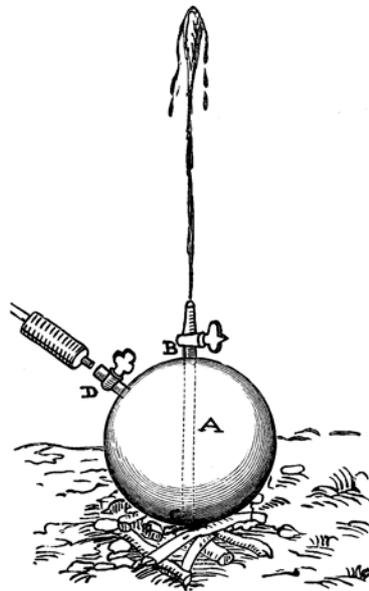


La generación de energía eléctrica y el ambiente

ISRAEL LAGUNA MONROY

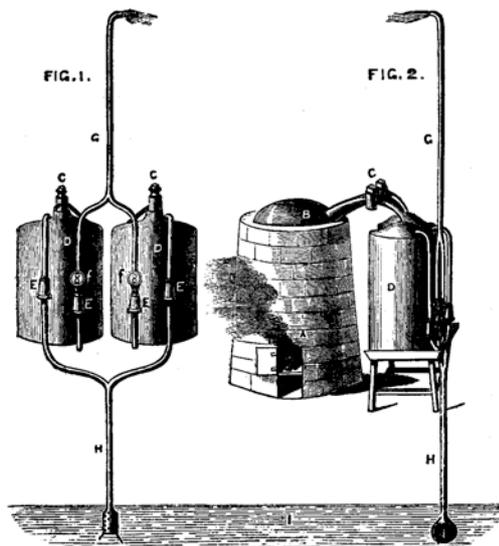


INTRODUCCIÓN

La generación de energía eléctrica en el mundo depende principalmente de combustibles fósiles. En 1999, el 63.7% de la electricidad se produjo en centrales térmicas (con combustión de derivados del petróleo, gas natural y carbón), el 17.2% en centrales nucleares, 17.5% en hidroeléctricas y 1.6% mediante otras fuentes de energía (IEA 2001). En ese mismo año, el principal energético utilizado para la generación eléctrica fue el carbón con 38.1%, seguido del gas natural con 17.1% y los

derivados del petróleo con 8.5% (*op.cit.*). Se espera que en el año 2020 la participación del gas natural se incremente a escala mundial en un 26.5% y que la participación del carbón y de la energía nuclear se reduzca en un 31.7% y 12.2%, respectivamente. Por su parte, las energías renovables representarán el 20% de la producción de la energía eléctrica (EIA 2002).

Uno de los inconvenientes del uso de combustibles fósiles son las emisiones contaminantes locales y de gases de efecto invernadero, principalmente el bióxido



de carbono (CO_2). Entre los principales contaminantes emitidos por el uso de dichas energéticas tenemos a: los óxidos de nitrógeno (NO_x), el bióxido de azufre (SO_2), el monóxido de carbono (CO), los hidrocarburos no quemados (HC) y las partículas suspendidas.

La concentración de NO_x depende de la composición del combustible y de la temperatura de combustión. La producción de CO e hidrocarburos no quemados depende de la eficiencia del proceso de combustión. En presencia de radiación ultravioleta los NO_x reaccionan con los hidrocarburos no quemados produciendo smog fotoquímico. La producción de NO_x tiene dos causas. La primera de ellas es la oxidación del nitrógeno contenido en el aire comburente (NO_x térmico) y la segunda, la reacción del nitrógeno contenido en la composición del combustible (NO_x del combustible).

Otro problema ambiental relacionado con la generación de electricidad es la lluvia ácida. Los principales compuestos relacionados con la formación de lluvia ácida son el SO_2 y los NO_x . Dichos compuestos reaccionan en las nubes formando una mezcla de

ácido sulfúrico (H_2SO_4) y ácido nítrico (HNO_3), los cuales se precipitan a través de la lluvia y nieve. También se deposita acidez en la superficie en forma de partículas secas que en contacto con la lluvia originan un medio corrosivo.

