

NÚMERO 446

VÍCTOR CARREÓN Y ALFONSO ZERÓN

Innovación de procesos en el costo de generación de electricidad

DICIEMBRE 2008



www.cide.edu

• Las colecciones de **Documentos de Trabajo** del **CIDE** representan un medio para difundir los avances de la labor de investigación, y para permitir que los autores reciban comentarios antes de su publicación definitiva. Se agradecerá que los comentarios se hagan llegar directamente al (los) autor(es).

• D.R. © 2008. Centro de Investigación y Docencia Económicas, carretera México-Toluca 3655 (km. 16.5), Lomas de Santa Fe, 01210, México, D.F.
Fax: 5727•9800 ext. 6314
Correo electrónico: publicaciones@cide.edu
www.cide.edu

• Producción a cargo del (los) autor(es), por lo que tanto el contenido así como el estilo y la redacción son su responsabilidad.

Resumen

En este artículo se estudia el comportamiento de la generación de energía eléctrica en México. Se considera explícitamente el papel de la innovación tecnológica como elemento clave para la instalación de nueva capacidad de generación con costos más bajos. Encontramos que la tasa de introducción de nuevas tecnologías no ha generado una disminución ni de las tarifas de generación ni de la emisión de contaminantes, a pesar de la disponibilidad de tecnologías menos costosas y más amigables con el medio ambiente.

Abstract

In this paper, we analyze the electricity generation trend in Mexico. We consider explicitly the technological innovation as the key element in the growth rate of new capacity with lower costs. We find that this rate has not induced lower generation tariffs or lower emissions of noxious wastes, even though new technologies are less costly and less pollutant.

INNOVACIÓN DE PROCESOS EN 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. Se considera explícitamente el papel de la innovación tecnológica como elemento clave para la instalación de nueva capacidad de generación con costos más bajos. Encontramos que la tasa de introducción de nuevas tecnologías no ha generado una disminución ni de las tarifas de generación ni de la emisión de contaminantes, a pesar de la disponibilidad de tecnologías menos costosas y más amigables con el medio ambiente.

ABSTRACT

In this paper, we analyze the electricity generation trend in Mexico. We consider explicitly the technological innovation as the key element in the growth rate of new capacity with lower costs. We find that this rate has not induced lower generation tariffs or lower emissions of noxious wastes, even though new technologies are less costly and less pollutant.

1. Introducción

El análisis detallado de los costos de producción de energía eléctrica es un tema poco desarrollado en México, ya que presenta problemas particulares que dificultan su estimación. Entre éstos se encuentra la innovación que permite la introducción de nuevas tecnologías a través del tiempo. En este documento se pretende ilustrar el rol que juega la innovación tecnológica en la estrategia de generación de energía eléctrica. En este terreno, la investigación y desarrollo y la innovación tienen un papel notable en la mejora de los procesos de producción, lo que permite introducir nuevos esquemas y mejoras que facilitan el mejor aprovechamiento de los combustibles, ofreciendo una reducción considerable en los costos de producción.

La investigación científica es un método sistemático de invención que mejora el conocimiento tecnológico, entendiendo al cambio tecnológico como aquel que induce avances en el *stock* de conocimiento disponible, que puede dar origen a invenciones y cambios en los actuales paradigmas tecnológicos, llegando en la etapa final a las innovaciones (Shaw, 1951). En este documento se considera a la invención como el proceso mediante el cual nuevos productos o procesos son creados. La innovación se entiende como la variación o mejora 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 básica¹; 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 una modificación en los precios, derivada 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 al 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).

La teoría de la innovación inducida explica que 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 lo cual no puede endogeneizar totalmente la senda del cambio tecnológico. Más aun, 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 enfatiza la importancia de la oportunidad tecnológica para la innovación y, por tanto, es capaz de capturar los vínculos entre la investigación actual y la futura (Popp, 2002).

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

¹ 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 (Kelly, 1999).

caso, la implementación de nuevas tecnologías no ha sido ajena al desarrollo tecnológico que se presenta a nivel mundial. Sin embargo, este proceso mantiene algunas particularidades frente a la innovación de procesos, tales como barreras sindicales; así como la resistencia de grupos de poder para su implementación. En este sentido, en México no se ha partido, de manera sistemática, del fundamento sobre el que se observa como clave el proceso de la renovación continua en los procesos productivos. El no reemplazo de tecnología obsoleta y la no introducción de nuevas tecnologías afectan el potencial del crecimiento económico en nuestro país. Lo anterior significaría, en el caso particular de la energía eléctrica, que los costos de generación deben verse disminuidos 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 datos provenientes de la Comisión Federal de Electricidad (*CFE*), principalmente, para construir un costo promedio ponderado de generación de electricidad en México. De esta manera, analizaremos si la estrategia llevada a cabo por *CFE* en la implementación de innovaciones e invenciones tecnológicas induce una disminución del costo de generación.

Así, este documento se divide en cinco secciones. En la siguiente, se presenta una breve semblanza histórica de la industria eléctrica en México. En la tercera sección, 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 el cálculo de los costos de generación de electricidad. Las estimaciones del costo promedio histórico se presentan en la cuarta sección. Finalmente, la sección cinco establece las conclusiones.

2. Antecedentes

En México, la innovación de procesos tecnológicos para la generación eléctrica fue aprovechada por la industria textil desde 1879, fecha en que se estableció la primera planta termoeléctrica del país, en la fábrica textil *Hayser y Portillo* en León, Guanajuato (Rodríguez, 1994). De esta forma, se inicia un proceso que años después culminaría en la creación del mercado eléctrico en México. A partir de 1879, las fábricas textiles aprovecharon el uso de la energía eléctrica, obteniendo grandes beneficios en la producción. Por ejemplo, el aumento en la jornada de trabajo (derivado de la instalación de alumbrado en los talleres) y el desplazamiento de viejas técnicas para el movimiento de husos y telares, permitió la disminución considerable en los costos.

Para 1889 se instala la primera planta hidroeléctrica con una capacidad de 22 Kw a fin de satisfacer a la industria minera en Batopilas, Chihuahua. Esto permitió que los costos de arrastre en los procesos de esta industria disminuyeran. Además, el desagüe de muchas minas permitió el máximo aprovechamiento en su explotación (Rodríguez, 1994).

Otras industrias, además de la minera y la textil, aprovecharon de igual forma los beneficios que la electricidad ofrecía a sus procesos productivos, al instalar generadores eléctricos en sus plantas. Es así como la energía excedente, producida por estas fábricas, fue vendida a consumidores comerciales y particulares. Este tipo de venta se denominó *servicio mixto*. Dos ejemplos son la *Compañía Mexicana de Electricidad Siemens y Halske*, así como la *Compañía de San Idelfonso*. Sin embargo, la creciente demanda de energía, por parte de los particulares, exigió a estas empresas una inversión cada vez mayor con el fin de llevar a cabo la ampliación de su capacidad. Esto, a su vez, impidió satisfacer la demanda por electricidad, principalmente la de los servicios municipales y de transporte. Ante este panorama, se promovió la creación de nuevas empresas, teniendo 177 plantas generadoras de energía para 1899, en las que el capital nacional tenía una presencia significativa.

Sin embargo, el avance de las empresas con capital extranjero en México, provocó el cierre o la absorción de un gran número de plantas de capital nacional que, por “la falta de recursos, tanto financieros como técnicos en el país, además del gran interés mostrado por la inversión extranjera para incursionar en la industria de generación y venta de energía eléctrica” (Bastarrachea y Aguilar, 1994), no pudieron competir con éstas. Así, se establecieron compañías como la *Mexican Light and Power Company*, la *Puebla Light and Power Company*, la *Chapala Hydroelectric and Irrigation Company*, la *Guanajuato Power and Electric Company* y la *Río Conchos Electric Power and Irrigation Company* (Rodríguez, 1994).

Esto generó una concentración de la industria en el centro del país, ya que el desarrollo de las empresas con capital extranjero se observó principalmente en las poblaciones de mayor densidad, relegando la electrificación rural y de pequeñas poblaciones a las empresas de capital nacional principalmente, donde las primeras no mostraron ningún interés. Así, en 1905 existían 35 plantas de generación eléctrica, de las cuales 5 eran de vapor y 30 hidroeléctricas (ver Tabla 2). Para 1911, éstas aumentaron a 63, con 12 de vapor y 51 hidroeléctricas. Esta cantidad de plantas era muy pequeño, comparado con las instaladas solo en el Estado de Nueva York, en Estados Unidos, que era de 139 en el año de 1890 y de 256 para 1902 (Ulmer, 1960).

Tabla 2. Plantas generadoras por zona geográfica. 1900, 1905 y 1911.

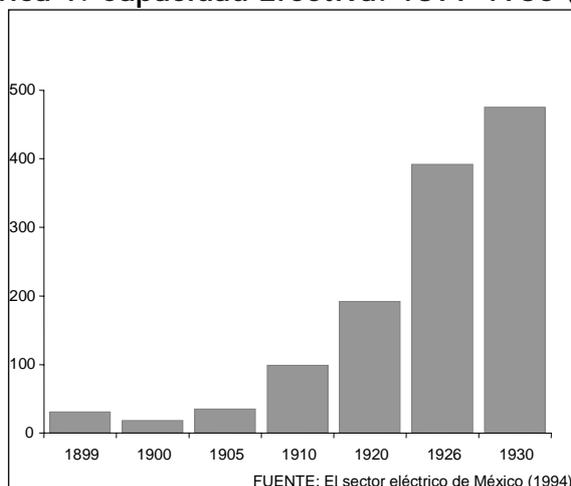
Zonas	1900				1905				1911				Diesel
	Vapor	Hidroeléctrica	Kw	%	Vapor	Hidroeléctrica	Kw	%	Vapor	Hidroeléctrica	Kw	%	
Total nacional	4	14	22430	100	5	30	62037	100	12	51	165100	100	1
Zona Norte	1	1	442	2.0	1	1	442	0.7	4	1	10784	6.5	1
Golfo de México		3	6530	29.1		4	8036	13.0	1	7	17194	10.4	
Pacífico Norte									1		4800	2.9	
Pacífico Sur						2	571	0.9		4	1306	0.8	
Centro	3	10	15458	68.9	4	23	52988	85.4	6	39	131016	79.4	

Fuente: Elaboración propia con datos de “Estadísticas económicas del porfiriato”. p.145

El proceso de expansión de la capacidad instalada en México, que en 1900 fue de 22,430 Kws y se vio septuplicada a 165 mil Kws en 1911, siguió un proceso de crecimiento acelerado, frenado únicamente por la inestabilidad social y económica de los eventos armados durante la Revolución Mexicana, que frenó el desarrollo de la

industria al verse afectados tanto la demanda como algunos sistemas de producción. Por tal motivo, en 1930 se contaba con una capacidad instalada de 475,000 Kw (ver Gráfica 1).

Gráfica 1. Capacidad Efectiva: 1899-1930 (Mw)



En cuanto a los recursos financieros, la nueva industria requirió de grandes cantidades desde sus inicios. Mientras capitales canadienses, americanos y británicos totalizaban una inversión aproximada de 75 millones de dólares en México en la primera década del siglo XX, en Estados Unidos esta inversión fue de aproximadamente 275 millones de dólares para la última década del siglo XIX (Estadísticas Históricas de México, 1986). Posteriormente, en los primeros años del siglo XX, sobresalió la inversión anglocanadiense que canalizó aproximadamente 80 millones de dólares en 1910 y 190 millones en 1920, disminuyendo su inversión en 1930 debido a la venta de propiedades británicas a empresas norteamericanas pero aumentando nuevamente su inversión a 175 millones para 1935 (ver Tabla 2).

Tabla 2. Participación del capital por País de Origen (millones de dólares)

País Origen	1900	1910	1920	1924	1926	1928	1930	1934	1935
<i>México</i>	12	-	20	-	-	13	-	-	10
<i>Francia</i>	-	140	-	270	-	-	296	-	347
<i>Canadá</i>	-	80	190	-	-	-	-	-	175
<i>Estados Unidos</i>	-	-	-	-	31	-	-	90	-

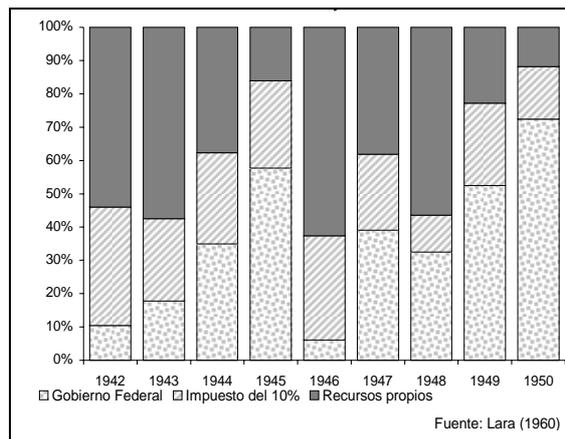
Fuente: Elaboración propia con datos de Bastarrachea (1994).

Mientras tanto, la inversión estadounidense realizó sus primeras inversiones en México un poco más tarde que las inversiones anglocanadienses. En este sentido, realizó inversiones muy fuertes en 1926 por algo más de 31 millones de dólares y en 1934 por 90 millones. Por otro lado, los capitales llegados de Alemania se orientaron principalmente a la comercialización de equipos eléctricos. La inversión francesa se

enfocó en la industria textil, lugar en el que predominó por mucho tiempo. En contraste, las inversiones nacionales sumaban para 1900 aproximadamente 12 millones de dólares, aumentando a 20 millones para 1920. No obstante, en 1928 y 1935 la inversión de recursos nacionales en la industria de la generación eléctrica disminuyó a 13 y 10 millones respectivamente, quedando de esta forma relegada en comparación a las inversiones realizadas por extranjeros. (Bastarrachea, 1994).

Ante este escenario dominado por las empresas con capital extranjero, se crea la Comisión Federal de Electricidad (CFE) el 14 de Agosto de 1937. Este hecho marca el regreso del capital mexicano en la industria eléctrica a través de inversiones públicas “financiadas principalmente de la siguiente manera: a) aportaciones del gobierno federal; b) impuesto específico de 10% sobre consumo de energía; c) recursos propios²; d) empréstitos interiores; y e) empréstitos del exterior concertados con la garantía del gobierno federal y por intermediación de Nacional Financiera” (Lara, 1960). La Gráfica 2, muestra los montos para cada una de estas fuentes.

