

# INNOVACIÓN DE PROCESOS Y EL COSTO DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Víctor G. Carreón Rodríguez\*  
Alfonso Zerón Marmolejo\*\*

## RESUMEN

En este artículo se estudia el comportamiento de la generación de energía eléctrica en México. Explícitamente, se considera el papel de la innovación tecnológica como elemento clave para la instalación de la capacidad y subsiguiente generación de energía eléctrica en el país a costos más bajos y se muestra que las políticas seguidas en la instalación de nuevas plantas de generación han aumentado los costos y la polución, al seleccionar tecnologías cuyos costos de generación son más costosos y contaminantes, cuando lo que se

- 
- \* Actualmente es director de la División de Economía del Centro de Investigación y Docencia Económica (CIDE). Miembro del Sistema Nacional de Investigadores. <victor.carreon@cide.edu>.
  - \*\* Trabaja en la Dirección de Análisis Macroeconómico de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Las opiniones contenidas en este trabajo corresponden exclusivamente al autor y no necesariamente representan el punto de vista de la institución en la cual labora. <alfonso\_zeron@hacienda.gob.mx>.

cos, entre los que se encuentra el uso de la innovación tecnológica. En este documento se pretende ilustrar el papel que juega la innovación tecnológica en la estrategia de producción de energía eléctrica.

Investigación y desarrollo en la innovación tecnológica juegan un papel notable en la mejora de los procesos de generación de electricidad, al introducir nuevos mecanismos y mejoras que permiten un mayor aprovechamiento en el uso actual de combustibles y en la aplicación de otros nuevos, ofreciendo, de esta manera, una reducción considerable en los costos de producción.

Sin embargo, estos avances que se sistematizan dentro de la teoría no se verifican sin restricciones en la realidad. El caso mexicano no es la excepción. En este caso, la implementación de nuevas tecnologías no ha sido ajena al desarrollo tecnológico que se presenta a nivel mundial. Pero, este proceso mantiene algunas particularidades frente a la innovación de procesos, como las barreras sindicales y la resistencia de grupos de poder para su implementación. En este sentido, en México no se ha tomado como punto de partida y de forma sistemática el fundamento que observa como clave el proceso de la renovación continua en los procesos productivos, el reemplazo de tecnología poco rentable y la introducción de tecnologías de nueva generación, afectando así el potencial del crecimiento económico en nuestro país. De otra manera estaríamos hablando de la disminución de costos en la generación de energía a lo largo del tiempo, aportando así a la industria nacional grandes beneficios.

El presente trabajo tiene como objetivo principal determinar la asociación entre la disminución en los costos de producción de energía eléctrica y la implementación de nueva tecnología utilizada en los procesos de generación en México. Con este fin se utilizan, principalmente, datos provenientes de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para construir un costo promedio ponderado de producción de electricidad en México y analizar de esta forma si la estrategia llevada a cabo por la CFE, en la implementación de innovaciones e invenciones tecnológicas, tiende a la disminución del costo de generación.

En la segunda parte del trabajo se hace una breve revisión de la literatura. Enseguida se presentan las distintas tecnologías que son utilizadas en

México con datos técnicos para cada una de ellas, lo que servirá como punto de referencia para el entendimiento y cálculo de los costos de generación de electricidad. En la cuarta parte del documento se presentan las estimaciones que permiten observar los resultados que muestran un aumento en los costos de producción. Lo anterior reflejará claramente que la estrategia planteada por la CFE, para la instalación y utilización de nuevas plantas de energía eléctrica, no ha sido la más adecuada. Por último, se establecen las conclusiones de este estudio.

## II. REVISIÓN DE LA LITERATURA

La investigación científica es un método sistemático de invención que mejora el conocimiento tecnológico, entendiendo por cambio tecnológico aquel que induce avances en el *stock* de conocimiento disponible y puede dar origen a invenciones y cambios en los actuales paradigmas tecnológicos cuando el conocimiento existente es aplicado, que en su etapa final puede culminar en innovaciones (Shaw, 1951). En este documento, se considera como invención el proceso mediante el cual nuevos productos o procesos son creados, mientras que por innovación deberá entenderse la variación o mejoras en los procesos, así como la eficiencia de los mismos (Shaw, 1951). No se tomará en consideración la distinción realizada por Schumpeter entre el primer uso de una nueva tecnología y su subsiguiente imitación (Eckaus, 1966). Cabe aclarar que el término de *nueva tecnología* ha sido generalmente definido como la composición de tecnología básica,<sup>1</sup> esto es, aquella capaz de asegurar crecimiento económico, ahora y en el futuro (Grupp, 1992).

La innovación puede ser observada desde muchas aristas, una de ellas es su influencia en cambios tecnológicos ante la variación de precios deriva-

---

<sup>1</sup> Definición acotada a tecnología productiva manufacturera dado que, en la actualidad, se han abierto diferentes debates en la economía con la llamada Nueva Economía, que vislumbra a la nueva tecnología como un concepto más amplio que contempla tecnologías de la información y comunicaciones. *Cfr.* Kelly, 1999.

da de una política ambiental que trata de contrarrestar el calentamiento global, donde la tecnología es considerada pieza fundamental (Popp, 2002). Esto ha dado como resultado que los modelos de política ambiental utilicen el cambio tecnológico como una variable exógena, mientras aquellos modelos que incorporan esta variable como endógena carecen de evidencia empírica sobre los vínculos entre política ambiental e innovación (Popp, 2002).

En 1932, John R. Hicks introduce la teoría de la innovación inducida en la cual explica qué cambios relativos en los precios de los factores estimularán la aparición de innovaciones que reduzcan la necesidad por el factor relativamente más caro. Debido a que la innovación inducida maneja la existencia actual de conocimiento como exógena, ignora los determinantes de esa base de conocimiento, por lo que no puede endogeneizar totalmente la senda del cambio tecnológico. Más aún, pruebas empíricas de la hipótesis de innovación inducida se han visto limitadas por la falta de datos disponibles (Popp, 2002).

Por último, la teoría de impulso tecnológico de Investigación y Desarrollo (R&D, por sus siglas en inglés) enfatiza la importancia de la oportunidad tecnológica para la innovación y, por tanto, es capaz de capturar los vínculos entre la investigación actual y futura (Popp, 2002).

### **III. CARACTERÍSTICAS DE LAS PRINCIPALES TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA**

El papel del proceso innovador en el incremento directo de los factores de productividad es sólo una de sus funciones principales en las áreas de menor desarrollo (Eckaus, 1966). Más aún, la característica substancial del mercado eléctrico es que el consumo de electricidad crece rápidamente en cada industria (Baxter, 1968), por ello la implementación de nuevos sistemas tecnológicos es trascendental y mantiene un gran impacto en la producción, transmisión y distribución de este bien, para finalmente satisfacer la creciente demanda de energía. Por lo anterior, y con el fin de permitir al lector familiarizarse con

algunos términos y formas de producción tecnológicas, se presenta en este capítulo un breve resumen de los distintos sistemas de generación que existen en nuestro país, comprendiendo sus características principales tomadas, en su mayoría, de dos fuentes: GREENTIE<sup>2</sup> y el COPAR (2001);<sup>3</sup> así, también se da cuenta de su impacto dentro del Sistema Eléctrico Nacional.

### III.1 TECNOLOGÍA HIDROELÉCTRICA

En este tipo de centrales se aprovecha el agua para obtener energía mecánica. Esto es, la electricidad es generada dirigiendo la energía en caídas de agua donde se convierte la energía potencial disponible, concentrada en la fuerza del agua, en energía mecánica, utilizando turbinas o ruedas hidráulicas.

En esta tecnología es aprovechada, de manera teórica, el peso y fuerza del agua que, al dejarla caer desde cierta altura por unidad de tiempo y bajo condiciones promedio de flujo del líquido, se produce la energía mecánica necesaria para el movimiento de las turbinas. Las presas sirven para contener el flujo y asegurar su continuidad en cualquier época del año, mientras se incrementa la toma de agua disponible para llevarla a las turbinas y, de esa forma, producir energía eléctrica que posteriormente será conducida por las líneas de transmisión a los centros de demanda.

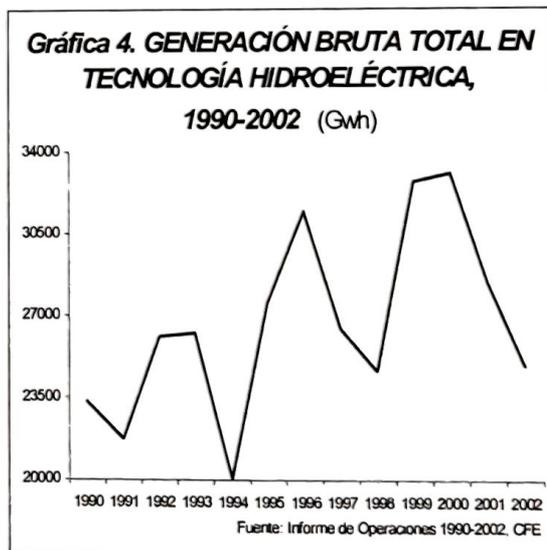
Este tipo de sistemas puede ser muy variado en su implementación pero, cada caso puede ser una variante o combinación de dos tipos: aprovechamiento por derivación o por retención.

El primero se refiere a la utilización del cauce de un río desviado a un punto, y se conduce el agua por medio de un canal o túnel con una determinada pendiente, facilitando así la circulación de la misma haciéndola pasar por una

---

<sup>2</sup> La página principal es <[www.greentie.org](http://www.greentie.org)> (página visitada de junio a agosto de 2001); ofrece información sobre los distintos avances tecnológicos mundiales, por lo que la información es genérica.

<sup>3</sup> Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico, generación 2001, (COPAR, 2001).



cuenta por encima del ochenta por ciento. Esto es, una estación hidroeléctrica moderna puede convertir más del ochenta por ciento de la energía natural de la fuerza del agua en electricidad. En contraste, las plantas de energía que utilizan combustibles fósiles operan con una gran pérdida de energía (estas tecnologías poseen tasas de aprovechamiento calórico de aproximadamente 35 por

**TABLA 1**  
**Principales características de la tecnología hidroeléctrica en la producción de energía eléctrica**

Fuente	Tamaño típico de planta (MW)	Combustible	Medidas de desempeño	Tiempo de construcción y entrega (años)		Vida útil (años)	Costo de inversión <sup>7</sup> (\$ kW) <sup>6</sup>	Costo del combustible (\$ MWh) <sup>6</sup>	Costo de operación y mantenimiento (\$ MWh) <sup>6</sup>		Personal de operación	Personal de mantenimiento		
				Min	Max				Min	Max				
Greentree <sup>1</sup>	05	30	EO <sup>1</sup> , 80%, FC <sup>1</sup> , 20-90%	2	5	50	2696.2	4038.6	15.3	20.7	N/A	N/A		
COPAR <sup>2</sup>	33	320	Agua FP <sup>5</sup> , 21-53%	4	6	50	1001	4758	2-3	48 <sup>8</sup>	1.4	7.3	N/A	N/A

<sup>1</sup> <<http://www.greentree.org/class/class0.htm>> (2001).

<sup>2</sup> Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Programación, *Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico, generación 2001*, (COPAR, 2001).

<sup>3</sup> Eficiencia de Operación.

<sup>4</sup> Factor de Capacidad.

<sup>5</sup> Factor de Planta.

<sup>6</sup> Los precios son en dólares americanos a precios de 2001.

<sup>7</sup> Para los datos de COPAR 2001, se presenta el costo actualizado al inicio de la operación, que es calculado a partir del costo directo más el indirecto, mediante el uso de una tasa real de descuento del 10 por ciento anual.

<sup>8</sup> El costo de combustible considera la cuota de derechos de agua turbinada que establece la Ley Federal de derechos en materia de agua. Actualmente esta cuota es similar para cualquier lugar de la República y es medida por m<sup>3</sup> (vea cuadro 4.9, COPAR, 2001).

ciento). El factor de capacidad<sup>6</sup> de las hidroeléctricas está ubicado entre 20 y 90 por ciento. Por último, los costos de inversión para una planta pequeña son entre dos mil 696 dólares con 20 centavos y cuatro mil 38 dólares con 60 centavos<sup>7</sup> por Kilowatt (Kw), y los costos fijos de operación y mantenimiento<sup>8</sup> fluctúan entre quince dólares con 30 centavos y veinte dólares y 70 centavos por MW al año.<sup>9</sup>

Los costos promedio de inversión directa de la CFE son de mil 400 dólares por Kw como costos fijos de operación; el mantenimiento promedio registra 10 dólares por Kw anuales y costos totales de operación y mantenimiento promedio de 3.55 dólares por Mega Watt hora (MWh)<sup>10</sup> (COPAR 2001).

### III.2 TECNOLOGÍA TERMOELÉCTRICA CONVENCIONAL (VAPOR)

Este tipo de tecnología concentra diversos sistemas de generación dependiendo de la fuente energética primaria: gas, diesel o combustóleo.

El proceso técnico consiste en la utilización de un condensador de vapor que a su vez aprovecha el calor proveniente de la combustión de las fuentes energéticas arriba mencionadas. La turbina aprovecha este vapor al ser inyectado a presión para el movimiento de sus aspas y así transferir la energía interna necesaria para el movimiento de una flecha conectada al generador eléctrico, donde la fuerza de la energía cinética se transforma en mecánica produciendo electricidad.

El sistema de enfriamiento de estas centrales requiere de una gran cantidad de agua, sobre todo en las que utilizan torres húmedas mecánicas, ya sea por las purgas del sistema o por que las condiciones climatológicas provocan la evaporación del agua. Se estima que el consumo de agua es aproximado a un

<sup>6</sup> Relación de la carga promedio de una unidad a la potencia de la unidad o equipo por un periodo de tiempo considerado.