Las perspectivas del incremento del consumo de electricidad y los consecuentes problemas ambientales por la combustión parecen favorecer a la energía nuclear. Sin embargo, los problemas de seguridad originados por desechos radiactivos de alto nivel así como las características de la estructura actual del sector eléctrico, desfavorecen el uso de esta tecnología en el corto plazo.

LA TURBINA DE COMBUSTIÓN Y SU ACOPLAMIENTO A LAS CENTRALES DE CICLO COMBINADO

Desde el origen de la industria eléctrica, la investigación y el perfeccionamiento tecnológico han sido factores decisivos en el aprovechamiento de la energía contenida en los combustibles fósiles. A pesar de los esfuerzos en el desarrollo de las fuentes de energía renovable (solar, oceánica, maremotriz, térmica, biomasa, celdas fotovoltaicas, etc.) éstas sólo satisfacen requerimientos locales y su aprovechamiento no ha sido explotado en gran escala.

La producción descentralizada en pequeña y mediana escala ha sido posible gracias al perfeccionamiento de las turbinas de combustión que utilizan como combustible gas natural y su aplicación a las plantas generadoras de ciclo combinado y en los sistemas de cogeneración. Las principales características de las centrales de ciclo combinado son:

a) Mayor eficiencia térmica

Actualmente las centrales de ciclo combinado alcanzan eficiencias de 58% y un aprovechamiento de combustible de casi 90% en caso de producción combinada de energía térmica y eléctrica. Lo anterior no solo representa beneficios económicos debidos a la

reducción de combustible, sino también ventajas ambientales al emitirse a la atmósfera menores emisiones contaminantes y globales.

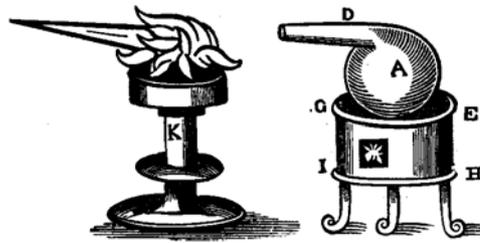
b) Menores costos y tiempos de instalación

Las centrales de ciclo combinado se caracterizan por su menor costo de inversión y por su rápida puesta en marcha. La demanda actual de turbinas de combustión y la competencia de mercado entre los fabricantes ha propiciado la reducción de los precios de las turbinas de combustión y de las centrales de ciclo combinado. Actualmente la capacidad estándar de las centrales de ciclo combinado es de 50 MW a 500 MW y los costos de \$500 a \$750 dólares/KW.¹

Las centrales mencionadas se caracterizan por plazos de entrega cortos y puesta en servicio escalonada. La turbina de combustión se puede poner en operación en un plazo de ocho meses, suministrando las dos terceras partes de la potencia total de la planta. La construcción de la turbina de vapor, que suministra una tercera parte de la potencia, se instala de ocho a 12 meses adicionales (Plancherel 1992). Los plazos de instalación cortos producen economías de inversión: cuanto más rápidamente pueda una central suministrar electricidad y asegurar ingresos, menores serán los intereses del capital invertido.

c) Carácter modular de las centrales de ciclo combinado

Las centrales de ciclo combinado se conciben en forma de instalaciones modulares destinadas exclusivamente a la producción de energía eléctrica o como instalaciones que suministran energía eléctrica y térmica para el consumo industrial. El carácter modular de las centrales de ciclo combinado permite reducir la capacidad excedente innecesaria, distribuyendo los costos de inversión en función del crecimiento real de la demanda de energía eléctrica. La estandarización de los principales componentes de la central de ciclo combinado: turbina de gas, recuperador de



calor y turbina de vapor ha reducido los costos y tiempos de puesta en operación.

d) Menor requerimiento de espacio y de agua

La demanda de espacio para la instalación de este tipo de centrales es considerablemente menor que la necesaria para una termoeléctrica convencional.

Una de las principales características de una central de ciclo combinado es su menor consumo de agua en relación con una termoeléctrica convencional, ya que este tipo de centrales utiliza en promedio una tercera parte del agua necesaria en el sistema de enfriamiento y en el ciclo de vapor. Lo anterior representa una economía en los costos de operación de la central y su capacidad de instalarse en sitios con escasez de este líquido en donde no es posible instalar una termoeléctrica convencional.

