

Tecnologías actuales y del futuro próximo en México para la generación de electricidad a partir de combustibles fósiles

José Miguel González Santaló*

Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, Morelos, Mexico

e-mail: gsantalo@iie.org.mx

Recibido el 30 de abril de 1999; aceptado el 15 de junio de 1999

Se hace un breve análisis de la evolución esperada de la demanda de energéticos y de la demanda de electricidad en el mundo, así como una proyección de la evolución de la demanda eléctrica en México. Se presentan datos característicos de las tecnologías de generación eléctrica que están en uso o en desarrollo en la actualidad y una discusión de los factores que influyen en su selección, concentrándose en aquellas que utilizan combustibles fósiles. Tomando en cuenta los planes actuales de expansión del sistema eléctrico mexicano y proponiendo hipótesis razonables sobre el comportamiento de los factores identificados, se presenta la evolución esperada del sistema de generación eléctrica del país hasta el año 2020 estimando para ese año la capacidad instalada que se esperaría tener en el país, clasificada por tipo de tecnología y por combustible primario. Finalmente se presentan algunas consideraciones sobre las necesidades de investigación y desarrollo del sector eléctrico, en lo correspondiente a la generación y sobre la orientación que el autor considera que se debería dar a los programas de investigación mexicanos.

Descriptor: Tecnologías para generación eléctrica; demanda de electricidad; I&D en generación eléctrica

A brief analysis is done of the expected evolution of the world energy and electrical energy demand and a projection of the Mexican electrical demand is presented. Typical data for electric power generation technologies that currently in use or under development are presented and a discussion is made of the factors that influence technology selection, particularly for fossil fuel technologies. Taking into account the current expansion plans of the Mexican electrical sector, and proposing some reasonable hypotheses about the behavior of the factors that were identified, the evolution of the electrical demand in Mexico up to the year 2020 is presented, showing the installed capacity expected for each fuel and for each technology. At the end the needs for research and development in the area of power generation, emphasizing the Mexican R&D programs, are discussed.

Keywords: Power generation technologies; electrical demand; R&D in power generation

PACS: 84.60.-h

1. Introducción

El crecimiento de la demanda de energía primaria en general, y de energía eléctrica en particular, y la satisfacción de esta demanda será, junto con el suministro de agua, la producción de alimentos y el manejo de desechos, una de las tareas más formidables de la humanidad en el siglo XXI.

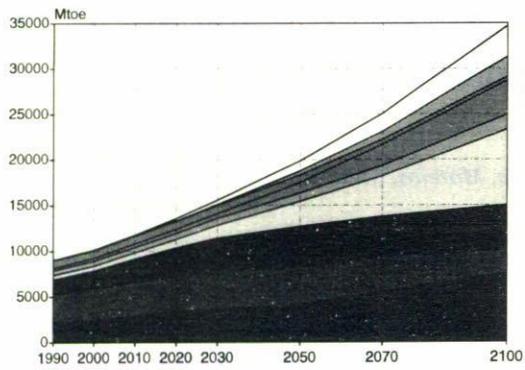
El crecimiento de la demanda eléctrica será impulsado por un lado por el crecimiento demográfico, pero también, y de forma muy importante, por los incrementos que se esperan del consumo per cápita en los países en desarrollo que buscarán tener un nivel de vida similar al de los países desarrollados. Adicionalmente, se espera un crecimiento de la demanda de energía eléctrica por cambios en los patrones de consumo de la humanidad, como el uso masivo de transporte eléctrico que generaría una demanda adicional de energía eléctrica y una disminución de la demanda de gasolinas y diesel y, por ende, una reducción, al menos en el crecimiento, de la demanda de petróleo.

La magnitud del crecimiento esperado, de acuerdo al reporte emitido por el IIASA (International Institute for Applied Systems Analysis) y el WEC (World Energy Council) [1], puede apreciarse en las Figs. 1a y 1b, donde se muestran el consumo de energéticos primarios y de electricidad,

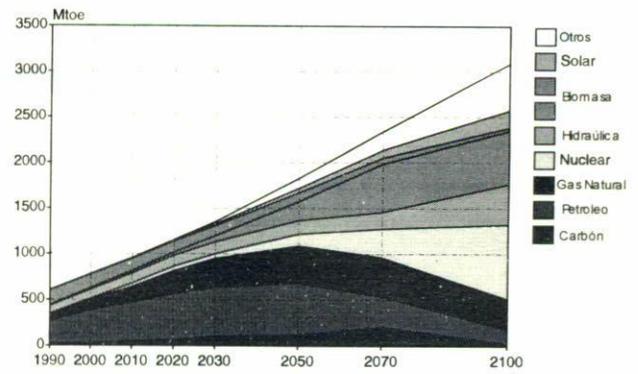
respectivamente, en el mundo, de 1990 al año 2100 para un escenario medio de crecimiento. En las Figs. 2a y 2b presentan la misma información pero para América Latina.

