 5.3 INDICES DE PRECIOS DIVISIA, CONSUMO DE GAS NATURAL, DIVERSOS PAÍSES, 1994-2001. EE UU = 100**

PAÍSES	94-01	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	Variación 01/94
Estados Unidos	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
Inglaterra	103.3	125.0	132.1	106.1	109.2	115.2	112.8	80.7	74.4	-50.6
Alemania	143.1	172.3	198.1	162.9	150.4	152.8	144.7	114.0	92.7	-79.6
Holanda	128.0	136.5	163.8	140.6	133.0	138.0	129.3	106.8	100.6	-35.9
México	49.1	44.2	35.7	45.4	49.3	42.7	47.0	60.9	57.0	12.8
España	166.7	187.8	222.8	198.9	174.6	176.0	163.0	135.4	119.2	-68.6
Hungría	69.5	60.1	70.4	61.5	77.1	91.1	85.1	59.1	59.6	-0.5
República Checa	75.9	69.0	82.0	75.1	69.7	88.4	87.2	73.4	67.8	-1.2
Taiwán	162.8	193.9	208.0	176.0	183.3	167.0	160.4	137.6	115.2	-78.7
Irlanda	156.2	204.9	229.3	200.8	185.6	155.2	159.7	93.4	86.5	-118.4

FUENTE: Índices determinados con información de precios del gas natural publicada por la U.S. Energy Information Administration. <http://www.eia.doe.gov>

La estrategia tecnológica impulsada por la Secretaría de Energía y las compañías multinacionales responsables por la generación privada de electricidad a partir del gas natural, desde el punto de vista económico es contradictoria, ya que durante el período analizado se acentuó la dependencia del gas natural importado de Estados Unidos, en un escenario de precios sistemáticamente crecientes, 231% puntos entre 1990 y 1999, Cuadro 5.4. Dicha contradicción es más evidente al considerar que entre 1994 y 2001 el precio del consumo de gas natural en México representó el 49.1 puntos% de su precio en Estados Unidos, es decir, estos resultados parecen indicar que el Gobierno Mexicano ha venido subsidiando el consumo de gas natural para su empleo en los procesos industriales y como recurso para generar electricidad, Cuadro 5.3.

**CUADRO 5.4 MÉXICO, ÍNDICES DE PRECIOS Y CANTIDAD POR IMPORTACIONES DE GAS NATURAL ENTRE 1990 Y 1999, 1992=100**

AÑO	IPD, MÉXICO, GAS NATURAL PARA GENERAR ELECTRICIDAD	IPD, MÉXICO, IMPORTACIONES NETAS DE GAS NATURAL	DIFERENCIAS
	1992=100	1992=100	
1990	103		
1991	88		
1992	100	100	0
1993	121	113	8
1994	115	89	26
1995	160	80	80
1996	292	104	188
1997	349	138	211
1998	333	112	221
1999	369	231	138

FUENTE: Índices determinados con información de las importaciones de gas natural publicada por la U.S. Energy Information Administration. <http://www.eia.doe.gov>

Dicho subsidio se refleja directamente en los precios de la electricidad consumida en México, respecto a los correspondientes a Estados Unidos, ya que a pesar de que entre 1994 y 2001 los de México han mostrado una tendencia a igualarse con los del país de referencia, en México aunque aumentaron en el período permanecieron más bajos, al aumentar el IPD de 0.84.1 a 0.94.1 puntos, Cuadro 5.2.

**CUADRO 5.5 MÉXICO, ELECTRICIDAD GENERADA A PARTIR DE GAS NATURAL ENTRE 1990 Y 1999, ÍNDICE DE PRECIOS, ÍNDICE DE CANTIDAD, Y PRODUCTIVIDAD, 1990=100**

AÑO	ÍNDICE DE PRECIOS DIVISIA		ÍNDICE DE CANTIDAD DIVISIA		ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD: (ELECTRICIDAD/ GAS NAT)	IMPORTACIONES NETAS DE GAS NATURAL	
	ELECTRICIDAD	GAS NATURAL	ELECTRICIDAD	GAS NATURAL		IPD	IQD
	1990=100					1992=100	
1990	100	100	100	100	100		
1991	126	85	103	118	88		
1992	142	97	92	109	84	100	100
1993	143	117	101	107	95	113	37
1994	137	111	117	125	93	89	43
1995	161	155	132	129	102	80	62
1996	224	284	136	133	102	104	19
1997	289	340	146	145	101	138	29
1998	311	324	175	171	102	112	46
1999	355	359	216	190	114	231	4
2000	424	586	280	232	121	215	85
Media	233	145				197	109
90-00	324	486				184	240

FUENTE: Índices determinados con información de electricidad generada a partir de gas natural publicada por la U.S. Energy Information Administration. <http://www.eia.doe.gov>

La proporción en la cantidad consumida de ambos energéticos durante el período 1994-2001 por parte de México respecto a Estados Unidos se muestra en los cuadros 5.6 y 5.7, 4.7 puntos% con relación a la electricidad y 5.8 %puntos al gas natural.

**CUADRO 5.6 CANTIDAD CONSUMIDA DE ELECTRICIDAD DIVERSOS PAÍSES, 1994-2001. ÍNDICES DE CANTIDAD DIVISIA, EE UU=100**

PAÍSES	Índices de cantidad Divisia, consumo de electricidad diversos Países, EEUU = 100									Variación 01/94	
	94-01	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001		
Estados Unidos	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
Alemania	14.5	15.1	15.0	14.7	14.5	14.2	13.9	13.9	14.1	14.1	-1.0
Inglaterra	9.6	09.7	9.6	9.8	9.6	9.6	9.6	9.5	9.6	9.6	-0.1
España	5.1	4.7	4.8	4.8	5.0	5.1	5.4	5.5	5.8	5.8	1.1
México	4.7	4.2	4.2	4.4	4.7	4.7	4.9	5.1	5.2	5.2	1.0
Taiwán	3.9	3.7	3.6	3.7	3.9	4.0	4.0	4.2	4.2	4.2	0.5
Holanda	2.7	2.6	2.6	2.6	2.7	2.7	2.7	2.7	2.8	2.8	0.2
República Checa	1.6	1.7	1.7	1.7	1.7	1.6	1.5	1.5	1.5	1.5	-0.2
Hungría	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.0
Irlanda	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.1

FUENTE: Índices determinados con información de electricidad consumida publicada por la U.S. Energy Information Administration.  
<http://www.eia.doe.gov>

**CUADRO 5.7 CANTIDAD CONSUMIDA DE GAS NATURAL DIVERSOS PAÍSES, 1994-2001. ÍNDICES DE CANTIDAD DIVISIA, EE UU=100**

PAÍSES	Índices de cantidad Divisia consumo de gas natural, diversos países, EE UU = 100									Variación 01/94	
	94-01	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001		
Estados Unidos	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
Alemania	14.1	12.1	12.4	14.5	13.7	14.2	15.0	14.9	15.6	15.6	3.5
Inglaterra	13.1	12.1	13.4	13.2	12.6	13.3	13.4	12.7	13.9	13.9	1.8
España	6.8	6.8	6.7	7.2	6.8	6.8	6.6	6.4	6.9	6.9	0.1
México	5.8	5.2	5.1	5.3	5.4	5.9	5.8	6.2	6.4	6.4	1.2
Taiwán	2.1	1.3	1.5	1.6	2.1	2.2	2.5	2.8	3.2	3.2	1.9
Holanda	1.9	1.7	1.8	1.9	1.8	1.9	1.9	1.8	2.1	2.1	0.4
República Checa	1.4	1.1	1.3	1.4	1.4	1.5	1.5	1.4	1.5	1.5	0.4
Hungría	0.9	0.6	0.7	0.7	0.9	1.0	1.1	1.1	1.2	1.2	0.6
Irlanda	0.5	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.3