Actualmente los ciclos combinados emplean sistemas de enfriamiento en seco o híbrido, lo que reduce el consumo de agua en forma significativa.

e) Capacidad de utilizar una gran diversidad de combustibles

Por razones técnicas y económicas el combustible es un factor clave en una central de ciclo combinado. Su composición química ejerce una influencia directa sobre su potencia y sobre sus emisiones contaminantes, así con respecto a su competitividad en un libre mercado.

Una razón importante del éxito de las instalaciones de ciclo combinado es la disponibilidad de gas natural a precio competitivo. El gas natural se transporta fácilmente por gasoductos o en grandes distancias marítimas en forma líquida LNG (*Liquefied Natural Gas*).

Una de las características de las centrales de ciclo combinado es su capacidad para utilizar una gran diversidad de combustibles: gas natural, productos de la refinación del petróleo, combustibles gasificados del petróleo y del carbón, biomasa, etc. Lo anterior es importante en países sin yacimientos de gas natural y sin posibilidad de importarlo en forma líquida. Esta capacidad disminuye la dependencia a una sola fuente energética.

f) Reducción de los niveles de emisiones contaminantes

La combustión de gas natural reduce considerablemente los niveles de emisiones contaminantes. Debido a su composición química, principalmente metano (CH_4), su combustión completa está casi libre de SO_2 y partículas, produciendo a su vez menores niveles de CO y CO_2 en comparación con otros combustibles fósiles. Sin embargo, las elevadas temperaturas de combustión producen NO_x térmicos y de combustible.

En la actualidad existen diversos métodos para reducir los niveles de NO_x emitidos por una turbina de combustión. Los principales son: 1) La combustión de mezclas aire/combustible con un exceso de aire; 2) la inyección de vapor o agua a la cámara de combustión; 3) el diseño especial de la cámara de combustión y 4) la reducción catalítica selectiva.

g) Reducción de emisiones de bióxido de carbono (CO_2)

A pesar de que no hay suficientes datos para determinar si han ocurrido cambios globales consistentes en la variabilidad climática o eventos climáticos extremos durante el siglo XX, a escala regional

existen evidencias claras de cambios en algunos indicadores. Entre las principales conclusiones del Tercer Informe de Evaluación del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) se encuentran:

- Fuerte evidencia de que gran parte del problema del calentamiento global observado en los últimos 50 años es atribuible a actividades antropogénicas.
- Las concentraciones de algunos gases de efecto invernadero (GEI) han alcanzado sus valores más altos de los últimos 1,000 años durante la década de los noventa, principalmente por la quema de combustibles fósiles y por el cambio de uso de suelo.
- Desde 1750, la concentración atmosférica de CO_2 se ha incrementado en 31%, pasando de 280 ppm a 367 ppm.

La tecnología de ciclo combinado es una alternativa para la producción eléctrica a través de combustibles fósiles con menores emisiones de bióxido de carbono. De acuerdo con Koch (2001) en su análisis de emisiones de GEI para la producción eléctrica, los ciclos combinados con gas natural emiten hasta 511 g CO_2 eq/kWh, en comparación con 1,182 g CO_2 eq/kWh de las modernas instalaciones a base de carbón.

MÉTODOS DE REDUCCIÓN DE NO_x EN LAS TURBINAS DE COMBUSTIÓN

COMBUSTIÓN DE MEZCLAS CON EXCESO DE AIRE

Este proceso utiliza aire como diluyente para reducir la temperatura de combustión y, por lo tanto, la formación de NO_x y se denomina combustión seca. Entre los principales métodos se encuentran: el proceso DLN (*Dry Low NO_x*) de la General Electric, *Dry Low Emissions* de Rolls-Royce y *SoLoNox* de Turbinas Solar.

La utilización de una mezcla diluida requiere el diseño especial de los quemadores, los cuales son conocidos como «quemadores de bajos NOx».

INYECCIÓN DE AGUA O VAPOR EN LA CÁMARA DE COMBUSTIÓN

En este proceso se inyecta agua o vapor en la zona primaria de combustión para reducir la temperatura de combustión, reduciendo la formación de NOx térmicos hasta en 75% (Plancherel *op. cit.*).

La inyección de agua o vapor es uno de los métodos de reducción de NOx más eficientes. Sin embargo, tiene ciertos inconvenientes como son: el incremento de las emisiones de CO e hidrocarburos no quemados, los costos del equipo de inyección y tratamiento del agua y un mayor consumo de combustible.

