



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.
TENDENCIAS, IMPORTANCIA Y USOS”**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
INGENIERO MECÁNICO**

**PRESENTA:
ISAIAS MORENO CRUZ**

DIRECTOR: DR. JOSÉ LUIS SOLLEIRO REBOLLEDO



MÉXICO, D.F., 2010



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



Agradecimientos

A mis padres:

Les agradezco el estar aquí. A mi madre por su tenacidad, su convicción, pero sobre todo por su amor y su comprensión. A mi padre por enseñarme que ningún trabajo es duro.

A mis hermanos:

A Gilberto por mostrarme un mundo singular y acompañarme en éste. A Lourdes por enseñarme que la vida es simple. A todos los demás por su apoyo y su cariño.

A mis amigos:

Gracias por estar conmigo en los momentos difíciles, por enseñarme que la vida no sabe de bien ni de mal, que hay que tener confianza y seguir adelante aunque desconozcamos el sentido y que la vida tiene el sentido que uno le dé.

A alguien especial:

Gracias por mostrarme un mundo nuevo, por enseñarme que no todo debe tener una razón, que la vida es un constante aprendizaje y que disfrutar depende de uno. Gracias por reflejar las palabras en tus actos, por considerarme tu amigo, pero sobre todo por ser como eres, ahora estoy tranquilo...

Agradezco a José L. Solleiro por la oportunidad y confianza que me ha brindado.

Agradezco a mis maestros, profesores, ingenieros y a todos los que me han enseñado conocimiento alguno.

Agradezco a la UNAM y a los mexicanos por la educación que me han brindado.

Por todo gracias.

*¿Me preguntas por qué compro arroz y flores?
Compro arroz para vivir y flores para tener algo por lo que vivir*
Confucio



*También es vicio el saber,
que si no se va atajando,
cuando menos se conoce
es más nocivo el estrago;
y si el vuelo no le abaten,
en sutilezas cebado,
por cuidar de lo curioso
olvida lo necesario.*

Sor Juana Inés de la Cruz



Contenido

Objetivo.....	i
Introducción.....	ii
Metodología.....	iv
1. Antecedentes.....	1
2. Tecnologías de generación eléctrica	7
3. Generación de Energía Eléctrica con Combustibles Fósiles	8
3.1. Reservas de combustibles fósiles	11
3.1.1. Petróleo.....	11
3.1.2. Gas Natural	13
3.1.3. Carbón	14
4. Tecnologías de Generación Eléctrica	17
4.1. Carboeléctricas (SC/USC).....	17
4.1.1. Tecnología.....	17
4.1.2. Ciclos Supercríticos.....	17
4.1.3. Conclusión.....	20
4.2. Combustión de Lecho Fluidizado (FBC).....	21
4.2.1. Lecho fluidizante burbujeante (BFB)	22
4.2.2. Lecho fluidizante circulante (CFB)	22
4.2.3. Conclusión.....	27
4.3. Ciclos Combinados (CC).....	28
4.3.1. Tecnología.....	28
4.3.2. Prospectiva de la tecnología.....	30
4.3.3. Conclusión.....	32
4.4. Gasificación Integrada a un Ciclo Combinado (IGCC).....	33
4.4.1. Tecnología.....	33
4.4.2. Prospectiva	38
5. Generación de Energía Eléctrica con Energía Renovable (ER)	40
5.1. Concentración Solar (SCP).....	40
5.1.1. Tecnología de Cilindros parabólicos.....	42
5.1.2. Tecnología de Torre Central.....	45
5.1.3. Tecnología de Platos parabólicos.....	47
5.1.4. Conclusión.....	49



5.2.	Bioenergía.....	50
5.2.1.	Introducción.....	50
5.2.2.	Tecnología de la bioenergía.....	50
1.1.2.	Disponibilidad del combustible	55
1.1.3.	Recursos en México.....	57
1.1.4.	Prospectiva tecnológica.	58
1.1.5.	Conclusiones	59
6.	Conclusión.....	60
7.	Bibliografía.....	64



Índice de Tablas

Tabla 1: Parque de Generación Eléctrica 2008	3
Tabla 2: Capacidad adicional por tecnología en 2006-2016 servicio público (MW)	4
Tabla 3: Tecnología libre 2006-2016	5
Tabla 4: Áreas geográficas de las reservas de combustibles fósiles.....	11
Tabla 5: Reservas de petróleo en México.....	13
Tabla 6: Reservas de gas natural en México.	14
Tabla 7: Reservas de carbón en México.....	16
Tabla 8: Características y datos técnicos de una central carboeléctrica.....	17
Tabla 9: Comparación de parámetros de operación	19
Tabla 10: Parámetros de diseño de BFB y CFB.....	24
Tabla 11: Eficiencia térmica de tecnologías de FBC	25
Tabla 12: Comparación de contaminación del aire de combustibles fósiles (kg emisiones por TJ de energía consumida).....	30
Tabla 13: Plantas piloto alrededor del mundo	38
Tabla 14: Energías Renovables	40
Tabla 15: Tipos de colectores y características.....	42
Tabla 16: Características de las alternativas tecnológicas fototérmicas	48
Tabla 17: Composición promedio del biogás de un reactor de biogás	52
Tabla 18: Composición promedio del biogás de relleno sanitario	57
Tabla 19: Duración de las reservas en años.....	60