Gráfica 2. Principales fuentes de Financiamiento: 1942-1950

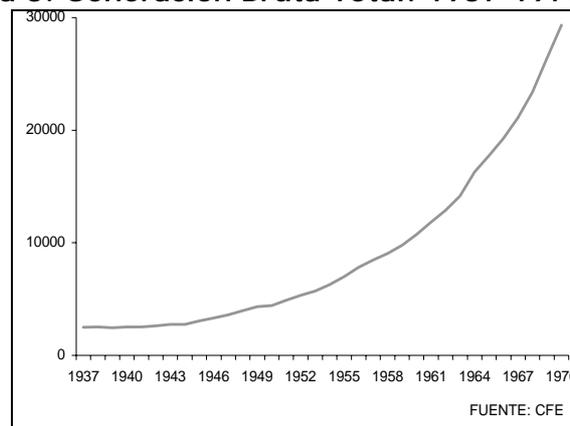


La inversión neta acumulada para el periodo de 1939 a 1950 mostró un crecimiento real de 122.4%, donde la inversión directa (aportaciones del gobierno federal) promedió 25% de la inversión total, aumentando a 46% para el último año. Las aportaciones indirectas (como el impuesto de 10% sobre el consumo de energía) representaron 12% de la inversión. Los recursos propios promediaron 3% y los empréstitos sumaron 11% de la inversión acumulada en dicho periodo (Bastarrachea y Aguilar, 1994). Las inversiones emanadas del gobierno federal constituyeron el factor que impulsó un proceso de crecimiento en el sector, pues ya las inversiones privadas habían sido casi nulas entre los años 1939 y 1943, dedicándose principalmente al mantenimiento y conservación de las plantas ya existentes. Para 1956 las inversiones alcanzaron 211 millones aumentando a 362 millones de pesos para 1959, con un crecimiento medio anual de 19.7%.

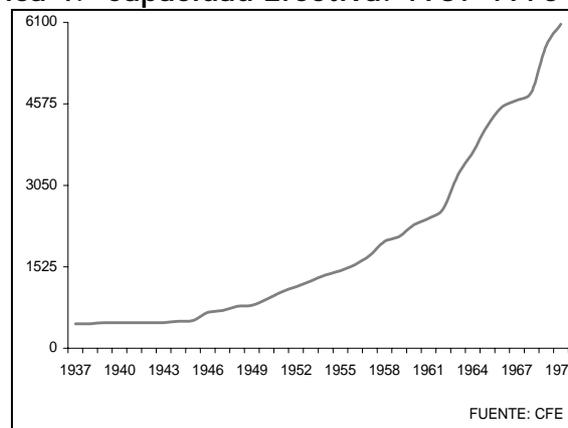
² Procedentes de la reinversión de utilidades o la ampliación del capital.

Para 1960, las inversiones se enfocaron en la adquisición de las acciones preferentes y comunes (74 y 95%, respectivamente) de *Mexican Light and Power Co.*, y de la totalidad de las acciones de la *American and Foreign Power Co.* Con ello se adquirieron 19 plantas generadoras que reforzaron la generación principalmente en el centro del país (Bastarrachea y Aguilar, 1994). De esta manera, con inversiones y adquisiciones de nuevas plantas se inicia un nuevo periodo de crecimiento exponencial, tanto en la capacidad como en la generación bruta en el sector eléctrico nacional (ver Gráficas 3 y 4).

Gráfica 3. Generación Bruta Total: 1937-1970 (Gwh)



Gráfica 4. Capacidad Efectiva: 1937-1970 (Mw)



3. Características de las principales tecnologías de producción eléctrica

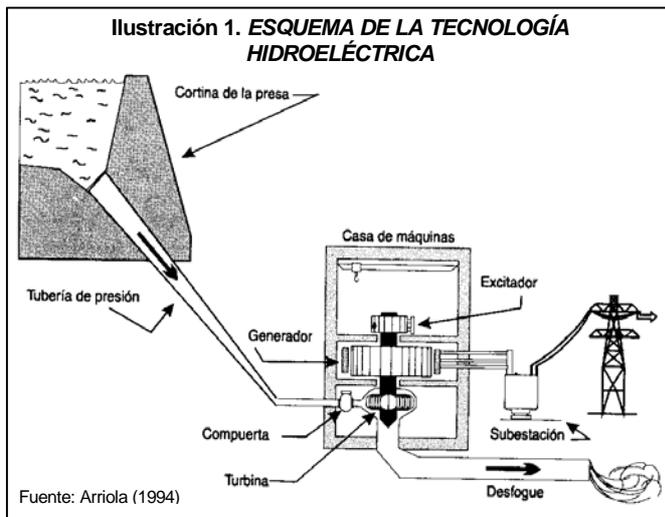
El papel del proceso de innovación en el incremento directo de la productividad es solamente una de sus funciones en las áreas de menor desarrollo (Eckaus, 1966). Más aún, la mayor característica del mercado eléctrico es que el consumo de electricidad crece rápidamente en cada sector de la economía (Baxter, 1968). Es por ello que la implementación de nuevos sistemas tecnológicos es importante 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, conteniendo sus características principales tomadas de dos fuentes principalmente, GREENTIE³ y COPAR (2001)⁴.

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.

La Ilustración 1 muestra una planta hidroeléctrica típica. En esta tecnología se aprovecha 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. De esa forma se produce 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 que es 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 cámara de presión y de ahí a las turbinas hidráulicas para llevarla

nuevamente al cauce del río. En el segundo tipo de aprovechamiento, el agua es almacenada en una presa, creando un desnivel o carga hidráulica, que se utiliza para llevar el agua a través de la base de la cortina, por medio de tuberías de presión, hasta las turbinas que se encuentran en la base de la presa (Arriola, 1994).

³ La página principal es www.greentie.org, la cual ofrece información sobre los distintos avances tecnológicos mundiales, por lo que la información es genérica.

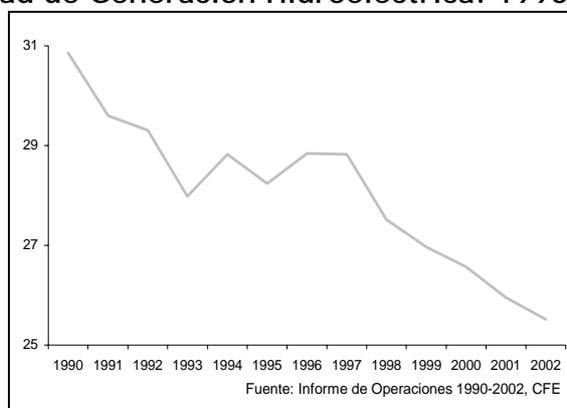
⁴ Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico, generación 2001, (COPAR, 2001).

En 2002 el Sistema Eléctrico Nacional (*SEM*) tenía 78 centrales hidroeléctricas, con 217 unidades⁵, una capacidad de 9,615.15 Mw (25.51% del total nacional) y una producción de 24,861.66 Gwh de energía eléctrica (esto equivale al 13.93% del total nacional).

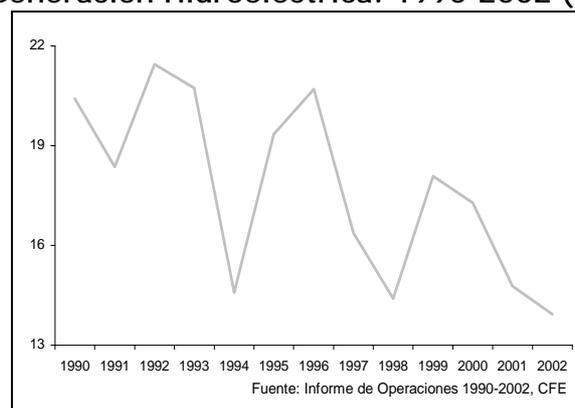
En la actualidad las dos compañías paraestatales encargadas del suministro de energía eléctrica, cuentan con plantas que rebasan el siglo de uso. *CFE* posee las hidroeléctricas Portezuelo I y la Ixtaczoquitlán, que iniciaron sus operaciones en 1898. Por su parte, *LFC* opera la hidroeléctrica Necaxa, cuya fundación se remonta a Enero de 1905.

La participación de esta tecnología, tanto en la capacidad instalada como en la producción, refleja un retroceso en los últimos doce años (Gráficas 5 y 6). Este factor como se verá más adelante afecta al costo de generación total en el sector al entrar en el mercado tecnologías con costos de generación más altos que ésta.

Gráfica 5. Capacidad de Generación Hidroeléctrica: 1990-2002 (% en el SEN)



Gráfica 6. Generación Hidroeléctrica: 1990-2002 (% en el SEN)

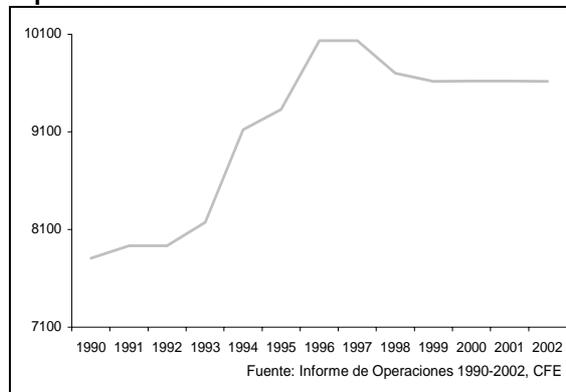


No obstante, puede se observa un avance en la capacidad y generación en esta tecnología (Gráficas 7 y 8). En el caso de la capacidad instalada, se aprecian tasas positivas hasta 1996 donde se estanca en su crecimiento hasta 2002. Por su parte, la

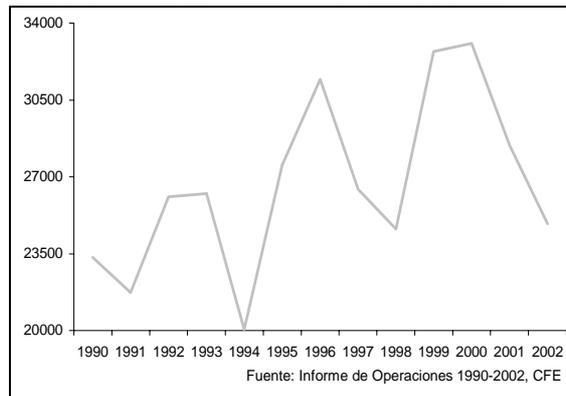
⁵ Es la unidad mínima productora de electricidad que se encuentra ubicada dentro de una central de generación.

generación aún y cuando se presenta con movimientos más erráticos, su tendencia es positiva.

Gráfica 7. Capacidad Hidroeléctrica Efectiva: 1900-2002 (Mw)



Gráfica 8. Generación Bruta Total Hidroeléctrica: 1900-2002 (Gwh)



El tiempo estimado de construcción de una hidroeléctrica pequeña (con una capacidad entre .05 y 30 Mw) es de 2 a 5 años, con una vida útil estimada de 50 años⁶ (ver Tabla 3). La eficiencia de operación de los generadores y turbinas se encuentra por encima del 80%. Esto es, una planta hidroeléctrica moderna puede convertir más del 80% 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%). El factor de capacidad⁷ de las hidroeléctricas está ubicado entre 20% y 90%. Por último, los costos de inversión para una planta pequeña son de

⁶ Es el periodo en que ha sido diseñado cualquier equipo o instalación para que su operación sea de manera eficiente, esto es, a partir de este periodo los costos de mantenimiento aumentan y el aprovechamiento de la energía primaria disminuye.

⁷ Relación de la carga promedio de una unidad por un periodo de tiempo considerado, a la potencia de la unidad o equipo.

entre \$2,696.20 y \$4,038.60⁸ dólares por Kilowatt (Kw) y los costos fijos de operación y mantenimiento⁹ fluctúan entre \$15.30 y \$20.70 dólares por MW al año.¹⁰

Los costos promedios de inversión directa de CFE son de \$1,400 dólares por Kw, como costos fijos de operación y mantenimiento promedio muestra \$10 dólares por Kw anuales y costos totales de operación y mantenimiento promedio de \$3.55 dólares por Mega Watt hora (MWh)¹¹ (COPAR 2001).

Tabla 3. Características de la Tecnología Hidroeléctrica

Fuente	Tamaño típico de planta (MW)		Combustible	Medidas de desempeño	Tiempo de construcción y entrega (años)		Vida útil (años)	Costo de inversión ⁷ (\$/kW) ⁶		Costo del combustible (\$/MWh) ⁶	Costo de operación y mantenimiento sin combustible (\$/MWh) ⁶		Personal de operación	Personal de mantenimiento
	Min	Max			Min	Max		Min	Max		Min	Max		
Greentie ¹	.05	30	Agua	EO ³ : 80%; FC ⁴ : 20-90% FP ⁵ : 21-53%	2	5	50	2696.2	4038.6	Ninguno	15.3	20.7	N/A	N/A
COPAR ²	33	320			4	6	50	1001	4758	.2-3.48 ⁸	1.4	7.3	N/A	N/A

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

² 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).

³ Eficiencia de Operación

⁴ Factor de Capacidad

⁵ Factor de Planta

⁶ Los precios son en dólares americanos a precios de 2001.

⁷ 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 de 10% anual.

⁸ 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 m³ (ver cuadro 4.9 COPAR, 2001)

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 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 (ver Ilustración 2). 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 ya sea que las condiciones climatológicas provoquen la evaporación del agua.

⁸ Todos los valores monetarios son dólares americanos a precios de 2001.

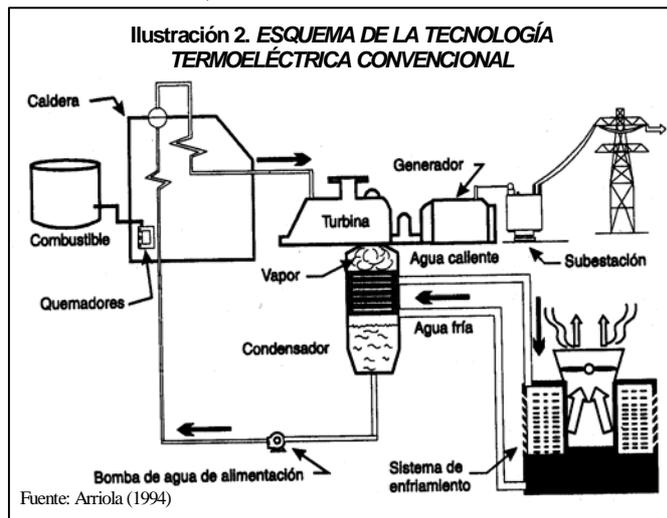
⁹ Estos son los costos independientes de las variaciones de la producción del sistema bajo consideración, se incluye en tales costos: mano de obra, mantenimiento, servicio técnico, laboratorio, impuestos y seguros, reparaciones y administración.

¹⁰ En <http://www.greentie.org/class/ixb07.htm> consultado el 08/2001.

¹¹ Se utiliza MWh como el neto generado por una planta y MW como la potencia instalada.

Se estima que el consumo de agua es aproximado de un litro por segundo por Mw de capacidad. Las centrales que utilizan sistemas de enfriamiento con torres secas evitan el consumo excesivo de agua, pero el costo de inversión es mayor.