FUENTE: Índices determinados con información de gas natural consumido publicada por la U.S. Energy Information Administration.  
<http://www.eia.doe.gov>

En el Cuadro 5.6 se observa que entre 1994 y 2001 el consumo de electricidad en cada uno de los países analizados con relación al consumo de Estados Unidos se mantuvo sin cambios significativos y que inclusive en Alemania el IDQ disminuyó 1.0 puntos. Por lo que concierne al gas natural, Cuadro 5.7, se nota el mismo comportamiento que para el caso de la electricidad, pero en Alemania el IQD de gas natural se incrementó en 3.50 puntos.

## VI. CONCLUSIONES

En el presente trabajo se logró mostrar que la tecnología de ciclo combinado es un factor clave para la actual generación de energía eléctrica tanto en turbinas de gas como de vapor, mediante el uso del gas natural, carbón o ambos como combustible.

Asimismo, las centrales de ciclo combinado se desarrollan para la producción o suministro de energía eléctrica y suministro de energía térmica tanto para el consumo industrial como público debido a sus ciclos de producción de energía, la flexibilidad, la rápida puesta en operación y su elevada eficiencia; considerándose el precio del combustible como un factor determinante en su implementación, pues este determina cerca del 70.0% de sus costos de operación.

Esta tecnología permite obtener ventajas económicas de gran relevancia especialmente debido a su bajo costo de inversión y a la rapidez de su puesta en marcha, junto con bajos costos de mantenimiento y un carácter modular que permite reducir la capacidad excedente que no se utiliza, permitiendo mayor flexibilidad al adaptarse a las condiciones de demanda del mercado.

Otro elemento importante a considerar es la capacidad del ciclo combinado en que la combustión de gas natural en las plantas está casi libre de monóxido de

carbono (CO), bióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) y de partículas, lo cual contribuye de manera significativa en la lucha contra los efectos de contaminación atmosférica.

El comportamiento económico e histórico que ha tenido el sector energético, especialmente expresado en ciclos de larga duración, ha mostrado que en la actualidad este sector se encuentra altamente condicionado por el complejo nivel de la tecnología utilizada en toda su cadena productiva en cualquier parte del mundo, particularmente por la cada vez más inminente escasez energética. Por lo tanto, las tecnologías cada vez más avanzadas que permitan generar fuentes de energía a más bajo costo y con alto grado de productividad y eficiencia serán las más demandadas como es el caso del ciclo combinado.

Sin embargo, el comportamiento de la oferta energética en los últimos años ha tenido una tendencia diferente debido al incremento en los precios del petróleo; esto generó que otras fuentes de energía se volvieran altamente rentables.

En este contexto, Estados Unidos mediante el “establishment” provocó y utilizó la elevación de precios internacionales del petróleo, para restringir sus importaciones petroleras crecientes, buscando estabilizarse y fomentar la producción interna de hidrocarburos y otras fuentes de energía, reduciendo sus ventajas comparativas con Europa y Japón.

Es así como el aumento en los precios del petróleo que se derivó de este proceso se reflejó directamente en los precios del gas natural, generando una crisis energética a una escala mayor.

Por otra parte, el desarrollo de la crisis de la industria eléctrica muestra el papel determinante que tuvieron las políticas propuestas por el Banco Mundial que incurrieran en problemas de mercado tanto de inflexibilidad, posición monopólica y propiedad pública; y que desembocaron en ineficiencia y costos excesivos mediante la atracción de capital privado destinado para invertir en el sector eléctrico y promover tecnología menos inversión-intensiva.

De esta manera, las nuevas inversiones se concentrarán en plantas de gas natural de ciclo combinado, siempre que el precio del gas y la capacidad de las plantas generen ingresos de corto plazo a partir del momento en que se comprometan los fondos, debido principalmente a que las inversiones venideras serán de bajo riesgo y rápida rentabilidad.

Un suceso claro que se ha presentado en las últimas décadas a nivel mundial es la trascendencia en el uso del gas natural como alternativa respecto a combustibles, entre ellos el carbón, el diesel y el combustóleo, fuente de energía limpia. A partir de estos planteamientos, se hace la observación sobre el incremento en la producción mundial de gas natural en el año 2003 con un 27.8% respecto al año 1990; lo cual se ve afectado por un incremento aún mayor del

consumo, especialmente en países desarrollados, lo que reafirma la importancia del mercado internacional de gas natural.

Es importante señalar que durante el período 1994 a 2001, México tuvo precios más bajos de gas natural que Estados Unidos, no obstante, se incrementaron en gran medida las importaciones por parte de México, adicionalmente dichas importaciones se realizaron a precios de Estados Unidos.

De esta forma se observa que la estrategia tecnológica impulsada por la Secretaría de Energía y las compañías multinacionales responsables por la generación privada de electricidad a partir del gas natural, es económicamente contradictoria, puesto que durante el período de estudio se acentuó la dependencia del gas natural importado de Estados Unidos en un escenario de precios sistemáticamente crecientes, considerando especialmente que durante ese mismo periodo el precio de gas natural consumido en México representó el 49.1% de su precio en Estados Unidos (Cuadro 5.3) .

También se considera que el sector eléctrico es el que presenta el mayor dinamismo en el consumo de gas natural en México, especialmente como consecuencia del acelerado proceso de privatización en las actividades de generación de electricidad, no obstante, cabe hacer notar que el consumo de gas natural para generar electricidad depende en gran medida de las importaciones de gas natural procedente de Estados Unidos. Esto se corrobora al observar (Cuadro 5.5), entre otros indicadores comentados en este trabajo, que el IQD (1992=100)

de importaciones netas de gas natural aumenta de 37 a 85, mientras que el IPD (1992=100) se incrementa de 113 a 215. Los indicadores y estadísticas analizadas sobre este particular prueban fehacientemente las hipótesis (i) y (ii).

Es así como los cambios más importantes del sector eléctrico en México se dieron en los ámbitos de: infraestructura; marco institucional; estructura de mercado, grado de privatización del sector; tecnología utilizada como consecuencia del desarrollo científico-tecnológico internacional.