Índice de Figuras

Figura 1: Estructura del Sector Energético Mexicano	1
Figura 2: Sistema Eléctrico de Potencia	2
Figura 3: Regiones del Sistema Eléctrico Nacional	3
Figura 4: Tecnologías de generación eléctrica.....	7
Figura 5: Combustibles fósiles.....	9
Figura 6: Planta supercrítica típica de carbón pulverizado (carboeléctrica)	18
Figura 7: Flujo del proceso de una caldera de lecho fluidizado circulante	23
Figura 8: Capacidad instalada de la tecnología de lecho fluidizado en el mundo	26
Figura 9: Ciclo Combinado	28
Figura 10: Distribución de energía en una planta de ciclo combinado	31
Figura 11: Gasificación	35
Figura 12: Diagrama de flujo de un gasificador de IGCC	35
Figura 13: Diagrama de flujo de energía para IGCC.....	37
Figura 14: Ruta de conversión de la radiación solar a electricidad	42
Figura 15: Canal Parabólico.....	43
Figura 16: Planta de potencia eléctrica fototérmica de canal parabólico	44
Figura 17: Esquema de una planta de canal parabólico integrado a un ciclo combinado....	44
Figura 18: Sistema de torre central.....	45
Figura 19: Torre Central/Sistema concentrador de sal líquida.....	46
Figura 20: Torre Central/Sistema concentrador de aire presurizado.....	47



Figura 21: Sistema dish/stirling.....	48
Figura 22: Rutas de conversión de la biomasa a energía y combustibles	52
Figura 23: Estado actual de las tecnologías de bioenergía.....	58

Índice de Gráficas

Gráfica 1: Parque de generación eléctrica	6
Gráfica 2: Consumo de combustible para generación eléctrica (PJ), 2005.....	8
Gráfica 3: Evolución del consumo de combustibles para la generación eléctrica 1996-2005, México.....	10
Gráfica 4: Reservas de petróleo a finales del 2007, en años (R/P)	12
Gráfica 5: Reservas mundiales de petróleo, finales del 2007.....	12
Gráfica 6: Reservas de gas natural a finales del 2007, en años (R/P).	13
Gráfica 7: Reservas mundiales de gas natural, finales del 2007.....	14
Gráfica 8: Reservas de carbón a finales del 2007, millones de toneladas.	15
Gráfica 9: Reservas mundiales de carbón, finales del 2007.....	15
Gráfica 10: Beneficios ambientales en calderas supercríticas y subcríticas	20
Gráfica 11: Estatus de las tecnologías de bioconversión y plan estratégico para su desarrollo.....	51
Gráfica 12: Estatus de la fiabilidad de la tecnología y mercado potencial.	56

Introducción

La energía es fundamental para el desarrollo y progreso de cualquier país, y específicamente la energía eléctrica es la base del desarrollo de nuestra sociedad tal como la conocemos actualmente, y es prácticamente imposible imaginar una actividad humana hoy día sin el uso de la energía eléctrica, ya que es utilizada prácticamente en cualquier actividad.

La generación de la energía eléctrica siempre ha representado un reto para los ingenieros involucrados en ello, pero actualmente se presentan retos adicionales al funcionamiento eficiente de una planta, como son el uso de combustibles alternativos a los combustibles fósiles, la no generación de gases de efecto invernadero, y muchos otros asociados a las nuevas soluciones de generación eléctrica.

La generación de energía eléctrica actual se basa principalmente en combustibles fósiles, los cuales no son renovables, por lo que, tarde o temprano, se agotarán inevitablemente (peak oil²). En ello radica la importancia del uso de fuentes alternativas a los combustibles fósiles y especialmente a aquellas que son renovables³. Otro de los motivos son los problemas ambientales ocasionados por la combustión de los combustibles fósiles entre los que podemos destacar la lluvia ácida (SOx), el ozono troposférico (NOx) y los daños respiratorios ocasionados por las partículas. Sin embargo, uno de los factores que actualmente está influyendo significativamente en la implementación de nuevas plantas de generación eléctrica es la generación de dióxido de carbón (CO₂) que es producto de la combustión que se produce con las plantas actuales, esto debido a los problemas de calentamiento global⁴ que se están generando.

En esto radica la importancia de este trabajo, que da una visión de las tecnologías de generación eléctrica actual y futura. En julio de 2004, el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) elabora un documento a petición de la CFE, llamado "*Prospectiva y ruta tecnológica de los procesos clave de CFE*". Este documento resume un estudio de prospectiva tecnológica realizado para la Comisión Federal de Electricidad por especialistas del Instituto de Investigaciones Eléctricas, buscando desarrollar una visión lo más completa posible de las oportunidades de innovación para la CFE en todos sus procesos fundamentales.