En 2002 el *SEN* contaba con 29 centrales con esta tecnología y 97 unidades de generación eléctrica. La capacidad efectiva para el mismo año fue de 14,282.5 Mw (37.90% del total nacional), con una energía producida de 79,299.60 GWh (44.42% del total nacional).

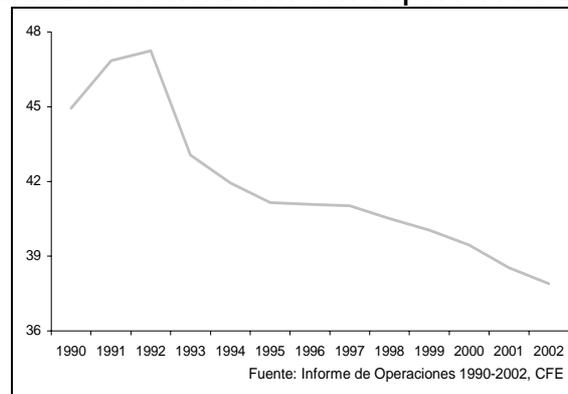


Una de las plantas más importantes en este tipo de tecnología es la Adolfo López Mateos (Tuxpan), perteneciente a *CFE* y ubicada en Veracruz. Inició sus operaciones el 30 de Junio de 1991 con una capacidad efectiva de 2,100 Mw y una producción de 15,190.2 GWh. Por su parte *LFC* solamente posee la planta Jorge Luque, que inició operaciones en Octubre de 1952 con una capacidad de 224 Mw y una generación bruta de 636.38 GWh.

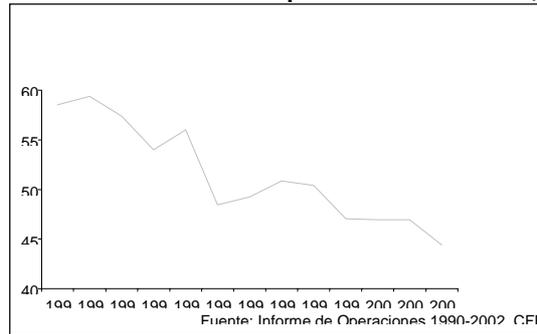
Al igual que en la tecnología hidroeléctrica, ésta presenta una

disminución en su participación dentro del *SEN* tanto en la capacidad como en la generación bruta (Gráficas 9 y 10). Sin embargo, muestra igualmente un incremento en su capacidad total y en la producción de energía eléctrica (Gráficas 11 y 12).

Gráfica 9. Capacidad de Generación con Vapor: 1990-2002 (% en el *SEN*)



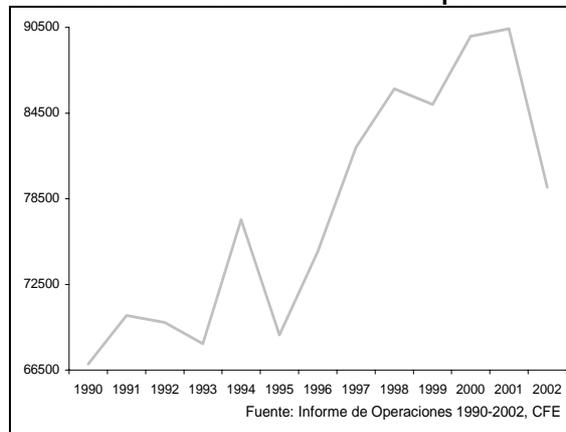
Gráfica 10. Generación con Vapor: 1990-2002 (% en el SEM)



Gráfica 11. Capacidad Efectiva con Vapor: 1990-2002 (Mw)



Gráfica 12. Generación Bruta Total con Vapor: 1990-2002 (Gwh)



El tiempo estimado de construcción una planta termoeléctrica (con una capacidad entre 37.5 y 900 Mw) es de 2 a 4 años, con una vida útil estimada de 30 a 35 años (ver Tabla 4). La eficiencia de operación oscila entre 28.1 y 37%, mientras el factor de planta¹² se encuentra entre 65 y 75%. Por otra parte, los costos de inversión

¹² Conocido también como factor de utilización de una central, es la relación entre la energía eléctrica producida por un generador o conjunto de generadores, durante un intervalo de tiempo determinado y la energía que habría

se encuentran en un rango entre \$867 y \$1,477 dólares por Kw y los costos fijos de operación y mantenimiento fluctúan entre \$2.90 y \$18.90 dólares por MW al año. Por último, tomando en cuenta que esta tecnología utiliza diversos combustibles para la generación de energía (combustóleo, gas y diesel), sus costos varían dependiendo de los precios internacionales que para 2001 promediaron entre \$28.6 y \$36 dólares por Mwh (COPAR 2001).

Tabla 4. Características de la Tecnología Termoeléctrica

Fuente	Tamaño típico de planta (MW)		Combustible	Medidas de desempeño	Tiempo de construcción y entrega (años)		Vida útil (años)	Costo de inversión ⁶ (\$/kW) ⁵		Costo del combustible (\$/MWh) ⁵	Costo de operación y mantenimiento sin combustible (\$/MWh) ⁵		Personal de operación	Personal de mantenimiento
	Min	Max			Min	Max		Min	Max		Min	Max		
Greentie ¹	300	900	Gas, Diesel (No. 2), Residuos de Petróleo (No.6)	EO ³ 30-37%:	2	3	35	790	900	N/A	12.6	14.52	108-138 para 800 MW	
COPAR ²	37.5	350	Combustóleo, Gas, Diesel	EO ³ : 28.1-35.4%, FP ⁴ : 65-75%	3	4	30	867	1477	28.6-36 ⁷	2.9	9.5	N/A	N/A

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

² 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).

³ Eficiencia de Operación, en este caso también llamada Eficiencia Térmica. Los datos presentados son netos (ver COPAR 2001, Cuadro 4.4)

⁴ Factor de Planta

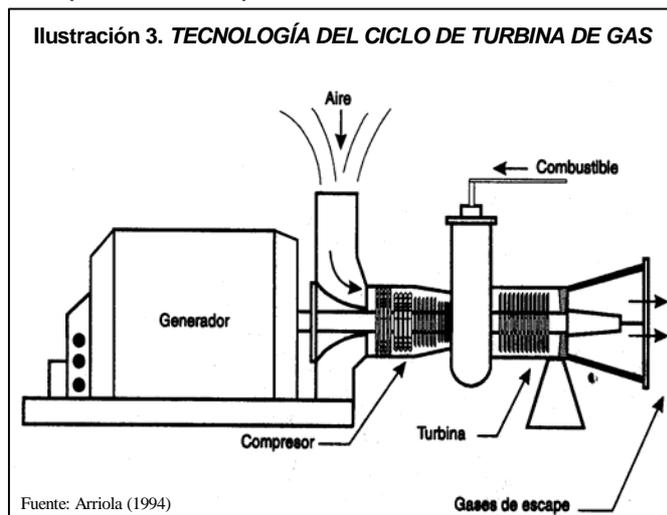
⁵ Los precios son en dólares americanos a precios de 2001.

⁶ 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 indirecto, mediante el uso de una tasa real de descuento del 10% anual.

⁷ 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)

Centrales turbo-gas

En las turbinas de gas más comunes, el combustible es quemado en aire comprimido, expandido a través de los alabes 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 (ver Ilustración 3). Este tipo de tecnología puede ser alimentada con gas natural o diesel.

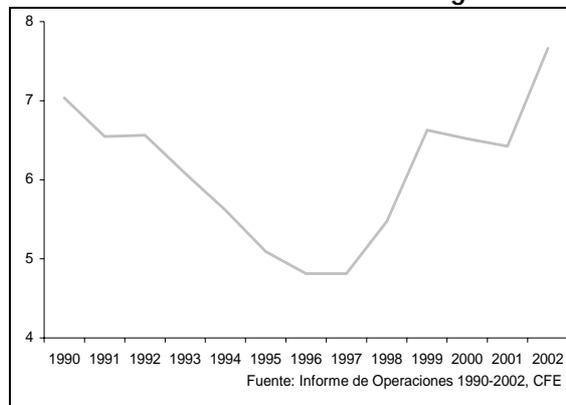


En 2002 el SEN tuvo en operación 37 centrales y 95 unidades, con una capacidad instalada de 2,889.78 Mw (7.67% del total y con una producción de 6,394.44 Gwh (3.58% del total).

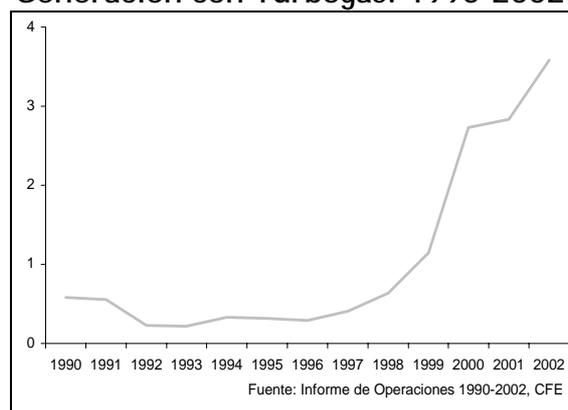
sidoproducida si este generador o conjunto de generadores hubiese funcionado durante ese intervalo de tiempo, a su potencia máxima posible en servicio. Se expresa generalmente en porcentajes.

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 poco significativa (ver Gráficas 13 y 14).

Gráfica 13. Capacidad de Generación con Turbogás: 1990-2002 (% del SEM)

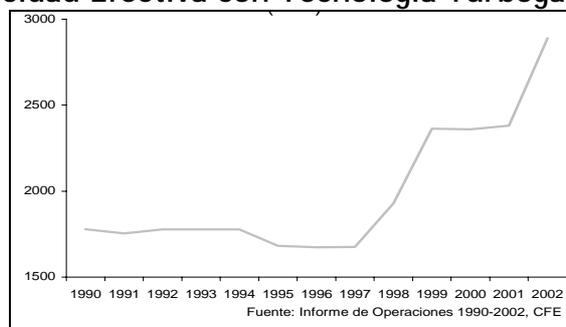


Gráfica 14. Generación con Turbogás: 1990-2002 (% del SEM)

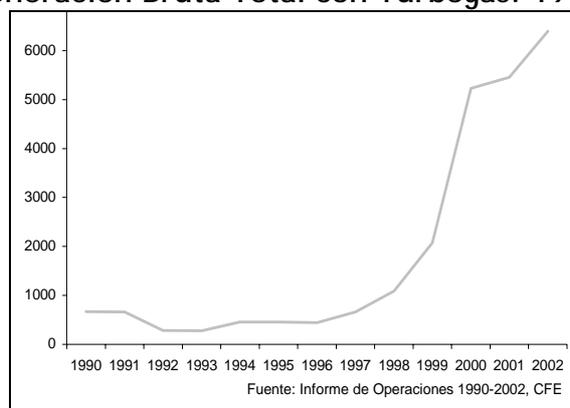


Por otra parte, la capacidad instalada y la producción muestran un claro avance positivo en los seis años anteriores a 2002, al presentar crecimientos anuales de hasta 22.5% en la capacidad y de 90% en la generación eléctrica para 1999 (ver Gráficas 15 y 16).

Gráfica 15. Capacidad Efectiva con Tecnología Turbogás: 1990-2002 (Mw)



Gráfica 16. Generación Bruta Total con Turbogás: 1990-2002 (Gwh)



El tiempo de construcción bajo condiciones ideales se estima en un aproximado entre seis meses a dos años (para una planta con una capacidad de 25 a 250 Mw) con una vida útil aproximada de 30 años (ver Tabla 5). La eficiencia de operación oscila entre 29.5 y 42%, mientras el factor de planta es de 12.5%. Por otra parte, los costos de inversión se encuentran en un rango entre \$250 y \$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 5. Características de la Tecnología Turbogás

Fuente	Tamaño típico de planta (MW)		Combustible	Medidas de desempeño	Tiempo de construcción y entrega (años)		Vida útil (años)	Costo de inversión ⁶ (\$/kWe) ⁵		Costo del combustible (\$/MWh) ⁵	Costo de operación y mantenimiento sin combustible (\$/MWh) ⁵		Personal de operación	Personal de mantenimiento
	Min	Max			Min	Max		Min	Max		Min	Max		
Greentie ¹	25	220	Gas Natural, Gas refinado, Diesel, Metanol, etc.	EO ³ 30-42%:	.5	1	30	250	780.1	N/A	N/A	1 por unidad	100 hrs/hombre por año	
COPAR ²	43.2	250		EO ³ : 29.5-37.5%, FP ⁴ : 12.5%	2	2	30	325	675	32.5-45.5 ⁷	3.8	18.7	N/A	

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

² 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).

³ Eficiencia de Operación, en este caso también llamada Eficiencia Térmica. Los datos presentados son netos (ver COPAR 2001, Cuadro 4.4)

⁴ Factor de Planta

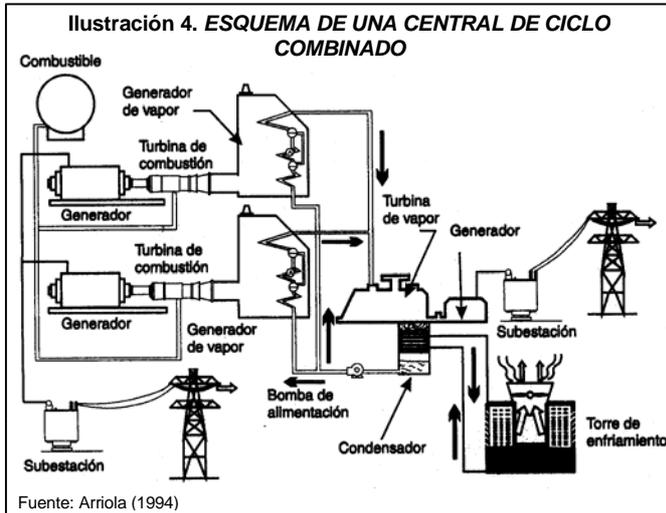
⁵ Los precios son en dólares americanos a precios de 2001.

⁶ 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 indirecto, mediante el uso de una tasa real de descuento de 10% ciento anual.

⁷ 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)

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,



para después ser utilizado en la forma descrita con antelación en las unidades de vapor o térmica convencional (ver Ilustración 4). Es importante mencionar que la electricidad se extrae de todas las unidades que componen este ciclo.