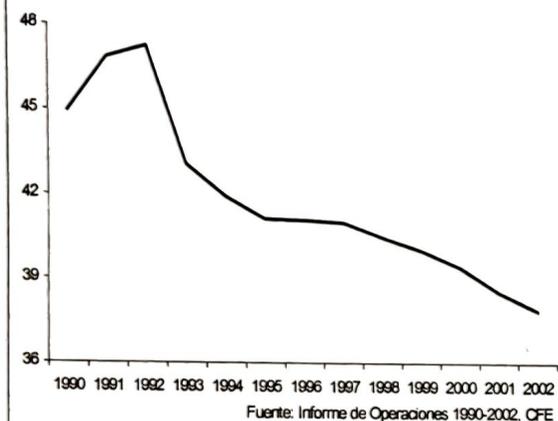
<sup>7</sup> Todos los valores monetarios son dólares americanos a precios de 2001.

<sup>8</sup> Estos son los costos independientes de las variaciones de la producción del sistema bajo consideración e incluyen: mano de obra, mantenimiento, servicio técnico, laboratorio, impuestos y seguros, reparaciones y administración.

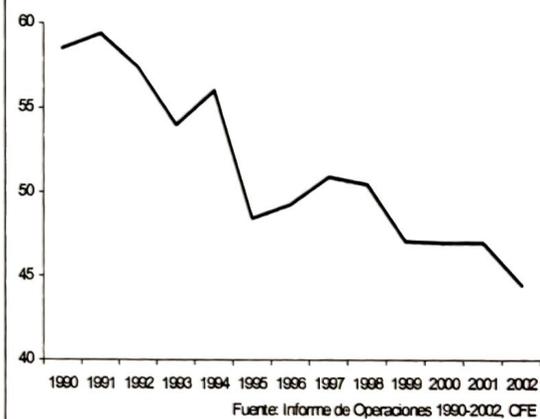
<sup>9</sup> <<http://www.greentie.org/class/ixb07.htm>> página consultada el 08/2001.

<sup>10</sup> Se utiliza MWh como el neto generado por una planta y MW como la potencia instalada.

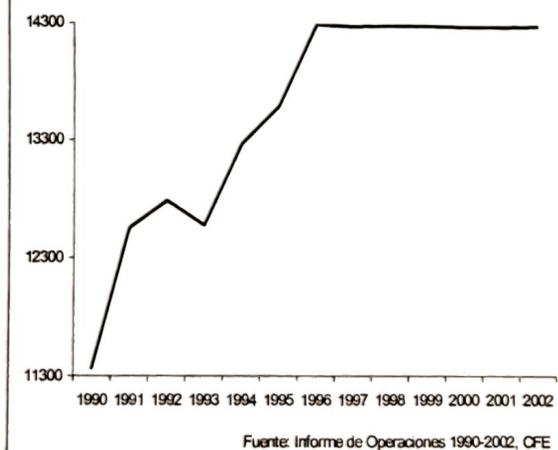
**Gráfica 5. CAPACIDAD EN TECNOLOGÍA DE VAPOR, 1990-2002**  
(Participación porcentual en el SEN)



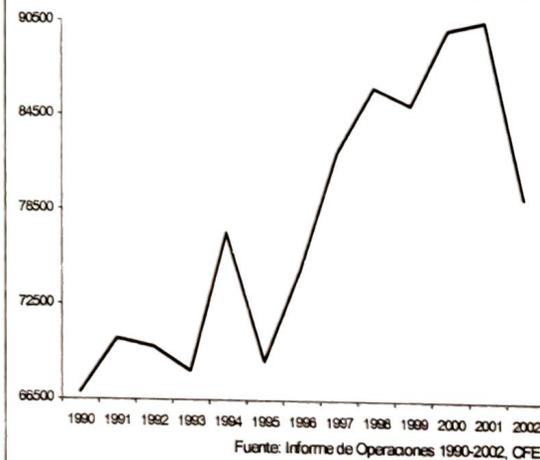
**Gráfica 6. GENERACIÓN EN TECNOLOGÍA DE VAPOR, 1990-2002**  
(Participación porcentual en el SEN)



**Gráfica 7. CAPACIDAD EFECTIVA EN TECNOLOGÍA DE VAPOR, 1990-2002 (MW)**



**Gráfica 8. GENERACIÓN BRUTA TOTAL EN TECNOLOGÍA DE VAPOR, 1990-2002 (Gwh)**



### III.3 CENTRALES TURBO-GAS

En las turbinas de gas más comunes el combustible es quemado en aire comprimido, expandido a través de los álabes de la turbina y descargado a la atmósfera para producir energía mecánica. La compresión del gas se logra en un compresor unido al rotor y a la turbina por medio de una flecha, generando así energía eléctrica.

Este tipo de tecnología puede ser alimentada por gas natural, principalmente, o diesel.

En 2002 el SEN tuvo en operación 37 centrales y 95 unidades con una capacidad instalada de dos mil 889.78 MW (7.67 por ciento del SEN) y con una producción de seis mil 394.44 GWh (3.58 por ciento del SEN).

Aún y cuando la participación en la producción total de electricidad muestra una clara expansión en los últimos años, la presencia de esta tecnología en el total nacional es, hasta el momento, poco significativa (Gráficas 9 y 10).

Por otra parte, la capacidad instalada y la producción muestran un claro avance positivo en los últimos seis años, al presentar crecimientos anuales hasta de 22.5 por ciento en la capacidad y del 90 por ciento en la generación eléctrica para el año 1999 (Gráficas 11 y 12).

El tiempo de construcción, bajo condiciones ideales, se estima en un aproximado entre seis meses a dos años (para una planta con capacidad de 25 a 250 MW) con una vida útil aproximada de 30 años. La eficiencia de operación oscila entre 29.5 y 42 por ciento, mientras el factor de planta es de 12.5 por ciento. Por otra parte, los costos de inversión se encuentran en un rango entre 250 a 780 dólares por Kw y los costos fijos de operación y mantenimiento fluctúan entre 3.80 y 18.70 dólares por MW al año. Por último, tomando en cuenta que esta tecnología utiliza diversos combustibles para la generación de energía (gas y diesel), sus costos varían dependiendo de los precios internacionales que, para 2001 promediaron entre 32.50 y 45.50 dólares por MWh (COPAR 2001).

**TABLA 2**  
**Principales características de la tecnología termoeléctrica para la producción de energía eléctrica**

Fuente	Tamaño típico de planta (MW)		Combustible	Medidas de desempeño		Tiempo de construcción y entrega (años)		Costo de inversión <sup>6</sup> (\$ kW) <sup>5</sup>	Costo del combustible <sup>5</sup> (\$ MWh) <sup>5</sup>	Costo de operación y mantenimiento <sup>7</sup> o sin combustible <sup>5</sup> (\$ MWh) <sup>5</sup>		Personal de operación y mantenimiento
	Mín	Máx		Mín	Máx	Mín	Máx			Mín	Máx	
Greentie <sup>1</sup>	300	900	Gas, Diesel (No 2), Residuos de Petróleo (No 6)	EO <sup>3</sup> 30-37%	2	3	35	790	N/A	12.6	14.52	108-138 para 800 MW
COPAR <sup>2</sup>	37.5	350	Combustóleo, Gas, Diesel	EO <sup>3</sup> 28.1-35.4%, FP <sup>4</sup> 65-75%	3	4	30	867	28.6-36 <sup>7</sup>	2.9	9.5	N/A

<sup>1</sup> <<http://www.greentie.org/class/class0.htm>> (2001).

<sup>2</sup> Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Programación, *Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico, generación 2001*, (COPAR, 2001).

<sup>3</sup> Eficiencia de Operación, en este caso también llamada Eficiencia Térmica. Los datos presentados son netos, véase COPAR 2001, cuadro 4.4.

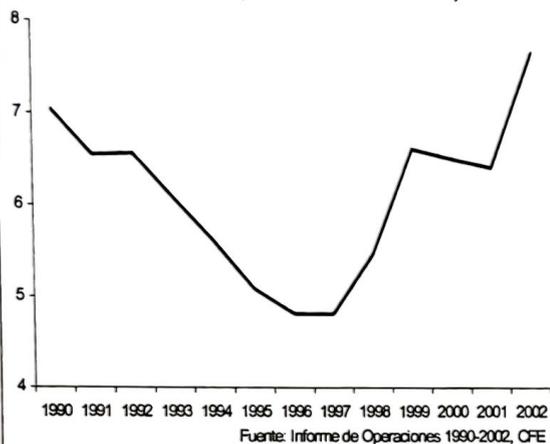
<sup>4</sup> Factor de Planta.

<sup>5</sup> Los precios son en dólares americanos a precios de 2001.

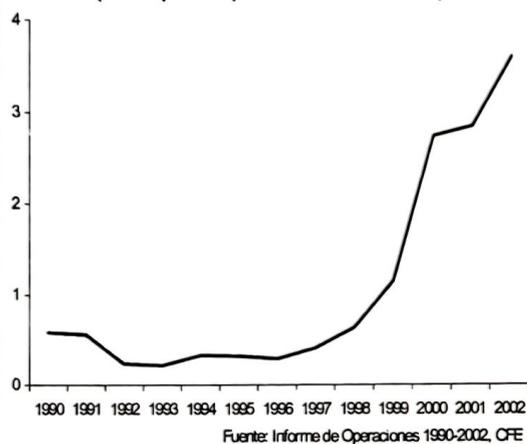
<sup>6</sup> Para los datos de COPAR 2001, se presenta el costo actualizado al inicio de la operación que es calculado a partir del costo directo más el indirecto, mediante el uso de una tasa real de descuento del 10 por ciento anual.

<sup>7</sup> El tipo de cambio es calculado en precios medios del 2001. Para realizar la conversión de pesos a dólares se emplea el "tipo de cambio para solventar obligaciones en moneda extranjera en la República Mexicana", (COPAR, 2001).

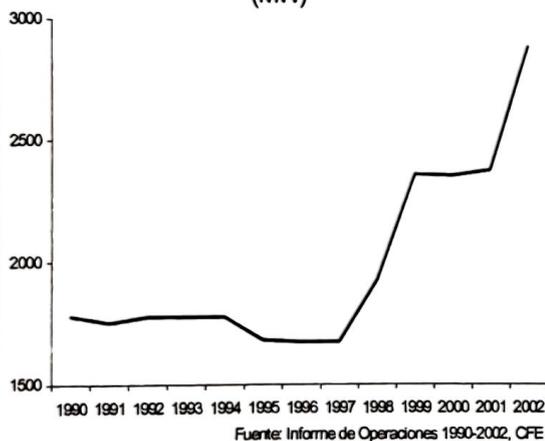
**Gráfica 9. CAPACIDAD EN TECNOLOGÍA TURBOGAS, 1990-2002**  
(Participación porcentual en el SEN)



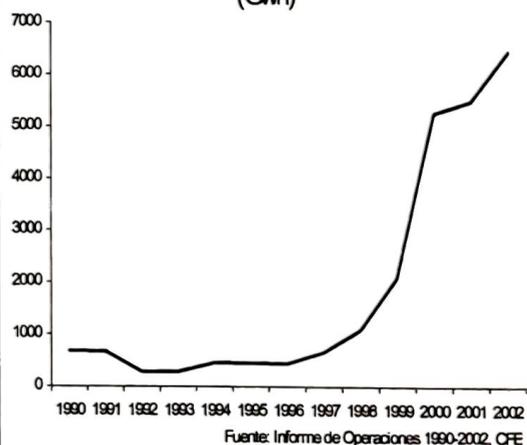
**Gráfica 10. GENERACIÓN EN TECNOLOGÍA TURBOGAS, 1990-2002**  
(Participación porcentual en el SEN)



**Gráfica 11. CAPACIDAD EFECTIVA EN TECNOLOGÍA TURBOGAS, 1990-2002**  
(MW)



**Gráfica 12. GENERACIÓN BRUTA TOTAL EN TECNOLOGÍA TURBOGAS, 1990-2002**  
(Gwh)



### III.4 CICLO COMBINADO

Este sistema de generación de energía eléctrica se conforma por una o más unidades turbo-gas (hasta cuatro) y una de vapor convencional. Cada unidad de vapor tiene asociado un recuperador de calor, aprovechando de esta forma los gases que despiden las unidades turbo-gas para el calentamiento de agua y formación de vapor, que después es utilizado, en la forma descrita con antelación, en las unidades de vapor o térmica convencional. Es importante mencionar que la electricidad se extrae de todas las unidades que componen este ciclo.

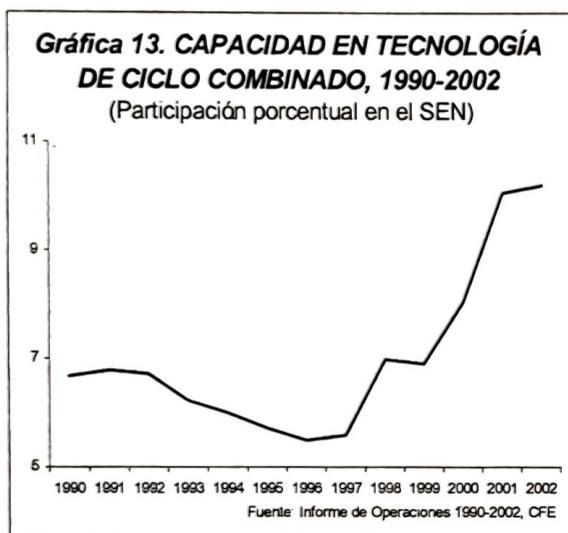
El aprovechamiento de los gases expedidos por las unidades turbo-gas permite un aumento en la eficiencia, aproximadamente de 45 a 53 por ciento (Greentie), calculada como la tasa porcentual de electricidad extraída por la energía calorífica, contenida en el combustible usado para tal propósito, y que ha ido en aumento gracias a innovaciones constantes aplicadas para permitirle llegar a casi un 60 por ciento de eficiencia térmica (Prospectiva 2000-2009).