DISEÑO DE LA CÁMARA DE COMBUSTIÓN

Para mantener niveles aceptables de emisiones contaminantes, la temperatura de operación de la cámara de combustión debe ser de 1,200 a 1,700 °C. Una de las principales características de una turbina de combustión es que el diseño del compresor, de la cámara de combustión y de la turbina son independientes entre sí, por lo que el diseño de la cámara de combustión no afecta en forma directa el rendimiento del compresor o de la turbina.

REDUCCIÓN CATALÍTICA SELECTIVA

La reducción catalítica selectiva (*Selective Catalytic Reduction* o SCR) es un método de limpieza que se emplea en las turbinas de combustión con mezclas empobrecidas o con control húmedo. El sistema SCR utiliza amoníaco por lo que se requiere de un sistema de manejo especial. El catalizador empleado en estos sistemas contiene metales tóxicos, que deben depositarse en contenedores especiales.

Las unidades SCR deben operarse dentro de un estrecho rango de temperatura, lo cual incrementa los sistemas de control y, por consiguiente, los costos de inversión y operación.

LÍMITE DE EMISIÓN CON LAS «MEJORES TECNOLOGÍAS DISPONIBLES DE CONTROL»

Las medidas más exigentes de control de la contaminación se han adoptado en el estado de California en los Estados Unidos de América. El control más estricto de NOx es de 25 ppm en volumen seco a 15% de O₂ para más de 15 minutos consecutivos de operación de una turbina de combustión de 0.3 MW a 2.9 MW de capacidad, 9 ppm en volumen seco a 15% de O₂ para más de 15 minutos de operación de una turbina de combustión de al menos 10 MW de capacidad que emplee reducción catalítica.² Las medidas de control son aplicables a turbinas de combustión estacionarias mayores a 0.3 MW de capacidad. Estas medidas de control han sido adoptadas para cumplir con los objetivos de calidad del aire establecidas en el Acta de Aire Limpio de California de 1988 y dar cumplimiento con el nivel de restricción referido como «*Best Available Retrofit Control Technology BARCT*».

La Comisión de Energía de California (CEC) ha desarrollado un proceso de aprobación de construcción y operación de las centrales de generación de más de 50 MW. Para la aceptación de los proyectos se requiere contar con todos los aspectos de una propuesta de generación, incluidos los requerimientos de impacto ambiental, seguridad, eficiencia y desempeño de la central. El proceso de aprobación del sitio de construcción debe satisfacer plenamente el Acta de Calidad del Ambiente de California.

La CEC tiene la autoridad para aprobar la construcción y operación de centrales de generación de electricidad. Sin embargo, solicita la aprobación de otras agencias durante este proceso para garantizar que la construcción y operación de las centrales eléc-

tricas satisfagan completamente las normas locales, estatales y federales.

Los siguientes cuadros muestran los límites de emisiones contaminantes con las mejores tecnologías de control de contaminantes:

EL DESARROLLO DE LA TECNOLOGÍA DE CICLOS COMBINADOS

La expansión de las centrales de ciclo combinado ha sido fuertemente impulsado por el progreso tecnoló-

LÍMITES DE EMISIONES DE LAS TURBINAS DE GAS UTILIZADAS EN CICLO ABIERTO PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA*

NOx	CO	COMPUESTOS ORGÁNICOS VOLÁTILES	PARTÍCULAS PM ₁₀	SOx
5 ppm volumen seco a 15% O ₂ 3 horas de rodamiento en promedio	6 ppm volumen seco a 15% O ₂ 3 horas de rodamiento en promedio	2 ppm volumen seco 15% O ₂ 3 horas de rodamiento en promedio	Un límite de emisión correspondiente a gas natural con un contenido de azufre no mayor a 1 grano/100 scf	Un límite de emisión correspondiente a gas natural con un contenido de azufre no mayor a 1 grano /100 scf (no mayor a 0.55 ppm volumen seco a 15% O ₂)

* Air Resources Board 1999.