El consumo mundial de energéticos primarios se espera que pase del valor de 8970 Mtoe (millones de toneladas de petróleo equivalente) registrado para 1990, a 14 000 Mtoe en el 2020, llegando a 34 500 Mtoe en el año 2100, para el escenario de crecimiento medio, lo que representa un crecimiento anual promedio de 1.24%. Para América Latina, el crecimiento promedio anual es de 1.59%. Los consumos de energéticos al año 2100 dependen del escenario de crecimiento de la economía mundial, así como de las políticas energéticas y ambientales que se adopten, pudiendo variar el consumo energético de 21 000 Mtoe para el escenario de crecimiento bajo y políticas ambientales muy estrictas hasta 45 000 Mtoe para el caso de un crecimiento alto con alta disponibilidad de combustibles fósiles. Para el año 2020 el rango de consumos esperado va de 11 500 a 15 000 Mtoe ya que en buena medida los valores a que se llegue son consecuencia de las medidas adoptadas en el pasado y apenas empezarán a notarse los efectos de nuevas políticas.

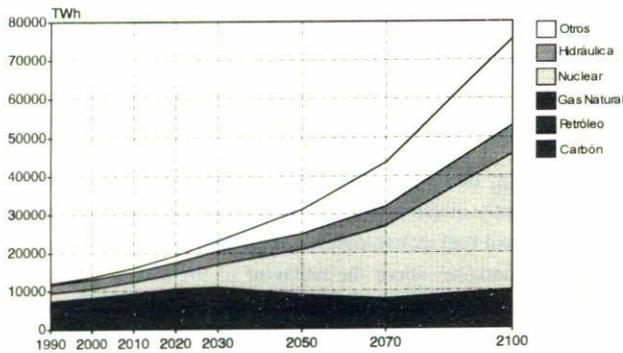
El consumo mundial de electricidad crecerá de 11 950 TWh (Terawatts-hora) en 1990 a 19 271 en 2020 y llegará a 75 374 en el año 2100. Es de notarse que mientras



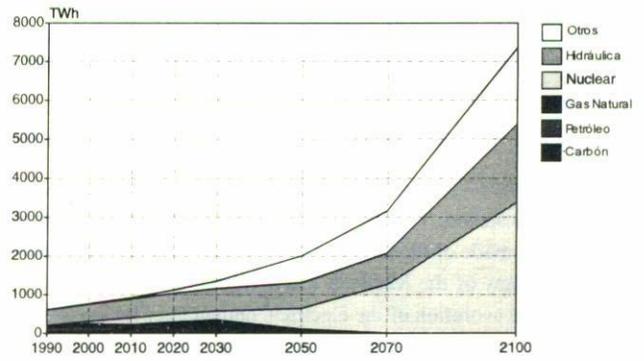
(a)



(a)



(b)



(b)

FIGURA 1. Consumo mundial de: a) energéticos primarios y b) electricidad de 1990 al 2100 para un escenario medio de crecimiento.

FIGURA 2. Consumo para América Latina de: a) energéticos primarios y b) electricidad de 1990 al 2100 para un escenario medio de crecimiento.

el consumo de energéticos primarios se multiplica por 3.5 en el transcurso de un siglo, el consumo de electricidad se multiplica por 8 en el mismo periodo, reflejando los cambios de patrón de consumo de la población.

En las figuras presentadas se pueden distinguir dos horizontes de tiempo con características bien diferentes. El periodo de tiempo en el futuro inmediato y a corto plazo, de aquí al año 2020, donde se tiene un crecimiento en el consumo de combustibles fósiles, principalmente de gas natural y un segundo periodo a partir del año 2020 donde el consumo de combustibles fósiles en América Latina decrece y se tiene una participación muy importante de energía nuclear y de energías renovables que aparecen como "otros" en las gráficas de generación eléctrica.

2. El proceso de generación eléctrica

El proceso de generación eléctrica consiste en convertir parte de la energía disponible en una fuente primaria en energía eléctrica y presenta variaciones al aplicarse a las distintas fuentes primarias de energía, como se ilustra en la Fig. 3.

Una buena parte de los procesos utilizados incluyen como operación final la conversión de energía mecánica en energía

eléctrica e incluyen, como un paso previo, una operación de conversión de energía interna de algún fluido de trabajo en energía mecánica. Los equipos de uso común para hacer esta transformación son los motores de combustión interna y las turbinas de gas, que convierten energía interna de gases de combustión en energía mecánica, y las turbinas de vapor. En estos casos se requiere también de la conversión de la energía química del combustible en energía interna del fluido de trabajo. En el caso de los motores de combustión y turbinas de gas el paso previo es la combustión de la fuente primaria y normalmente se realiza dentro del mismo equipo. En el caso de las turbinas de vapor, se requiere de un equipo en el que se lleva a cabo la combustión (o la reacción nuclear) y la transferencia de energía de los gases de combustión al fluido de trabajo, el vapor.