En 2002 el SEN administró 10 centrales y 40 unidades de esta tecnología, con una capacidad instalada de tres mil 847.92 MW (10.21 por ciento del SEN) y con una producción de veintidós mil 216.65 GWh (12.45 por ciento del SEN).

Algunas ventajas que presenta el sistema de ciclo combinado son: rápido encendido, bajo consumo de agua para enfriamiento, bajos grados de contaminación de óxido de nitrógeno y, si son usadas varias unidades turbo-gas con una unidad de vapor convencional, ofrece la posibilidad de mantener una alta eficiencia en la producción de energía. Por otro lado, el ahorro en combustibles, la eficiencia en su operación, la rápida instalación y tiempo de vida de las plantas y la utilización de diversos combustibles con la opción de conversión en la operación, han hecho de esta tecnología un medio adecuado para la producción de energía eléctrica. Esto se ve reflejado en el crecimiento positivo de participación que esta tecnología presenta con respecto al total nacional (Gráficas 13 y 14).

Por su parte, la capacidad instalada y la producción total muestran un claro avance en los últimos diez años, alcanzando crecimientos anuales hasta de 28.1 por ciento en la capacidad y del 26.6 por ciento en la generación eléctrica para el año 1999 (Gráficas 15 y 16).

El tiempo de construcción, bajo condiciones ideales, es de dos a tres años (para una planta con una capacidad de 50 a 880 MW) con una vida útil aproximada de 30 años. La eficiencia de operación oscila entre 45 y 50.1 por ciento, mientras el factor de planta es de 80 por ciento. Por otra parte, los costos de inversión se encuentran en un rango entre 465 a 754.1 dólares por Kw y los costos fijos de operación y mantenimiento fluctúan entre 2.40 y 3.30 dólares por Mw al año. Debido a la utilización de diversos combustibles para la generación de energía (gas natural y refinado, metanol, combustóleo y diesel) sus costos varían, dependiendo de los precios internacionales que para 2001 promediaron entre 23.60 y 23.90 dólares por MWh (COPAR, 2001).



**TABLA 4**  
**Principales características de la tecnología de ciclo combinado para la producción de energía eléctrica**

Fuente	Tamaño típico de planta (MW)		Combustible	Medidas de desempeño		Tiempo de construcción y entrega (años)		Vida útil (años)	Costo de inversión <sup>6</sup> (\$ kWe) <sup>5</sup>	Costo del combustible (\$ MWh) <sup>5</sup>	Costo de operación y mantenimiento del combustible (\$ MWh) <sup>5</sup>		Personal de operación y mantenimiento
	Min	Max		Min	Max	Min	Max				Min	Max	
Greentie <sup>1</sup>	50	880	Gas Natural, Gas refinado, Diesel, Metanol, etc.	EO <sup>3</sup> 45-53%	2	3	30	624.1	754.1	N/A	N/A	18-34	21-33
COPAR <sup>2</sup>	279	737	Combustóleo, Gas, Diesel	EO <sup>3</sup> 49.5-50.1%, FP <sup>4</sup> 80%	2	2	30	465	561	23.6-23.9 <sup>7</sup>	2.4	3.3	N/A

<sup>1</sup> <<http://www.greentie.org/class/class0.htm>> (2001).

<sup>2</sup> Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Programación, *Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico, generación 2001*, (COPAR, 2001).

<sup>3</sup> Eficiencia de Operación, en este caso también llamada Eficiencia Térmica. Los datos presentados son netos, véase COPAR 2001, cuadro 4.4.

<sup>4</sup> Factor de Planta.

<sup>5</sup> Los precios son en dólares americanos a precios de 2001.

<sup>6</sup> Para los datos de COPAR 2001, se presenta el costo actualizado al inicio de la operación, que es calculado a partir del costo directo más el indirecto, mediante el uso de una tasa real de descuento del 10 por ciento anual.

<sup>7</sup> El tipo de cambio es calculado en precios medios del 2001. Para realizar la conversión de pesos a dólares se emplea el «tipo de cambio para solventar obligaciones en moneda extranjera en la República Mexicana», (COPAR, 2001).

### III.5 GEOTERMOELÉCTRICA

El procedimiento tecnológico de una planta geotermoeléctrica sólo difiere de una termoeléctrica convencional en cuanto al proceso para la creación de vapor, en este caso, extraído del subsuelo. Este sistema aprovecha la energía disponible en forma de calor emitida, usualmente, en forma de agua caliente o vapor desde el interior de la corteza de la tierra. Incluso se refiere a la energía de rocas calientes en la corteza de la tierra.

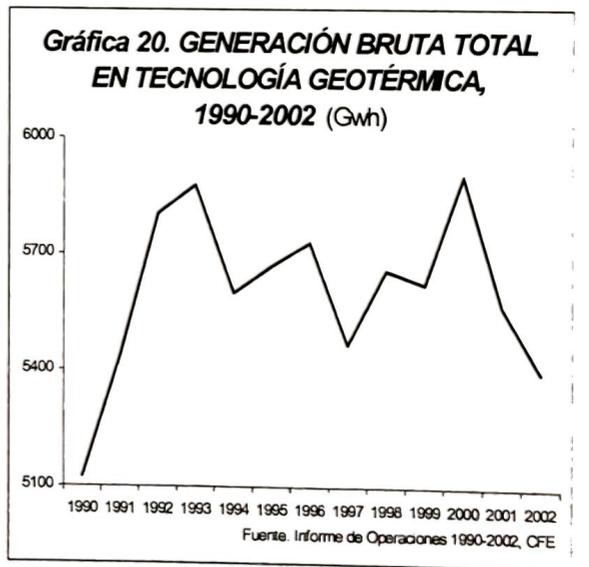
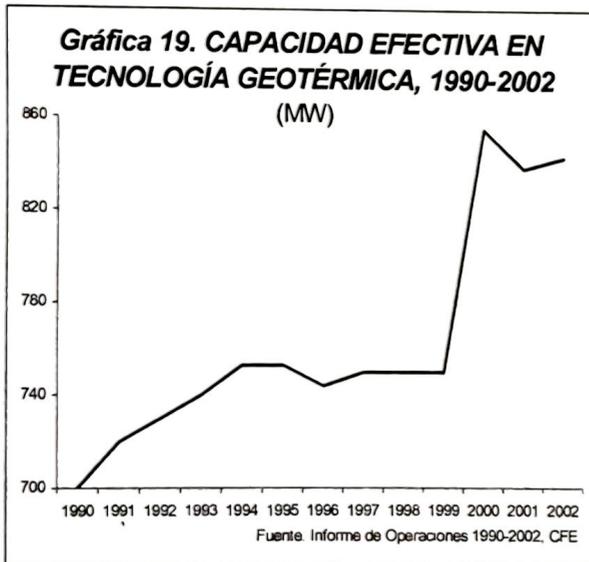
Las aguas termales pueden ser extraídas por medio de pozos específicamente perforados en los sitios donde se encuentra esta energía almacenada. El agua extraída es aprovechada para crear vapor y con ello energía eléctrica. Esta tecnología permite obtener un factor de operación hasta de un 80 por ciento (Greentie), una eficiencia de operación de 17.2 a 17.6 por ciento y un factor de planta hasta del 85 por ciento (COPAR, 2001).

En 2002 el SEN administró 7 centrales y 34 unidades de esta tecnología, con una capacidad instalada de 842.90 MW (2.24 por ciento del SEN) y con una producción de cinco mil 397.62 GWh (3.02 por ciento del SEN).

La participación de esta tecnología a nivel nacional, tanto en la capacidad como en la producción, se ha visto disminuida en los últimos años. La disminución en la participación puede atribuirse a la entrada de nuevas plantas con distintas tecnologías (Gráficas 17 y 18).

La capacidad instalada muestra una leve tendencia positiva hasta el año 1999, al presentar un aumento del 14 por ciento de este año al 2000, y muestra un crecimiento anual de 0.6 por ciento en el 2002 (843 MW). Por su lado, la producción se mantiene en una brecha entre cinco mil 300 y cinco mil 900 Gwh para finalizar con un crecimiento anual negativo de 3 por ciento en el 2002 (cinco mil 398 Gwh) (Gráficas 19 y 20). Debe tomarse en cuenta que, debido a los requerimientos naturales necesarios para la operación de este tipo de tecnología, resulta limitada su instalación y operación.

El tiempo de construcción, bajo condiciones ideales, es de dos años y medio a tres (para una planta con una capacidad de 1 a 110 MW) con vida útil aproximada de 30 años. Por otra parte, los costos de inversión se encuentran



en un rango entre mil 60 a dos mil 599.50 dólares por Kw, y los costos fijos de operación y mantenimiento fluctúan entre 4.90 y 172.90 dólares por Mw al año. El costo de combustible es cero si consideramos la fuente para la obtención del mismo. Sin embargo, el COPAR muestra un costo de 17.10 a 17.20 dólares por MW (véase la tabla para mayor referencia).

**TABLA 5**  
**Principales características de la tecnología geotérmica para la producción de energía eléctrica**

Fuente	Tamaño típico de planta (MW)		Combustible	Medidas de desempeño	Tiempo de construcción y entrega (años)		Costo de inversión <sup>6</sup> (\$ kW/e)	Costo del combustible (\$ MWh) <sup>5</sup>	Costo de operación y mantenimiento sin combustible (\$/MWh) <sup>5</sup>		Personal de operación	Personal de mantenimiento
	Mín	Máx			Mín	Máx			Mín	Máx		
Greente <sup>1</sup>	1	110	Agua caliente/ Vapor	FC <sup>8</sup> : 70-80%	2.5	3	1060	Ninguno	13.2	172.9	33	
COPAR <sup>2</sup>	26.6	26.95	Vapor endógeno	EO <sup>3</sup> : 17.2-17.6%, FP <sup>4</sup> : 85%	3	3	1147	17.1 - 17.27	4.9	5.2	N/A	

<sup>1</sup> <<http://www.greentie.org/class/class0.htm>> (2001).

<sup>2</sup> Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Programación, *Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico, generación 2001*, (COPAR, 2001).

<sup>3</sup> Eficiencia de Operación, en este caso también llamada Eficiencia Térmica. Los datos presentados son netos, véase COPAR 2001, cuadro 4.4.

<sup>4</sup> Factor de Planta.

<sup>5</sup> El costo del vapor geotérmico considera un cargo inicial que comprende las instalaciones superficiales en el campo, la exploración y perforación de pozos productores e inyectores necesarios para la operación comercial. Los precios son en dólares americanos a precios de 2001. Para realizar la conversión de pesos a dólares es empleado el costo en dólares resultante al considerar los rubros que integran el costo del vapor geotérmico en cada tipo de central, (COPAR, 2001).

<sup>6</sup> Para los datos de COPAR 2001, se presenta el costo actualizado al inicio de la operación, que es calculado a partir del costo directo más el indirecto, mediante el uso de una tasa real de descuento del 10 por ciento anual.

<sup>7</sup> El tipo de cambio es calculado en precios medios del 2001. Para realizar la conversión de pesos a dólares se emplea el «tipo de cambio para solventar obligaciones en moneda extranjera en la República Mexicana», (COPAR, 2001).

<sup>8</sup> Factor de Capacidad.

### III.6 COMBUSTIÓN INTERNA

Típicamente podemos encontrar este tipo de tecnología en los motores diesel. En este tipo de equipo se aprovecha la expansión de gases de combustión dentro de la máquina para producir un movimiento mecánico transversal dentro de un generador y, de esta forma, producir energía eléctrica. La mayoría de las máquinas de combustión interna usan aire junto con un combustible de hidrocarburo, aunque en principio cualquier fuente de energía con reacción en fase de gas puede ser usada.

Las máquinas de combustión interna son clasificadas como giratorias u oscilantes, dependiendo de la naturaleza del movimiento. Las de tipo giratorio incluyen las turbinas de ciclo abierto de gas, usadas en forma de máquinas “turbojet” o “turbopropulsores”, principalmente diseñadas para la propulsión en la aviación. Las de movimiento oscilatorio incluyen las máquinas diesel y las máquinas de encendido por chispa.

Este tipo de sistemas utiliza principalmente el diesel como factor de producción de energía eléctrica, pudiendo utilizar igualmente otros insumos para la producción como combustóleo, propano, petróleo crudo, etc. en algunos de sus sistemas (Greentie). Esta tecnología permite obtener una eficiencia de operación de 35 a 45.2 por ciento y un factor de planta de hasta el 65 por ciento (COPAR, 2001).