LÍMITES DE EMISIÓN DE LAS TURBINAS DE GAS UTILIZADAS EN CICLOS COMBINADOS Y EN COGENERACIÓN*

NOx	CO	COMPUESTOS ORGÁNICOS VOLÁTILES	PARTÍCULAS PM ₁₀	SOx
2.5 ppm volumen seco a 15% O ₂ 1 hora de rodamiento en promedio o 2.0 ppm volumen seco a 15% O ₂ 3 horas de rodamiento en promedio	6 ppm volumen seco a 15% O ₂ 3 horas de rodamiento en promedio	2 ppm volumen seco a 15% O ₂ 1 hora de rodamiento en promedio	Un límite de emisión correspondiente a gas natural con un contenido de azufre no mayor a 1 grano/100 scf	Un límite de emisión correspondiente a gas natural con un contenido de azufre no mayor a 1 grano /100 scf (no mayor a 0.55 ppm volumen seco a 15% O ₂)

* Air Resources Board 1999.

gico de la turbina de combustión. El desarrollo de nuevos materiales resistentes a elevadas temperaturas y el avance en los compresores, los cuales pueden manejar mayores flujos másicos y relaciones de presión, hacen posible el incremento de su eficiencia global y potencia.

Entre las principales exigencias impuestas a las nuevas turbinas de combustión se encuentran: el incremento de su potencia unitaria, el incremento de la disponibilidad y vida útil, menores costos de inversión y mantenimiento, creciente en la eficiencia y la reducción de las emisiones contaminantes locales y globales (Mukherjee 1997).

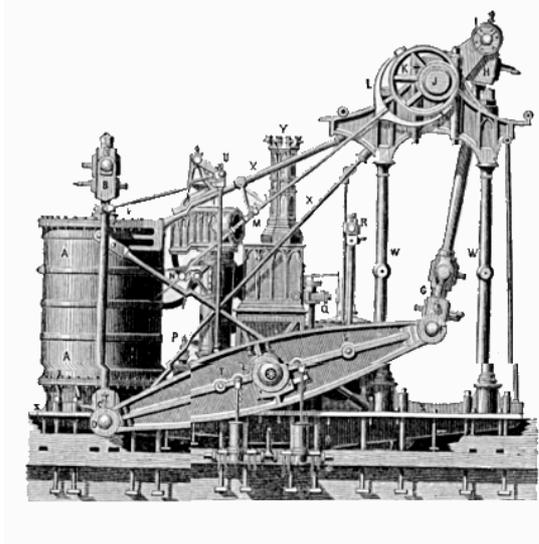
La siguiente etapa en la evolución de las tecnologías de generación eléctrica es el perfeccionamiento de las tecnologías de gasificación y de lecho fluidizado, la aplicación de ciclos combinados en sistemas de refrigeración y el desarrollo de nuevos ciclos de turbinas de combustión como los ciclos húmedos.

CENTRALES DE CICLO COMBINADO CON GASIFICACIÓN DE CARBÓN (IGCC)

La gasificación del carbón es un proceso que transforma el carbón sólido en un gas sintético compuesto principalmente de CO e hidrógeno (H_2). El carbón es gasificado controlando la mezcla de carbón, oxígeno y vapor dentro del gasificador.

Los costos de estas centrales son de US \$1,200 a US \$1,400 dólares/KW, 10 a 30% mayores a una central carboeléctrica con *scrubbers* húmedos. En la actualidad las IGCC alcanzan eficiencias de 45%, una eliminación de 99% de azufre y emisiones menores a los 50 ppm de NOx (Tavoulares y Charpentier 1995).

La gasificación es una tecnología que permite la repotenciación de las viejas centrales termoeléctricas utilizando instalaciones e infraestructura ya existente. Actualmente se construyen centrales de ciclo combinado bajo el concepto «*construcción en fases*»; mientras haya gas natural y sea competitivo, se utilizará



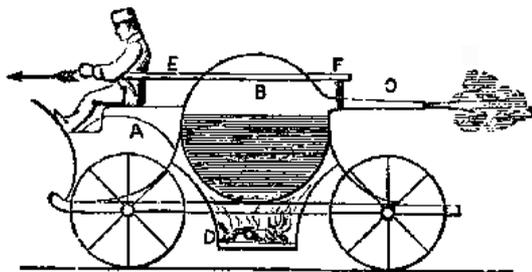
como combustible, y si el gas escasea o aumenta su precio, se conserva la opción de agregar gasificadores de carbón. Una de las ventajas de esta tecnología es la posibilidad de acoplarse a sistemas de cogeneración y coproducción.³

CENTRALES DE LECHO FLUIDIZADO

En la tecnología de lecho fluidizado se inyecta caliza directamente dentro de la caldera para capturar y remover el azufre del combustible como un subproducto seco. La temperatura del gas dentro de la caldera va de los 820 °C a los 840 °C, lo cual determina su diseño y el arreglo de las superficies de transferencia de calor. Este tipo de calderas puede ser atmosférica o presurizada.