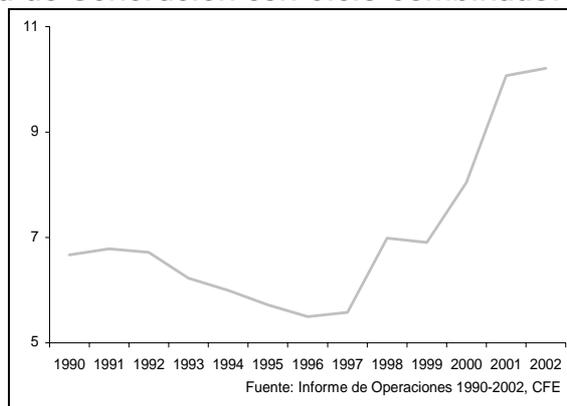
El aprovechamiento de los gases expedidos por las unidades turbo-gas permite un aumento en la eficiencia aproximadamente de 45 a 53% (Greentie), que es calculada como la tasa porcentual de electricidad extraída por la energía calorífica contenida en el

combustible usado para tal propósito y que ha ido en aumento gracias a innovaciones constantes aplicadas para permitirle llegar casi a 60% de eficiencia térmica (Prospectiva 2000-2009).

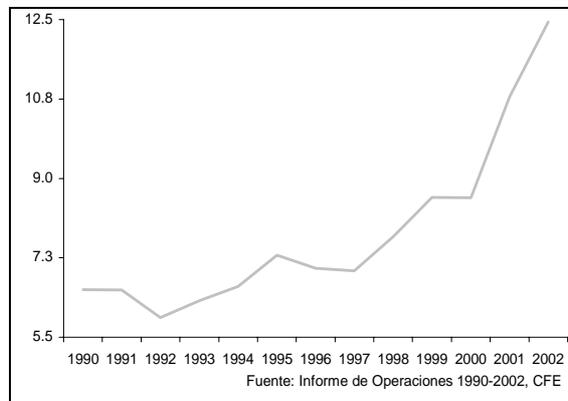
En 2002 el SEN administró 10 centrales y 40 unidades de esta tecnología, con una capacidad instalada de 3,847.92 Mw (10.21% del total) y con una producción de 22,216.65 Gwh (12.45% del total).

Algunas ventajas que presenta esta tecnología son el rápido encendido, bajo consumo de agua de 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 habilidad 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 de las plantas, el tiempo de vida 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 los crecimientos positivos en la participación que esta tecnología presenta con respecto al total nacional (ver Gráficas 17 y 18).

Gráfica 17. Capacidad de Generación con Ciclo Combinado: 1990-2002 (% del SEM)

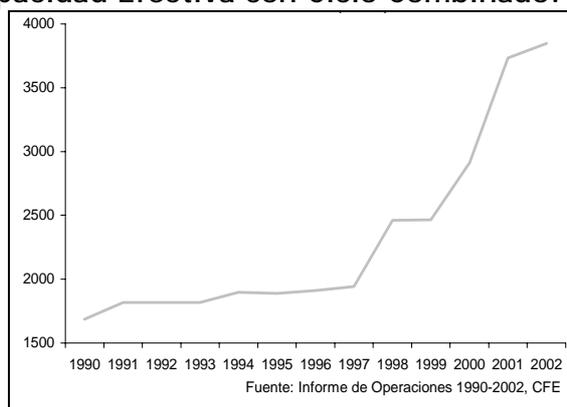


Gráfica 18. Generación con Ciclo Combinado: 1990-2002 (% del SEM)

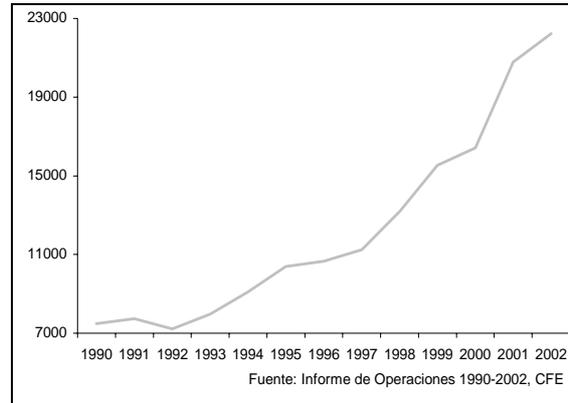


Por su parte, la capacidad instalada y la producción total muestran un claro avance en los últimos diez años alcanzando crecimientos anuales de hasta 28.1% en la capacidad y de 26.6% en la generación eléctrica para 1999 (Gráficas 19 y 20).

Gráfica 19. Capacidad Efectiva con Ciclo Combinado: 1990-2002 (Mw)



Gráfica 20. Generación Bruta Total con Ciclo Combinado: 1990-2002 (Gwh)



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 (ver Tabla 6). La eficiencia de operación oscila entre 45 y 50.1%, mientras el factor de planta es de 80%. Por otra parte, los costos de inversión se encuentran en un rango entre \$465 y \$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 6. Características de la Tecnología Ciclo Combinado

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

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

² 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).

³ Eficiencia de Operación, en este caso también llamada Eficiencia Térmica. Los datos presentados son netos (ver COPAR 2001, Cuadro 4.4)

⁴ Factor de Planta

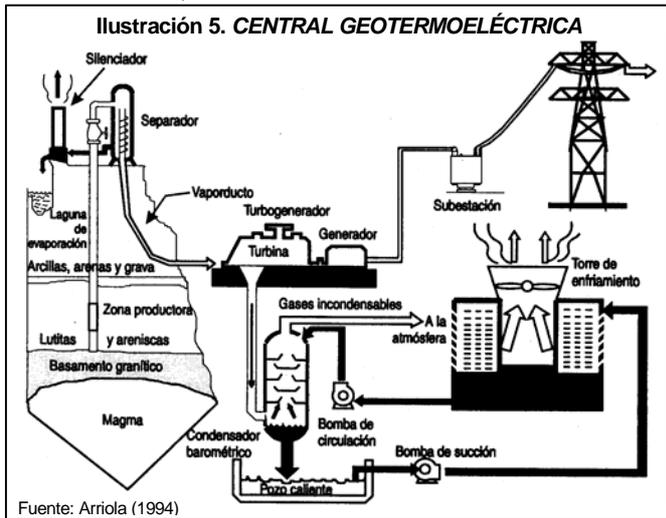
⁵ Los precios son en dólares americanos a precios de 2001.

⁶ 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 indirecto, mediante el uso de una tasa real de descuento de 10% anual.

⁷ 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)

Geotermoeléctrica

El procedimiento tecnológico de una planta geotermoeléctrica solo difiere de una termoeléctrica convencional en el proceso para la creación de vapor, en este caso extraído del subsuelo. Este sistema aprovecha la energía disponible en forma de calor, emitida dentro de la corteza de la tierra, usualmente en forma de agua caliente o vapor. Incluso se refiere a la energía en rocas calientes en la corteza de la tierra (ver Ilustración 5).



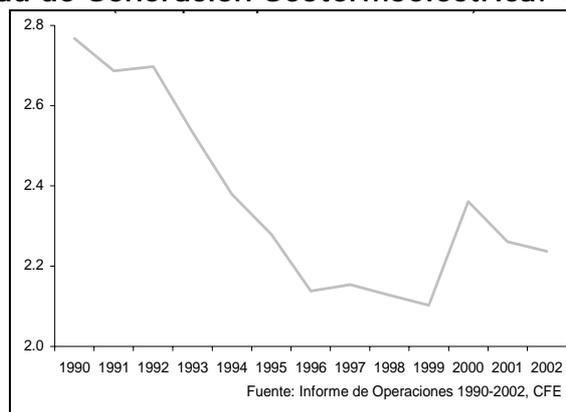
Las aguas termales pueden ser extraídas por medio de pozos específicamente perforados en los sitios donde se encuentra esta energía almacenada. El agua extraída es aprovechada para crear vapor y con ello energía eléctrica. Esta tecnología permite obtener un factor de operación de hasta 80% (Greentie),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

En 2002 el *SEN* administró 7 centrales y 34 unidades de esta

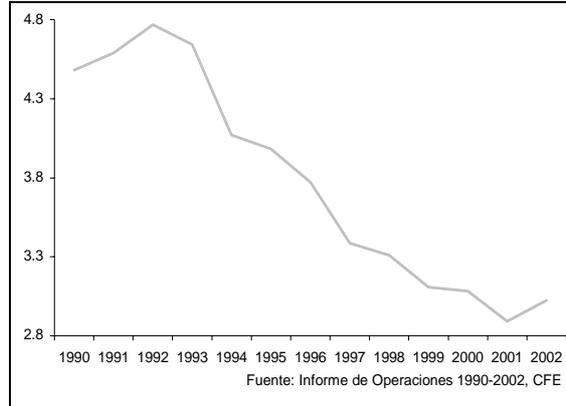
tecnología, con una capacidad instalada de 842.90 Mw (2.24% del total) y con una producción de 5,397.62 GWh (3.02% del total).

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 deberse a la entrada de nuevas plantas con distintas tecnologías (ver Graficas 21 y 22).

Gráfica 21. Capacidad de Generación Geotermoeléctrica: 1990-2002 (% del *SEN*)

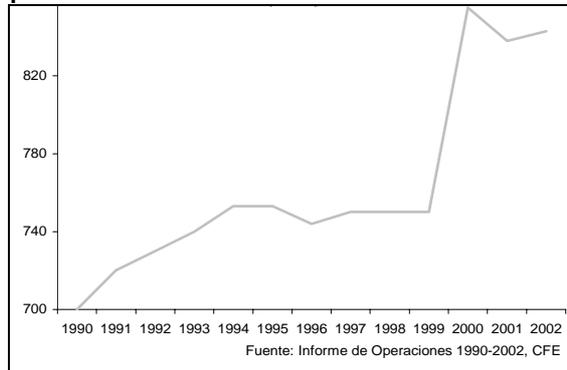


Gráfica 22. Generación Geotermoelectrica: 1990-2002 (% del SEM)

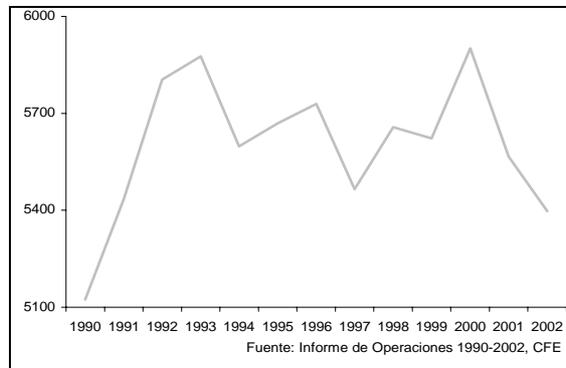


La capacidad instalada muestra una leve tendencia positiva hasta, presentando un aumento de 14% de este año a 2000, y muestra un crecimiento anual de 0.6% en 2002 (843 Mw). La producción, por su lado se mantiene en una brecha entre 5,300 y 5,900 Gwh para finalizar con un crecimiento anual negativo de 3% en 2002 (5,398 Gwh) (ver Gráficas 23 y 24). Debe tomarse en cuenta que debido a los requerimientos necesarios para la operación de este tipo de tecnología, resulta limitada su instalación operación.

Gráfica 23. Capacidad Geotermoelectrica Efectiva: 1990-2002 (Mw)



Gráfica 24. Generación Bruta Total Geotermoelectrica: 1990-2002 (Gwh)



El tiempo de construcción, bajo condiciones ideales, es de dos y medio a tres años (para una planta con una capacidad de 1 a 110 Mw), con una vida útil aproximada de 30 años (ver Tabla 7). Por otra parte, los costos de inversión se encuentran en un rango entre \$1,060 y \$2,599.50 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.

Tabla 7. Características de la Tecnología Geotérmica

Fuente	Tamaño típico de planta (MW)		Combustible	Medidas de desempeño	Tiempo de construcción y entrega (años)		Vida útil (años)	Costo de inversión ⁶ (\$/kWe)		Costo del combustible ⁵ (\$/MWh)	Costo de operación y mantenimiento sin combustible ⁵ (\$/MWh)		Personal de operación	Personal de mantenimiento
	Min	Max			Min	Max		Min	Max		Min	Max		
Greentie ¹	1	110	Agua caliente/Vapor	FC ⁸ : ≥ 80%: 2.5	3	30	1060	2599.5	Ninguno	13.2	172.9	33		
COPAR ²	26.6	26.95	Vapor endógeno	EO ³ : 17.2-17.6%, FP ⁴ : 85%	3	30	1147	1153	17.1 - 17.2 ⁷	4.9	5.2	N/A		

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

² 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).

³ Eficiencia de Operación, en este caso también llamada Eficiencia Térmica. Los datos presentados son netos (ver COPAR 2001, Cuadro 4.4)

⁴ Factor de Planta

⁵ 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).

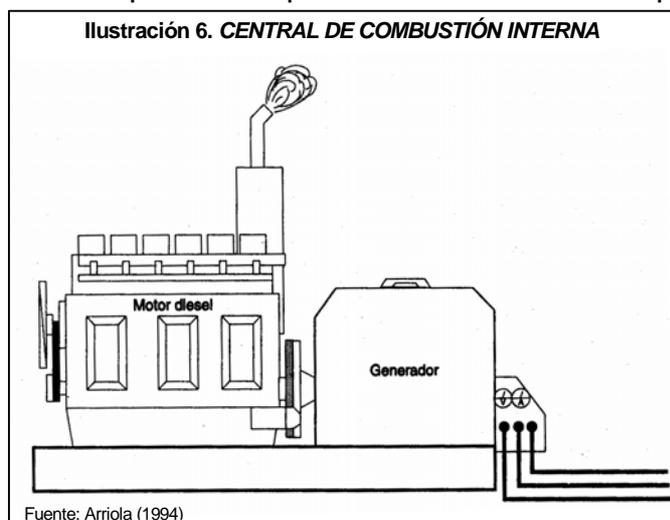
⁶ Para los datos de COPAR 2001, se presenta el costo actualizado al inicio de la operación que es calculado a partir del costo directo más indirecto, mediante el uso de una tasa real de descuento de 10% anual.

⁷ 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)

⁸ Factor de Capacidad

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 (ver Ilustración 6). Las máquinas de combustión interna son

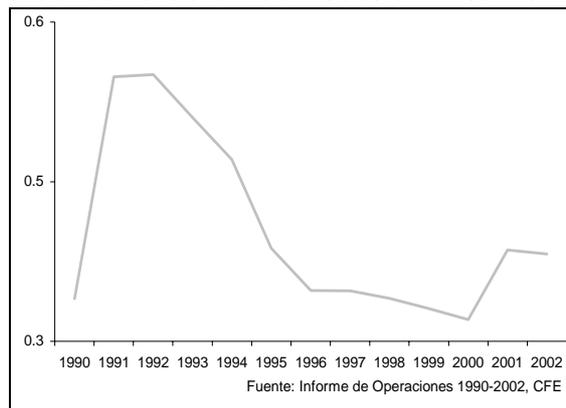
clasificadas como giratorias u oscilantes, dependiendo de la naturaleza del movimiento. Las de tipo giratorio incluyen las turbinas de ciclo abierto de gas, usadas en la forma de máquinas “turbojet” o “turbopropulsores”, principalmente diseñadas para la propulsión en la aviación. Las de movimiento oscilatorio 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. (Greentie) en algunos de sus sistemas. Esta tecnología permite obtener una eficiencia de operación de 35% a 45.2% y un factor de planta de hasta 65% (COPAR, 2001).