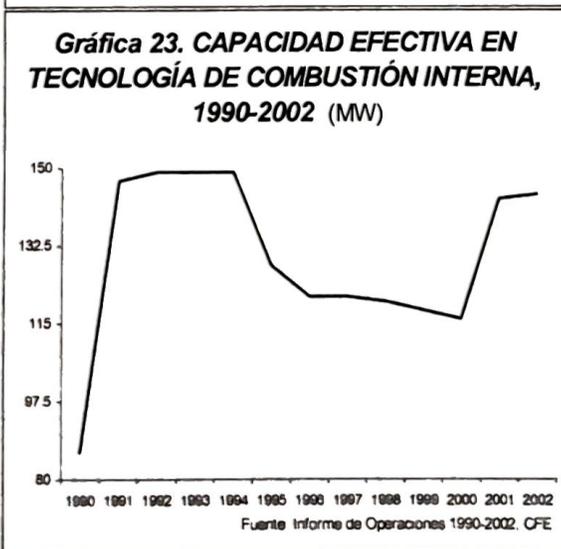
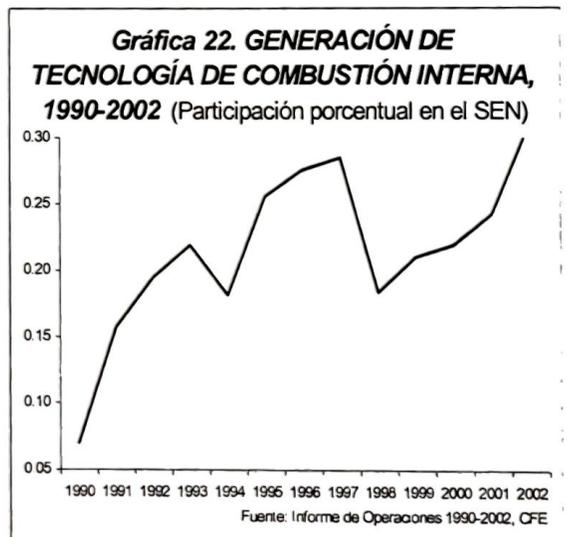
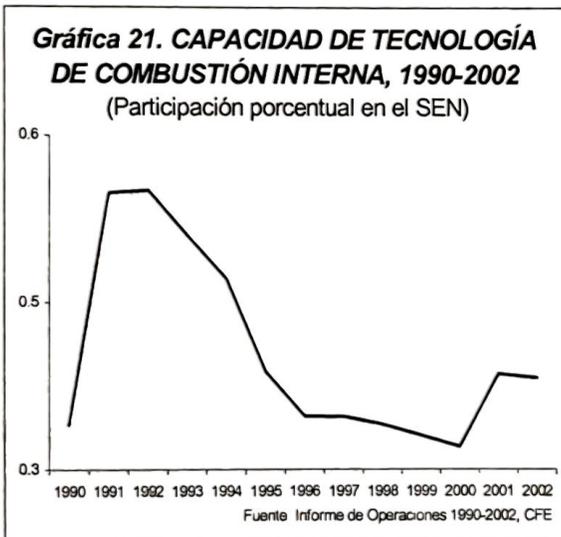
En 2002 el SEN administró 8 centrales y 75 unidades de generación con esta tecnología, con una capacidad instalada de 143.93 MW (0.38 por ciento del SEN) y con una producción de 555.48 GWh (0.31 por ciento del SEN).

La participación de esta tecnología a nivel nacional, tanto en la capacidad como en la producción, es muy pequeña y se ha visto disminuida en los últimos años (Gráficas 21 y 22). Esta disminución puede revelar la falta de inversión en este tipo de centrales y, por otro lado, la entrada de nuevas plantas con distintas tecnologías, sin embargo la generación mantiene una tendencia positiva.

Por otro lado, la capacidad instalada muestra un estancamiento desde 1991, presentando un crecimiento anual de 0.7 por ciento en el 2002 (Gráfica 23). La producción, por su lado, posee una tendencia positiva a lo largo del periodo en

cuestión, con crecimientos poco significativos en cuanto a volumen para finalizar con un crecimiento anual de 18.9 por ciento en el 2002 (Gráfica 24).

El tiempo de construcción e instalación, bajo condiciones ideales, es de uno a dos años (para una planta con una capacidad de 3 a 18.7 MW) con vida útil aproximada de 25 años. Por su parte, los costos de inversión se encuentran en un rango entre mil 209 y mil 950 dólares por Kw (Greentie), y los costos fijos de operación y mantenimiento fluctúan entre 12.80 y 17 dólares por Mw al año. El costo de combustible se encuentra entre 22.30 y 24.90 dólares por MWh (COPAR). Véase la tabla para mayor referencia.



**TABLA 6**  
**Principales características de la tecnología de combustión interna para la producción de energía eléctrica**

Fuente	Tamaño típico de planta (MW)		Combustible	Medidas de desempeño	Tiempo de construcción y entrega (años)		Vida útil (años)	Costo de inversión <sup>6</sup> (\$ kWh <sup>-1</sup> ) <sup>5</sup>	Costo del combustible (\$/MWh) <sup>5</sup>	Costo de operación y mantenimiento sin combustible (\$/MWh) <sup>5</sup>		Personal de operación	Personal de mantenimiento
	Min	Max			Min	Max				Min	Max		
Greentie <sup>1</sup>	3	30	Gas, propano, diesel, petróleo crudo, etc.	EO <sup>3</sup> 35-45%	2	N/A	>6	1209.1	1950.2	N/A	N/A	1 por unidad	N/A
COPAR <sup>2</sup>	3.4	18.7	Combustóleo, diesel	EO. 40.5-45.2%, FP <sup>4</sup> . 65%	1	2	2.5	1368	1629	22.3 - 24.9 <sup>7</sup>	12.8	17	N/A

<sup>1</sup> <<http://www.greentie.org/class/class0.htm>> (2001).

<sup>2</sup> Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Programación, *Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico, generación 2001*, (COPAR, 2001).

<sup>3</sup> Eficiencia de Operación, en este caso también llamada Eficiencia Térmica. Los datos presentados son netos, véase COPAR 2001, cuadro 4.4.

<sup>4</sup> Factor de Planta.

<sup>5</sup> Los precios son en dólares americanos a precios de 2001.

<sup>6</sup> Para los datos de COPAR 2001, se presenta el costo actualizado al inicio de la operación, que es calculado a partir del costo directo más el indirecto, mediante el uso de una tasa real de descuento del 10 por ciento anual.

<sup>7</sup> El tipo de cambio es calculado en precios medios del 2001. Para realizar la conversión de pesos a dólares se emplea el "tipo de cambio para solventar obligaciones en moneda extranjera en la República Mexicana", (COPAR, 2001).

### III.7 CARBOELÉCTRICA

El proceso tecnológico para la generación de energía eléctrica en una planta carboeléctrica guarda mucha similitud al de una planta térmica convencional. El uso de carbón como fuente principal de combustible y el tratamiento de sus residuos, mucho más complejo que aquellas centrales que utilizan combustibles líquidos o gaseosos, marcan la distinción entre ellos. Estas plantas deben utilizar desulfuradores para el control de las emisiones que se producen si el contenido de azufre en el carbón es considerablemente alto.

Dependiendo de la cantidad de azufre contenida en el carbón utilizado se define el tipo de equipo a utilizar en el proceso de generación. Es de esta forma que se pueden considerar tres tipos de centrales básicas: aquellas que por utilizar carbón con un alto contenido de cenizas no utilizan ni desulfuradores ni quemadores duales; las centrales que al utilizar como combustible principal carbón (con menos de 1 por ciento de azufre) y/o combustóleo, pueden no contener desulfuradores pero sí quemadores duales y; aquellas centrales que utilizan carbón con menos de 2.6 por ciento de azufre, utilizarán desulfuradores y quemadores duales (Arriola, 1994).

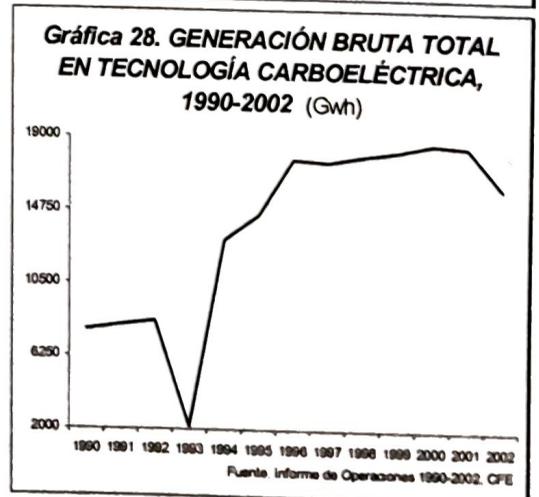
Este tipo de sistemas utiliza, principalmente, carbón como combustible para la generación de energía eléctrica, pudiendo utilizar igualmente combustóleo para la producción en algunos de sus sistemas. Esta tecnología permite obtener una eficiencia de operación de 33.1 a 34.7 por ciento y un factor de planta de hasta el 75 por ciento (COPAR, 2001).

En 2002 el SEN administró 2 centrales, la de Río Escondido y la de Carbón II (ambas con 4 unidades de generación), ubicadas en la región Noreste del SEN. La capacidad instalada fue de dos mil 600 MW (6.9 por ciento del SEN) y la generación de dieciséis mil 151.91 GWh (9.05 por ciento del SEN).

La participación de esta tecnología a nivel nacional, tanto en la capacidad como en la producción, es significativa aún y cuando solamente existen dos centrales. La participación de esta tecnología en un contexto nacional se ha comportado de manera positiva hasta el año 1996, a partir del cual deja ver una tendencia negativa (Gráficas 25 y 26).

La capacidad instalada muestra un estancamiento desde 1996 con dos mil 600 MW (Gráfica 27), mientras la producción ha fluctuado hasta llegar a un nivel máximo de dieciocho mil 696 Gwh en el 2000 para finalizar con un dato negativo de crecimiento anual de 13 por ciento para 2002 (Gráfica 28).

El tiempo de construcción e instalación, bajo condiciones ideales, es de cuatro años (para una planta con una capacidad de 350 MW) con vida útil aproximada de 30 años. Por su parte, los costos de inversión se encuentran en un rango entre mil 398 y mil 653 dólares por Kw, y los costos fijos de operación y mantenimiento fluctúan entre 4.50 y 6.80 dólares por Mw al año. El costo de combustible se encuentra entre 10.90 y 17.60 dólares por MWh (COPAR). Véase la tabla para mayor referencia.



**TABLA 7**  
**Principales características de la tecnología carboeléctrica para la producción de energía eléctrica**

Fuente	Tamaño típico de planta (MW)	Combustible	Medidas de desempeño	Tiempo de construcción y entrega (años)		Costo de inversión <sup>5</sup> (\$/kWh) <sup>4</sup>	Costo del combustible (\$/MWh) <sup>4</sup>	Costo de operación y mantenimiento o sin combustible (\$/MWh) <sup>4</sup>	
				Mín	Máx			Mín	Máx
COPAR <sup>1</sup>	350	Carbón, diesel	EO <sup>2</sup> : 33.1-34.7%; FP <sup>3</sup> : 75%	4	4	1398	10.9-17.6 <sup>6</sup>	4.5	6.8
						1653			N/A

<sup>1</sup> Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Programación, *Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico, generación 2001*, (COPAR, 2001).

<sup>2</sup> Eficiencia de Operación, en este caso también llamada Eficiencia Térmica. Los datos presentados son netos, véase COPAR 2001, cuadro 4.4.

<sup>3</sup> Factor de Planta.

<sup>4</sup> Los precios son en dólares americanos a precios de 2001.

<sup>5</sup> Para los datos de COPAR 2001, se presenta el costo actualizado al inicio de la operación, que es calculado a partir del costo directo más el indirecto, mediante el uso de una tasa real de descuento del 10 por ciento anual.

<sup>6</sup> El tipo de cambio es calculado en precios medios del 2001. Para realizar la conversión de pesos a dólares se emplea el "tipo de cambio para solventar obligaciones en moneda extranjera en la República Mexicana", (COPAR, 2001).

### III.8 NUCLEOELÉCTRICA

El principal uso de los reactores utilizados es la creación de grandes cantidades de calor que puede ser convertido, usualmente a través de vapor, en la energía mecánica requerida para alimentar una unidad turbo generadora y, entonces, crear energía eléctrica. El reactor nuclear es equivalente a una caldera en una estación térmica de energía que utiliza combustibles fósiles. El calor se produce a través de la fisión de los núcleos de uranio al interior del reactor nuclear. Las grandes cantidades de calor liberado se deben remover, de no ser así el núcleo del reactor puede derretirse. Para tal efecto son utilizados diversos tipos de refrigerantes o fluidos portadores de calor, ya sea en forma de gases (*e. g.* helio y dióxido de carbono) o en forma líquida (*e. g.* agua pesada, agua ligera<sup>12</sup> y metales fundidos tales como el sodio).

Existen diversos reactores que pueden ser utilizados en esta tecnología, los más utilizados son los siguientes: reactores de agua a presión (PWR), que utilizan agua ligera como moderador<sup>13</sup> y refrigerante y óxido de uranio enriquecido como combustible; reactores de agua en ebullición (BWR), que utiliza factores de producción similares al anterior; reactores de agua pesada (HWR), que utiliza agua pesada como moderador y el mismo tipo de agua o agua en ebullición como refrigerante; reactores de grafito-gas, cuyo moderador puede ser el grafito y refrigerante el CO<sub>2</sub> (en la actualidad el combustible que se utiliza es el óxido de uranio enriquecido); y, el reactor de agua en ebullición (RBMK), moderado con grafito, cuyo combustible es el uranio enriquecido y refrigerado por agua en ebullición.<sup>14</sup> En el presente trabajo se realizará únicamente una breve descripción de los reactores PWR y BWR.