La tecnología de lecho fluidizado se utiliza principalmente para quemar carbón; sin embargo, permiten quemar combustibles de baja calidad como la biomasa. La capacidad de las calderas de lecho fluidizado atmosférico son de 150 MW a 300 MW y sus costos de US \$1,000 a US \$1,300 dólares/KW.

Los lechos fluidizados presurizados operan a una presión mayor a la atmosférica: 0.2 MPa a 2 MPa.



Remueven más del 90% de SO_2 a una relación molar calcio-azufre (Ca/S) de 1.5 a 3.0; las emisiones de NO_x van de los 100 ppm a 200 ppm, las cuales pueden reducirse a través de equipos de reducción catalítica. Su eficiencia es de 40 a 42% en ciclos combinados. Los costos de estos equipos oscilan entre US \$1,150 a US \$1,250 dólares/KW.⁴

TURBINAS CON CICLO DE AIRE HÚMEDO (CHAT)

Este ciclo de potencia utiliza vapor para incrementar la potencia de la turbina de combustión. Los elementos de un sistema CHAT son una turbina aeroderivada Westinghouse W501F, compresores comerciales, intercambiadores de calor y un saturador empleado en la humidificación y precalentamiento del aire comprimido.

La humidificación del aire comprimido antes de su expansión en la turbina de alta y baja presión permite la reducción del flujo de aire en un 80%, disminuyendo la potencia consumida en la compresión del aire. El incremento secuencial de la temperatura del aire en el saturador y en el sistema de recuperación permite la reducción del combustible en la cámara de combustión, incrementando la eficiencia de la turbina. Debido a la adición de la mezcla aire/vapor en la cámara de combustión los niveles de NO_x descienden hasta 9 ppm (Nakhamkin y Swensen 1995). El cuadro de la página siguiente muestra las principales características del ciclo CHAT en comparación con las centra-

les de ciclo combinado y las turbinas de combustión en ciclo abierto (*op. cit.*).

CONCLUSIONES

Las características de las centrales de ciclo combinado como son su elevado rendimiento energético, la confiabilidad de operación, sus bajos niveles de emisiones contaminantes, los menores costos de operación y mantenimiento, la rápida construcción y puesta en marcha, entre otras, favorecen su uso bajo el actual proceso de reforma del sector eléctrico, lo que facilita la generación descentralizada de energía en pequeña y mediana escala. En lo que respecta al transporte y distribución de electricidad estos sectores continuarán como monopolios regulados en cada territorio asignado.

Un factor decisivo en la evolución de las tecnologías de generación eléctrica en el mediano y largo plazo son los problemas locales, regionales y globales derivados de las emisiones producto de la combustión, destacando las emisiones de gases de efecto invernadero en el calentamiento global y sus efectos inherentes. Para mayor información sobre el tema se puede consultar el Tercer Informe de Evaluación del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (www.ipcc.ch).

Es importante impulsar el desarrollo e investigación de energías alternas para reducir la dependencia en el mediano plazo de los combustibles fósiles, lo cual será imprescindible por el incremento esperado de los combustibles fósiles en las próximas décadas y para abastecer el incremento en la demanda futura de energía eléctrica.

NOTAS

1 Información obtenida de la página del Banco Mundial del documento: Reducing the Cost and Construction of Time of Thermal Power Plants.