A partir de este documento surge la necesidad de crear una prospectiva educativa para estas áreas tecnológicas, de lo cual se deriva el proyecto "*Prospectiva educativa como sustento de la prospectiva tecnológica en la CFE*" financiado por el fondo sectorial de investigación y desarrollo en energía CONACYT-CFE, del cual fue responsable el Dr. José L. Solleiro. El objetivo de este proyecto fue la identificación de las necesidades de formación de competencias para enfrentar los retos que representa la aplicación de nuevas tecnologías en CFE, identificadas previamente por el IIE, a fin de definir los elementos fundamentales para orientar los esfuerzos de formación y capacitación de los ingenieros

² Peak oil o pico del petróleo es un punto en el tiempo donde la máxima de producción de petróleo será alcanzada, después de este punto la producción de petróleo comienza a declinar.

³ La energía renovable es aquella en la que el tiempo que se tarda en consumirla es menor que el tiempo que se tarda en regenerarse, el mejor ejemplo de ello es la energía solar.

⁴ El calentamiento global es un fenómeno y/o predicciones (en base a simulaciones computacionales) realizadas sobre el aumento de la temperatura de la atmosfera terrestre.



de la CFE, con base en la prospectiva tecnológica de la empresa y así maximizar los beneficios del uso de nuevas tecnologías a corto, mediano y largo plazo, para el periodo de 2008-2018.

Es por mi participación en este proyecto y por mi formación, que realizo este trabajo, en el que se muestran la diferentes tecnologías de generación eléctrica, su funcionamiento y perspectiva futura, que dan una visión de las posibilidades de generar energía eléctrica en los próximos años así como sus características más representativas de cada tecnología.

Por haber estado a cargo de la coordinación y evaluación de las tecnologías de combustibles fósiles y de fuentes renovables (energía solar y biocombustibles), el desarrollo de este trabajo se enfoca en estas tecnologías.

Metodología

La metodología utilizada en la elaboración de la presente tesis es la misma que se utilizó en el proyecto *“Prospectiva educativa como sustento de la prospectiva tecnológica en la CFE”*.

En una primera etapa, se realizó una investigación sobre el estado del arte⁵ con el fin de actualizar y complementar la información presentada por el IIE en el documento de 2004 *“Prospectiva educativa como sustento de la prospectiva tecnológica en la CFE”*, el cual fue tomado como base para la elaboración del proyecto.

Una vez identificadas las tecnologías a abordar, de acuerdo a los avances tecnológicos presentados en el periodo (2008-2018) y la consulta a expertos a través de entrevistas semi-estructuradas para cada proceso, se procedió a realizar una serie de visitas a plantas, foros de búsqueda de consensos con expertos para cada uno de los temas, además de la realización de un coloquio con funcionarios de la CFE y expertos en el tema.

Las entrevistas a expertos del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), del Centro de Investigación en Energía (CIE-UNAM), de la Facultad de Ingeniería (FI-UNAM), del Instituto de Ingeniería (II-UNAM), Universidad Autónoma Metropolitana (UAM), entre otros, consistió en rectificar las tecnologías identificadas en el documento del IIE, y abundar en las mismas en base a la experiencia de cada uno de los expertos, sobre la situación actual, sus tendencias y los desafíos tecnológicos. Como resultado se obtuvo las tecnologías sobre las que nos enfocamos para el estudio y las características generales de las mismas, y con base en esto se realizó una búsqueda en distintas fuentes de información como revistas especializadas, libros, tesis, ect.

Una vez recopilada la información sobre cada una de las tecnologías se realizaron foros para consensuar la información previamente recopilada y con el expertis de cada uno de los participantes.

Dentro de los temas abordados en el proyecto⁶ está el de Generación eléctrica (Ciclos súper críticos, Ciclos combinados, Lechos fluidizados, Gasificación, Nucleoeléctrica, Hidroeléctrica. Geoelectricidad, Eólica, Termosolar, Fotovoltaica y Bioelectricidad).

El resultado del proyecto fue el entregable a CFE, que además de la parte técnica que se presenta en esta tesis se generaron mapas educativos para las tecnologías identificadas, y en algunos casos temarios específicos de las tecnologías.

⁵ Estado del arte o estado de la técnica son todos aquellos conocimientos acerca de la tecnología conocidos hasta el día de hoy.

⁶ El proyecto de prospectiva se abordaron además los temas de: Planificación de sistemas eléctricos, Ingeniería de proyectos, transmisión, distribución, ahorro y uso eficiente de energía eléctrica, impacto ambiental y tecnologías de apoyo.



Objetivo.

El objetivo de este trabajo es analizar distintas tecnologías de generación eléctrica (actuales y futuras), describiendo su funcionamiento, enfocándose en las más importantes, por su capacidad de generación y/o por sus expectativas de crecimiento, con el fin de identificar los factores críticos para su desarrollo, implantación y operación eficiente, con un enfoque prospectivo.