En las centrales del tipo PWR es utilizada como refrigerante agua a una presión de unas 150 atmósferas. El agua se calienta hasta unos 325°C bom-

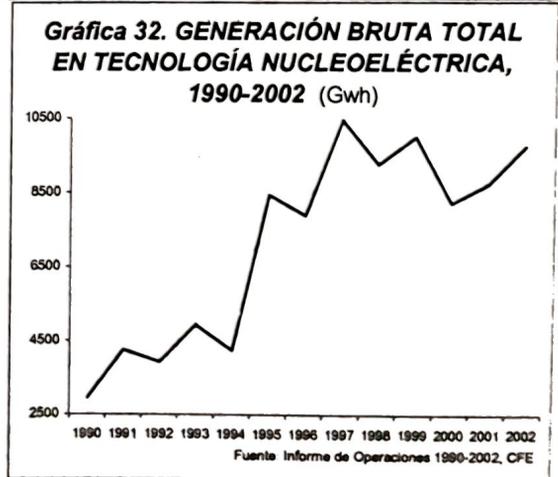
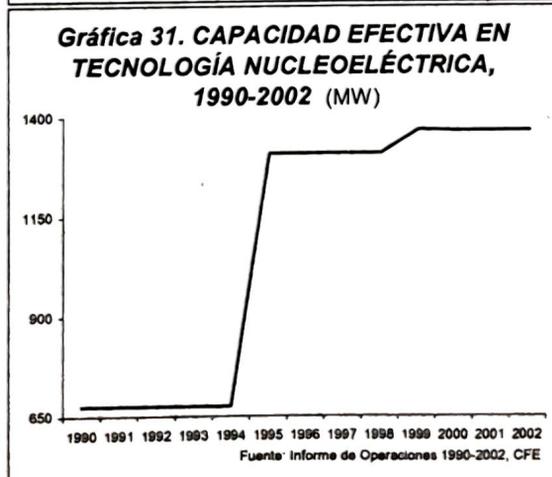
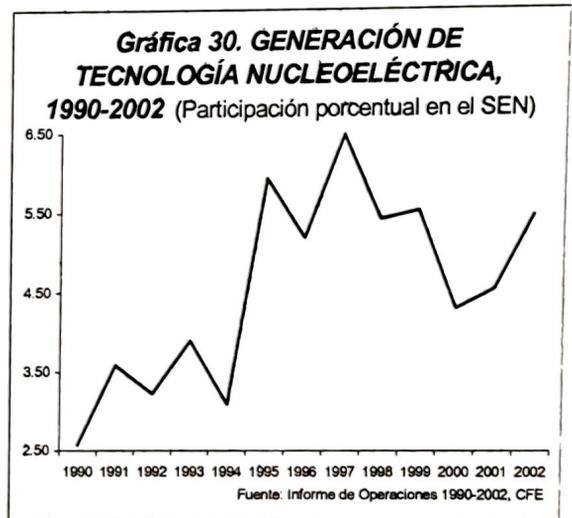
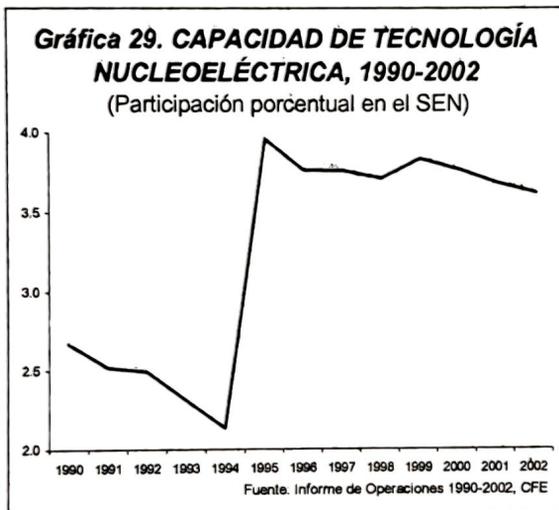
<sup>12</sup> El agua pesada es agua deuterada u óxido de deuterio (D<sup>2</sup>O), mientras el agua ligera es agua normal.

<sup>13</sup> Material empleado para disminuir la velocidad de los neutrones rápidos llevándolos a neutrones lentos o térmicos. Este elemento no existe en los reactores denominados rápidos. Usualmente se emplean como materiales moderadores el agua, el grafito y el agua pesada.

<sup>14</sup> <<http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo5b.html>> consultado en 11/2004.

positivo anual de 11.7 por ciento que puede ser visto, al no aumentar su capacidad instalada, como un aumento en su eficiencia.

Los costos de inversión se encuentran en un rango entre mil 950 y tres mil 250 dólares por Kw, y los costos fijos de operación y mantenimiento fluctúan entre 142.50 y 249.40 dólares por Mw al año (Greentie). Por su parte, el tiempo de construcción e instalación, bajo condiciones ideales, es de cuatro años (para una planta con una capacidad de mil 356 MW) con vida útil aproximada de 30 años, pero una extensión de vida puede alcanzar hasta 60 años (COPAR, 2001). El costo de combustible es de 6.20 dólares por MWh, lo cual proporciona una eficiencia de operación de 33.5 por ciento y un factor de planta de 75 por ciento (COPAR). Véase la tabla para mayor referencia.



**TABLA 8**  
**Principales características de la tecnología nucleoelectrónica para la producción de energía eléctrica**

Fuente	Tamaño típico de planta (MW)		Combustible	Medidas de desempeño	Tiempo de construcción y entrega (años)		Costo de inversión <sup>6</sup> (\$/kWe) <sup>5</sup>		Costo del combustible (\$/MWh) <sup>5</sup>	Costo de operación y mantenimiento de personal de operación (\$/MWh) <sup>5</sup>		Personal de mantenimiento	
	Min	Max			Min	Max	Min	Max		Min	Max		
Greentie <sup>1</sup>	300	1400	Uranio (enriquecido)	EO <sup>3</sup> : 31-34%	7	9	30 <sup>8</sup>	1950.2	3250.3	N/A	142.5	249.4	400-600 para una planta de 1000 MW
COPAR <sup>2</sup>	1356		Dióxido de uranio (UO <sub>2</sub> )	EO: 33.5%, FP <sup>4</sup> : 75%	8	30	30	2624	6.2	6.2	8.4	N/A	

<sup>1</sup> <<http://www.greentie.org/class/class0.htm>> (2001).

<sup>2</sup> Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Programación, *Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico, generación 2001*, (COPAR, 2001).

<sup>3</sup> Eficiencia de Operación, en este caso también llamada Eficiencia Térmica. Los datos presentados son netos, véase COPAR 2001, cuadro 4.4.

<sup>4</sup> Factor de Planta.

<sup>5</sup> Para el cálculo del precio de referencia del combustible nuclear se toma en cuenta el ciclo completo del mismo en el que interviene, desde la compra del uranio hasta el manejo y almacenamiento definitivo de los desechos radioactivos. (COPAR, 2001)

<sup>6</sup> Para los datos de COPAR 2001, se presenta el costo actualizado al inicio de la operación, que es calculado a partir del costo directo más el indirecto, mediante el uso de una tasa real de descuento del 10 por ciento anual.

<sup>7</sup> El tipo de cambio es calculado en precios medios del 2001. Para realizar la conversión de pesos a dólares se emplea el «tipo de cambio para solventar obligaciones en moneda extranjera en la República Mexicana», (COPAR, 2001).

<sup>8</sup> 30 años es su tiempo de vida útil, pero su extensión de vida puede alcanzar los 60 años.

### III.9 EOLOELÉCTRICA

Este tipo de tecnología aprovecha la fuerza del viento para la producción de energía eléctrica mediante el uso de aeroturbinas que activan un generador por medio de una flecha.

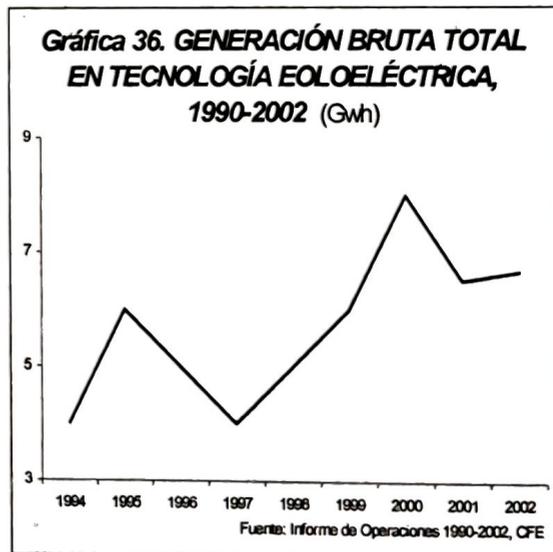
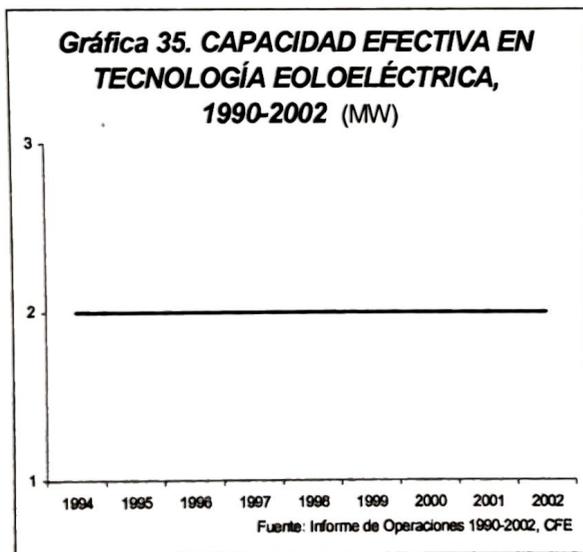
La tecnología eólica aprovecha un flujo dinámico de viento que puede ser de duración cambiante y con un desplazamiento horizontal. La cantidad de energía desarrollada es igual al cubo de la velocidad del viento. La velocidad del viento debe oscilar entre 5 y 20 metros por segundo ya que, con velocidades menores el aparato no funciona y para mayores a este rango se debe parar para evitar daños en el equipo (Arriola, 1994).

En 2002 el SEN administró 2 centrales con 8 unidades de generación bajo esta tecnología, con una capacidad instalada de 2.18 MW (0.01 por ciento del SEN) y una producción de 6.67 GWh (0.004 por ciento del SEN).

La participación de esta tecnología, tanto en la capacidad como en la producción, es la más reducida en el SEN a nivel nacional y muestra una pendiente negativa en su participación en capacidad (Gráfica 33), mientras su participación de generación parece poseer incrementos casi ínfimos (Gráfica 34).

Por otro lado, la capacidad efectiva ha sido constante en los 8 años de existencia de esta tecnología (Gráfica 35) y la generación eléctrica presenta un pequeño incremento en el mismo periodo (Gráfica 36).

El tiempo de construcción e instalación, bajo condiciones ideales, es de uno a dos años (para una planta con una capacidad de 1 a 5 MW) (Greentie) con vida útil aproximada de 25 a 30 años. Por su parte, los costos de inversión se encuentran en un rango entre mil 261.90 y siete mil 066.70 dólares por Kw (Greentie), mientras no se posee información respecto a los costos fijos y personal de operación y mantenimiento, así como de medidas de desempeño (COPAR). Véase la tabla para mayor referencia.



**TABLA 9**  
**Principales características de la tecnología eólica para la producción de energía eléctrica**

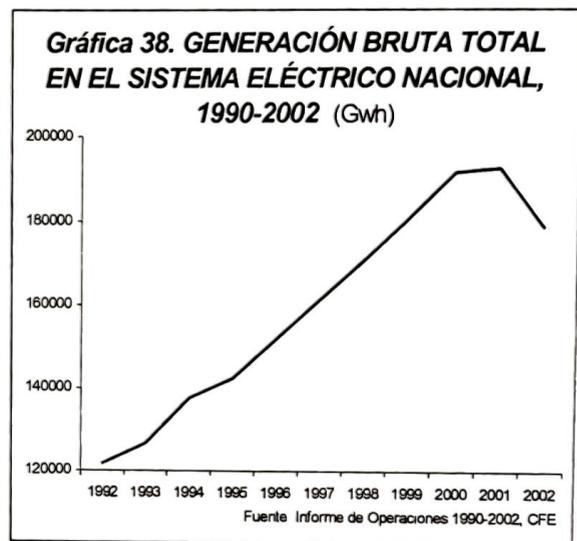
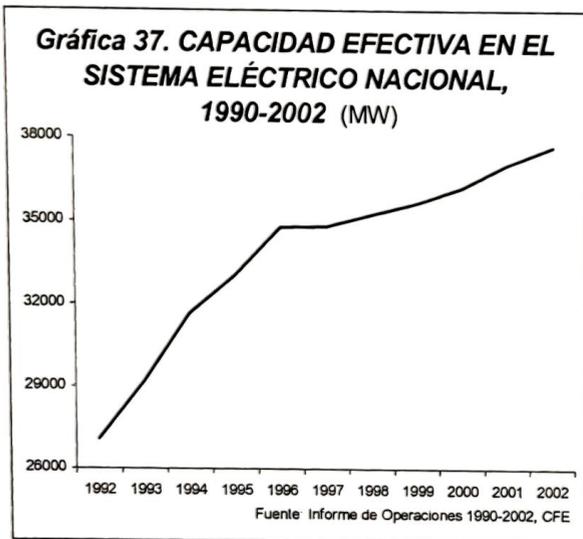
Fuente	Tamaño típico de planta (MW)		Combustible	Medidas de desempeño		Tiempo de construcción y entrega (años)		Vida útil (años)	Costo de inversión (\$ kWc) <sup>3</sup>	Costo del combustible (\$/MWh) <sup>5</sup>	Costo de operación y mantenimiento sin combustible (\$/MWh) <sup>3</sup>		Personal de operación	Personal de mantenimiento
	Min	Max		Min	Max	Min	Max				Min	Max		
Greentie <sup>1</sup>	1	5			5	1	20-30	1261.9	7066.7	NINGUNO	N/A	N/A		
COPAR <sup>2</sup>	0.6	1.58	Viento	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A					N/A

<sup>1</sup> <<http://www.greentie.org/class/class0.htm>> (2001).

<sup>2</sup> Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Programación, *Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico, generación 2001*, (COPAR, 2001).

<sup>3</sup> Los precios son en dólares americanos a precios de 2001.

En suma, hasta el 2002 el SEN contó con 10 tipos distintos de tecnologías para la producción de energía eléctrica, 175 centrales, 582 unidades de generación, capacidad efectiva de treinta y siete mil 689.24 MW (1.7 por ciento de crecimiento anual), creciente a lo largo del periodo que se muestra (Gráfica 37) y con ciento setenta y ocho mil 510.12 GWh de energía producida (-7.3 por ciento de crecimiento anual), igualmente creciente hasta los dos últimos años en los que tiene una caída (Gráfica 38).