Algunas fuentes primarias permiten eliminar algunos pasos, como es el caso de la energía hidráulica y la energía eólica, donde el proceso se limita a la conversión de la energía cinética o potencial de la fuente, en energía mecánica.

Existen procesos de conversión basados en principios electroquímicos como en el caso de las celdas de combustible o en principios fotovoltaicos en el caso de celdas solares, en las que la conversión no pasa por la forma intermedia de energía mecánica.

TABLA I. Parámetros característicos de las tecnologías de generación eléctrica [2, 3]. Nota: Las cifras presentadas son de hace 4 años. Las eficiencias de los ciclos combinados son ahora de 60% y la eficiencia esperada de los ciclos de vapor supercríticos son también de 60%

	CC-Gas	VLEG	LFCA	VSC	LFCP	IGCC	FC	NUC
Eficiencia(%HHV)	52.0	35.2	35.0	38.7	40.2	42.7	54.2	32.8
Emisiones								
SO ₂ (kg/MWh)	0	1.74	1.75	1.59	1.53	0.29	0	0
NO _x (kg/MWh)	0.26	1.76	0.59	1.60	0.19	0.23	0	0
CO ₂ (kg/MWh)	397	927	979	843	814	746	588	0
Partículas (kg/MWh)	< 0.045	0.045	0.045	0.045	0.041	< 0.045	< 0.045	0
Ceniza o escoria (kg/MWh)	0	76	77	69	67	63	0	0
Total de sólidos (kg/MWh)	0	168	226	155	207	63	0	
Uso de absorbente (kg/MWh)	–	92	149	84	140	0	–	0
Remoción de azufre (%)	0	95	95	95	95	99.9	0	0
Recuperación de azufre (t/d)	0	0	0	0	0	30	0	0
Costo de inversión (USA/kW)	578	1248	1449	1576	1936	1587	1323	1723
Costo de generación (US/MWh)	3.76	4.70	5.01	5.61	6.54	5.26	(4)	5.09
Tiempo de construcción (años)	2–3	3–4	3–4	4–5	4–5	4–5	3	7–8

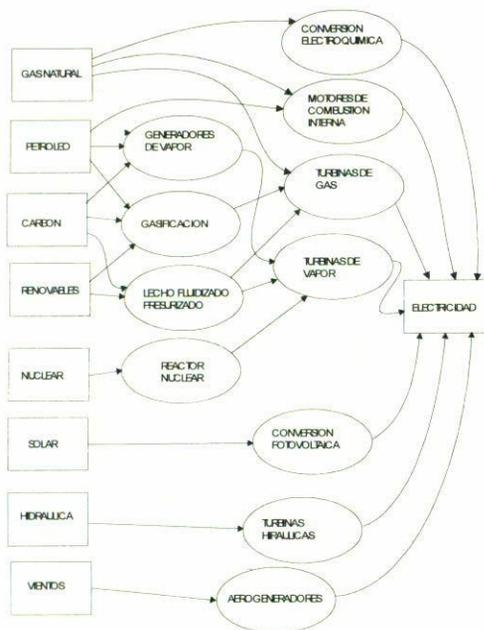


FIGURA 3. Variantes y operaciones del proceso de generación eléctrica.

Tal como se aprecia en la Fig. 3, no todas las fuentes primarias son utilizables, al menos de forma directa, en todas las tecnologías de conversión. El carbón, por ejemplo no presta para uso en turbinas de gas, aunque es adecuado para emplearse en la tecnología de turbinas de vapor en centrales termoeléctricas convencionales.

3. Tecnologías de generación

A partir de este punto la discusión se centrará en la generación de electricidad a partir de combustibles fósiles, dejando como para otros trabajos el tratamiento de energías hidráulica, solar, eólica y nuclear.

La Tabla I presenta las tecnologías actualmente en uso o en desarrollo y proporciona también algunos de las características más importantes de cada tecnología y en esta misma tabla se observa que, cuando se tiene gas natural disponible a los precios actuales, la tecnología con todas las ventajas competitivas es la de ciclo combinado que tiene las eficiencias más altas, los requerimientos de inversión más bajos y los tiempos de construcción y puesta en servicio más cortos. En esa tabla, las tecnologías se identifican de la manera siguiente:

CC-gas: Ciclo Combinado a gas.

VLEG: Central a vapor con sistemas de limpieza de emisiones gaseosas.

LFCA: Lecho fluidizado circulante atmosférico.

VSC: Central a vapor supercrítico.

LFCP: Lecho fluidizado circulante presurizado.

IGCC: Gasificación de carbón integrada a ciclo combinado.

FC: Celdas de combustible.

NUC: Nuclear.

3.1. Centrales a vapor

Las centrales a vapor han sido el caballo de batalla de generación termoeléctrica en el mundo. En la actualidad están limitadas por las eficiencias relativamente bajas que se tienen (36 a 39%) comparadas con las eficiencias del orden de 60% de los ciclos combinados a gas natural, pero tienen la ventaja de tener mayor versatilidad en los combustibles que puede aprovechar, siendo vital la capacidad de utilizar el carbón.