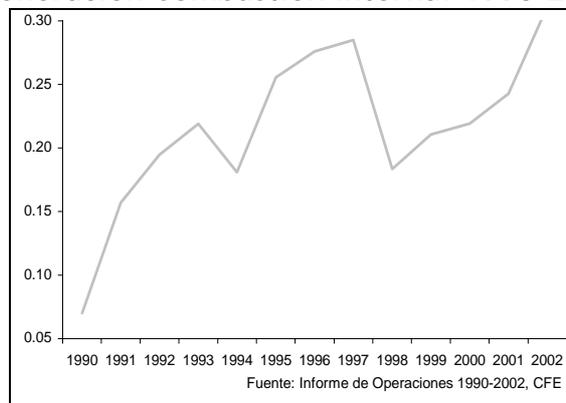
En 2002 el *SEN* administró 8 centrales y 75 unidades de generación con esta tecnología, con una capacidad instalada de 143.93 Mw (0.38% del total) y con una producción de 555.48 Gwh (0.31% del total).

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 (ver Gráficas 25 y 26). Esta disminución puede deberse a la falta de inversión en este tipo de centrales y a la entrada de nuevas plantas con distintas tecnologías. Sin embargo la generación mantiene una tendencia positiva.

Gráfica 25. Capacidad de Generación Combustión Interna: 1990-2002 (% del *SEM*)

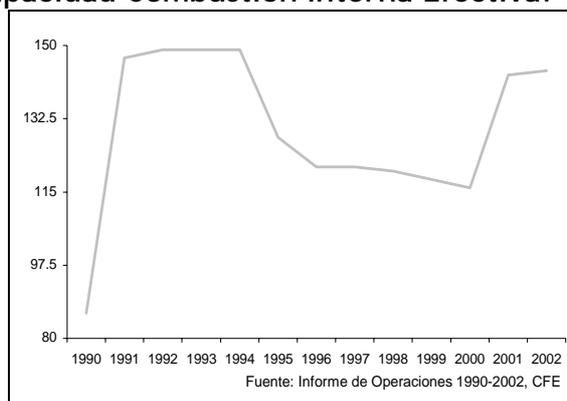


Gráfica 26. Generación Combustión Interna: 1990-2002 (% del *SEM*)

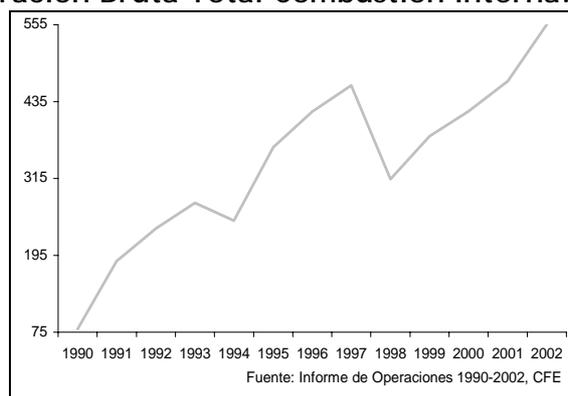


Por otro lado, la capacidad instalada muestra un estancamiento desde 1991, presentando un crecimiento anual de 0.7% en 2002 (ver Gráfica 27). La producción, por su lado, posee una tendencia positiva a lo largo del periodo en cuestión, con crecimientos poco significativos en cuanto a volumen, para finalizar con un crecimiento anual de 18.9% en 2002 (ver Gráfica 28).

Gráfica 27. Capacidad Combustión Interna Efectiva: 1990-2002 (Mw)



Gráfica 28. Generación Bruta Total Combustión Interna: 1990-2002 (Gwh)



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 una vida útil aproximada de 25 años (ver Tabla 8). Por su parte, los costos de inversión se encuentran en un rango entre \$1,209 y \$1,950 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, 2001).

Tabla 8. Características de la Tecnología Combustión Interna

Fuente	Tamaño típico de planta (MW)		Combustible	Medidas de desempeño	Tiempo de construcción y entrega (años)		Vida útil (años)	Costo de inversión ⁶ (\$/kWe) ⁵		Costo de combustible (\$/MWh) ⁵		Costo de operación y mantenimiento sin combustible (\$/MWh) ⁵		Personal de operación	Personal de mantenimiento
	Min	Max			Min	Max		Min	Max	Min	Max	Min	Max		
Greentie ¹	3	30	Gas, propano, diesel, petróleo crudo, etc.	EO ³ : 35-45%:	2	N/A	>6	1209.1	1950.2	N/A	N/A	N/A	N/A	1 por unidad	N/A
COPAR ²	3.4	18.7	Combustóleo, diesel	EO: 40.5-45.2%, FP ⁴ : 65%	1	2	25	1368	1629	22.3 - 24.9 ⁷	12.8	17	N/A	N/A	N/A

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

² 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).

³ Eficiencia de Operación, en este caso también llamada Eficiencia Térmica. Los datos presentados son netos (ver COPAR 2001, Cuadro 4.4)

⁴ Factor de Planta

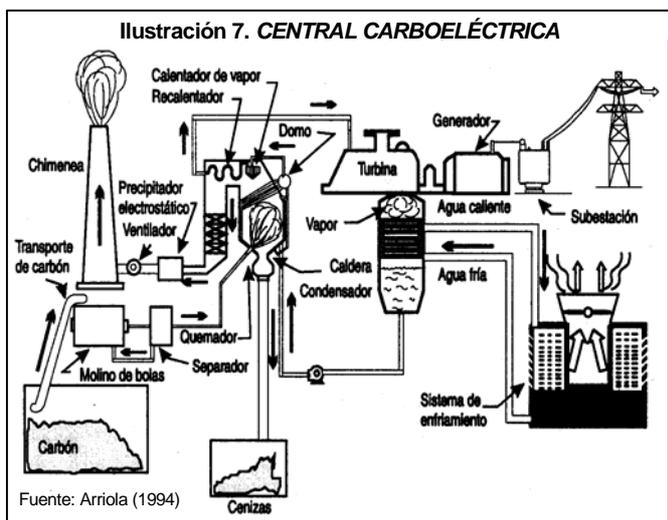
⁵ Los precios son en dólares americanos a precios de 2001.

⁶ 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 indirecto, mediante el uso de una tasa real de descuento de 10% anual.

⁷ 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)

Carboeléctrica

El proceso tecnológico para la generación de energía eléctrica en una planta carboeléctrica guarda mucha similitud al de una térmica convencional (ver Ilustración 7). 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.



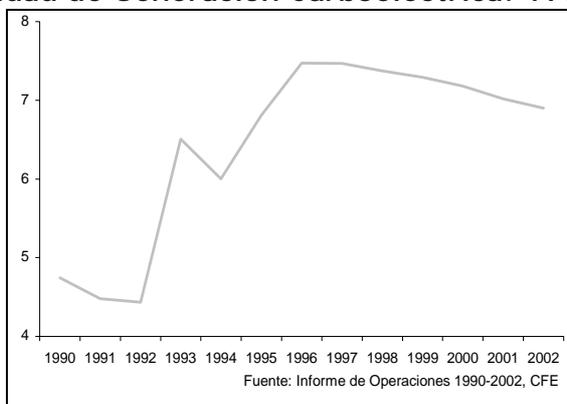
dependiendo de la cantidad de azufre contenida en el carbón utilizado, se define el tipo de equipo a utilizar en el proceso de generación. Es de esta forma que se pueden considerar tres tipos de centrales básicas: Aquellas que por utilizar carbón con un alto contenido de cenizas no utilizan ni desulfuradores ni quemadores duales; las centrales que al utilizar como combustible principal carbón (con menos de 1% de azufre) y/o combustóleo, pueden no contener desulfuradores pero si quemadores duales; y aquellas centrales que utilizan carbón con menos de 2.6% 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% y un factor de planta de hasta 75% (COPAR, 2001).

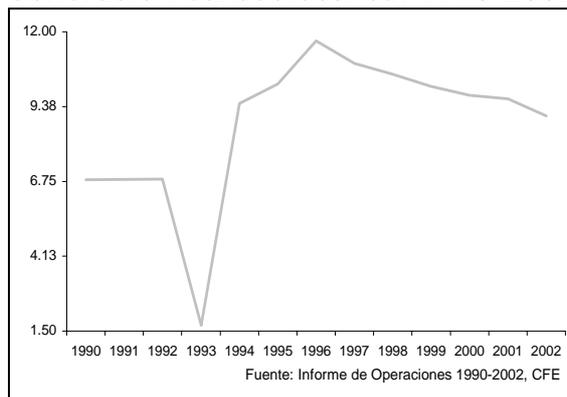
En 2002 el *SEN* administró 2 centrales, la de Río Escondido y la de Carbón II (ambas con 4 unidades de generación), ubicadas en la región Noreste del *SEN*. La capacidad instalada fue de 2,600 Mw (6.9% del total) y la generación de 16,151.91 Gwh (9.05% del total).

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 1996, a partir del cual deja ver una tendencia negativa (ver Gráficas 29 y 30).

Gráfica 29. Capacidad de Generación Carboeléctrica: 1990-2002 (% del *SEM*)

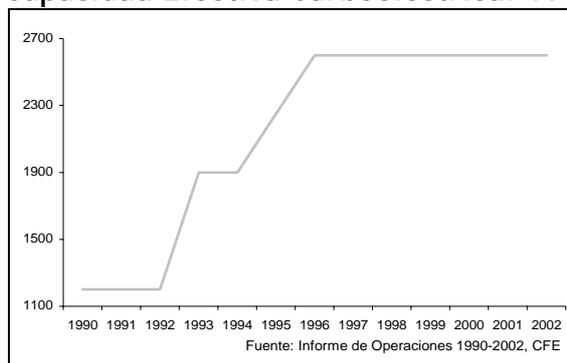


Gráfica 30. Generación Carboeléctrica: 1990-2002 (% del *SEM*)

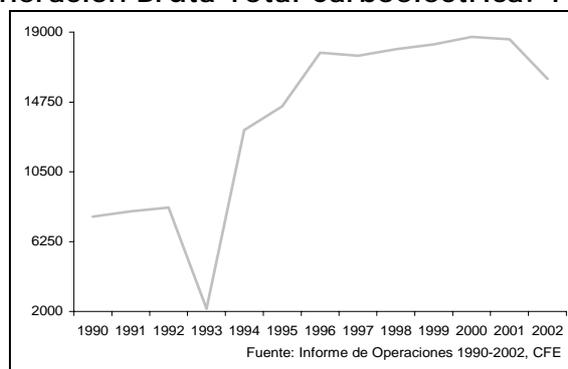


La capacidad instalada muestra un estancamiento desde 1996 con 2,600 Mw (Gráfica 31), mientras la producción ha fluctuado hasta llegar a un nivel máximo de 18,696 Gwh en 2000, para finalizar con un dato negativo de crecimiento anual de 13% para 2002 (Gráfica 32).

Gráfica 31. Capacidad Efectiva Carboeléctrica: 1990-2002 (Mw)



Gráfica 32. Generación Bruta Total Carboeléctrica: 1990-2002 (Gwh)



El tiempo de construcción e instalación, bajo condiciones ideales, es de cuatro años (para una planta con una capacidad de 350 Mw), la vida útil aproximada es de 30 años (ver Tabla 9). Por su parte, los costos de inversión se encuentran en un rango entre \$1,398 y \$1,653 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, 2001).

Tabla 9. Características de la Tecnología Carboeléctrica

Fuente	Tamaño típico de planta (MW)		Combustible	Medidas de desempeño	Tiempo de construcción y entrega (años)		Vida útil (años)	Costo de inversión ⁵ (\$/kWe) ⁴		Costo del combustible (\$/MWh) ⁴		Costo de operación y mantenimiento sin combustible (\$/MWh) ⁴		Personal de operación	Personal de mantenimiento
	Min	Max			Min	Max		Min	Max	Min	Max	Min	Max		
COPAR ¹	350	350	Carbón, diesel	EO ² : 33.1-34.7%, FP ³ : 75%	4	4	30	1398	1653	10.9-17.6 ⁶	4.5	6.8		N/A	

¹ 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).

² Eficiencia de Operación, en este caso también llamada Eficiencia Térmica. Los datos presentados son netos (ver COPAR 2001, Cuadro 4.4)

³ Factor de Planta

⁴ Los precios son en dólares americanos a precios de 2001.

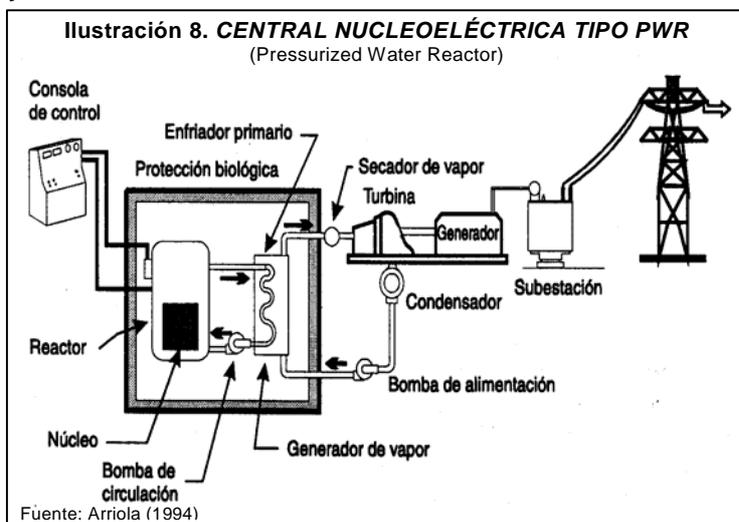
⁵ Para los datos de COPAR 2001, se presenta el costo actualizado al inicio de la operación que es calculado a partir del costo directo más indirecto, mediante el uso de una tasa real de descuento de 10% anual.

⁶ 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)

Nucleoeléctrica

El principal uso de los reactores utilizados es el crear 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 ligera¹³ 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 moderador¹⁴ 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 CO₂, 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 ebullición¹⁵. En el presente trabajo se realizará únicamente una breve descripción de los reactores PWR y BWR.