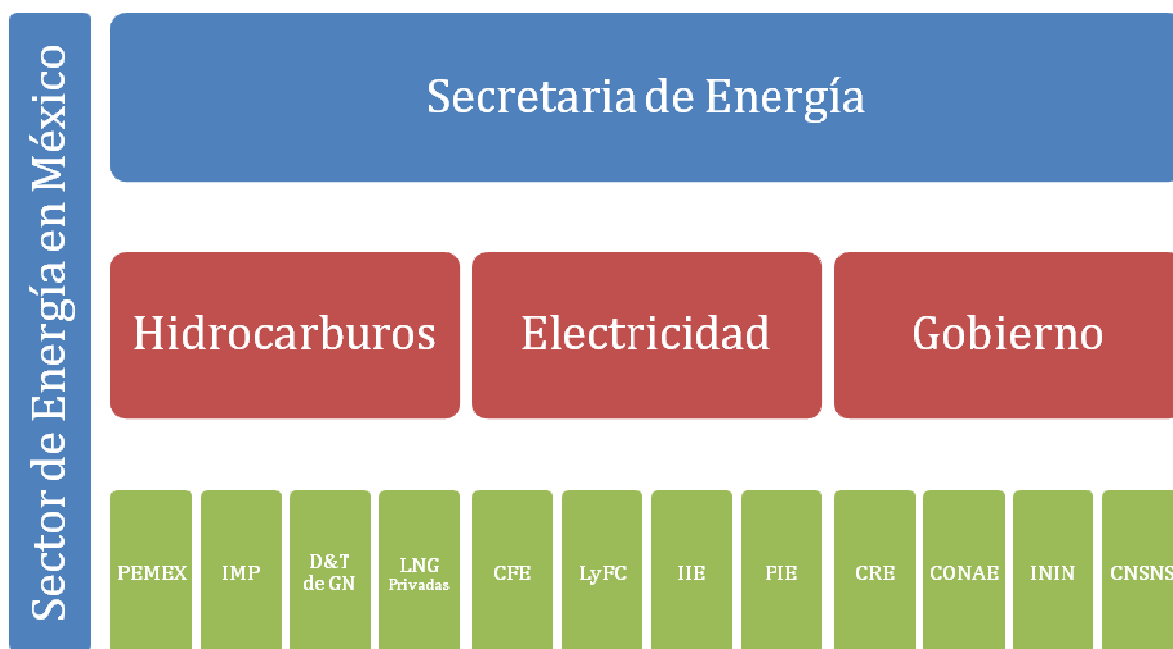
Esta investigación se inscribe en el marco del proyecto “Prospectiva Educativa como Sustento de la Prospectiva Tecnológica de CFE¹”, en el cual he participado activamente, estando a cargo de la evaluación de los sistemas de generación basados en combustibles fósiles y fuentes renovables, por lo que el análisis se circunscribe a dichas alternativas.

¹ Comisión Federal de Electricidad

1. Antecedentes

La estructura actual del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está organizada como un monopolio estatal verticalmente integrado, conformado de distintas actividades tales como: generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica, siendo actividades exclusivas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (LyFC), las cuales son apoyadas tecnológicamente por el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE). En la **figura 1** se muestra la estructura de Sector Energético Mexicano, en donde se ubica a la CFE y a LyFC dentro del sector de Electricidad, dependiendo directamente de la Secretaría de Energía (SENER).