En la actualidad se tienen en marcha programas de desarrollo orientados a facilitar la utilización del carbón que esencialmente se basan en la central termoeléctrica convencional con materiales mejorados para elevar la temperatura máxima de vapor obtenible y en mecanismos para separar y retener el bióxido de carbono que se produce en la combustión y que es uno de los gases con efecto invernadero.

Se espera que dentro de la primera década del próximo siglo se tengan centrales con eficiencias comparables a las de ciclo combinado y con cero emisiones de bióxido de carbono.

3.2. Turbinas de gas

La turbina de gas es en la actualidad el equipo más ligero y más barato para generación eléctrica y, aunque hasta ahora se le ha considerado como un equipo de baja eficiencia (25 a 30%), se están incorporando desarrollos mediante los cuales las eficiencias se están elevando arriba del 40%.

Por sus bajos costos de inversión, han sido los equipos preferidos para satisfacer la demanda pico y siguen dominando este sector.

Los desarrollos en turbinas de gas se centran en lograr temperaturas de entrada de gases más elevadas (1300°C) ya sea mediante el desarrollo de materiales nuevos o mediante el diseño de sistemas de enfriamiento de los álabes de los primeros pasos de las turbinas. Asimismo, en sistemas de generación eléctrica se están incorporando sistemas de recuperación de calor para aprovechar la energía de los gases de escape precalentado el aire de combustión.

La turbina está limitada al uso de gas natural y combustibles líquidos ligeros.

3.3. Motores de combustión interna

Los motores de combustión interna han venido ganando terreno como centrales generadoras, aunque desde hace tiempo se venían utilizando como plantas de emergencia.

Los equipos actuales utilizados en generación eléctrica son motores operando con gas, diesel o combustóleo pesado, con eficiencias del orden del 40% y en un rango de capacidades de 1 a 10 MW, donde compiten con las turbinas de gas, pero con la ventaja de tener la capacidad de manejar combustibles pesados.

3.4. Ciclos combinados a gas natural

Esta es la tecnología que actualmente domina el mercado y, como se ilustra en la Fig. 4 consiste en una turbina de gas, de

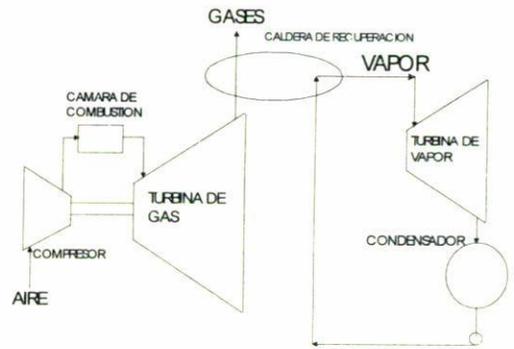


FIGURA 4. Ciclo combinado.

la cual se aprovechan los gases de escape en una caldera de recuperación para generar vapor que a su vez se utiliza para generar energía mediante una turbina de vapor.

Las eficiencias que se logran con estos ciclos son superiores en la actualidad al 50% y se espera que sigan mejorando hasta llegar a valores del orden del 60%. Los esquemas de ciclo combinado se conocen desde hace más de 30 años, pero su éxito actual se debe a los avances logrados en la fabricación de la turbina de gas, en la que se ha logrado, con mejores materiales y tecnologías de fabricación, llegar a eficiencias de 40% cuando hace 30 años se tenían eficiencias del orden de la mitad de las actuales.

La limitación fundamental a la aplicación de estos ciclos combinados es su dependencia de la disponibilidad de gas natural.

3.5. Gasificación integrada a ciclos combinados

Las grandes ventajas en términos de eficiencia de los ciclos combinados sobre las centrales convencionales actuales y las reservas conocidas de carbón en el mundo, dan un gran incentivo a desarrollos que permitan aplicar la tecnología de ciclos combinados al carbón, lo que se logra mediante su gasificación.

En esta tecnología se pierden algunas ventajas del ciclo combinado. Como es su bajo costo de inversión y alguna pérdida de eficiencia, pero permiten manejar en las centrales generadoras todo tipo de combustible, incluyendo el carbón, residuos sólidos y combustibles renovables.

3.6. Lechos fluidizados atmosféricos y presurizados

Los combustores de lecho fluidizado son esquemas desarrollados para el manejo de combustibles "difíciles" tanto desde el punto de vista de su combustión como desde el punto de vista ambiental.

Los equipos de lecho fluidizado están diseñados para que el combustible tenga un tiempo de residencia alto que permita su combustión completa y, al mismo tiempo que permitan la combustión en presencia de elementos que retengan los contaminantes, particularmente los óxidos de azufre.

Los lechos fluidizados atmosféricos tienen ya aplicación comercial y son esencialmente equipos que substituyen al generador de vapor en una central convencional, por lo que las eficiencias de generación son similares. Su ventaja es la capacidad de manejar combustibles con altos contenidos de cenizas, que presentan problemas en los generadores de vapor convencionales y la posibilidad de mezclar en el lecho fluidizado piedra caliza que permite retener los óxidos de azufre.