	CHAT	CICLO COMBINADO	TURBINA DE COMBUSTIÓN EN CICLO ABIERTO
Potencia neta MW en condiciones ISO	288	236	157
Eficiencia neta / CTU	51.4 / 6,650	53.7 / 6,350	35.6 / 9,585
% / Btu/kWh	51.0 / 6.690	51.2 / 6,660	32.6 / 10,450
100% carga	48.3 / 7,070	45.5 / 7,490	28.7 / 11,890
75% carga			
50% de carga			
Efecto de la temperatura			
cambio de 59 °F a 90 °F	1.5%	8.0%	13.0%
% pérdida de potencia	1.0%	0.0%	4.0%
% incremento de CTU			
Emisiones	Menores	base	base
Tiempo de arranque			
sincronizar	8 minutos	18 minutos	18 minutos
plena carga	+ 22 minutos	+ 102 minutos	+ 12 minutos

2 Air Resources Board 1999.

3 Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC). Información obtenida en www.worldbank.org/html/fpd/em.

4 Pressurized Fluidized Bed Combustion. Información obtenida en www.worldbank.org/html/fpd/em.

BIBLIOGRAFÍA

Air Resources Board 1999. Guidance for Power Plant Siting and Best Available Control Technology.

Bretz, E. 1991. Gas Turbine Combined Cycle Powerplants. *Electrical World*.

Energy Information Administration (EIA) 2002. *International Energy Outlook 2002*.

Holt, N. 1996. Gasificación de combustibles fósiles. *Boletín IIE*, noviembre-diciembre.

Intergovernmental Panel on Climate Change. 2001. *Third Assessment Report*.

International Energy Agency (IEA) 2001. Key World Energy Statistics from the IEA.

Jonchere, M. 1992. Les centrales a cycle combiné et leurs performances. *Gaz d'aujourd'hui*.

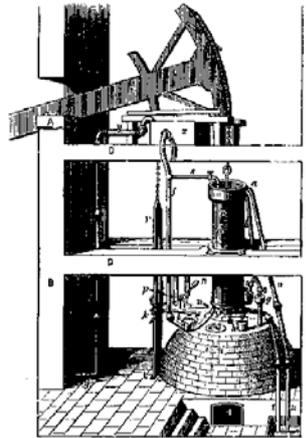
Kehlhofer, R. 1991. *Combined Cycle Gas and Steam Power Plants*. Fairmont Press.

Koch, F. H. 2001. *Externalities and Energy Policy: The Life Cycle Analysis Approach*. Workshop Proceedings. Paris, Francia. Nuclear Energy Agency.

Laguna, I. 1998. El papel de las centrales de ciclo combinado en los nuevos esquemas de generación de energía eléctrica. Tesis de maestría, UNAM.

Listmann, R. 1993. Serie de turbinas de vapor modulares para centrales de ciclo combinado. *Revista ABB* 10/93.

- Mukherjee, D. 1997. Estado de la técnica de turbinas a gas. *Revista ABB* 2/97.
- 1995. Combustibles no convencionales para turbinas de gas. *Revista ABB* 9/95.
- Nakhamkin, M. y Swensen. E. 1995. Cascaded humidified advanced turbins. *Power Engineering*.
- Plancherel, A. 1992. La central de ciclo combinado se ha establecido como el sistema de producción de energía del futuro. *Revista ABB* 8/92.
- Sorensen, H. 1995. Advanced Power Systems for increased efficiency and reliability.
- Stecco, S. 1993. *Nonconventional Thermodynamic Cycles for the nineties*. Università di Firenze.
- Stratos E. y J. Charpentier 1995. *Clean Coal Technologies for Developing Countries*. World Bank Technical Paper No. 286, Energy Series.
- Svensson, Bo 1997. Centrales de ciclo combinado de magnitud media para el acoplamiento calor-electricidad. *Revista ABB* 4/97.
- United States Environmental Protection Agency. American Gas Association.
- Viqueira, J. 1998. Revolución en la industria eléctrica (segunda parte). *Vector de la ingeniería civil*, núm. 10.
- 1997. La desintegración de los sistemas eléctricos: Adam Smith contra Gustav Kirchhoff. *Revista de la Facultad de Ingeniería*, número 1. UNAM.



Israel Laguna Monroy es Subdirector de Métodos y Estudios para la Mitigación del Cambio Climático en la Dirección General de Investigación sobre la Contaminación Urbana, Regional y Global. INE. Correo-e: ilaguna@ine.gob.mx.
ILUSTRACIONES: *The Pneumatics of Hero of Alexandria*. Traducido y editado por Bennet Woodcroft 1851. Taylor Waltonand Maberly, Londres.