**TABLA 10**  
**Sistema Eléctrico Nacional, Ciclo de Producción (2002)**

TIPO DE TECNOLOGÍA	CENTRALES (NÚMERO)	UNIDADES (NÚMERO)	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)	PARTICIPACIÓN (%)	ENERGÍA PRODUCIDA (GWh)	PARTICIPACIÓN (%)
HIDROELÉCTRICA	78	217	9,615	25.51	24,862	13.93
VAPOR	29	97	14,283	37.90	79,300	44.42
DUAL	1	6	2,100	5.57	13,879	7.78
CICLO COMBINADO	10	40	3,848	10.21	22,217	12.45
TURBOGAS	37	95	2,890	7.67	6,394	3.58
COMBUSTIÓN INTERNA	8	75	144	0.38	555	0.31
GEOTERMOELÉCTRICA	7	34	843	2.24	5,398	3.02
CARBOELÉCTRICA	2	8	2,600	6.90	16,152	9.05
NUCLEOELÉCTRICA	1	2	1,365	3.62	9,747	5.46
BIOLÓGICA	2	8	2	0.01	7	0.00 <sup>1</sup>
<b>TOTAL</b>	<b>175</b>	<b>582</b>	<b>37,689</b>	<b>100.00</b>	<b>178,510</b>	<b>100.00</b>

<sup>1</sup> No se indica la participación, por ser inferior a 0.01 por ciento.

Fuente: CFE.

#### IV. EL USO DE LA TECNOLOGÍA Y LOS COSTOS DE PRODUCCIÓN EN MÉXICO

David Popp (2002), utiliza los datos del periodo 1970-1994 de las patentes en Estados Unidos, principalmente, para estudiar la influencia de los precios de la energía sobre la actividad innovativa relacionada con la eficiencia en la producción de electricidad. Sus resultados muestran un fuerte impacto positivo que los precios de la energía tienen sobre las innovaciones.

En el caso que aquí compete, el uso de los datos de patentes en México, que aportan mejoras para la producción, distribución o comercialización de la energía eléctrica, cuenta con dos importantes problemas: primeramente los datos son escasos (47 en total) y, en segundo lugar, el grueso de las patentes son de origen extranjero provenientes, en su mayoría, de Estados Unidos (35), lo que nos convierte en importadores totales de tecnología<sup>15</sup> que, a su vez, nos obliga a buscar otras maneras de asociar la innovación tecnológica u otras variables con la producción eléctrica en México.

**TABLA 11**  
**Patentes registradas en México, 1980-2004**

	INTERNACIONAL	NACIONAL
<i>Invencción</i>	16	0
<i>Innovación</i>	26	5
<b>TOTAL</b>	<b>42</b>	<b>5</b>

Fuente: Elaboración propia con datos del Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial (IMPI)

En consideración a lo anterior, podríamos realizar un estudio meticuloso de cada una de las tecnologías utilizadas en el SEN pero debe tomarse en cuenta que, el estudio de la producción de energía eléctrica implicaría el estudio de cada uno de los insumos utilizados en el proceso. Si bien es cierto que cada uno

<sup>15</sup> No se debe desestimar los esfuerzos realizados por varios centros de investigación como el Centro de Investigación e Innovación Tecnológica en Pruebas de Alta Tensión del Instituto Politécnico Nacional.

de los combustibles posee valores caloríficos que podrían ser usados, también lo es que esto podría dejar de lado el hecho de que los combustibles, de manera aislada, son más o menos eficientes convertidores en la producción de energía final. Estas dificultades aumentan cuando la eficiencia tecnológica aumenta o se presentan nuevas invenciones tecnológicas que permiten utilizar o sustituir distintos tipos de combustibles, variando de esta manera sus aplicaciones (Baxter, 1968). Sin embargo, si tomamos en cuenta al mercado eléctrico como la suma de sus partes, en la que únicamente desagregamos los costos de producción y la energía producida por cada una de sus tecnologías, podemos realizar un buen acercamiento para un análisis primario, pues los costos albergarían en sí mismos los principales elementos que engloban la producción por parte de cada tecnología.

Por este motivo, y contrario a lo realizado por Popp (2002), en este documento se tomarán los costos de energía por kilowatt<sup>16</sup> para cada una de las tecnologías que presenta la CFE en el mes de junio de 2003.<sup>17</sup> Como segunda variable se utiliza la producción total<sup>18</sup> de energía eléctrica en el SEN.

La idea fundamental es estimar el costo promedio ponderado por cantidad generada (CPPG) total para cada año en base a las tecnologías utilizadas y a los costos asociados a cada una de ellas. Para esto, se calcula la participación de cada una de las tecnologías que intervinieron en cada año de la muestra para la generación bruta total del SEN. Con su participación y con el dato del costo por tecnología, utilizamos la siguiente ecuación

$$CPPG_t = \sum_{i=1}^I \alpha_{it} c_i$$

<sup>16</sup> El costo por kilowatt de generación utilizado incluye los siguientes costos: servicios personales, energéticos y fuerza comprada, mantenimiento y servicios generales por contrato, materiales de mantenimiento y consumo e impuestos y derechos.

<sup>17</sup> Se usa este mes por dos razones principales: primero, por la falta de acceso a mayor información de primera mano sobre costos de generación de la CFE y; segundo, porque este mes y el de julio presentan el costo más bajo en el precio de hidrocarburos debido a su estacionalidad.

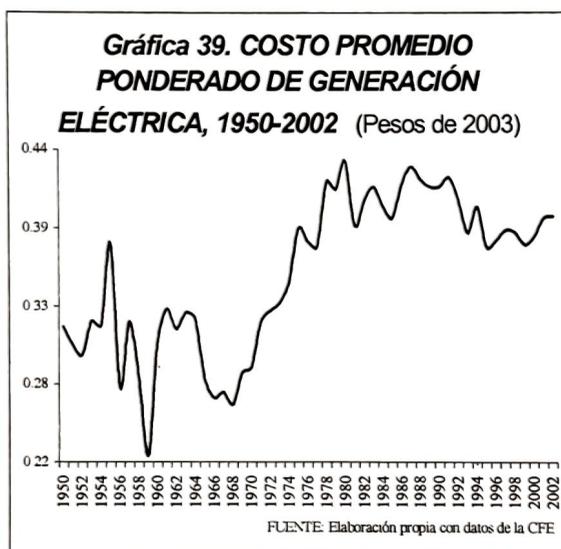
<sup>18</sup> Este dato no incluye la energía comprada a particulares.

**TABLA 12**  
**Costo de Explotación. Integración del costo por función**  
**(pesos de junio de 2003)**

<i>Tecnología</i>	<i>Servicios personales</i>	<i>Energéticos y fuerza comprada</i>	<i>Mantenimiento y servicios generales por contrato</i>	<i>Materiales de mantenimiento y consumo</i>	<i>Impuestos y derechos</i>	<i>Costos de explotación</i>
Vapor	0.038	0.497	0.013	0.002	0.010	0.568
Ciclo combinado	0.015	0.583	0.012	0.021	0.005	0.636
Turbo Gas	0.021	0.474	0.010	0.074	0.001	0.580
Diesel (incluye combustión interna)	0.150	0.479	0.028	0.089	0.010	0.756
Carboeléctrica	0.013	0.108	0.008	0.005	0.011	0.145
Geotermoelectrica	0.032	0.111	0.006	0.006	0.002	0.158
Eoloelectrica	0.098	-	0.036	0.026	0.006	0.166
Nuclear	0.088	0.037	0.041	0.034	0.006	0.205
Hidroeléctrica	0.035	0.000	0.011	0.006	0.017	0.068

Fuente: Elaboración propia con datos de la CFE para el mes de junio de 2003.

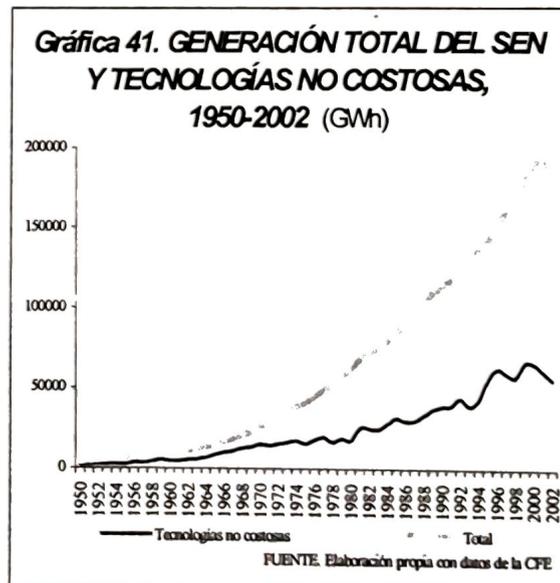
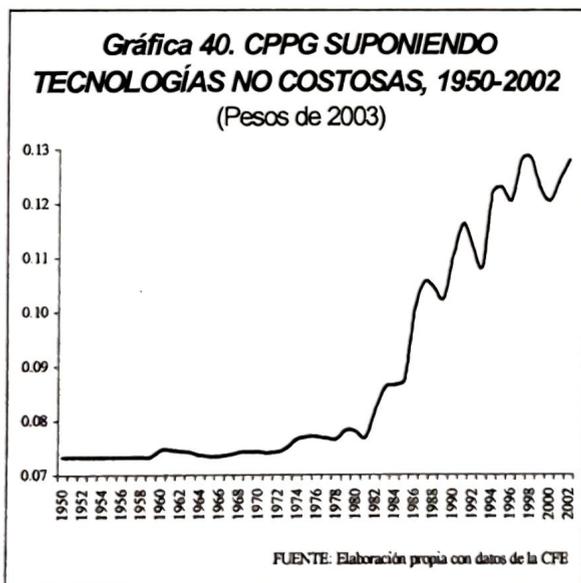
Donde  $\alpha_{it}$  representa la participación en generación de cada tipo de tecnología  $i$  para el año  $t$ , mientras  $c_i$  es el costo asociado a dicha tecnología en la producción eléctrica. Es muy importante tomar en consideración, para el cálculo de esta aproximación, los siguientes supuestos: las tecnologías se piensan invariantes en su innovación dentro del tiempo de la muestra pues, al tomar en cuenta los costos por tecnología al año 2003, pensamos que la tecnología es de punta y, lo que realmente necesitamos observar es la importancia de la introducción de nueva tecnología al sistema; asimismo, el costo de los insumos se piensan invariantes ya que, al tratarse de cálculos anuales no deben ser afectados por elementos estacionales y no existe depreciación en el periodo de estudio.



El resultado obtenido es nada alentador al observarse un aumento en los costos de electricidad, medidos en pesos por Kh (Gráfica 39). La serie presenta costos bajos en un periodo en el cual la tecnología hidroeléctrica dominaba el mercado casi en su totalidad. El punto más bajo de la serie en 1959 es prueba de ello, pues en este año se reportan, únicamente, dos tipos de tecnologías, la hidroeléctrica y la de vapor (con una participación de 69 y 31 por ciento respectivamente). Mientras la primera aumenta su producción en un 27 por ciento con respecto al año 1958, la segunda disminuye en un 22 por ciento dando por resultado la baja en el costo total. En otros puntos, como el de 1980, en el que se observa el costo más alto (0.43 pesos), la

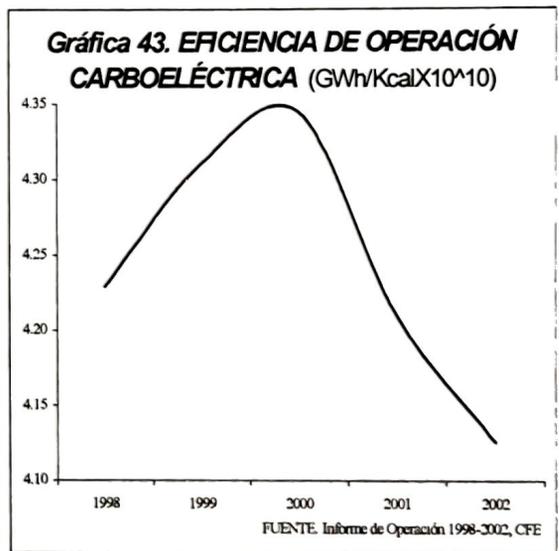
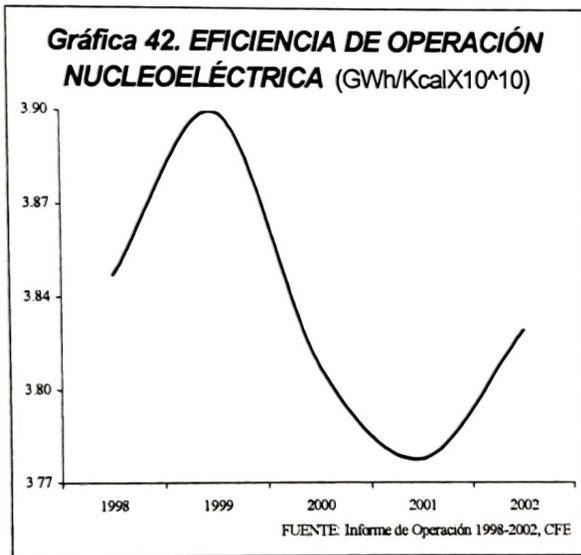
tecnología hidroeléctrica presenta una disminución en su participación al ser del 27 por ciento, cuya variación, con respecto a 1979, es de -6.16 por ciento; la tecnología de vapor ya mantiene una participación del 60 por ciento y una variación, con respecto al mismo año, de 11.83 por ciento. Esto indica que, la estrategia de producción de energía eléctrica carece de sentido, puesto que son utilizadas con más intensidad aquellas tecnologías que presentan un mayor costo en su producción, o bien porque el crecimiento de la demanda es tal que la opción más viable para tratar de satisfacerla ha sido la instalación de este tipo de tecnología, gracias a sus ventajas respecto al tiempo de construcción, ubicación geográfica y otros factores que las hace más rentables en el corto plazo. Sin embargo, debe tenerse en consideración que nuestro país cuenta con un potencial hidráulico para la construcción de nuevas plantas hidroeléctricas, nucleoeeléctricas y sistemas eoloeeléctricos de bajo costo en la generación de energía.