Los lechos fluidizados presurizados en esencia funcionan como una cámara de combustión externa para una turbina de gas y el esquema final es el de un ciclo combinado con la posibilidad de utilizar combustibles no gaseosos. En este sentido es una tecnología alternativa a las tecnologías de gasificación.

3.7. Celdas de combustible

Las celdas de combustible se pueden considerar como tecnologías todavía en desarrollo, desde el punto de vista de aplicación masiva en la generación eléctrica. Sus ventajas principales son la ausencia de partes móviles, las eficiencias relativamente altas y la posibilidad de tener sistemas eficientes de tamaño reducido, lo que las hacen competitivas en sistemas de generación distribuida y en aplicaciones en el sector transporte.

4. Factores que determinan las tecnologías a usar

El factor esencial en la selección de la tecnología a utilizar es el costo final de la energía generada, considerando tanto costos de operación como costos de inversión. Sin embargo, los costos de operación estarán determinados por los costos de combustibles, por los costos de personal y por los costos asociados a la contaminación ambiental, ya sea que éstos se reflejen como costos de sistemas de limpieza de gases, como pagos de derechos de emisión o como impuestos recaudados para fortalecer programas ambientales.

Los costos de inversión asociados a cada tecnología están determinados por el grado de desarrollo de la tecnología y por los recursos materiales requeridos para la construcción de las plantas.

Para obtener costos totales de la energía generada es necesario evaluar a valor presente tanto las inversiones que se harán como los costos variables que se irán presentando a lo largo de la vida de la planta. Este concepto del costo de la energía es lo que se conoce como costo nivelado de generación. Simplificando los cálculos, se tendrá un costo de inversión relacionado con el tamaño de la planta generadora, al que deberá agregársele un costo variable asociado a la generación real de la planta.

La relación entre la capacidad de la planta y la generación real es el factor de planta:

$$FP = \frac{E_g}{CAP * t},$$

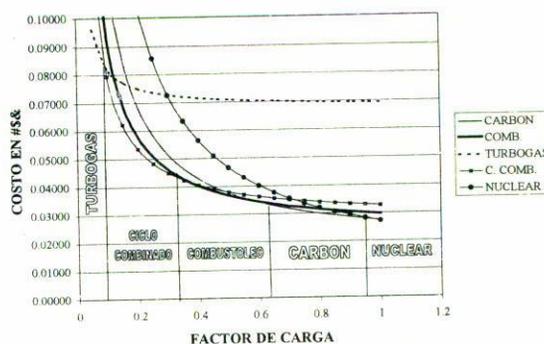


FIGURA 5. Ejemplo generado con parámetros no representativos de los costos actuales. El precio del gas se consideró al doble de lo que se tiene actualmente.

donde FP es el factor de planta, E_g la energía generada, CAP la capacidad de la planta y t el periodo de tiempo para el que se está evaluando el factor de planta. Con lo anterior, el costo nivelado de generación se calcularía como:

$$CN = \frac{CVO * CAP * FP + CIN * CAP}{CAP * FP} \quad (1)$$

donde CN es el costo nivelado de operación, CVO los costos variables de operación por unidad de energía generada y CIN los costos de inversión y costos fijos de operación por unidad de capacidad instalada. La ecuación anterior, aplicada con valores supuestos a las distintas tecnologías de generación nos daría una curva del costo del Kw-h generado en función del factor de planta, como se presenta en la Fig. 5.

En esta figura se observa que algunas tecnologías, como las plantas turbogás que tienen muy bajo costo de inversión, pero bajas eficiencias, resultan la opción más favorable para bajos factores de planta, lo que explica su utilización para satisfacer la demanda pico. Centrales de costos de inversión altos pero que tienen eficiencias altas o que utilizan combustibles de bajo costo, resultan ser más atractivas para factores de planta elevados; es decir, para satisfacer la demanda base.

Lo anterior indica ya que en general no habrá una sola tecnología que resulte la mejor para un país, sino que se deberá contar con un sistema de generación optimizado, que combinará diversas tecnologías, en función del factor de planta que se requiera. La optimización del sistema de generación dependerá de las características de la demanda eléctrica, que a su vez dependerán de factores tales como el clima, la actividad económica prevalente, etc.

La Fig. 6 muestra una curva típica de demanda eléctrica en función del tiempo. Con esta información se puede generar una curva de demanda como la que se presenta en la Fig. 7, donde la abscisa indica el número de horas en el año para las que la demanda eléctrica es igual o superior al valor dado en la ordenada de la curva.