Un aspecto que no puede dejarse de lado, debido a que representa los cambios necesarios provenientes de los procesos anteriormente mencionados, es el que se refiere a la reforma de este sector puesto que promueve la participación de capital privado en las actividades de generación de electricidad en un escenario de competencia determinado por una fórmula de precios dependiente de los picos de demanda y de índices de confiabilidad operacional asociados a la probabilidad de falla del servicio

En México el sector energético se vio sujeto a los mismos cambios que caracterizaron el sector energético internacional de desregulación y privatización, así como búsqueda de desarrollo tecnológico hacia sistemas con menores índices de emisión de óxidos de nitrógeno, reorganización estructural para separar funcionalmente las etapas de generación, transmisión y distribución, y reestructuración tarifaria en términos de la escala de consumo, confiabilidad del servicio y estacionalidad y dinámica de la demanda.

No obstante, en términos tecnológicos el sector eléctrico mexicano ha promovido la incorporación de tecnologías que buscan mejorar el aprovechamiento de los flujos térmicos en la industria mediante esquemas de cogeneración y ciclo combinado principalmente, representando avances tecnológicos que han permitido un aumento en la generación de energía eléctrica para 2003, con base en un incremento de la inversión de 1998 a 2004 del 31.6%

Un elemento crucial es la integración del mercado de electricidad nacional con el de Estados Unidos lo cual se manifiesta, mediante mecanismos de cooperación en los enfoques regulatorios, como apoyo al comercio regional, en la inversión y la construcción de infraestructura. Asimismo, el efecto de la integración del mercado dependerá de numerosos factores que incluyen la elección de la fuente de generación, así como de precios y elementos políticos, incluyendo las dinámicas regionales y transfronterizas, además de factores como la infraestructura, combustible, acceso al mercado, normas y reglamentos ambientales.

De la misma forma, es de gran relevancia la determinación de la ubicación de nuevas centrales de producción de electricidad en el acceso a la red, puesto que es un punto clave de abasto y transmisión entre los tres países que conforman el TLCAN.

Es necesario considerar, en la capacidad de generación de energía eléctrica en el país, la inversión en la capacidad nacional de transmisión pues de ella

dependerán los programas generales de ampliación del capital de las empresas de servicios públicos de Estados Unidos y Canadá; de tal manera que será parte primordial en la capacidad de transmisión nacional, principalmente desde la perspectiva de confiabilidad del sistema y calidad de energía, que permita adaptar el incremento de capacidad y reducir el costo de operación del sistema interconectado.

En la economía mexicana, la utilización del gas natural en la generación de electricidad, ha tenido repercusiones en la industria eléctrica debido a que origina una supeditación a un energético importado, con importantes consecuencias de naturaleza económica y estratégica así como la pérdida de autonomía en la política energética del país. Lo anterior es reconocido por la propia *US Energy Information Administration* en *The International Energy Outlook 2004*, (pág. 54) cuando afirma textualmente que “se estima un crecimiento de las importaciones de gas natural hasta del 40.0 % en 2025, lo cual deja a México en una precaria posición por su dependencia de Estados Unidos”. En consecuencia, por una parte, el sector energético promueve el abandono de otras alternativas tecnológicas para el aprovechamiento de los recursos naturales del país, y por otra parte, se desaprovecha el potencial de este sector para la generación de empleo y ahorro de divisas.

Durante el período analizado se acentuó la dependencia del gas natural importado de Estados Unidos, en un escenario de precios sistemáticamente crecientes, 231% entre 1990 y 1999, Cuadro 5.4. Adicionalmente, como se fundamenta en el

apartado V.4, el precio del gas natural en México ha presentado oscilaciones e incrementos que le restan competitividad y eficiencia económica. Dentro de los precios que se manejan en Estados Unidos, México y Canadá, como son: Henry Hub-USA, South California, Texas Coast, Aeco-Hub Canada, Kingsgate, Premiam, el precio de South California llegó a alcanzar \$7.58 dólares/MBTU durante el 2001. Dicho precio osciló entre \$8.70 y \$4.51 dólares/MTBU durante el 2003, cuando en países como Rusia, Ucrania, Trinidad y Tobago, Venezuela, y Medio Oriente osciló entre \$0.50 y \$1.00 dólares/MTBU. Estos y los demás indicadores analizados en el presente trabajo permiten corroborar la hipótesis de trabajo (iii).

El efecto de la utilización de gas natural y la tecnología de ciclo combinado concuerda con las estrategias de mejoramiento ambiental y los aspectos relativos al desarrollo sustentable para el país comentados en esta investigación. Por lo anterior, la aplicación de una política energética que considere los impactos socioeconómicos y ambientales, representa un reto de gran importancia.

Finalmente, la trascendencia del uso de gas natural, en la industria petroquímica y en la generación de electricidad en México a partir de la tecnología de ciclos combinados puede resumirse mediante la consideración de que el 72.0% del combustible utilizado por estas ramas energéticas es el gas natural.

En el Cuadro 4.7 se puede apreciar un crecimiento volumétrico del 77.7% en el consumo de gas natural por parte del sector industrial, IQD=177.7, seguido del sector doméstico, IQD=177.2, con un aumento del 77.2%; también se observa

que el sector de menos dinamismo fue el agrícola con tan sólo el 17.8% de aumento. Paradójicamente (Cuadro 4.8) es en el sector agrícola donde se presenta el mayor crecimiento en los precios por el consumo de electricidad, 806.8% en el periodo, (IPD=906.8), mientras que en el sector industrial, (IPD=423.7), los precios sólo crecen 323.7%, por abajo del sector doméstico y del comercial donde el crecimiento es de 379.4% y 385.7%, respectivamente. De lo anterior se puede inferir el efecto multiplicador en la economía de esta política energética, lo que conduce a confirmar la hipótesis de trabajo (iv), propuesta como uno de los objetos del presente estudio.

## ANEXO A

Cuadro A1. México, precios y cantidades de electricidad generada con gas natural y de gas natural empleado para generación eléctrica, 1990-2000.

AÑO	ELECTRICIDAD GENERADA CON GAS NATURAL		GAS NATURAL EMPLEADO PARA GENERAR ELECTRICIDAD	
	P	Q	P	Q
	\$/KW-H	KW-H	\$/M3	M3
1990	0.124	8.16E+09	221	4.90E+12
1991	0.156	8.41E+09	188	5.76E+12
1992	0.176	7.50E+09	215	5.34E+12
1993	0.177	8.26E+09	259	5.23E+12
1994	0.169	9.56E+09	246	6.15E+12
1995	0.199	1.08E+10	343	6.33E+12
1996	0.278	1.11E+10	626	6.53E+12
1997	0.358	1.19E+10	750	7.10E+12
1998	0.386	1.43E+10	714	8.40E+12
1999	0.440	1.76E+10	793	9.32E+12
2000	0.525	2.28E+10	1292	1.14E+13

FUENTE: INEGI. BDI. 2005

**Cuadro A2. Precios promedio de la electricidad**  
(Dólares norteamericanos por Kilowatthour)

Países	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Estados Unidos	0.0660	0.0655	0.0650	0.0645	0.0640	0.0630	0.0640	0.0680
Alemania	0.1335	0.1515	0.1330	0.1155	0.1130	0.1045	0.0810	0.0840
Reino Unido	0.0945	0.0975	0.0950	0.0950	0.0930	0.0905	0.0810	0.0745
España	0.1270	0.1355	0.1325	0.1120	0.1060	0.0950	0.0800	0.0750
México	0.0555	0.0360	0.0405	0.0475	0.0465	0.0505	0.0595	0.0640
China Taipei (Taiwan)	0.0845	0.0860	0.0830	0.0790	0.0675	0.0685	0.0710	0.0655
Holanda	0.0900	0.1050	0.1100	0.0965	0.0950	0.0965	0.0940	0.1020
República Checa	0.0440	0.0490	0.0485	0.0445	0.0510	0.0495	0.0485	0.0515
Hungría	0.0430	0.0515	0.0540	0.0610	0.0630	0.0640	0.0570	0.0595
Irlanda	0.0920	0.0985	0.1005	0.0970	0.0910	0.0870	0.0750	0.0770