En las centrales del tipo PWR (ver Ilustración 8), como refrigerante es utilizada agua a una presión de 150 atmósferas. El agua se calienta hasta 325°C bombeada a través del núcleo del reactor. El agua sobrecalentada se bombea a su vez hasta un generador de vapor, donde calienta un circuito secundario de agua, que se convierte en vapor. Este vapor es aprovechado para impulsar uno o más generadores de turbinas que

producen energía eléctrica, se condensa, y es bombeado de nuevo al generador de vapor. El circuito secundario está aislado del agua del núcleo del reactor, por lo que

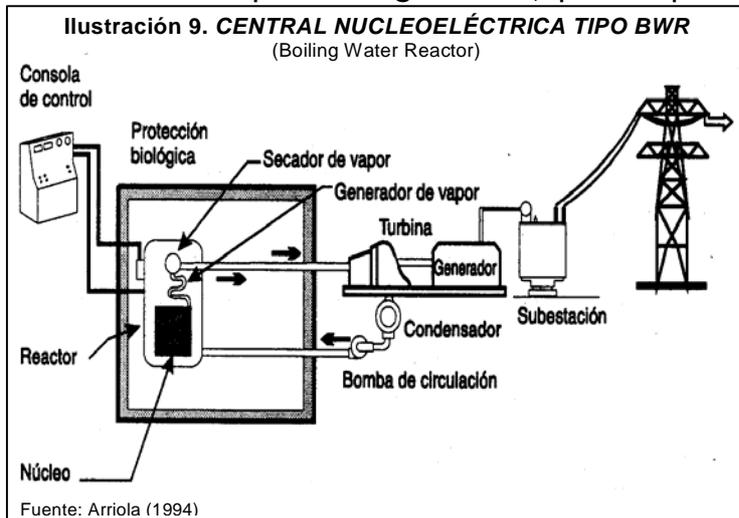
¹³ El agua pesada es agua deuterada u Óxido de deuterio (D²O), mientras el agua ligera es agua normal.

¹⁴ 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.

¹⁵ En <http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo5b.html> consultado en 11/2004.

no es radiactivo. Para condensar el vapor se emplea un tercer circuito de agua, procedente de un lago, un río o una torre de refrigeración.

En los reactores del tipo BWR (ver Ilustración 9), el agua de refrigeración se mantiene a una presión algo menor, por lo que hierve dentro del núcleo. El vapor producido en la vasija presurizada del reactor se dirige directamente al generador de turbinas, se condensa y se bombea de vuelta al reactor.



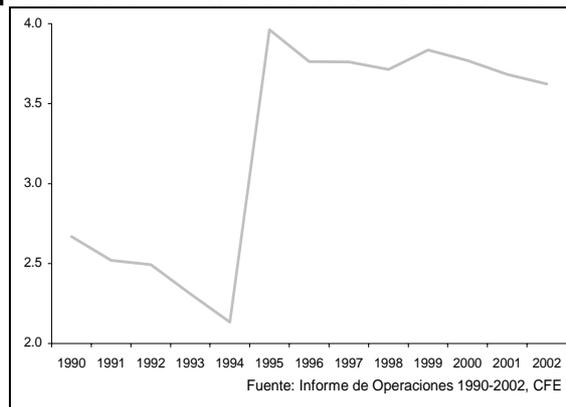
El vapor producido en la vasija presurizada del reactor se dirige directamente al generador de turbinas, se condensa y se bombea de vuelta al reactor. Aunque el vapor es radiactivo, no existe un intercambiador de calor entre el reactor y la turbina, con el fin de aumentar la eficiencia.

En nuestro país existe únicamente una central núcleoeléctrica del tipo BWR, la de Laguna Verde, inaugurada el 1 de Julio de 1990, que posee en

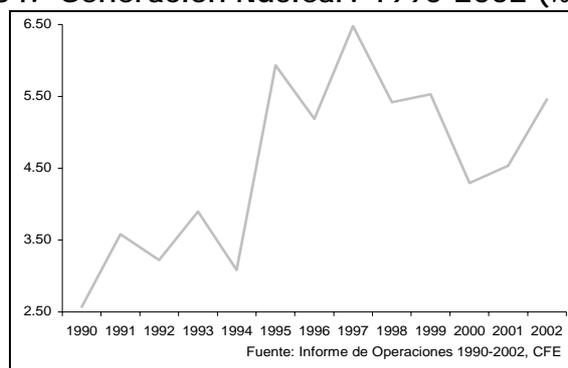
la actualidad 2 unidades de generación. A 2002 la capacidad instalada fue de 1,364.88 MW (3.6% del total) y la generación de 9,746.62 Gwh (5.5% del total).

Esta tecnología a nivel nacional, tanto en la capacidad como en la producción, no representa una participación significativa. Dentro de su participación puede apreciarse un cambio de nivel en el caso de la capacidad, con la entrada en operaciones de la segunda unidad en 1995, para mantener una posición sin cambios en años posteriores, mientras la generación presenta cierta tendencia negativa después de 1995 (ver Gráficas 33 y 34).

Gráfica 33. Capacidad de Generación Nuclear: 1990-2002 (% del SEM)

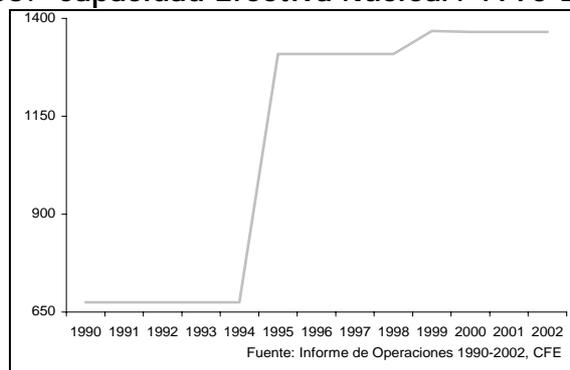


Gráfica 34. Generación Nuclear: 1990-2002 (% del SEM)

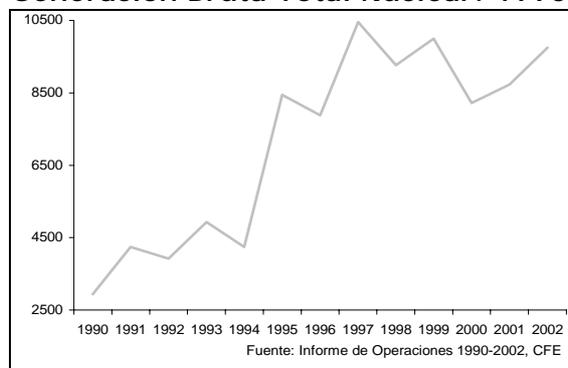


Por otra parte, la capacidad instalada muestra un estancamiento desde 1995 con 1,365 MW (ver Gráfica 35), mientras la producción presenta una tendencia casi nula y que alcanzó su máximo en 1997 con 10,456 Gwh (ver Gráfica 36). Esto último propicia que ante la entrada de nuevas centrales con distintas tecnologías se vea afectada la participación de la misma o como se ha observado con otras tecnologías puede representar únicamente un estancamiento total en el *SEM*. No obstante, el último año muestra un crecimiento positivo anual de 11.7%, que puede ser visto, al no amentar su capacidad instalada, como un aumento en su eficiencia.

Gráfica 35. Capacidad Efectiva Nuclear: 1990-2002 (Mw)



Gráfica 36. Generación Bruta Total Nuclear: 1990-2002 (Gwh)



Los costos de inversión se encuentran en un rango entre \$1,950 y \$3,250 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 1,356 Mw), la vida útil aproximada es de 30 años (ver Tabla 10), 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% y un factor de planta de 75% (COPAR, 2001).

Tabla 10. Características de la Tecnología Nucleoeléctrica

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

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

² 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).

³ Eficiencia de Operación, en este caso también llamada Eficiencia Térmica. Los datos presentados son netos (ver COPAR 2001, Cuadro 4.4)

⁴ Factor de Planta

⁵ 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)

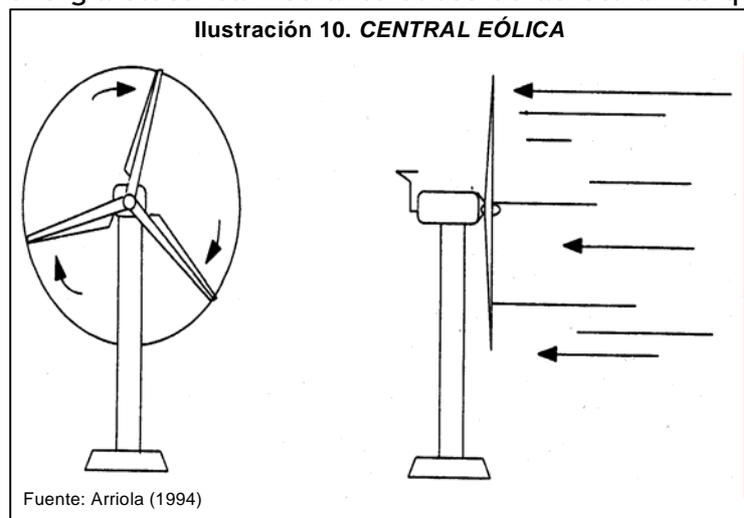
⁶ Para los datos de COPAR 2001, se presenta el costo actualizado al inicio de la operación que es calculado a partir del costo directo más indirecto, mediante el uso de una tasa real de descuento de 10% anual.

⁷ 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)

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

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.



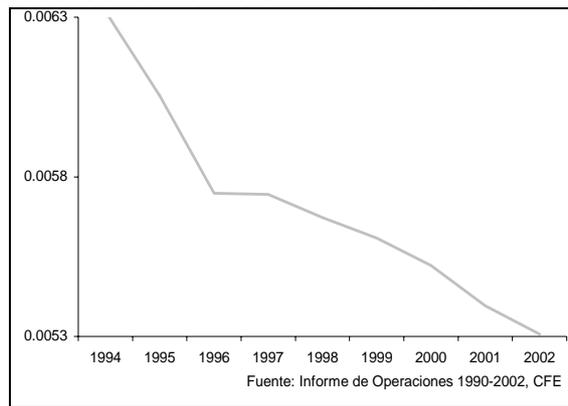
La tecnología eólica aprovecha un flujo dinámico de viento que puede ser de duración cambiante y con un desplazamiento horizontal (ver Ilustración 10). La cantidad de energía desarrollada es igual al cubo de la velocidad del viento. La velocidad del viento debe oscilar entre 5 y 20 metros por segundo, 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).

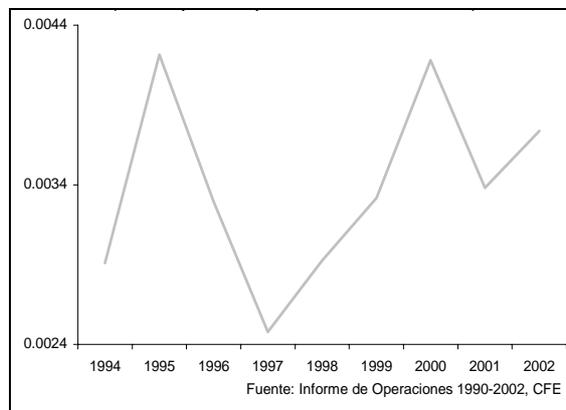
En 2002 el *SEN* administró 2 centrales con 8 unidades de generación con esta tecnología, con una capacidad instalada de 2.18 Mw (0.01% del total) y con una producción de 6.67 Gwh (0.004% del total).

La participación de esta tecnología a nivel nacional tanto en la capacidad como en la producción es la más reducida en el *SEN* y muestra una pendiente negativa en su participación en capacidad (ver Gráfica 37), mientras su participación de generación parece poseer incrementos casi ínfimos (ver Gráfica 38).

Gráfica 37. Capacidad de Generación Eoloeléctrica: 1990-2002 (% del *SEN*)

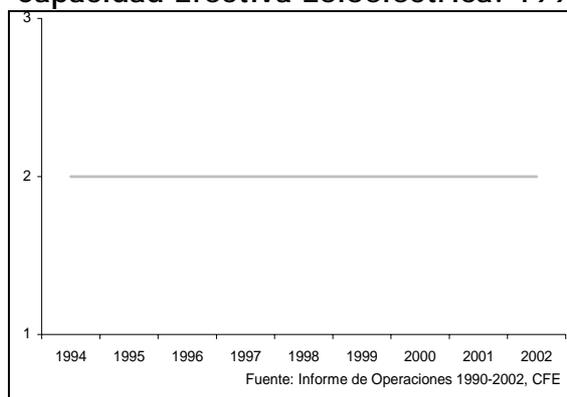


Gráfica 38. Generación Eoloeléctrica: 1990-2002 (% del *SEN*)

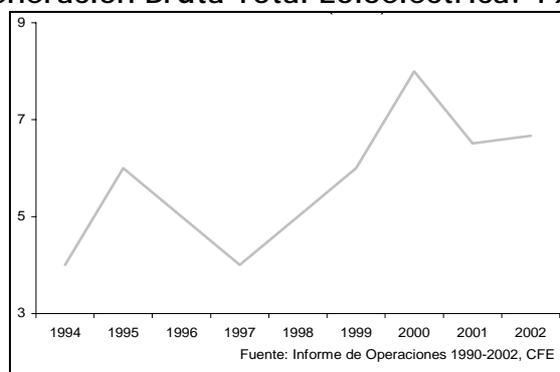


Por otro lado, la capacidad efectiva ha sido constante en los 8 años de existencia de esta tecnología (ver Gráfica 39) y la generación eléctrica presenta un pequeño incremento en el mismo periodo (ver Gráfica 40).

Gráfica 39. Capacidad Eoloeléctrica: 1990-2002 (Mw)



Gráfica 40. Generación Bruta Total Eoloeléctrica: 1990-2002 (Gwh)



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 una vida útil aproximada de 25 a 30 años (ver Tabla 11). Por su parte, los costos de inversión se encuentran en un rango entre \$1,261.90 y \$7,066.70 dólares por Kw (Greentie), mientras no se posee información respecto a los costos fijos y personal de operación y mantenimiento, así como de medias de desempeño (COPAR, 2001).

Tabla 11. Características de la Tecnología Eólica

Fuente	Tamaño típico de planta (MW)		Combustible	Medidas de desempeño	Tiempo de construcción y entrega (años)		Vida útil (años)		Costo de inversión (\$/kWe) ³		Costo de operación y mantenimiento sin combustible (\$/MWh) ⁵		Personal de operación	Personal de mantenimiento
	Min	Max			Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max		
Greentie ¹	1	5	Viento	N/A	.5	1	20-	30	1261.90	7066.70	NINGUNO	N/A	N/A	N/A
COPAR ²	0.6	1.58			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

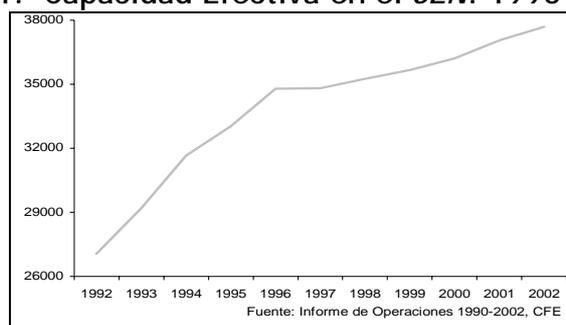
¹ <http://www.greentie.org/class/class0.htm> (2001)

² 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).