Conociendo las características de la demanda eléctrica, que están dadas por la curva continua de la Fig. 8, y conociendo los costos asociados a cada tecnología (información de la Fig. 5), se puede determinar la mezcla óptima de tecnologías seleccionando para cada factor de planta la tecnología de cos-

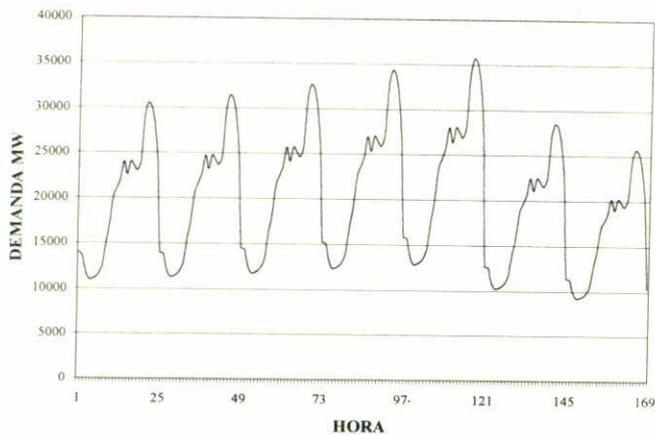


FIGURA 6. Curva típica de demanda y su variación en el tiempo.

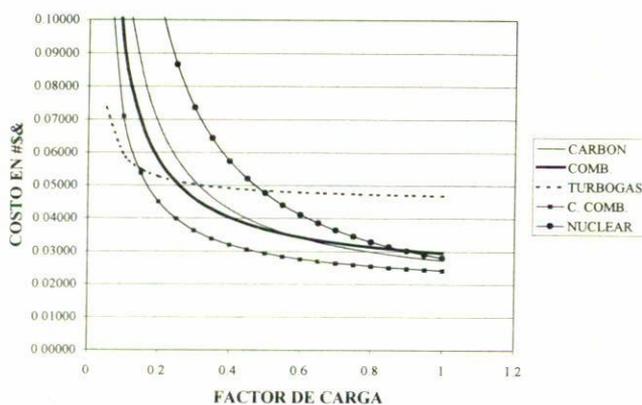


FIGURA 7. Caracterización de la demanda.

tos más bajos obteniendo el resultado que se muestra en la misma Fig. 7 para el ejemplo hipotético que se ha planteado. Hay que notar que el eje de las abscisas de la Fig. 7, se puede interpretar como factor de planta, considerando que 8760 horas equivalen a un factor de planta de 1.0.

En la realidad hay que tomar en cuenta restricciones adicionales, como son la distribución geográfica de la demanda; las características del sistema de transmisión y las características de los sistemas de distribución de combustibles, lo cual lleva a modelos más complejos, pero conceptualmente iguales a lo aquí presentado.

En resumen, los factores que intervienen en la determinación de la tecnología de generación más competitiva son:

- Disponibilidad y precios de los combustibles.
- Impactos ambientales de las tecnologías.
- Costos de las inversiones requeridas.
- Eficiencias de generación.
- Características de la demanda.

En este punto es necesario comentar que está viviendo en el sector eléctrico una situación coyuntural que ha distorsio-

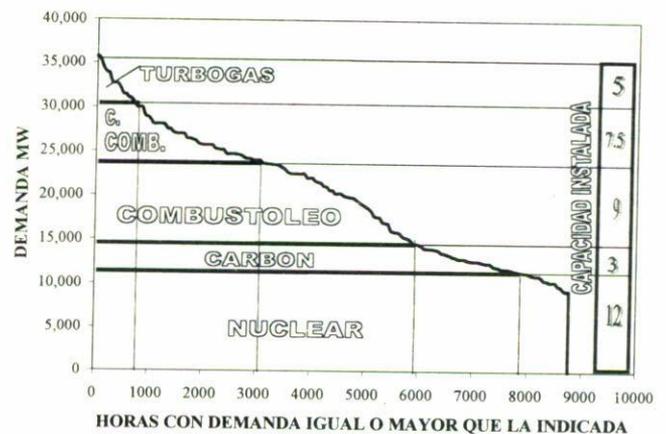


FIGURA 8. Situación actual. Costos en dólares americanos.

nado los planes de crecimiento. El desarrollo vertiginoso de la tecnología de turbinas de gas y de los ciclos combinados hace que la Fig. 5, con valores representativos de la situación actual, sea en realidad como se presenta en la Fig. 8, donde se observa que para todo el rango de factores de planta, con excepción de los muy pequeños, los costos más bajos corresponden al ciclo combinado.

Esta situación coyuntural ha causado que en los planes de desarrollo a corto plazo, toda la expansión del sector eléctrico mexicano esté contemplado en base a ciclos combinados.

5. Evolución del sistema de generación mexicano de aquí al año 2000

5.1. Crecimiento demográfico y crecimiento del consumo per cápita

La Tabla II presenta el crecimiento demográfico proyectado del país, de acuerdo a las cifras del Consejo Nacional de Población. En esa misma tabla se presenta la evolución de la capacidad instalada en el país y la capacidad per cápita, para lo cual se tomaron los valores presentados en la Ref. 4, para los años 1996 y 2006 y se estimó la capacidad del año 2020 considerando una tasa de crecimiento del sector del 5% anual a partir del año 2006.