FUENTE: <http://www.eia.doe.gov>

**Cuadro A3. Consumo mundial neto de electricidad, 1994-2001***(Kilowattthora)*

<b>Países</b>	<b>1994</b>	<b>1995</b>	<b>1996</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>
Estados Unidos	3.07E-06	3.16E-06	3.25E-06	3.29E-06	3.43E-06	3.49E-06	3.60E-06	3.60E-06
Alemania	4.63E-07	4.73E-07	4.79E-07	4.79E-07	4.85E-07	4.84E-07	5.02E-07	5.07E-07
Reino Unido	2.97E-07	3.02E-07	3.19E-07	3.17E-07	3.30E-07	3.36E-07	3.41E-07	3.46E-07
España	1.44E-07	1.51E-07	1.55E-07	1.65E-07	1.75E-07	1.88E-07	2.00E-07	2.10E-07
México	1.29E-07	1.34E-07	1.44E-07	1.56E-07	1.61E-07	1.71E-07	1.82E-07	1.87E-07
China Taipei (Taiwan)	1.14E-07	1.13E-07	1.20E-07	1.27E-07	1.37E-07	1.40E-07	1.50E-07	1.51E-07
Holanda	8.03E-08	8.23E-08	8.50E-08	8.85E-08	9.16E-08	9.43E-08	9.74E-08	9.94E-08
República Checa	5.12E-08	5.40E-08	5.61E-08	5.58E-08	5.48E-08	5.37E-08	5.46E-08	5.56E-08
Hungría	3.15E-08	3.23E-08	3.30E-08	3.32E-08	3.35E-08	3.38E-08	3.45E-08	3.51E-08
Irlanda	1.48E-08	1.54E-08	1.64E-08	1.72E-08	1.84E-08	1.93E-08	2.08E-08	2.16E-08

FUENTE: <http://www.eia.doe.gov>**Cuadro A4. Precio medio del gas natural***(Dólares norteamericanos por millón de BTU - Gross Calorific Value)*

<b>Países</b>	<b>1994</b>	<b>1995</b>	<b>1996</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>
Estados Unidos	4.54	4.35	4.96	5.08	4.80	4.74	6.21	7.23
Reino Unido	5.68	5.74	5.26	5.54	5.54	5.34	5.01	5.38
Alemania	7.82	8.61	8.08	7.64	7.34	6.85	7.07	6.70
Holanda	6.20	7.12	6.97	6.75	6.63	6.12	6.63	7.27
México	2.01	1.55	2.25	2.50	2.05	2.23	3.78	4.12
España	8.53	9.69	9.86	8.87	8.45	7.72	8.40	8.62
Hungría	2.73	3.06	3.05	3.91	4.38	4.03	3.67	4.31
República Checa	3.13	3.57	3.73	3.54	4.25	4.13	4.56	4.90
Taiwan	8.80	9.04	8.73	9.31	8.02	7.60	8.54	8.33
Irlanda	9.30	9.97	9.96	9.42	7.46	7.56	5.80	6.26

FUENTE: <http://www.eia.doe.gov/emeu/international/ngasprnh.html>

**Cuadro A5. Consumo mundial de gas natural seco (BTU), 1994-2001**

(Millones de BTU)

Países	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Estados Unidos	2.184E+10	2.28E+10	2.32E+10	2.33E+10	2.29E+10	2.3E+10	2.4E+10	2.287E+10
Reino Unido	2.652E+09	2.83E+09	3.35E+09	3.2E+09	3.26E+09	3.45E+09	3.57E+09	3.565E+09
Alemania	2.654E+09	3.06E+09	3.06E+09	2.93E+09	3.05E+09	3.08E+09	3.04E+09	3.181E+09
Holanda	1.479E+09	1.52E+09	1.68E+09	1.58E+09	1.57E+09	1.52E+09	1.54E+09	1.581E+09
México	1.14E+09	1.16E+09	1.23E+09	1.26E+09	1.36E+09	1.34E+09	1.48E+09	1.465E+09
España	273034956	3.4E+08	3.81E+08	4.98E+08	5.12E+08	5.86E+08	6.71E+08	722892400
Hungría	371984867	4.05E+08	4.51E+08	4.28E+08	4.31E+08	4.37E+08	4.25E+08	472126235
República Checa	241002180	2.89E+08	3.32E+08	3.37E+08	3.38E+08	3.4E+08	3.3E+08	353984670
Taiwan	140550000	1.51E+08	1.72E+08	2.05E+08	2.41E+08	2.42E+08	2.67E+08	265468505
Irlanda	9.67E+07	1.03E+08	1.17E+08	1.22E+08	1.24E+08	1.32E+08	1.51E+08	1.58E+08

FUENTE: <http://www.eia.doe.gov/emeu/international/ngasprh.html>

**Cuadro A6. México, precios y consumo sectorial  
Promedio de energía eléctrica sector paraestatal**

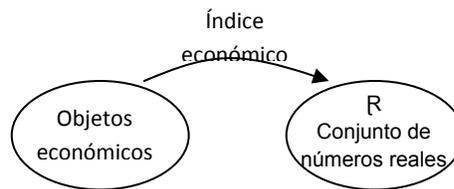
PERIODO	TOTAL		INDUSTRIAL		AGRÍCOLA		DOMÉSTICA		COMERCIAL		SERVICIOS PÚBLICOS	
	P \$/Kw-h	Q Kw-h	P \$/Kw-h	Q Kw-h	P \$/Kw-h	Q Kw-h	P \$/Kw-h	Q Kw-h	P \$/Kw-h	Q Kw-h	P \$/Kw-h	Q Kw-h
1990	0.1316	9.21E+10	0.1239	5.27E+10	0.0316	6.71E+09	0.1166	2.04E+10	0.2629	7.75E+09	0.1884	4.53E+09
1991	0.1731	9.48E+10	0.1561	5.35E+10	0.0682	6.50E+09	0.1601	2.20E+10	0.3441	8.05E+09	0.2425	4.71E+09
1992	0.2055	9.76E+10	0.1756	5.43E+10	0.0989	5.67E+09	0.1937	2.41E+10	0.4183	8.65E+09	0.2976	4.90E+09
1993	0.2149	1.01E+11	0.1773	5.57E+10	0.1254	5.92E+09	0.2024	2.55E+10	0.4496	8.87E+09	0.3226	5.24E+09
1994	0.2157	1.10E+11	0.1693	6.07E+10	0.1276	6.55E+09	0.2139	2.78E+10	0.4793	9.22E+09	0.3375	5.29E+09
1995	0.2556	1.13E+11	0.1993	6.39E+10	0.1347	6.69E+09	0.2527	2.85E+10	0.6159	9.04E+09	0.4155	5.29E+09
1996	0.3322	1.22E+11	0.2779	7.16E+10	0.1677	7.54E+09	0.3189	2.85E+10	0.7775	8.93E+09	0.5503	5.05E+09
1997	0.4109	1.30E+11	0.3578	7.84E+10	0.1963	7.65E+09	0.3747	2.96E+10	0.9243	9.49E+09	0.6550	5.10E+09
1998	0.4606	1.37E+11	0.3859	8.24E+10	0.2260	7.74E+09	0.4374	3.17E+10	1.0507	1.02E+10	0.8243	5.18E+09