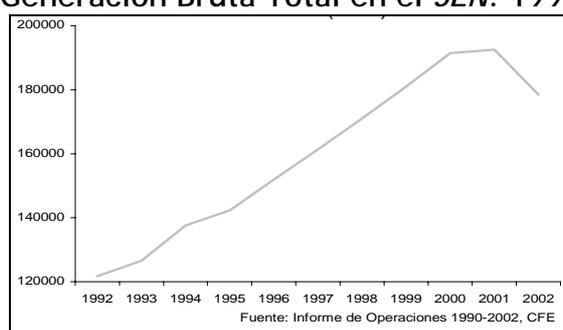
³ Los precios son en dólares americanos a precios de 2001.

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, una capacidad efectiva de 37,689.24 Mw (1.7% de crecimiento anual), creciente a lo largo del periodo que se muestra (ver Gráfica 41), y con 178,510.12 Gwh de energía producida (-7.3% de crecimiento anual), igualmente creciente hasta los dos últimos años en los que tiene una caída (ver Gráfica 42).

Gráfica 41. Capacidad Efectiva en el *SEN*: 1990-2002 (Mw)



Gráfica 42. Generación Bruta Total en el *SEN*: 1990-2002 (Gwh)



La Tabla 12 muestra la distribución de las plantas por tipo de tecnología, capacidad efectiva, energía producida y porcentaje de participación en la generación total del *SEN*.

Tabla 12. Sistema Eléctrico Nacional: 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
EOLIOELÉCTRICA	2	8	2	0.01	7	0.00 ¹
TOTAL	175	582	37,689	100.00	178,510	100.00

Fuente: CFE

¹ No se indica la participación, por ser inferior a 0.01 por ciento.

4. El uso de la tecnología y los costos de producción en México.

David Popp (2002), utiliza los datos de las patentes en Estados Unidos de 1970 a 1994 para estudiar principalmente la influencia de los precios de la energía sobre la innovación relacionada con la eficiencia en la generación 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, en su mayoría provenientes de Estados Unidos (35), lo que nos convierte en importadores totales de tecnología¹⁶, lo cual nos obliga a buscar otras maneras de asociar la innovación tecnológica u otras variables con la generación eléctrica en México (ver Tabla 13).

Tabla 13. Patentes registradas en México: 1980-2004

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

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

En consideración de lo anterior, podríamos realizar un estudio meticuloso de cada una de las tecnologías utilizadas en el *SEM*, pero debe tenerse en consideración que el estudio de la generación de energía eléctrica implicaría el estudio de cada uno de los insumos utilizados en el proceso. Si bien es cierto que cada uno de los combustibles posee valores caloríficos que podrían ser usados, también lo es que esto podría dejar de lado el hecho 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 kilowatt¹⁷ para cada una de las tecnologías que

¹⁶ 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.

¹⁷ 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.

presenta CFE en Junio de 2003¹⁸. Como segunda variable se utiliza la producción total¹⁹ de energía eléctrica en el SEN.

Tabla 14. Costo de Explotación (pesos de Junio de 2003).

Tecnología	Servicios personales	Energéticos y fuerza comprada	Mantenimiento y servicios generales por contrato	Materiales de mantenimiento y consumo	Impuestos y derechos	Costos de explotación
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
Geotermoeléctrica	0.032	0.111	0.006	0.006	0.002	0.158
Eoloeléctrica	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 CFE para Junio de 2003

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 en la generación bruta total del SEN. Con su participación y con el dato del costo por tecnología, utilizamos la siguiente ecuación

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

donde α_{it} representa la participación en generación de la tecnología i para el año t , mientras c_i es el costo asociado a dicha tecnología en la generación eléctrica. Es muy importante tomar en consideración para el cálculo de esta aproximación los siguientes supuestos. Primero, las tecnologías se piensan invariables en su innovación dentro del tiempo de la muestra, pues al tomar en cuenta los costos por tecnología a 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. Segundo, el costo de los insumos se supone invariantes, pues al ser cálculos anuales no deben ser afectados por elementos estacionales y no existe depreciación en el periodo de estudio.

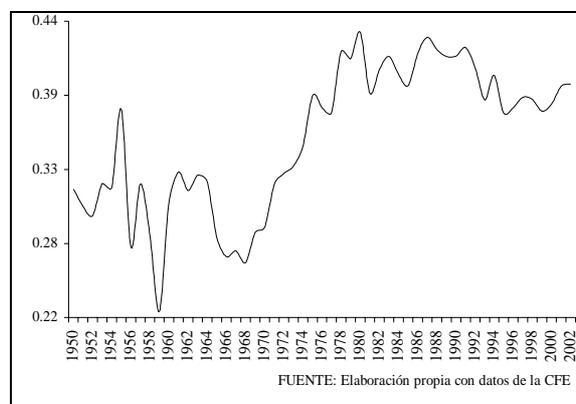
El resultado obtenido resulta nada alentador, pues se observa un aumento en los costos de electricidad (ver Gráfica 43). La serie presenta costos bajos en un periodo en el cual la tecnología hidroeléctrica dominaba el mercado casi en su totalidad. El punto más bajo de la serie, en 1959, es prueba de ello, pues en este año

¹⁸ Se usa este mes por dos razones principalmente: 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.

¹⁹ Este dato no incluye la energía comprada a particulares.

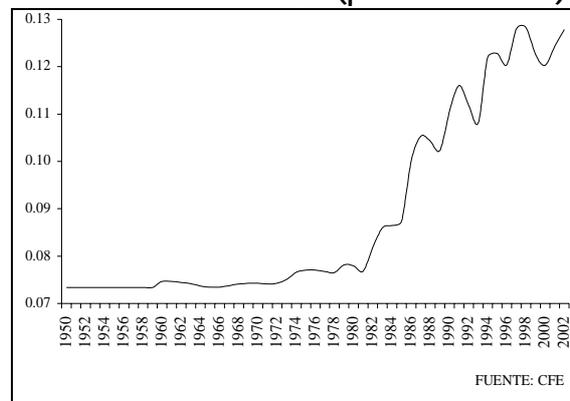
se reportan unicamente dos tipos de tecnologías, la hidroeléctrica y la de vapor (con una participación de 69% y 31%, respectivamente). Mientras la primera aumenta su producción en 27% con respecto a la de 1958, la segunda lo disminuye en 22%, dando por resultado la baja en el costo total. En otros puntos como en 1980, en el que observa el costo más alto (0.43 pesos), la tecnología hidroeléctrica presenta una disminución en su participación al ser esta de 27% y cuya variación con respecto a 1979 es de -6.16%, la de vapor ya mantiene una participación de 60% y una variación con respecto a 1979 de 11.83%. Esto indica que la estrategia de producción de energía eléctrica carece de sentido, al ser utilizadas con mas intensidad aquellas que presentan un mayor costo en su producción.

Gráfica 43. Costo Promedio Ponderado de Generación: 1950-2002 (pesos de 2003)

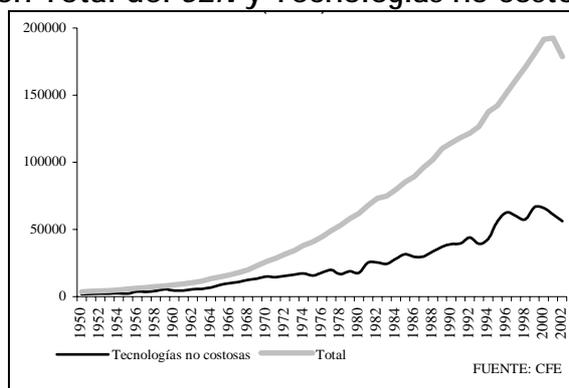


Supongamos que son utilizadas unicamente las tecnologías no costosas para la producción de energía eléctrica, eliminando de esta forma las tecnologías de vapor, ciclo combinado, turbo gas y diesel. Esto nos da como resultado un costo no mayor a los 13 centavos (ver Gráfica 44), pero un déficit en producción cada vez mayor a lo largo del tiempo (ver Gráfica 45).

Gráfica 44. Costo Promedio Ponderado de Generación con Tecnologías no costosas: 1950-2002 (pesos de 2003)

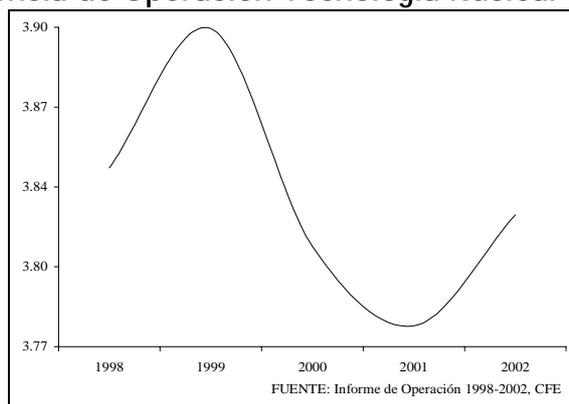


Gráfica 45. Generación Total del SEN y Tecnologías no costosas: 1950-2002 (Gwh)

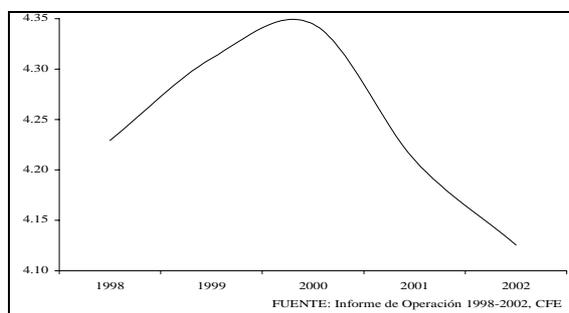


A modo de probar una parte de lo anterior, aun y cuando los datos son escasos, aquí se presenta la eficiencia térmicas de cada una de las tecnologías que operan en el país y en las cuales podemos observar que la eficiencia en sus sistemas a disminuido. Esto es, se producen menos Gwh por KcalX10¹⁰²⁰. Las Gráfica 46 y 47 presentan una disminución de eficiencia para 2002 con respecto a 1998.

Gráfica 46. Eficiencia de Operación Tecnología Nuclear (Gwh/KcalX10¹⁰)



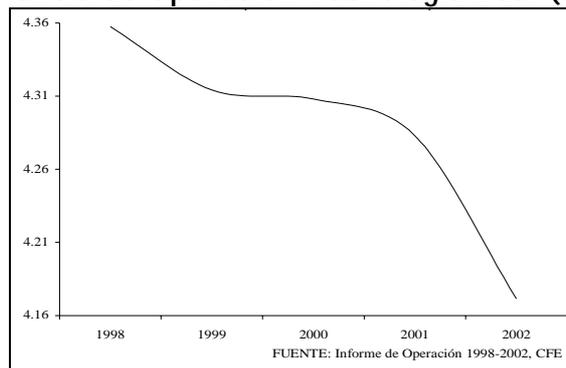
Gráfica 47. Eficiencia de Operación Tecnología Carboeléctrica (Gwh/KcalX10¹⁰)



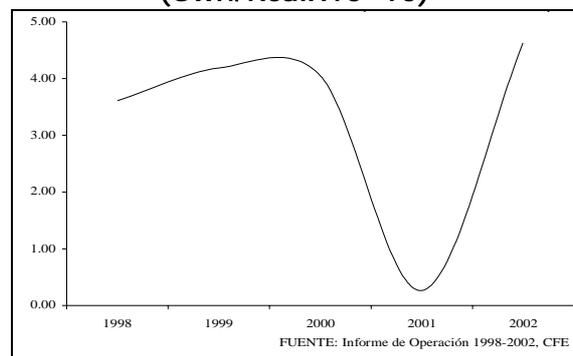
²⁰ Kilocalorías, es cantidad de calor necesaria para elevar 1°C la temperatura de un kilogramo masa de agua.

Por otra parte, la Gráfica 48 muestra, para la tecnología dual, una caída en los últimos cinco años, mientras las tecnologías de combustión interna, turbo-gas y ciclo combinado tienen crecimientos en su eficiencia de operación. Por último, la tecnología de vapor, al igual que la tecnología dual y la carboeléctrica posee una pendiente positiva con una recuperación casi nula en los últimos años (ver Gráficas 49 a 52).

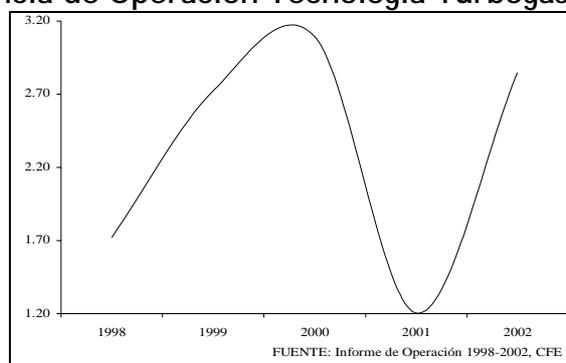
Gráfica 48. Eficiencia de Operación Tecnología Dual (Gwh/KcalX10¹⁰)



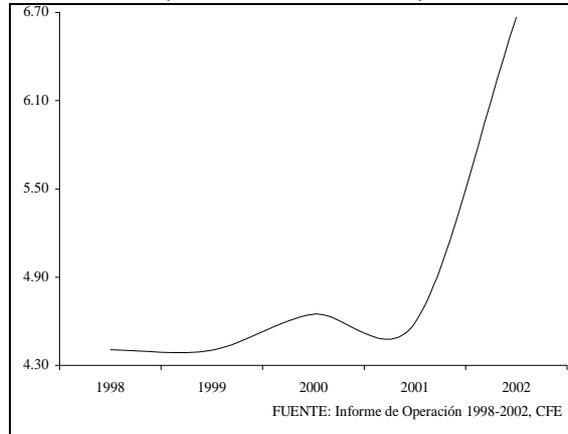
Gráfica 49. Eficiencia de Operación Tecnología Combustión Interna (Gwh/KcalX10¹⁰)



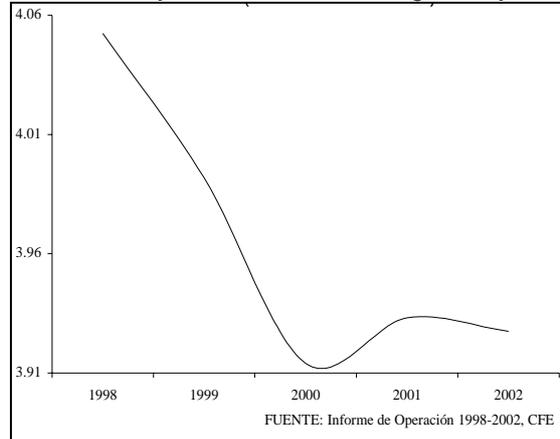
Gráfica 50. Eficiencia de Operación Tecnología Turbogás (Gwh/KcalX10¹⁰)



Gráfica 51. Eficiencia de Operación Tecnología Ciclo Combinado (Gwh/KcalX10¹⁰)



Gráfica 52. Eficiencia de Operación Tecnología Vapor (Gwh/KcalX10¹⁰)



5. Conclusiones

La principal conclusión del presente ejercicio es que la entrada de innovaciones no muestra una relación negativa con los costos; es decir, ante la entrada de nuevas tecnologías se observa también un aumento significativo en el costo promedio ponderado de generación. 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 esta 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.