Figura 1: Estructura del Sector Energético Mexicano⁷

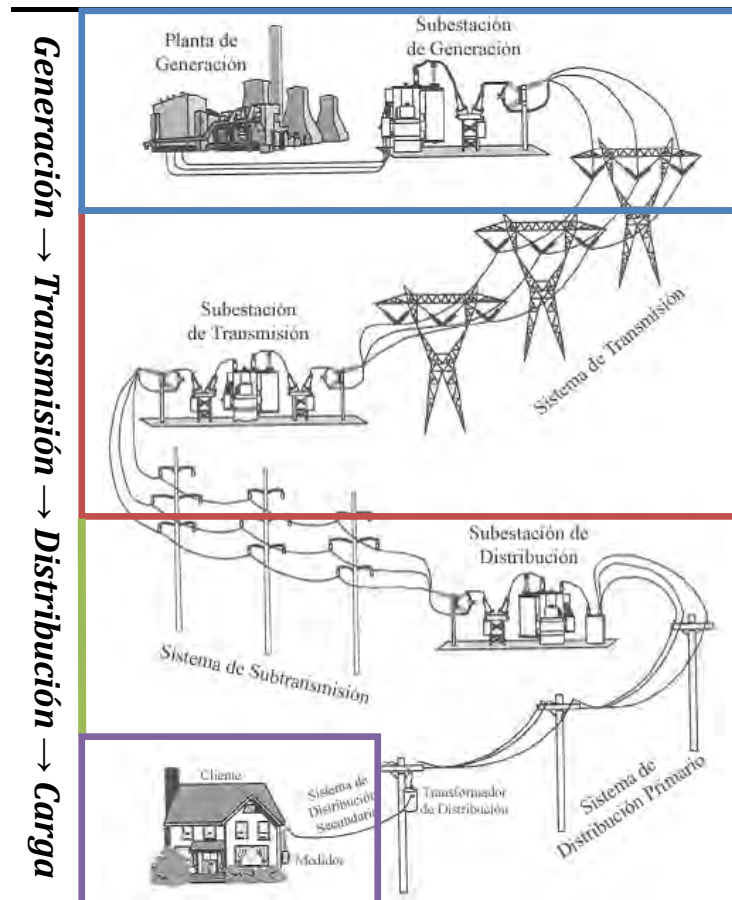


Fuente: Elaborado a partir de AMEDES. Perfil Energético de México. www.amedes.org.mx/perfil.html (consultado el 19 febrero 2008)

El objetivo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es generar energía eléctrica y suministrarla a una tensión aceptable a los equipos de los usuarios finales, en la **figura 2** se muestra un esquema del proceso por el cual la energía eléctrica es generada, transformada y suministrada a la carga.

⁷ PEMEX-Petróleos Mexicanos; IMP- Instituto Mexicano del Petróleo; D&T de NG- Empresas de Distribución y Transporte de Gas Natural; LGN Privadas; CFE- Comisión Federal de Electricidad; LyFC- Luz y Fuerza del Centro; IIE- Instituto de Investigaciones Eléctricas; PIE- Productores Independientes de Energía; CRE- Comisión Reguladora de Energía; CONAE- Comisión Nacional para el Ahorro de Energía; ININ- Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares y CNSNS- Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias.

Figura 2: Sistema Eléctrico de Potencia



Fuente: Elaborado a partir de Brown R. (2002). Electric power distribution reliability. M. Dekker

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se divide en nueve áreas para su planificación, estas son: 1) Central, 2) Oriental, 3) Occidental, 4) Noroeste, 5) Norte, 6) Noreste, 7) Baja California, 8) Baja California Sur y 9) Peninsular, mostradas en la **figura 3**. Las siete áreas del macizo continental están interconectadas y forman el Sistema Interconectado Nacional (SIN), lo que hace posible el intercambio de energía para lograr un funcionamiento más económico y confiable en su conjunto. Y las dos regiones de Baja California permanecen como sistemas aislados.

Figura 3: Regiones del Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: CFE. (2007). Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) 2007-2016. CFE. México.

A diciembre de 2005, el SEN contaba con una capacidad de generación instalada de 46,534MW, y a la fecha la capacidad instalada es de 50,751 MW⁸, donde solo el 24.26% es energía renovables.

Tabla 1: Parque de Generación Eléctrica 2008

<i>Tecnología</i>	<i>Capacidad [MW]</i>	<i>Porcentaje [%]</i>
Ciclo Combinado	16,729	32.96
Termoeléctrica Convencional	12,935	25.49
Carboeléctrica	2,600	5.12
Nucleoeléctrica	1,365	2.69
Eoloeléctrica	85	0.17
Geotermoeléctrica	960	1.89
Hidroeléctrica	11,285	22.24
Dual	2,100	4.14
Combustión Interna	225	0.44
Turbina de Gas	2,467	4.86
Total	50,751	100%

Fuente: CCADET. (2008). Taller de Necesidades de Formación Futuras en Ciclos Combinados (CCGN) al 2008. Unidad de Seminarios Dr. Ignacio Chávez, CU. México.

En la planificación del sector eléctrico se toma en cuenta de manera anticipada la actividad de económica, el crecimiento de la población así como la influencia de otros factores como recursos limitados, importación y exportación de energéticos, políticas de diversificación, etc., que actúan sobre el consumo de electricidad a lo largo del tiempo, esto con el fin de prevenir la demanda, además de un análisis financiero. La planificación del sector eléctrico tiene como objetivo diseñar el programa de expansión del Sistema Eléctrico Nacional

⁸ CCADET. (2008). Taller de Necesidades de Formación Futuras en Ciclos Combinados (CCGN) al 2008. Unidad de Seminarios Dr. Ignacio Chávez, CU. México.

(SEN), para que sirva como base para realizar las obras de inversión que satisfagan la demanda futura.

El plan de expansión 2007-2016 toma como base los escenarios oficiales de precios de combustibles, los costos de inversión para las tecnologías y las disposiciones para generar energía limpia en zonas críticas. En el cual se tiene programada una capacidad adicional de 27,037 MW, en este plan se incluyen 4,456 MW de capacidad en plantas hidroeléctricas, geotermoelectricas y eólicas; 3,478 MW en carboeléctricas; 898 MW en unidades turbogás y de combustión interna; 12,184 MW en centrales de ciclo combinado a gas natural; así como 6,021 MW cuya tecnología aún no se ha definido, con una disponibilidad de parque de generación por arriba del 82%(ver **tabla 2**).