## ANEXO B

### EL ÍNDICE DIVISIA

#### FUNDAMENTOS ECONÓMICOS DEL ÍNDICE DIVISIA

Un índice económico es una medición de un fenómeno u objeto económico, es una función<sup>1</sup>  $F: D \rightarrow \mathbb{R}$



que mapea un conjunto  $D$  de objetos económicamente interesantes –precios, cantidades, inversión, etc- sobre el conjunto de los números reales  $\mathbb{R}$ . Dicho mapeo satisface un sistema de condiciones relevantes desde el punto de vista económico, por ejemplo: monotonicidad, homogeneidad o homoteticidad, circularidad, reversibilidad factorial, entre otros. La forma de estas condiciones depende de la información económica que se desea obtener de una medición en particular.

Un índice económico es una función, un mapeo, no un número real, mientras que un número índice es un elemento del conjunto de números reales  $\mathbb{R}$ . Es decir, un número índice es el valor de un índice económico.

---

<sup>1</sup> Eichhorn, W. et al. *Theory and Applications of Economic Indices*. Physica-Verlag.Wurzberg, p3, 1978.

Mediante el empleo de índices se pueden agregar datos –de una clase igual o similar-, a fin de resumir y mejorar la comprensión de estructuras complejas de datos. Sin embargo, al agregar los datos se pierde una parte de la información. Por lo anterior, a fin de mejorar el conocimiento del fenómeno en estudio es recomendable emplear varios índices<sup>2</sup>.

### DEFINICIÓN DEL ÍNDICE DE PRECIOS DIVISIA<sup>3</sup>

Sea  $\tau$  la trayectoria desde el punto  $(p^0, q^0) \in \mathbb{R}^{2n}$  hasta el punto  $(p, q) \in \mathbb{R}^{2n}$  ( $p$  y  $q$  son vectores de precios y cantidad, respectivamente) en donde existe la siguiente integral de línea, para la función:  $P: \mathbb{R}^{4n} \rightarrow \mathbb{R}$ , dada por:

$$P_{\tau}(p^0, q^0, p, q) = e^{\int_{\tau} \frac{q_1 dp_1 + \dots + q_n dp_n + 0 dq_1}{q_1 p_1 + \dots + q_n p_n}} = e^{\int_{\tau} \frac{q dp}{q p}}$$

denominado Índice Divisia de Precios respecto a la trayectoria  $\tau$ .

Respecto a la relación entre los números índice con las funciones de producción neoclásicas, Diewert<sup>4</sup> define los “índices superlativos” como aquellos que son “exactos” para una función de producción que puede dar una aproximación de segundo orden a cualquier función linealmente homogénea. El más famoso de los

<sup>2</sup> Ídem, p. 39.

<sup>3</sup> Ídem, p. 16.

<sup>4</sup> Licandro, Gerardo, M.; Banco Central del Uruguay, *Índices de Servicios Monetarios: Una Aplicación al caso de Uruguay 1985-1991*. Montevideo, P11, 1992.

índices de esta clase es el índice ideal de Fisher. Diewert demuestra que la aproximación discreta al índice Divisia realizada por Törnqvist, Theil y Kloeck es también superlativa. Barnett aboga por el uso del Índice Divisia por la claridad de su significado. Adicionalmente, Botero<sup>5</sup> citando a Diewert and Nakamura (1998) refiere que “el índice de Fisher cumple la mayor parte de exigencias axiomáticas de la teoría de los números índices, en tanto que el índice de Törnqvist ha sido relacionado con la función translogarítmica de producción por Diewert.”

Con relación a las ventajas de este índice, Jorgenson y Griliches<sup>6</sup> expresan que “el índice Divisia es un índice ligado-encadenado, ya que para cada año los precios corrientes se utilizan como base para estimar la tasa de crecimiento del año siguiente. El proceso continúa año con año de manera que las tasas de crecimiento interanuales se encuentran ligadas mediante un índice encadenado. La ventaja principal de un índice encadenado es la reducción de los errores de aproximación cuando la economía se mueve de una configuración de producción hacia otra. Si las ponderaciones pueden cambiarse continuamente, se pueden eliminar los errores de este tipo. Esta propiedad del índice Divisia, llamada ‘invariancia’ por Richter, no se encuentran en otros índices. Los números índice ligados-encadenados reducen al mínimo los errores de aproximación al mínimo.”

---

<sup>5</sup> Botero G. Jesus, Universidad EAFIT. *Los Cambios en la Productividad: Medidas Alternativas Aplicadas a Colombia*, Clasificación JEL: O1,O3, P8, 1990.

<sup>6</sup> Jorgenson, Dale W. and Griliches Z. *Divisia Index Numbers and Productivity Measurement*, Harvard University, P228, 1996.

## ANTECEDENTES DEL EMPLEO DEL ÍNDICE DIVISIA EN EL SECTOR DE ENERGÍA

El índice Divisia, desarrollado por el economista Frances Divisia (1925) es un procedimiento para agregar datos sobre precios y cantidades de bienes, sobre una trayectoria continua de tiempo entre la base o tiempo inicial y un momento final del período en estudio, que se basa en una aproximación discreta mediante el índice de Tornqvist para su aplicación práctica, es decir, sobre observaciones empíricas. *The Office of Ratepayer Advocates*<sup>7</sup> elaboró un análisis del crecimiento de la Productividad Factorial Total de los departamentos eléctrico y de gas para *Pacific and Electric Gas* de California mediante un índice Divisia del producto, definido éste como la suma del ingreso ponderado por las de ventas de gas para uso residencial, industrial, cogeneración y para generación de electricidad, en el período 1990-2003, considerando como recursos mano de obra, capital e insumos. El índice Divisia se ha empleado ampliamente para medir la Productividad Factorial Total en el sector energético<sup>8</sup>.

En términos generales el índice Divisia es una solución innovadora al problema de dividir un cambio de valor en dos partes, una atribuida a los precios y otra a las cantidades<sup>9</sup>. En su trabajo original, dicho economista propuso en Índice Monétaire, el cual es un índice de precios, y un Índice Activité, que representa un índice de

---

<sup>7</sup> California Public Utilities Commission, Office of Ratepayer Advocates. *Report of Total Factor Productivity Analysis for Pacific Gas and Electric Company*. San Francisco Cal, USA. Abril 11 2003.

<sup>8</sup> Diewer, W. E. y Nakamura, A. O. *The Measurement of Aggregate Total Factor Productivity*, University of British Columbia. Canada. Nov. 2002.