Lo anterior nos lleva a considerar o favorecer el uso intensivo de tecnologías como la hidroeléctrica, eololéctrica, geotermoeléctrica, carboeléctrica y la nuclear. Sin embargo, las tres primeras tecnologías mencionadas poseen una limitante geográfica, pues requieren de condiciones ambientales específicas para su correcto funcionamiento, mientras la tecnología carboeléctrica y la nuclear pueden ser ubicadas casi en cualquier medio, encontrando como principal problema en estas dos la disponibilidad del insumo que requieren y los problemas ambientales que pueden generar.

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 Jorge Alberto Aguilar López, *Las inversiones del sector eléctrico* En el libro *El sector eléctrico de México*, Ed. CFE y FCE, México, 1994.
- Baxter, R. E. y R. Rees. *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. 1/2 (mar., 1966), 98-109.
- Estadísticas Económicas del porfiriato. Fuerza de Trabajo y Actividad Económica por Sectores*. El Colegio de México. 1960, v.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.
- Grupp, Hariolf (Editor). *Dynamics of Science-Based Innovation*. Ed. Springer-Verlag, Germany, 1992.

Información Básica 2002. Comisión Federal de Electricidad

Lara Beutell, 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. Secretaria e 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>

http://www.cfe.gob.mx/www2/retos/CFE%20Retos%202002-2011_archivos/slide0110.htm

<http://www.greentie.org>

<http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo5b.html>

<http://www.cchen.cl/?docp=37/6&cla>

http://www.hemerodigital.unam.mx/ANUIES/ipn/academia/21/sec_5.html

Anexo. Eventos relevantes en la historia de la electricidad en México: 1879-2002

<i>Año</i>	<i>Evento</i>
1879	Instalación de la primera planta termoeléctrica para una fábrica textil “ <i>La Americana</i> ” en Guanajuato.
1881	Firma del primer contrato para la instalación de alumbrado público con lámparas incandescentes en la ciudad de México.
1889	Entra en operación la primera planta hidroeléctrica para una mina en Chihuahua.
1895	La electricidad es utilizada en la industria metalúrgica para la fundición de metales.
1897	Expedición de la ¿primera? concesión a la “ <i>Guanajuato Power Company</i> ”
1898	Electrificación de tranvías.
1900	Inicio de operaciones de “ <i>Michoacán Power Company</i> ”
1902	Fundación de la Compañía “ <i>Mexican Light and Power Company</i> ”
1902	Expedición de la concesión a la Compañía de Tranvías, Luz y Fuerza de Puebla
1909	Expedición de la concesión a la Compañía hidroeléctrica e irrigadora de Chapala
1911	Comienzan los trabajos de la “Compañía agrícola y de fuerza eléctrica del río Conchos”
1937	Entra en operación la primera planta de combustión interna
1937	Entra en operación la primera planta carboeléctrica
1937	Creación de la <i>Comisión Federal de Electricidad</i>
1939	Expedición de la Ley del Impuesto sobre Consumo de Energía Eléctrica y la Ley de la Industria Eléctrica
1959	Entra en operación la primera planta geotermoeléctrica
1960	Nacionalización de la Industria Eléctrica
1960	Adquisición de la <i>Mexican Light and Power Company</i> , que más tarde cambia su denominación por la de <i>Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A.</i>
1969	Entra en operación la primera planta turbogás
1974	Entra en operación la primera planta de ciclo combinado
1975	Promulgación de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
1990	Entra en operación la primera planta nucleoeléctrica
1992	Primer reforma a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (las posteriores 1994 y 1997).
1993	Entra en operación la primera planta dual
1993	Creación de la Comisión Reguladora de Energía
1994	Instalación de la primera planta eoloeléctrica
1998	El Ejecutivo Federal, Dr. Ernesto Zedillo, presenta al Congreso una iniciativa de privatización del Sector Eléctrico
2001	Se emite el decreto para las reformas y adiciones hechas por el titular del Poder Ejecutivo Federal al Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
2002	La Suprema Corte de la Nación declaró inconstitucional el decreto presidencial emitido por el titular del Poder Ejecutivo Federal en 2001 para favorecer una mayor privatización eléctrica.
2002	El Ejecutivo Federal, Lic. Vicente Fox, presenta al Congreso una nueva Propuesta de Reforma en el Sector Eléctrico

Novedades

DIVISIÓN DE ADMINISTRACIÓN PÚBLICA

- Casar, Ma. Amparo, *Los gobiernos sin mayoría en México: 1997-2006*, DTAP-195
- De Angoitia, Regina, *La evolución de los portales del gobierno federal: la experiencia de ocho dependencias*, DTAP-196
- Cabrero, Enrique, *De la descentralización como aspiración a la descentralización como problema*, DTAP-197
- Sour, Laura y Eunises Rosillo, *¿Cuáles son los resultados del presupuesto por resultados?*, DTAP-198
- Arellano, David y Walter Lepore, *Prevención y control de conflictos de interés: lecciones para la Administración Pública Federal en México...*, DTAP-199
- Sour, Laura y Fredy Girón, *El efecto flypaper de las transferencias intergubernamentales del ramo 28...*, DTAP-200
- Mariscal, Judith, *Convergencia tecnológica y armonización regulatoria en México: una evaluación de los instrumentos regulatorios*, DTAP-201
- Mariscal, Judith, *Market Structure in the Latin American Mobile Sector*, DTAP-202
- De Angoitia, Regina y Fernando Ramírez, *Estrategias utilizadas para minimizar costos por los usuarios de telefonía celular...*, DTAP-203
- Cejudo, Guillermo, Gilberto Sánchez y Dionisio Zabaleta, *El (casi inexistente) debate conceptual sobre la calidad del gobierno*, DTAP-204

DIVISIÓN DE ECONOMÍA

- Hernández, Kólver, *State-Dependent Nominal Rigidities & Disinflation Programs in Small Open Economies*, DTE-418
- Hernández, Kólver and Asli Leblebicioglu, *A Regime Switching Analysis of the Exchange Rate Pass-through*, DTE-419
- Ramírez, José Carlos y David Juárez, *Viejas ideas económicas con nuevas tecnologías matemáticas*, DTE-420
- Delajara, Marcelo, *Household and Community Determinants of Infants' Nutritional Status in Argentina*, DTE-421
- Villagómez, Alejandro, Robert Duval y Lucía Cerilla, *Análisis de la evolución de la matrícula de la licenciatura en economía en México, 1974-2004*, DTE-422
- Brito, Dagobert and Juan Rosellón, *Quasi-Rents and Pricing Gas in Mexico*, DTE-423
- Rosellón, Juan and Hannes Weigt, *A Dynamic Incentive Mechanism for Transmission Expansion in Electricity Networks-Theory, Modeling and Application*, DTE-424
- Smith, Ricardo, *A Monte Carlo EM Algorithm for FIML Estimation of Multivariate Endogenous Switching Models with Censored and Discrete Responses*, DTE-425
- Brito, Dagobert and Juan Rosellón, *Lumpy Investment in Regulated Natural Gas Pipelines: An Application of the Theory of The Second Best*, DTE-426
- Di Giannatale, Sonia, Patricia López y María José Roa, *Una introducción conceptual al desarrollo financiero, capital social y anonimidad: el caso de México*, DTE-427

DIVISIÓN DE ESTUDIOS INTERNACIONALES

- González, Guadalupe, *Percepciones sociales sobre la migración en México y Estados Unidos: ¿hay espacios para cooperar?*, DTEI-162
- Bernhard, William y David Leblang, *Standing Tall When the Wind Shifts: Financial Market Responses to Elections, Disasters and Terrorist Attacks*, DTEI-163
- Velázquez, Rafael, *La relación entre el Ejecutivo y el Congreso en materia de política exterior durante el sexenio de Vicente Fox...*, DTEI-164
- Ruano, Lorena, *De la exaltación al tedio: las relaciones entre México y la Unión Europea...*, DTEI-165
- Martínez, Ferrán e Ignacio Lago Peñas, *Why new Parties? Changes in the number of Parties over time within Countries*, DTEI-166
- Sotomayor, Arturo, *México y la ONU en momentos de transición: entre el activismo internacional, parálisis interna y crisis internacional*, DTEI-167
- Velasco, Jesús, *Acuerdo migratorio: la debilidad de la esperanza*, DTEI-168
- Velázquez, Rafael y Roberto Domínguez, *Relaciones México-Unión Europea: una evaluación general en el sexenio del presidente Vicente Fox*, DTEI-169
- Martínez i Coma, Ferrán e Ignacio Lago Peñas, *¿Qué piensan los mexicanos de los Estados Unidos?*, DTEI-170
- Velasco, Jesús, *Lou Dobbs and the Rise of Modern Nativism*, DTEI-171

DIVISIÓN DE ESTUDIOS JURÍDICOS

- López, Sergio y Posadas Alejandro, *Las pruebas de daño e interés público en materia de acceso a la información. Una perspectiva comparada*, DTEJ-18
- Magaloni, Ana Laura, *¿Cómo estudiar el derecho desde una perspectiva dinámica?*, DTEJ-19
- Fondevila, Gustavo, *Cumplimiento de normativa y satisfacción laboral: un estudio de impacto en México*, DTEJ-20
- Posadas, Alejandro, *La educación jurídica en el CIDE (México). El adecuado balance entre la innovación y la tradición*, DTEJ-21
- Ingram, Matthew C., *Judicial Politics in the Mexican States: Theoretical and Methodological Foundations*, DTEJ-22
- Fondevila, Gustavo e Ingram Matthew, *Detención y uso de la fuerza*, DTEJ-23
- Magaloni, Ana Laura y Ana María Ibarra Olguín, *La configuración jurisprudencial de los derechos fundamentales...*, DTEJ-24
- Magaloni, Ana Laura, *¿Por qué la Suprema Corte no ha sido un instrumento para la defensa de derechos fundamentales?*, DTEJ-25
- Magaloni, Ana Laura, *Arbitrariedad e ineficiencia de la procuración de justicia: dos caras de la misma moneda*, DTEJ-26
- Ibarra, Ana María, *Los artificios de la Dogmática Jurídica*, DTEJ-27

DIVISIÓN DE ESTUDIOS POLÍTICOS

- Lehoucq, Fabrice, *Why is Structural Reform Stagnating in Mexico? Policy Reform Episodes from Salinas to Fox*, DTEP-195
- Benton, Allyson, *Latin America's (Legal) Subnational Authoritarian Enclaves: The Case of Mexico*, DTEP-196
- Hacker, Casiano y Jeffrey Thomas, *An Antitrust Theory of Group Recognition*, DTEP-197
- Hacker, Casiano y Jeffrey Thomas, *Operationalizing and Reconstructing the Theory of Nationalism*, DTEP-198
- Langston, Joy y Allyson Benton, *"A ras de suelo": Candidate Appearances and Events in Mexico's Presidential Campaign*, DTEP-199
- Negretto, Gabriel, *The Durability of Constitutions in Changing Environments...*, DTEP-200
- Langston, Joy, *Hasta en las mejores familias: Madrazo and the PRI in the 2006 Presidential Elections*, DTEP-201
- Schedler, Andreas, *Protest Beats Manipulation. Exploring Sources of Interparty Competition under Competitive and Hegemonic Authoritarianism*, DTEP-202
- Villagómez, Alejandro y Jennifer Farias, *Análisis de la evolución de la matrícula de las licenciaturas en CP, AP y RI en México, 1974-2004*, DTEP-203
- Ríos, Julio, *Judicial Institutions and Corruption Control*, DTEP-204

DIVISIÓN DE HISTORIA

- Barrón, Luis, *Revolucionarios sí, pero Revolución no*, DTH-44
- Pipitone, Ugo, *Oaxaca: comunidad, instituciones, vanguardias*, DTH-45
- Barrón, Luis, *Venustiano Carranza: un político porfiriano en la Revolución*, DTH-46
- Tenorio, Mauricio y Laurencio Sanguino, *Orígenes de una ciudad mexicana: Chicago y la ciencia del Mexican Problem (1900-1930)*, DTH-47
- Rojas, Rafael, *José María Heredia y la tradición republicana*, DTH-48
- Rojas, Rafael, *Traductores de la libertad: el americanismo de los primeros republicanos*, DTH-49
- Sánchez, Mónica Judith, *History vs. the Eternal Present or Liberal Individualism and the Morality of Compassion and Trust*, DTH-50
- Medina, Luis, *Salida: los años de Zedillo*, DTH-51
- Sauter, Michael, *The Edict on Religion of 1788 and the Statistics of Public Discussion in Prussia*, DTH-52
- Sauter, Michael, *Conscience and the Rhetoric of Freedom: Fichte's Reaction to the Edict on Religion*, DTH-53

Ventas

El CIDE es una institución de educación superior especializada particularmente en las disciplinas de Economía, Administración Pública, Estudios Internacionales, Estudios Políticos, Historia y Estudios Jurídicos. El Centro publica, como producto del ejercicio intelectual de sus investigadores, libros, documentos de trabajo, y cuatro revistas especializadas: *Gestión y Política Pública*, *Política y Gobierno*, *Economía Mexicana Nueva Época* e *Istor*.

Para adquirir cualquiera de estas publicaciones, le ofrecemos las siguientes opciones:

VENTAS DIRECTAS:	VENTAS EN LÍNEA:
Tel. Directo: 5081-4003 Tel: 5727-9800 Ext. 6094 y 6091 Fax: 5727 9800 Ext. 6314 Av. Constituyentes 1046, 1er piso, Col. Lomas Altas, Del. Álvaro Obregón, 11950, México, D.F.	Librería virtual: www.e-cide.com Dudas y comentarios: publicaciones@cide.edu

¡¡Colecciones completas!!

Adquiere los CDs de las colecciones completas de los documentos de trabajo de todas las divisiones académicas del CIDE: Economía, Administración Pública, Estudios Internacionales, Estudios Políticos, Historia y Estudios Jurídicos.



¡Nuevo! ¡¡Arma tu CD!!



Visita nuestra Librería Virtual www.e-cide.com y selecciona entre 10 y 20 documentos de trabajo. A partir de tu lista te enviaremos un CD con los documentos que elegiste.