Tabla 2: Capacidad adicional por tecnología en 2006-2016 servicio público (MW)

Tecnología	Construcción o licitación.	Proyectos futuros.	Total
CC ⁹	4,238	7,946	12,184
HID	1,504	2,205	3,709
CAR	678	2,800	3,478
GEO	0	158	158
TG	0	379	379
CI	46	25	71
EO	83	506	589
GD-LyFC	448	0	448
Libre	0	6,021	6,021
Total	6,997	20,040	27,037

Fuente: CFE. (2007). Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) 2007-2016. CFE. México.

De la capacidad adicional, el 83.52% es tecnología que utiliza combustibles fósiles y el 16.48% tecnología que utiliza energía renovable, cabe destacar que del 83.52% de la tecnología que utiliza combustible fósil el 45.06% son ciclos combinados de gas.

De la capacidad adicional total, es decir 27,037MW, 6,997MW (25.88%) se encuentran en construcción o licitación, y 20,040MW (74.12%) son proyectos futuros.

En las centrales identificadas como libres mostradas en la **tabla 3**, exceptuando Baja California Sur (258MW), se podría utilizar gas natural como una opción, con una eficiencia de generación de 52.5%. Las centrales Baja California III (Ensenada), Noreste (Monterrey) y Norte IV (Torreón), con una capacidad total de 1,693 MW, por su ubicación geográfica tendrían solo la opción de utilizar gas natural. En forma alterna al gas natural, se considera que la capacidad de los proyectos: Norte III (Juárez), Baja California IV (Tijuana), Reynosa y Baja California V (SLRC), podría provenir de la importación de potencia de sistemas vecinos (2,014MW). En el caso de Veracruz I y II y Sonora I, las opciones tecnológicas incluyen, además del gas natural, el carbón y el uranio. (2,056MW).

Dentro de las tecnologías que se contemplan como una opción dentro de la tecnología libre está el uso de: nucleoeléctrica, ciclo combinado utilizando nuevas tecnologías como gasificación de residuos de vacío, gasificación de carbón y gasificación de otros combustibles, carboeléctrica o importación de energía.

⁹ Incluye la construcción de un campo solar de 25 MW en combinación con un ciclo combinado de gas natural, Agua Prieta II.

Tabla 3: Tecnología libre 2006-2016

<i>Proyecto</i>	<i>Ubicación</i>	<i>Capacidad [MW]</i>
Baja California III (Ensenada)	Baja California	288
Baja California Sur III, IV, V, VI, VII y VIII	Baja California Sur	258
Baja California IV (Tijuana)	Baja California	288
Noreste (Monterrey)	Nuevo León	734
Norte III (Juárez)	Chihuahua	683
Reynosa	Tamaulipas	764
Baja California V (SLRC)	Sonora	279
Veracruz I y II	Veracruz	1,400
Norte IV (Torreón)	Coahuila	671
Sonora I	Sonora	656
Total		6,021

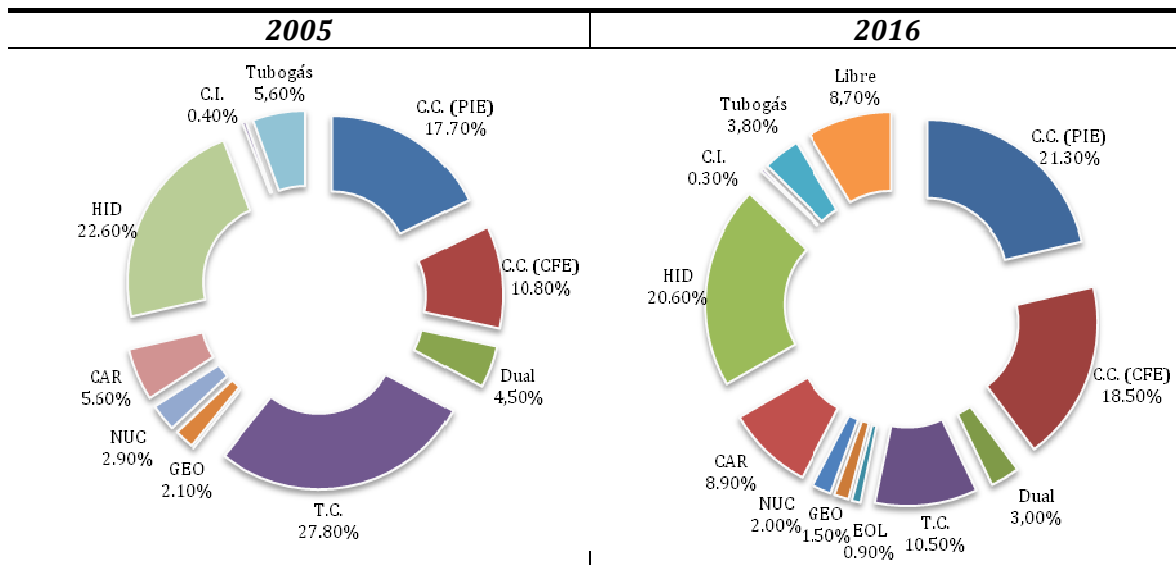
Fuente: CFE. (2007) Prospectiva El Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) 2007-2016. México.