5.2. Evolución de los precios de los combustibles

Las proyecciones del precio de los combustibles que se presentan en la Tabla III, corresponden al escenario de 1998 preparado por la Administración de Información de Energía (EIA) del Departamento de Energía (DOE) de los Estados Unidos de Norteamérica [5]. En dichas proyecciones se consideran los incrementos en la producción y en la productividad de los combustibles.

Las tendencias que aparecen en la Tabla III muestran que se espera un incremento de precios tanto para el petróleo como para el gas natural, mientras que se espera un decremento en los precios del carbón y de la electricidad.

TABLA II. Indicadores de la capacidad instalada y población en México

Concepto	Año	1992	1994	1996	2006	2020
Capacidad efectiva (MW)		27 068	31 649	34 791	46 896	92 850
Población total (millones)		86.77	90.01	93.18	107.13	121.77
Capacidad por habitante (kW/habitante)		0.312	0.352	0.373	0.438	0.763

TABLA III. Proyección del precio de energéticos.

Precios (US 1996 por unidad)	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Petróleo (US/bl)	17.58	19.11	20.19	20.81	21.48	22.32
Gas a boca de pozo (US/miles de pies cúbicos)	1.61	2.11	2.15	2.31	2.38	2.54
Carbón a boca de mina (US/ton corta)	19.25	17.45	16.18	15.05	13.99	13.27
Electricidad promedio (cUS/kWh)	7.0	6.5	6.1	5.9	5.6	5.5

5.3. Estimación de la participación de cada tecnología y cada combustible primario en la satisfacción de la demanda eléctrica en México

En México se tiene proyectado cubrir los incrementos en la demanda al año 2006 empleando básicamente ciclos combinados con gas natural, por su corto tiempo de construcción, alta eficiencia y menor inversión. Además, algunas de las centrales que actualmente consume combustóleo serán convertidas para quemar gas natural para evitar problemas de contaminación ambiental en zonas críticas.

Por otra parte la evolución en la producción de combustibles en PEMEX al incrementar substancialmente la producción de coque hará atractivo económicamente instalar centrales de lecho fluidizado alimentadas con dicho combustible.

Para obtener la generación a base de combustóleo en el año 2020, se consideró que se utilizaría toda la producción de este residual programada por PEMEX para el año 2006 (27 682 millones de metros cúbicos anuales) y que todas las refinerías del 2006 en adelante contarían con plantas coquizadoras.

Para estimar la capacidad a base de coque de petróleo se estimó el consumo de crudo en México para el año 2020 (123.6 millones de m³ anuales) y, descontando lo que se refinaría en instalaciones sin coquizadoras (27.68 millones), se calculó que se producirían 12.2 millones de toneladas anuales de coque de las cuales 9.15 millones se utilizarían para generación eléctrica y el resto para la industria del cemento.

Para el carbón, motores de combustión interna y turbogas se consideró la misma tasa de crecimiento prevista para el periodo 1996–2006; mientras que se consideró cero crecimiento en la nuclear.

Para el año 2020 se consideró que las centrales térmicas convencionales a gas ya estarían fuera de servicio.

Establecidas de la forma descrita las capacidades a base de los distintos combustibles, se calculó la capacidad a base

TABLA IV. Evolución de la capacidad de generación eléctrica instalada en México 1996–2020 por tipo de tecnología (MW).

Tecnologías	Año	1996	2006	2020
Térmicas combustóleo		14 888	6788	13 400
Térmicas gas		1507	6017	0
Térmicas carbón		2600	6050	10 865
Térmicas con lecho fluidizado		0	430	3910
Ciclo combinado		1912	11 933	45 535
Turbogas		1674	2424	4070
Combustión interna		121	251	695
Nucleoeléctricas		1309	1309	1309
Fuentes alternas		10 780	11 694	13 066
Total		34 791	46 896	92 850

de ciclos combinados de manera de satisfacer el crecimiento total planteado.

Considerando lo anterior a continuación, en la Tabla IV, se muestra la evolución programada que tendrá la capacidad de generación instalada al año 2006, de acuerdo a la Ref. 4, así como la proyección hasta el año 2020 preparada en el Instituto de Investigaciones Eléctricas con el procedimiento indicado más adelante. En la Tabla IV se tienen clasificadas las centrales de acuerdo al tipo de tecnología de generación y según el tipo de combustible con que son alimentadas las unidades. En la Tabla V se presenta la capacidad de generación que se tendrá a base de cada tipo de energético primario.

En la Tabla VI se muestra la evolución de los consumos de cada tipo de combustible fósil empleado en las centrales generadoras en el mismo periodo 1996–2020, calculados por el IIE a partir de la información de la Tabla IV.

TABLA V. Evolución de la capacidad de generación eléctrica instalada en México 1996–2020 por tipo de energético primario (MW).