<sup>9</sup> Balk, B.M. *Divisia Price and Quantity Indices: 75 Years After*. Department of Statistical Methods. Statistics Netherlands, July, 2000.

cantidad. Ambos índices se establecieron como integrales de línea para comparar datos de precios y cantidades en los extremos de un intervalo acotado. Al ser una función continua en el tiempo, toma en cuenta un número infinito de precios y cantidades en dicho intervalo. Por esta razón no sólo depende de los precios y cantidades en los instantes extremos de intervalo, sino que depende de todos un número infinito de valores de precios y cantidades. Solow (1957) introdujo el índice de cantidad Divisia en la medición de productividad multifactorial total para un solo único y dos productos.

Por otra parte, *The Energy Information Administration*<sup>10</sup> (EIA) de *The U.S. Department of Energy*, en 1994 diseñó una encuesta sobre el consumo de energía en la industria manufacturera de los Estados Unidos utilizando dos enfoques para desagregar los cambios en la demanda, el índice Divisia y el índice de Laspeyres. Esta misma fuente menciona que diversos analistas del sector energético, Jenna et al, Marlay y más recientemente Howarth et al han empleado el índice Divisia para diferenciar las eficiencias reales de la energía respecto a los cambios estructurales en la economía, aunque algunos autores prefieren el índice de Laspeyres por su mayor sencillez de aplicación.

En este orden de ideas, en el Manual de Productividad de la OECD<sup>11</sup> se establece que existen fuertes argumentos para considerar a los índices de Tornqvist y Fisher

---

<sup>10</sup> *Energy Information Administration*, DOE, [www.eis.doe.gov](http://www.eis.doe.gov).

<sup>11</sup> OECD, *Manual de Productividad*, Pags 49 y 50, 2003.

como una familia de índices superlativos, con base en evaluaciones realizadas por Divisia.

## **ASPECTOS SOBRESALIENTES DEL ÍNDICE DIVISIA, COMO UNA APROXIMACIÓN DISCRETA DEL ÍNDICE DE TORNQVIST**

El índice de Tornqvist es una aproximación discreta al índice continuo Divisia, el cual a su vez es una suma ponderada de tasas de crecimiento de varias componentes, donde los pesos son las participaciones de las componentes en el valor total. Cuando se emplea el índice de Tornqvist como aproximación al índice continuo Divisia, se definen las tasas de crecimiento como las diferencias en los logaritmos naturales de observaciones sucesivas de componentes, y los pesos son el promedio de la participación factorial de las componentes en el correspondiente par de años. El índice de Tornqvist representa una mejoría sobre los índices ponderados basados en un año base constante, ya que al cambiar los precios relativos de los insumos, el índice de Tornqvist permite que varíen tanto las cantidades adquiridas de insumos como sus proporciones en el total, reflejando el cambio en los precios relativos. Para el insumo mano de obra, el índice de Tornqvist efectivamente pondera la tasa de crecimiento de las horas de cada grupo de trabajadores por su participación en los ingresos de la mano de obra<sup>12</sup>.

---

<sup>12</sup> USA Bureau of Labor Statistics, *Handbook of Methods/2001*

## Índice Divisia sobre diversas trayectorias

A continuación se resume el desarrollo para evaluar la integral de línea Divisia sobre determinada trayectoria en un espacio bidimensional<sup>13</sup>, es decir, en las variables  $p$ , precios y  $q$ , cantidades; especialmente los índices ligados a la trayectoria más natural entre dos puntos terminales, la línea recta.

### Notación

Sean  $p_i$  y  $q_i$  los precios y cantidades de cada uno de  $n$  artículos, coordinados al espacio  $\mathfrak{R}_+^{2n}$ . Se denota el vector de precios:

$$(p_1, \dots, p_n) \text{ por } p$$

y el vector de cantidades:

$$(q_1, \dots, q_n) \text{ por } q$$

el problema estadístico del índice en el caso de dos situaciones puede formularse como sigue:

Sean dos puntos en  $\mathfrak{R}_+^{2n}$ , un punto base  $r^0 = (q^0, p^0)$  y un punto observado  $r^1 = (q^1, p^1)$ . Se busca un índice de precios  $P_{01}$  y un índice de cantidad  $Q_{01}$ , de modo que el índice de valor:

---

<sup>13</sup> Eichhorn, W. y Vogt, A. Ídem, p. 297.

$$w_{01} = p^1 q^1 / p^0 q^0$$

está relacionado a  $P_{01}$  y  $Q_{01}$  por:

$$w_{01} = P_{01}Q_{01}.$$

Se dice entonces que el índice de precios  $P_{01}$  y el índice de cantidad  $Q_{01}$  son consistentes.

Nótese que los puntos  $r^0$  y  $r^1$  están conectados por una trayectoria  $[p(t), q(t)]$  parametrizada por el parámetro tiempo  $t \in [t_0, t_1]$ .

Notacionalmente:

$$\begin{aligned} p(t_0) &= p^0. & q(t_0) &= q^0. \\ p(t_1) &= p^1. & q(t_1) &= q^1. \end{aligned}$$

La trayectoria en su conjunto  $[p(t), q(t)]$   $t \in [t_0, t_1]$  se denotará por  $C$ . Se asume que los componentes  $p_i(t)$  y  $q_i(t)$  de  $p(t)$  y  $q(t)$ , respectivamente, son diferenciables respecto a  $t$ . Se denotarán estas derivadas por  $D_t p_1$  y  $D_t q_1$  respectivamente.

Se encuentran definidos sobre  $C$  un valor  $w(t) = p(t) q(t)$  y un índice de valor:

$$w_{0t} = [p(t) q(t)] / [p(t_0) q(t_0)].$$

Derivación de los índices Divisia.

Se denotará por  $Dw(t)$ , la derivación logarítmica de  $w_{0t}$ , también denominada intensidad de desarrollo:

$$D_t w(t) = d/dt[\log w_{0t}] = D_t w_{0t}/w_{0t} = \frac{[D_t p(t) q(t)] + [p(t) D_t q(t)]}{p(t) q(t)}$$

Por otra parte si se define el índice de valor  $w_{0t}$ , revirtiendo el proceso logarítmico y de diferenciación:

$$w_{0t} = \exp \int_{t_0}^{t_1} D_t w(\tau) d\tau = \exp \int_{t_0}^{t_1} \frac{[D_t p(\tau) q(\tau)] + [p(\tau) D_t q(\tau)]}{p(\tau) q(\tau)} d\tau$$

Esta integración no depende de la trayectoria sino de sus puntos finales  $r^0$  y  $[p(t), q(t)]$ , debido a que el integrando, la derivación logarítmica de  $w_{0t}$  es exacta por definición. Ahora el problema del índice consiste en una descomposición aditiva, debido al logaritmo. Quizá la única descomposición razonable resulta del requerimiento de que "los cambios en cantidad sin cambios en los precios no deben modificar el índice de precios y viceversa. Esto conduce al siguiente desarrollo de intensidades de índices de precios y cantidades.

$$D_t p(t) = \frac{D_t p(t) q(t)}{p(t) q(t)} \quad D_t q(t) = \frac{p(t) D_t q(t)}{p(t) q(t)}$$