Supongamos que en este momento únicamente es utilizada la tecnología no costosa<sup>19</sup> para la producción de energía eléctrica, eliminando de esta forma las tecnologías de vapor, ciclo combinado, turbo-gas y diesel. Esto nos da como resultado un costo no mayor a los 13 centavos (Gráfica 40) pero un déficit en producción cada vez mayor a lo largo del tiempo (Gráfica 41).



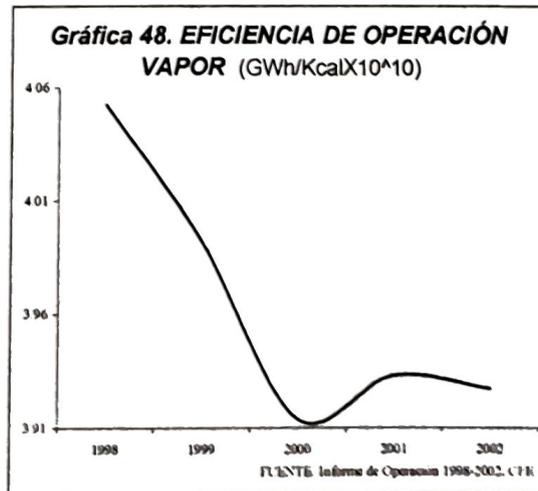
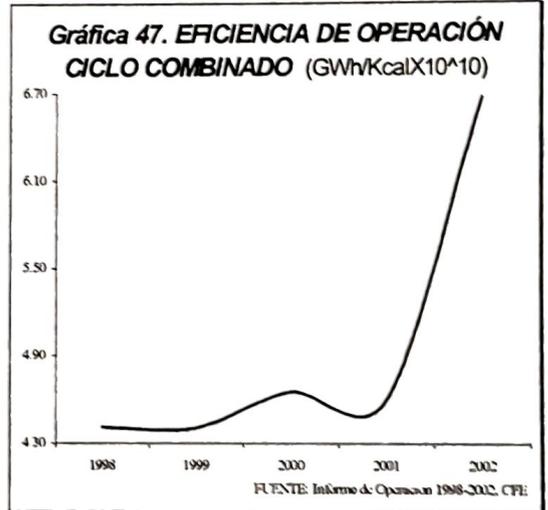
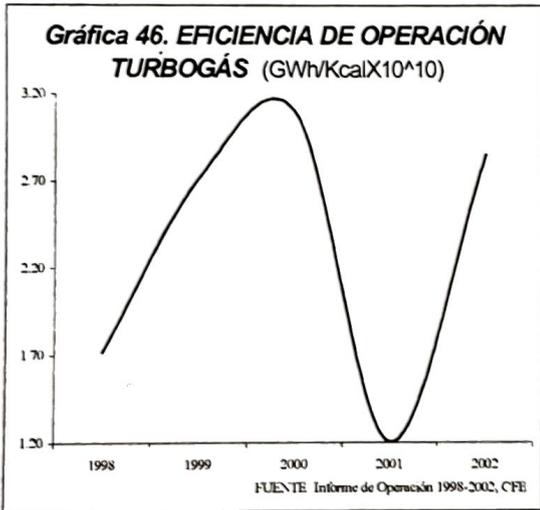
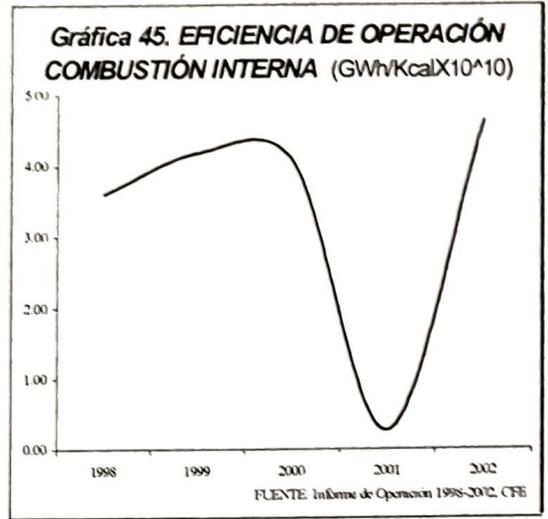
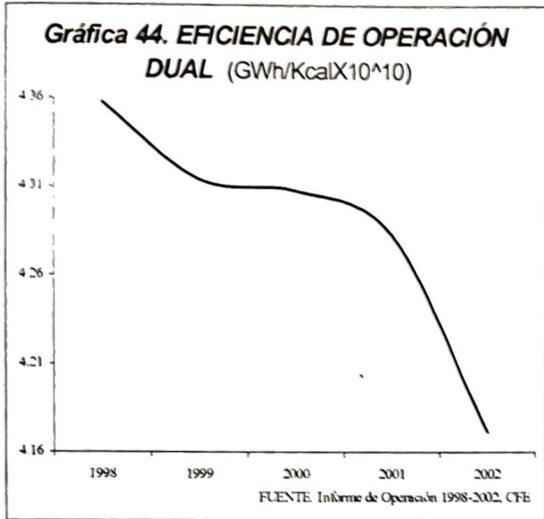
<sup>19</sup> Utilizaremos las tecnologías cuyos costos no superen los 50 centavos.

A modo de probar una parte de lo anterior, aún y cuando los datos son escasos, enseguida se presenta la eficiencia de cada una de las tecnologías térmicas que operan en el país, en las cuales, como podemos observar, la eficiencia en sus sistemas ha disminuido principalmente por la falta de reinversión y mantenimiento de las plantas. Esto es, se producen menos GWh por KcalX10<sup>10</sup>.<sup>20</sup> Las gráficas 42 y 43 presentan una disminución de eficiencia para el año 2002 con respecto al de 1998.



Por otra parte, la gráfica de eficiencia de operación dual muestra una caída en los últimos cinco años, mientras las tecnologías de combustión interna, turbo-gas y ciclo combinado tienen crecimiento en su eficiencia de operación; no obstante, para los casos de combustión interna y turbo-gas simplemente los ubica al nivel que se tenía en el año 2000. (Gráficas 44-47).

<sup>20</sup> Kilocaloría es la cantidad de calor necesaria para elevar 1°C la temperatura de un kilogramo masa de agua.



Por último, la tecnología de vapor, al igual que la tecnología dual y la carboeléctrica, posee una pendiente negativa con una recuperación casi nula en los últimos años (Gráfica 48).

Estos resultados reflejan claramente la caída en la eficiencia que vive el sector eléctrico y que puede ser otro de los factores que afectan los costos de generación. Esto es, una disminución en la reinversión y mantenimiento de plantas generadoras provoca una disminución en la eficiencia de operación y, como resultado, un aumento en los costos pues se vuelve necesario el uso de mayor cantidad de combustible para su funcionamiento.

## V. LA ACTIVIDAD ECONÓMICA Y SU IMPACTO EN LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD

Como se mencionó anteriormente, la producción de energía eléctrica puede verse afectada no sólo por el desarrollo de invenciones e innovaciones, sino también por elementos externos que afectan la demanda y que, a su vez, empujan a un mayor desarrollo de la oferta para poder satisfacerla. En nuestro caso, entre las variables que se piensa puedan afectar la demanda se encuentran, principalmente, la inversión y la actividad manufacturera.

En este sentido, aquí se desarrollan varias pruebas entre las ventas de energía eléctrica, que suponen la variable de oferta<sup>21</sup> y otras variables macroeconómicas al ofrecer información relevante en cuanto a su naturaleza. Es por ello que, primeramente se analiza contra la actividad industrial pues, una disminución de la actividad industrial se piensa pueda repercutir en una disminución de los ingresos en el sector eléctrico, es decir, en sus ventas netas. Esto se puede analizar al realizar una prueba de cointegración entre la actividad manufacturera<sup>22</sup> y las ventas del sector eléctrico para, de esta forma,

<sup>21</sup> Se utiliza esta variable en el sentido de capturar todos los productos ofrecidos por la CFE y no solamente el que genera la venta de energía.

<sup>22</sup> No se utiliza el índice de actividad industrial para evitar problemas de autocorrelación, pues éste incluye el índice de producción en el sector eléctrico. Por lo tanto, se recurre al índice de actividad manufacturera en México ya que representa más del 50 por ciento de la actividad industrial, lo cual la hace representativa.

conocer la relación de largo plazo que existe entre estas dos variables como predictoras o explicativas de la oferta eléctrica. No obstante, en segundo término se realiza esta misma prueba entre la formación fija bruta de capital y la actividad manufacturera para, finalmente, llevar a cabo la prueba de cointegración en las variables ingreso de la CFE y actividad manufacturera.

La utilidad de realizar las pruebas radica en que se puede afirmar, con cierto grado de confianza (en caso de ser positivas cada una de ellas) que, la inversión tanto privada como pública permite reactivar el sector manufacturero. Más aún, este incremento en la actividad manufacturera, al provocar un aumento en la demanda ocasionaría el aumento forzado en la oferta obligando al sector eléctrico a utilizar tecnologías costosas para poder satisfacerlo, lo que, por último, confirmaría lo observado en la sección anterior, donde se presentó una pendiente positiva en el costo de generación (ver Gráfica 39).

Para corroborar este punto se realiza una prueba de causalidad de Granger entre la inversión pública y el ingreso por ventas de bienes y servicios en la CFE, esta prueba nos indicará si la variable de inversión ayuda a pronosticar a la variable de ventas o viceversa.

Formalmente una variable  $y_2$  no causará a otra  $y_1$  si:

$$MSE[\hat{E}(y_{1t+s}/y_{1t}, y_{1t-1}, \dots)] = MSE[\hat{E}(y_{1t+s}/y_{1t}, y_{1t-1}, \dots, y_{2t}, y_{2t-1}, \dots)]$$

donde  $MSE$  es el error cuadrático medio.

La implementación de la prueba se realiza calculando las siguientes estimaciones para el caso de la inversión y las ventas:

$$INV_t = \sum_{i=1}^n \alpha_i VTA_{t-i} + \sum_{j=1}^n \beta_j INV_{t-j} + u_{1t} \quad VTA_t = \sum_{i=1}^m \lambda_i INV_{t-i} + \sum_{j=1}^m \delta_j VTA_{t-j} + u_{2t}$$

donde  $INV$  y  $VTA$  son la inversión y las ventas, respectivamente,  $n$  y  $m$  los rezagos y  $u_{1t}$  y  $u_{2t}$  las perturbaciones que se suponen no correlacionadas.

Para ambas estimaciones se calcula la suma de residuales al cuadrado (RSS), es decir,  $RSS_1 = \sum_{t=1}^T \hat{u}_{1t}^2$ ; se calcula también el modelo restringido de las estimaciones anteriores:

$$INV_t = \sum_{j=1}^n \beta_j INV_{t-j} + u_{1t} \qquad VTA_t = \sum_{j=1}^m \delta_j VTA_{t-j} + u_{2t}$$

y se determinan igualmente la  $RSS$ ,  $RSS_0 = \sum_{t=1}^T \hat{u}_{1t}^2$ . Por último se utilizan los estadísticos

$$\frac{(RSS_0 - RSS_1)/p}{RSS_1/(T - 2p - 1)} \approx F(p, T - 2p - 1)$$

$$\frac{T(RSS_0 - RSS_1)}{RSS_1} \approx \chi^2_{(p)}$$

donde  $T$  es el número de observaciones y  $p$  es el número de términos rezagados. Si el valor  $F$  calculado excede al valor crítico de las tablas, se rechaza la hipótesis nula de las estimaciones originales (Greene, 2003).

El resultado entre la inversión pública y el ingreso por ventas muestra que se puede rechazar la hipótesis nula de no causalidad en ambas direcciones. La prueba se realiza con las series en su primera diferencia ya que, ambas son integradas de orden 1 (los resultados de las pruebas pueden ser consultados en el Anexo).

Pairwise Granger Causality Tests

Sample: 1977:01 2003:03

Lags: 5

Null Hypothesis:	Obs	F-Statistic	Probability
DINV does not Granger Cause DVTA	309	2.17946	0.05643
DVTA does not Granger Cause DINV		3.69418	0.00293

Por otro lado, dado que la inversión tiene una relación de largo plazo con la oferta eléctrica, sería importante saber si esta relación existe igualmente en la formación fija bruta de capital y en la actividad manufacturera en general (ACT).<sup>23</sup>

<sup>23</sup> Los datos son mensuales de enero de 1993 al quinto mes de 2003, tomados del Banco de Información Económica (BIE) del INEGI.

El resultado obtenido de la prueba muestra que se puede rechazar la hipótesis nula de no causalidad entre las variables de manera bidireccional. Por tanto, ambas variables son causales entre sí.<sup>24</sup>

Pairwise Granger Causality Tests

Sample: 1993:01 2003:05

Lags: 3

Null Hypothesis:	Obs	F-Statistic	Probability
DINV does not Granger Cause DACT	121	13.4099	1.5E-07
DACT does not Granger Cause DINV		8.85280	2.5E-05

La relación que presentan estas cuatro variables nos permite decir que la inversión, en cualquiera de las modalidades estudiadas, es causativa. El ingreso por ventas de la CFE por un lado y de la actividad manufacturera por el otro, dan pie a realizar una prueba más tratando de determinar la relación de largo plazo entre la actividad manufacturera y los ingresos de la CFE. En primera instancia, podríamos probar la siguiente relación entre ING y ACT de la siguiente forma:

$$ING_t = \alpha_0 + \alpha_1 ACT_t + u_t \quad (1)$$

Con los datos que se tienen los resultados de las pruebas son los siguientes:

$$\begin{aligned} \text{ING} &= -3703741.62 + 89055.6008 * \text{ACT} \\ &\quad (-14.66792) \quad (36.31849) \\ R^2 &= 0.826445 \quad d = 0.682016 \end{aligned}$$

Sin embargo, dado que el valor del  $R^2$  es más alto que el Durbin-Watson, podríamos sospechar de una relación espuria entre las variables.