Energético	Año	1996	2006	2020
Combustóleo		15 165	7065	13 792
Gas natural		3773	19 033	
Carbón		2600	6050	10 865
Diesel		1164	1294	2375
Coque de Petróleo		0	430	3910
Subtotal (Combustible fósil)		22 702	33 893	78 475
Agua		10034	10694	11,690
Uranio		1309	1309	1,309
Vapor geotérmico		744	944	1320
Viento		2	56	56
Total		34 791	46 896	92 850

En la Tabla IV, las columnas correspondientes a los años 1996 y 2006 se obtuvieron de la Ref. 4.

En la fuente de información no se hace distinción entre Centrales Termoeléctricas a gas y a combustóleo y el desglose presentado se hizo tomando el informe de operación de la CFE de 1996 [6]. Para el año 2006 se consideró que la Central de Petacalco (2100 MW) cambiarían su operación de combustóleo a Carbón y se consideró que se habrían hecho las conversiones de combustóleo a gas indicadas en la Ref. 4.

6. Necesidades de investigación en el campo de generación eléctrica en México

De la presentación anterior resulta evidente que el sistema de generación en el país tendrá una composición, en unos cuantos años, radicalmente diferente de lo que se tiene en la actualidad. Las características del panorama que se nos presentará en los próximos años son:

- La mayoría de la generación eléctrica en base a combustibles fósiles será con gas natural, que en la actualidad representa una fracción mínima del consumo de combustibles;
- Se utilizarán generadores de vapor de lecho fluidizado para aprovechar el coque de petróleo y ésta es una tecnología nueva para el país con la cual apenas se ha iniciado la construcción de dos plantas;
- El combustóleo seguirá siendo una fuente primaria de energía importante y se requerirá utilizarlo asegurando que se minimizan los impactos ambientales.

Considerando lo anterior, en el campo de utilización de combustible fósiles las áreas de oportunidad que requieren ser atendidas son:

TABLA VI. Evolución del consumo de combustibles fósiles para la generación de energía en México 1996–2020 (TJ/día).

Energético	Año	1996	2006	2020
Combustóleo		1968	1205	1872
Gas natural		526	2896	6609
Carbón		466	882	1596
Diesel		27	15	32
Coque de Petróleo		0	73	530
Total		2987	5071	10 639

- Optimización de la combustión de combustibles pesados y reducción de las emisiones contaminantes.
- Manejo y combustión de residuos de refinación pesados.
- Manejo y combustión de coque de petróleo.
- Combustión de recursos renovables.
- Combustión de desechos.
- Combustión de gas natural con baja producción de óxidos de nitrógeno

En el campo de equipos de generación y su operación

- Diagnóstico y rehabilitación de turbinas de gas.
- Generadores de vapor de lecho fluidizado.
- Sistemas de gasificación.
- Sistemas de remoción de CO₂ de los gases de combustión.

En materiales

- Materiales para altas temperaturas.
- Estructuras monocristalinas.
- Cerámicas.

7. Conclusiones

De aquí al año 2020 se espera que el crecimiento de la generación de electricidad se de a base de combustibles fósiles, fundamentalmente gas natural, y con tecnologías conocidas y probadas en la actualidad. Después del año 2020 adquirirán mayor importancia fuentes renovables y energía nuclear.

Durante los próximos 100 años el uso de energía eléctrica se incrementará en un factor de 8 mientras que el consumo de combustibles primarios se elevará solamente en un factor de 3, debido a los incrementos de eficiencia de generación eléctrica y a la mayor participación de la energía eléctrica en sistemas de transporte y procesos industriales.

De aquí al año 2006 el crecimiento de la demanda eléctrica será atendido mediante la instalación de centrales generadoras de ciclo combinado utilizando gas natural como combustible primario.

Del año 2007 al año 2020 penetrarán en el mercado tecnologías de lecho fluidizado para utilizar carbón de mala ca-

lidad y coque de petróleo.

Se requiere establecer e impulsar programas de investigación y desarrollo en México, para soportar el crecimiento esperado de la capacidad instalada, particularmente el que se dará con tecnologías que hasta ahora no se han aplicado en México.

* El trabajo que se presenta fue elaborado en base a un trabajo previo desarrollado en el IIE en el que participaron el autor y los investigadores Julio Milán Foressi, Manuel Fernández y Ranulfo Gutiérrez.

1. IIASA WEC., *Global Energy Perspectives*. Agosto 1998. Accesible por internet (www.iiasa.ac.at/Research/ECS).

2. N.A. Holt, "Gasification Power Plants-A Role in Achieving Mexico's New Power Needs with Minimization of Emissions". *Advanced Combustion Systems Seminar*. Instituto de Investigaciones Eléctricas. 1992.

3. "Technical Assessment Guide. Vol. 1. Revisión 7". EPRI TR-102276-V1R7. 1993.

4. *Prospectiva del Sector Eléctrico 1997-2006*. (Secretaría de Energía, México, 1997).

5. "Energy Information Administration/Annual Energy Outlook 1998".

6. *Informe de Operación 1996*. Comisión Federal de Electricidad.