Donde para las diferenciales  $[D_t p(t) dt]$  y  $[D_t q(t) dt]$  no existen funciones integrales  $P(t)$  y  $Q(t)$ . De lo contrario no existiría el problema del índice de precios. Al respecto, Menges (1973) estableció que:

*"Se puede decir que el problema del índice no tiene solución en el sentido de que la teoría de índices no proporciona y puede no proporcionar, una respuesta ajustada a la pregunta planteada sobre el particular."*

Las diferenciales  $D_t p(t)$  y  $D_t q(t)$ , al contrario de su suma  $D_t w(t)$  son inexactas. Así los índices Divisia:

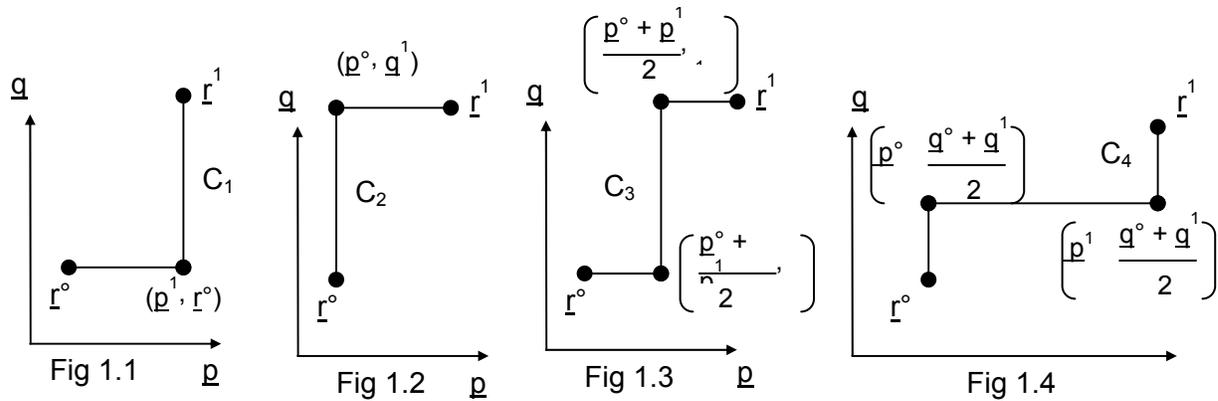
$$P_{01}^c = \exp \int_{t_0}^{t_1} \frac{D_t p(\tau) q(\tau)}{p(\tau) q(\tau)} d\tau$$

$$Q_{01}^c = \exp \int_{t_0}^{t_1} \frac{p(\tau) D_t q(\tau)}{p(\tau) q(\tau)} d\tau$$

dependen de la trayectoria  $C$  en  $\mathfrak{R}_+^{2n}$  que va desde  $r^0$  y  $r^1$ .

## INDICE DIVISIA SOBRE TRAYECTORIAS ESPECIALES

A continuación se estudiarán algunas trayectorias en un subespacio n-dimensional:



Se puede demostrar que los correspondientes índices son:

TRAYECTO	INDICE PRECIOS $P_{01}^c$		INDICE CANTIDAD $Q_{01}^c$	
$C_1$	$\frac{p^1 q^0}{p^0 q^0}$	Laspeyres	$\frac{p^1 q^1}{p^1 q^0}$	Paasche
$C_2$	$\frac{p^1 q^1}{p^0 q^1}$	Paasche	$\frac{p^0 q^1}{p^0 q^0}$	Laspeyres
$C_3$	$w_{01}: \frac{(p^0 + p^1) q^1}{(p^0 + p^1) q^0}$	Marshall-Elgewort	$\frac{(p^0 + p^1) q^1}{(p^0 + p^1) q^0}$	Marshall-Elgewort
$C_4$	$\frac{(q^0 + q^1) p^1}{(q^0 + q^1) p^0} C_1$	Marshall-Elgewort	$w_{01}: \frac{(q^0 + q^1) p^1}{(q^0 + q^1) p^0}$	Marshall-Elgewort

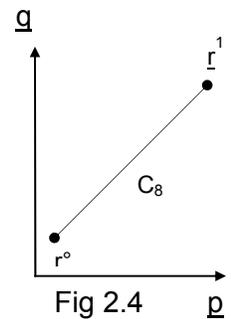
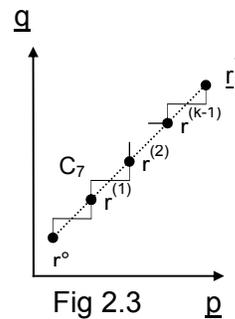
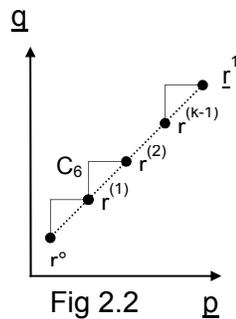
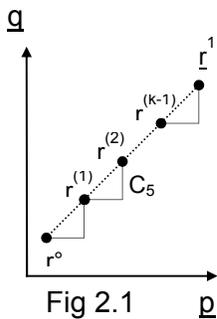
Sin embargo, con excepción de los índices de Marshall-Elgeworth ninguno de los anteriores satisface la prueba de reversibilidad factorial:

El producto de dos valores del índice es el cociente de los valores de las dos canastas de bienes en cuestión:

$$P(q^\circ, p^\circ, q, p) P(p^\circ, q^\circ, p, q) = \frac{q p}{q^\circ p^\circ}$$

### EL ÍNDICE NATURAL

Las figuras 1.2 a 1.4 sugieren evaluar las integrales de precios y cantidades  $P_{01}^c$  y  $Q_{01}^c$  sobre la línea recta  $C_8$  de la figura 2.4, que conecta  $r^\circ$  y  $r^1$ .



Los índices Divisia sobre la trayectoria C5 conducen a un producto de K índices de precios de Laspeyres ó índices de cantidad de Paashe entre puntos intermedios consecutivos  $r^{(i)}$ ,  $r^{(i+1)}$ , . . . . y consecuentemente sobre la trayectoria C6. Analíticamente la evaluación de los índices Divisia sobre la conexión directa C8 conduce a los siguientes índices denominados "naturales" en Vogt (1977).

$$P_{01}^{C8} = \begin{cases} \sqrt{\frac{V_{11}}{V_{00}}} \left( \frac{V_{10} + V_{01} + \sqrt{D}}{V_{10} + V_{01} - \sqrt{D}} \right)^{\frac{V_{10} - V_{01}}{2\sqrt{D}}} & D > 0 \\ \sqrt{\frac{V_{11}}{V_{00}}} \exp \frac{V_{10} - V_{01}}{V_{10} + V_{01}} & D = 0 \\ \sqrt{\frac{V_{11}}{V_{00}}} \exp \left[ \frac{V_{10} - V_{01}}{\sqrt{-D}} \operatorname{arctg} \frac{\sqrt{-D}}{V_{10} + V_{01}} \right] & D < 0 \end{cases}$$

$$Q_{01}^{C8} = \begin{cases} \sqrt{\frac{V_{11}}{V_{00}}} \left( \frac{V_{10} + V_{01} + \sqrt{D}}{V_{10} + V_{01} - \sqrt{D}} \right)^{\frac{V_{01} - V_{10}}{2\sqrt{D}}} & D > 0 \\ \sqrt{\frac{V_{11}}{V_{00}}} \exp \frac{V_{01} - V_{10}}{V_{10} + V_{01}} & D = 0 \\ \sqrt{\frac{V_{11}}{V_{00}}} \exp \left[ \frac{V_{01} - V_{10}}{\sqrt{-D}} \operatorname{arctg} \frac{\sqrt{-D}}{V_{10} + V_{01}} \right] & D < 0 \end{cases}$$

Donde  $v_{ij} = p_i q_j$  son elementos de la llamada matriz de valor y

$$D = (v_{10} + v_{01})^2 - 4 v_{00} v_{11}$$

## BIBLIOGRAFÍA

Álvarez Bejar Alejandro. *Energía, medio ambiente y economía*. Energía, medio ambiente y desarrollo sustentable. Edit. ENEP Acatlán UNAM. 1992.