Para satisfacer la demanda de gas natural la CFE cuenta con la Regasificadora de GNL de Altamirano, Tamps. Con una capacidad de 500 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) para suministrando gas a las centrales Altamira V, Tamazunchale y Tuxpan V. Y tiene contemplada una Regasificadora GNL Encenada, BC. (julio 2008) con una capacidad de 235MMpcd, para garantizar el suministro en las plantas de Baja California. Además de una Regasificadora GNL en Manzanillo con una capacidad de 500MMpcd (abril 2011) para suministrar gas en el occidente del país.

En el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2007-2017 tiene contemplada la reactivación de las instalaciones de centrales carboeléctricas a partir del 2014. Además de que en el periodo del 2015-2026 se prevé la participación de ocho centrales nucleares con una capacidad de 1,350MW (10,800MW) y a largo plazo la instalación de 18 carboeléctricas con una capacidad de 700MW (12,600). Con metas del 5%, 3,500 MW, de generación de energía renovable (eólicas, geotérmicas, minihidráulicas) para el 2026.

Con lo que el parque de generación eléctrica al 2016 quedaría como lo muestra la **gráfica 1**.

Gráfica 1: Parque de generación eléctrica¹⁰



Fuente: Elaborado a partir de CFE. (2007). Prospectiva El Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) 2007-2016. CFE. México.

¹⁰ El 2016 incluye 228 MW de generación distribuida de LyFC; El Ciclo Dual opero en el 2005 100% con carbón; y La generación eólica es de 0.005%, por lo que es imperceptible en la grafica.

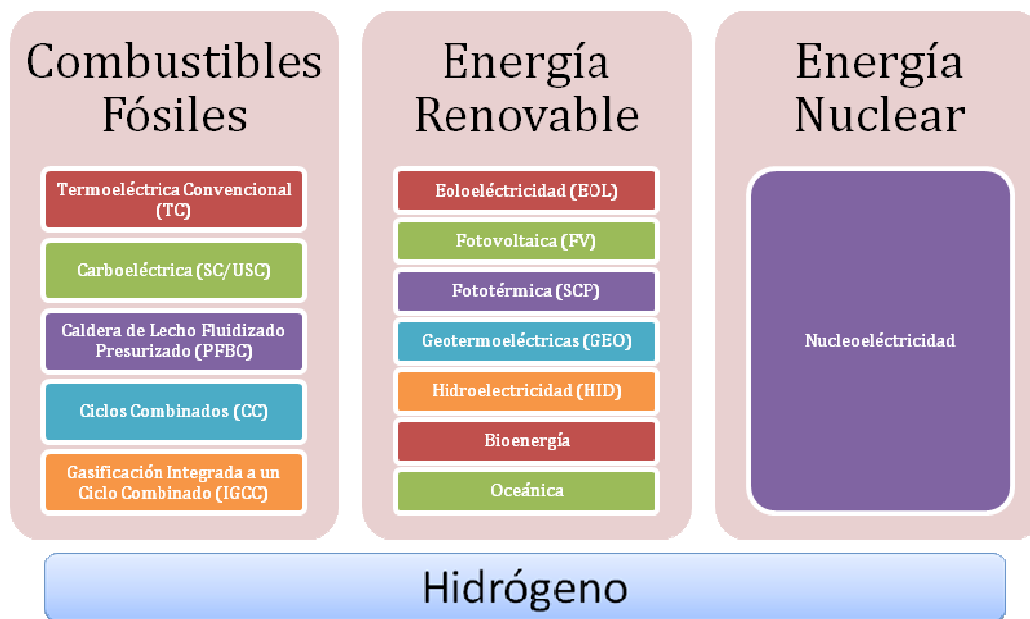
2. Tecnologías de generación eléctrica

La generación de energía eléctrica es el proceso por el cual la energía primaria es transformada¹¹ en energía eléctrica y dependiendo del combustible primario utilizado es la tecnología o tecnologías que se pueden utilizar para generar energía eléctrica.

- Combustibles fósiles: petróleo (combustóleo), gas natural, carbón.
- Energía renovable: sol, viento, agua, mar, calor interno de la tierra.
- Energía Nuclear: uranio.

Los combustibles fósiles y el uranio no son renovables, ya que el tiempo que tardamos en consumirlos es menor al tiempo que les toma volverse a formar, a diferencia de las energías renovables, en donde el tiempo de renovación es menor al de consumo. Otro combustible pensado para la generación eléctrica es el hidrógeno, pero el hidrógeno no es una fuente de energía primaria, sino que debe ser producido por la transformación de alguna de las energías anteriormente mencionadas. En la **figura 4** se muestran las diferentes tecnologías de generación eléctricas más representativas.

Figura 4: Tecnologías de generación eléctrica



Fuente: Moreno I. (2008). Documento de trabajo.