La prueba de cointegración nos permite establecer o rechazar esta relación a largo plazo entre estas variables. En particular, se realizará la prueba de cointegración con el mecanismo de corrección de errores (ECM) para corregir el desequilibrio que presenta el término de error en la siguiente ecuación:

$$u_t = ING_t - \beta_1 - \beta_2 ACT_t \quad (2)$$

<sup>24</sup> Las pruebas se realizaron con las variables en su primera diferencia, debido a que son integradas de orden uno.

Utilizando este mismo término de error se puede establecer el comportamiento de corto plazo del ingreso (ING) con su valor de largo plazo (Greene, 2003).

La estimación de la prueba se realiza con las variables en su primera diferencia, pues ambas son integradas de orden uno. Se inicia la prueba estimando el siguiente modelo:

$$\Delta ING_t = \alpha_0 + \alpha_1 \Delta ACT_t + \alpha_2 \hat{u}_{t-1} + \varepsilon_t \quad (3)$$

donde  $\Delta$  es la primera diferencia de la variable;  $\hat{u}_{t-1}$  es el vector de residuales de la regresión (1) rezagado un periodo y  $\varepsilon$  es el término de error de (3).

Esta regresión muestra la relación del cambio en ACT con el cambio en ING y el error en el periodo anterior. Si  $\alpha_2$  es estadísticamente significativo, nos permitirá conocer qué proporción del desequilibrio en ING, en un periodo, es corregida en el periodo siguiente. Utilizando esta ecuación se obtiene el siguiente resultado:<sup>25</sup>

$$\begin{aligned} DLING = & 0.8586527476 * DLACT - 0.1303540858 * UT(-1) - 0.3058440371 * DLING(-1) \\ & - 0.3310452903 * DLING(-2) + 0.08660802984 * S3 + 0.08328118431 * S7 - \\ & .09019159429 * S11 \end{aligned}$$

Donde *DLING* es la variable de ventas de la CFE con una primera diferencia y con una transformación logarítmica; *DLACT* es la actividad industrial en su primera diferencia también con una transformación logarítmica; *UT* son los residuales de la regresión (1) rezagados un periodo; *DLING(-1)* y *DLING(-2)* es la misma variable de ingresos con uno y dos rezagos, donde *S3*, *S7* y *S11* son variables *dummy* estacionales para los meses de marzo, julio y noviembre.

El resultado muestra que los cambios de corto plazo de la actividad manufacturera (*ACT*) tienen efectos positivos significativos sobre el ingreso (*ING*), esto sugiere, también, que prácticamente hay una relación de largo plazo entre las variables y los rezagos de la misma variable de ingresos y, por lo tanto, la producción en el sector eléctrico se ve afectada negativamente.

<sup>25</sup> La salida de la prueba puede ser revisada en el anexo.

Esto nos lleva a considerar que la actividad industrial es importante en los ingresos que provienen de las ventas de la CFE, por lo que una disminución de las inversiones provoca una disminución en la actividad manufacturera y, a su vez, produce una disminución en los ingresos de la industria eléctrica.

## VI. CONCLUSIONES

La principal conclusión del presente ejercicio es que la entrada de invenciones e innovaciones no muestran una relación negativa con los costos, es decir, ante la entrada de nuevas tecnologías se observa también un aumento significativo en el CPPG. Es así que, el uso de la tecnología de vapor presenta los costos más altos y, debido a su gran participación en el mercado, afecta de forma sustancial el costo final de producción de energía eléctrica.

Lo anterior refleja claramente el resultado obtenido por Popp (2002), al encontrar una relación positiva entre el aumento del costo de la electricidad y la entrada de innovaciones tecnológicas. No obstante, debemos tener en consideración que, el uso de tecnología más cara no significa que ésta no haya sido innovada, como prueba Popp (2002), sino que los costos de los factores para esa tecnología en específico pueden ser altos y, por tanto, debemos enfocarnos más en el tipo de tecnología y en el uso intensivo de la misma para realizar una observación final, pues esto simplemente puede obedecer a políticas públicas específicas y no a valoraciones económicas o ambientales.

Es así que, hemos llegado a considerar favorable el uso intensivo de tecnologías como la hidroeléctrica, eolieléctrica, geotérmoeléctrica, carboeléctrica y nuclear. Sin embargo, las tres primeras tecnologías mencionadas poseen una limitante geográfica, pues requieren de condiciones ambientales específicas para su correcto funcionamiento, mientras las tecnologías carboeléctrica y nuclear pueden ser ubicadas casi en cualquier medio, encontrando como principal problema la contaminación ambiental que pueden producir.

## BIBLIOGRAFÍA

- Arriola Valdés, Eduardo. “Recursos energéticos primarios y tecnologías de generación de electricidad”, en el libro *El sector eléctrico de México*, Ed. CFE y FCE, México, 1994.
- Bastarrachea Sabido, Jorge y Aguilar López, Jorge Alberto, “Las inversiones del sector eléctrico”, en el libro *El sector eléctrico de México*, Ed. CFE y FCE, México, 1994.
- Baxter, R. E. y Rees, R. “Analysis of the Industrial Demand for Electricity”, *The Economic Journal*, Vol. 78, No. 310 (Jun., 1968), 277-298.
- Cincuenta años de Revolución Mexicana en cifras*. Nacional Financiera, S.A. México, 1963.
- Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico, generación 2001*. Comisión Federal de Electricidad.
- Eckaus, Richard S. “Notes on Invention and Innovation in Less Developed Countries”, *The American Economic Review*, Vol. 56, No. ½ (mar., 1966), 98-109.
- Estadísticas Económicas del porfiriato. Fuerza de Trabajo y Actividad Económica por Sectores*. El Colegio de México, 1960, Vol. 2, México, s/f.
- Estadísticas eléctricas nacionales 1965-1981*. Comisión Federal de Electricidad.
- Estadísticas del sector eléctrico nacional 1978-1990, 1992, 1993, 1994, 1995, 1998, 1999, 2000, 1993-2002*. Comisión Federal de Electricidad.
- Estadísticas históricas de México*, Ed. INEGI y SPP, 1986, México.
- Galarza, Ernesto. *La industria eléctrica en México*, México, 1941.
- García y García, Enrique, *Los reactores nucleares y la producción de electricidad*, Ediciones del Sector Eléctrico, 1979.
- Greene, W., 2003, *Econometric Analysis*, 5th edition, New York, Prentice Hall.
- Grupp, Hariolf (Editor). *Dynamics of Science-Based Innovation*, Ed. Springer-verlag, Germany, 1992.

- Información Básica 2002*. Comisión Federal de Electricidad.
- Lara Beautell, Cristóbal. “La Industria de Energía Eléctrica”, *México, 50 años de Revolución*, Tomo I, México, 1960.
- López Rosado, Diego G. *Curso de historia económica de México*, Ed. UNAM, México, Tercera Edición, 1973.
- México, sus recursos naturales, su situación actual*. Homenaje al Brasil en ocasión del primer centenario de su Independencia. 1822-1922. Edición de la Secretaría de Industria, Comercio y Trabajo, México, 1922.
- Newbery, David M. “Competition, Contracts, and Entry in the Electricity Spot Market”, *The RAND Journal of Economics*, Vol. 29, No. 4 (Winter, 1998), 726-749.
- Popp, David. “Induced Innovation and Energy Prices”, *The American Economic Review*, Vol. 92, No. 1 (Mar., 2002), 160-180.
- Prospectiva 2000-2009*. Secretaría de Energía, México, 2000.
- Rodríguez y Rodríguez, Guillermo. “Evolución de la industria eléctrica en México”, en el libro *El sector eléctrico de México*, Ed. CFE y FCE, México, 1994.
- Shaw Solo, Carolyn. “Innovation in the Capitalist Process: A Critique of the Schumpeterian Theory”, *The Quarterly Journal of Economics*, Vol. 65, No. 3 (Aug., 1951), 417-428.
- The World Energy Book*, Nicholson Publishing Co, 1978.
- Ulmer, Melville Jack. *Capital in Transportation, Communications, and Public Utilities: Its Formation and Financing*, Princeton University Press, EU, 1960.
- <<http://www.conae.gob.mx/wb/distribuidor.jsp?seccion=267>>, consultada en 2001.
- <[http://www.cfe.gob.mx/www2/retos/CFE%20Retos%202002-2011\\_archivos/slide0110.htm](http://www.cfe.gob.mx/www2/retos/CFE%20Retos%202002-2011_archivos/slide0110.htm)>, consultada en 2002.
- <<http://www.greentech.org>> consultada en agosto de 2001.
- <<http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo5b.html>>, consultada en noviembre de 2004.
- <<http://www.cchen.cl/?docp=37/6&cla=>>>, consultada en noviembre de 2004.
- <[http://www.hemerodigital.unam.mx/ANUIES/ipn/academia/21/sec\\_5.html](http://www.hemerodigital.unam.mx/ANUIES/ipn/academia/21/sec_5.html)>, consultada en julio de 2004.

ANEXO

Resultados de la prueba de raíz unitaria para las series de ingreso por ventas de bienes y servicios e inversión pública, respectivamente, estimados con el programa Eviews 4.1.

La estimación se realiza siguiendo los pasos sugeridos por Dickey y Pantula (1987).

Null Hypothesis: ING has a unit root  
 Exogenous: None  
 Lag Length: 2 (Automatic based on SIC, MAXLAG=15)

		t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic		0.710452	0.8681
Test critical values	1% level	-2.572395	
	5% level	-1.941843	
	10% level	-1.616019	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Null Hypothesis: INV has a unit root  
 Exogenous: None  
 Lag Length: 11 (Automatic based on SIC, MAXLAG=15)

		t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic		-0.548475	0.4789
Test critical values	1% level	-2.572616	
	5% level	-1.941874	
	10% level	-1.615999	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Resultados de la prueba de raíz unitaria para las series de actividad manufacturera y formación fija bruta de capital, respectivamente, estimados con el programa Eviews 4.1.

Null Hypothesis: ACT has a unit root  
 Exogenous: None  
 Lag Length: 12 (Automatic based on SIC, MAXLAG=12)

		t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic		1.238420	0.9445
Test critical values	1% level	-2.585773	
	5% level	-1.943714	
	10% level	-1.614834	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

## INNOVACIÓN DE PROCESOS Y EL COSTO DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Null Hypothesis: INV has a unit root  
 Exogenous: None  
 Lag Length: 12 (Automatic based on SIC, MAXLAG=12)

	t-Statistic	Prob *
Augmented Dickey-Fuller test statistic	0.231595	0.7517
Test critical values		
1% level	-2.585773	
5% level	-1.943714	
10% level	-1.614834	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values

Resultado de la prueba de cointegración entre las variables de ingreso y actividad industrial.

Dependent Variable: DLING  
 Method: Least Squares  
 Sample(adjusted): 1980:04 2003:03  
 Included observations: 276 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLACT	0.858653	0.259275	3.311746	0.0011
UT(-1)	-0.130354	0.042086	-3.097337	0.0022
DLING(-1)	-0.305844	0.057771	-5.294108	0.0000
DLING(-2)	-0.331045	0.054370	-6.088793	0.0000
S3	0.086608	0.040609	2.132726	0.0339
S7	0.083281	0.037560	2.217312	0.0274
S11	-0.090192	0.037830	-2.384101	0.0178
R-squared	0.339794	Mean dependent var		0.005362
Adjusted R-squared	0.325068	S.D. dependent var		0.217781
S.E. of regression	0.178916	Akaike info criterion		-0.578766
Sum squared resid	8.610935	Schwarz criterion		-0.486945
Log likelihood	86.86975	Durbin-Watson stat		2.038764

Correlograma de la estimación.

Sample: 1980:04 2003:03  
 Included observations: 276

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
. .	. .	1	-0.022	-0.022	0.1345	0.714
* .	* .	2	-0.066	-0.066	1.3440	0.511
* .	* .	3	-0.088	-0.092	3.5362	0.316
. .	. .	4	-0.011	-0.021	3.5729	0.467
. .	. .	5	-0.028	-0.042	3.7998	0.579
. .	. .	6	-0.029	-0.043	4.0454	0.671
. .	. .	7	-0.042	-0.053	4.5516	0.714
. .	. .	8	0.059	0.044	5.5315	0.700
. .	. .	9	0.048	0.038	6.1968	0.720
. *	. *	10	0.066	0.067	7.4559	0.682
. .	. .	11	-0.047	-0.032	8.1049	0.704
. .	. .	12	0.047	0.061	8.7364	0.725
. .	. .	13	0.031	0.045	9.0215	0.771
. .	. .	14	-0.012	-0.001	9.0615	0.827
. *	. *	15	0.072	0.100	10.572	0.782
. .	. .	16	0.057	0.078	11.548	0.774
. .	. .	17	0.045	0.070	12.150	0.791
. .	. .	18	-0.008	0.019	12.168	0.838
* .	* .	19	-0.100	-0.072	15.125	0.715
. *	. *	20	0.099	0.114	18.071	0.583
. *	. *	21	0.108	0.121	21.604	0.423
. .	. .	22	-0.027	-0.015	21.829	0.470
. .	. .	23	-0.023	0.009	21.985	0.521
. .	. .	24	0.058	0.072	23.000	0.520
. .	. .	25	0.049	0.034	23.728	0.535
. .	. .	26	0.010	0.021	23.758	0.590
. .	. .	27	-0.010	0.022	23.790	0.642
. .	. .	28	-0.011	0.000	23.826	0.691
. .	. .	29	0.051	0.046	24.620	0.698
. .	. .	30	0.024	-0.006	24.807	0.734
. .	. .	31	0.055	0.069	25.742	0.734
* .	* .	32	-0.102	-0.099	29.030	0.618
. .	. .	33	0.040	0.007	29.539	0.640
. .	. .	34	0.015	0.009	29.607	0.683
. .	. .	35	0.016	-0.003	29.689	0.722
. .	. .	36	-0.002	-0.024	29.690	0.762