Ángeles Cornejo Sarahí. Gas-electricidad: nuevo contexto. *Reforma del sector eléctrico de México: Propuestas viables y soberanas*. Edit. Institución de Estudios de la Revolución Democrática. 2002.

Appert Oliver. *Cross-Border Gas Trade Conference*. International Energy Agency. 2002.

Balk B. M. *Divisia price an quantity indices: 75 years after*. Department of Statistical Methods. Statistics Netherlands. Julio 2000.

Beamon J. Alan y Steven H. Wade. *Energy equipment choices: Fuel costs and other determinants*. Administración de Información sobre Energía. Departamento de Energía de Estados Unidos. 1996.

Bosi Martina, Riey Benedicte. *Greenhouse Gas Implications of International Energy Trade*. International Energy Agency/ Information Paper. 2002.

Botero G. Jesús. *Los cambios en la productividad: Medidas alternativas aplicadas a Colombia*. Universidad EAFIT. 1990.

Caldera Muñoz Enrique. *El proceso de desregulación eléctrica*. Reforma del sector eléctrico de México: Propuestas viables y soberanas. Edit. Institución de Estudios de la Revolución Democrática. 2002.

California Public Utilities Commission Office of Ratepayer Advocates. *Report of total factor productivity analysis for Pacific gas and electric company*. San Francisco Cal, USA. Abril 2003.

Campodónico Humberto. *La industria del gas natural y su regulación en América Latina*. Revista de la CEPAL No. 68. Pág. 135-152.

Comisión para la Cooperación Ambiental. *La electricidad en América del Norte: Algunas implicaciones ambientales del Tratado de Libre Comercio de América del Norte*. Serie Medio Ambiente y Comercio. Núm. 6. Estudio Temático 3. 1999.

De Olivera Adilson y MacKerron Gordon. *El enfoque del Banco Mundial sobre la reforma estructural y la privatización de la electricidad en el Reino Unido*. Desarrollo y Energía. Instituto de Economía Energética/Fundación Bariloche. 1993.

Diario Oficial de la Federación. *Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios*. México. 2006.

Diewer W. E. y Nakamura A. O. *The measurement of aggregate total factor productivity*. University of British Columbia. Canadá. Noviembre 2002.

Eichhom W. et al. *Theory and Applications of Economic Indices*. Physica-Verlag Wuraburg. 1978.

Energy Information Administration. *International Energy Outlook 2002*. 2002.

Energy Information Administration. *International Energy Outlook 2004*. 2004.

Energy Information Administration. *Natural Gas Monthly*. Mayo 1997.

Fernández Vega Fernando. *En el gas natural, trasnacionales se reparten el pastel geográfico*. La Jornada. Economía. 23 de marzo, 2005.

Gersheson Antonio. *El problema del gas y los subsidios en la generación de energía eléctrica*. Reforma del sector eléctrico de México: Propuestas viables y soberanas. Edit. Institución de Estudios de la Revolución Democrática. 2002.

Hunt Sally. *Making competition work in electricity*. Edit. Wiley Finance. 2002.

Jorgenson Dale W. y Griliches Z. *Divisia index numbers and productivity measurement*. Harvard University. 1996.

Kondratiev, N. *Los ciclos largos de la coyuntura económica*. Edit. UNAM. México. 1992

Kyung-Hwan Toh. *The Impact of Convergence of the Gas and Electricity Industries: Trends and Policy Implications*. International Energy Agency. 2003.

Licandro Gerardo M. *Índices de servicios monetarios: Una aplicación al caso de Uruguay 1985-1991*. Banco Central del Uruguay. Montevideo. 1992.

Mandel, Ernest. *El Capitalismo tardío*. Edit. Era. México. 1979.

Martínez Gómez Angelberto. *Propuesta alternativa para fortalecer la industria eléctrica*. Reforma del sector eléctrico de México: Propuestas viables y soberanas. Edit. Institución de Estudios de la Revolución Democrática. 2002.

Mieres, Francisco. *Crisis capitalista y crisis energética*. Edit. Nuestro Tiempo. México. 1979.

Mieres Francisco. *Energía, ambiente y desarrollo económico en América Latina*. Energía, medio ambiente y desarrollo sustentable. Edit. ENEP Acatlán UNAM. 1992.

Ocampo Felipe. *El problema del gas y la generación de electricidad. Reto de la industria del gas natural*. Reforma del sector eléctrico de México: Propuestas viables y soberanas. Edit. Institución de Estudios de la Revolución Democrática. 2002.

Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico. *Manual de productividad*. 2003.

Carlos Ocana. *Regulatory Reform in the Electricity Supply Industry: An Overview*. International Energy Agency. 2002.

Petróleos Mexicanos. *Anuario Estadístico 2003*.

Petróleos Mexicanos. *Informe Anual 2000*.

Petróleos Mexicanos. *Las reservas de hidrocarburos de México*. Enero 2004.

Petróleos Mexicanos. *Memoria de Labores 2002*.

Rico y Saldaña José U., *Contribución hacia una política energética segura y confiable para PEMEX y México*. Reforma del sector eléctrico de México: Propuestas viables y soberanas. Edit. Institución de Estudios de la Revolución Democrática. 2002.

Viqueira Landa Jacinto. *La preservación del medio ambiente y el futuro de la industria eléctrica*. Energía, medio ambiente y desarrollo sustentable. Edit. ENEP Acatlán UNAM. 1992.

Sandoval Ramírez, Luis. *Los ciclos económicos largos Kondratiev y el momento actual*. Edit. Instituto de Investigaciones Económicas, UNAM. México. 2004.

Secretaría de Energía. *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2002-2011*. 2003.

Secretaría de Energía. *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2003-2012*. 2004.

Secretaría de Energía. *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2008-2017*. 2009.

Secretaría de Energía. *Prospectiva del Sector Eléctrico 2002-2011*. 2003.

Secretaría de Energía. *Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013*. 2005.

Secretaría de Energía. *Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017*. 2009.

Secretaría de Energía. *Programa sectorial de energía 2001-2006*. 2002. 2002.

USA Bureau of Labor Statistics. *Handbook of methods*. 2001.