¹¹ Comúnmente pasando de energía térmica a mecánica y finalmente a eléctrica.

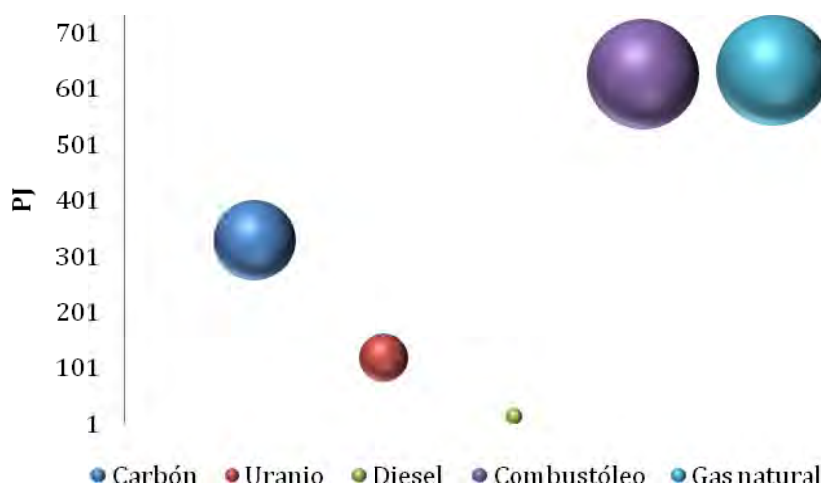
3. Generación de Energía Eléctrica con Combustibles Fósiles

A diciembre de 2005, el SEN contaba con una capacidad de generación de 46,534MW, de los cuales el 72.36% (33,672MW) es tecnología en base a combustible fósil, entre termoeléctricas convencionales, ciclos combinados, carboeléctricas, turbinas de gas y motores de combustión interna. Distribuida de la siguiente manera¹²: 28.49% CC; 27.8% TC, 10.10% CAR, 5.59% TG; 0.39% CI.

La energía bruta producida en el 2005 fue de 218,971 GWh de la cual el 33.5% fue generado por ciclos combinados, el 29.6% por termoeléctricas convencionales, el 15% por carboeléctricas.

El consumo de combustible para generación eléctrica en el 2005 fue de 1,715.630 PJ, de los cuales el 36.84% fueron aportados por el gas natural, el 36.40% por combustóleo, y el 19.09% por carbón. La grafica 2 muestra el consumo de combustible para la generación de energía eléctrica en el 2005, el tamaño de las esferas representa la cantidad de combustible utilizado para la generación.

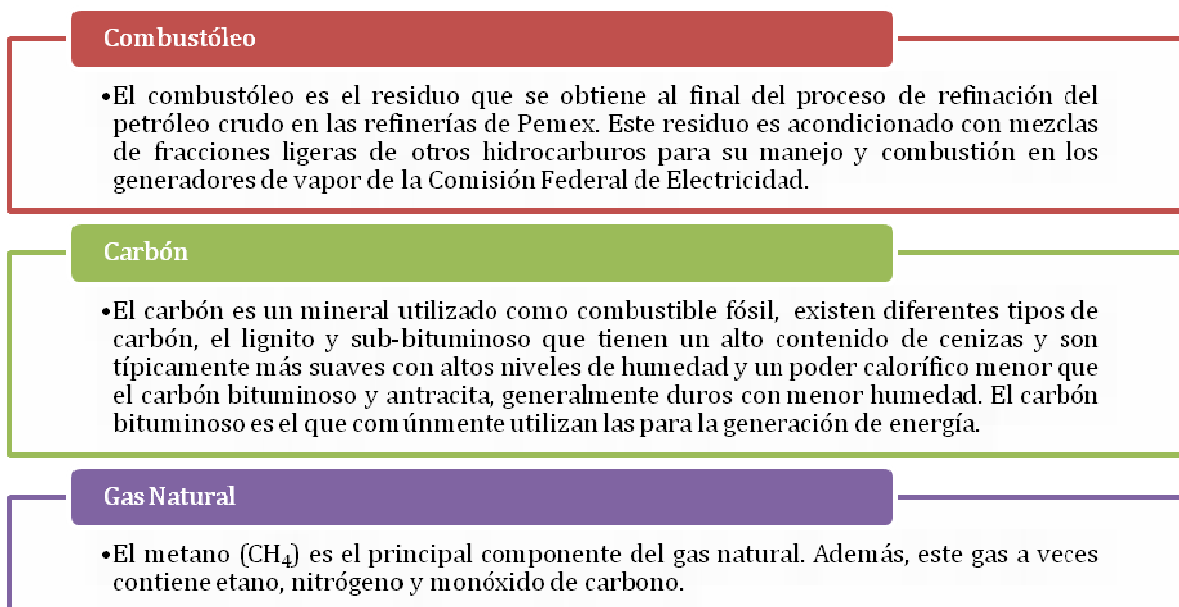
Gráfica 2: Consumo de combustible para generación eléctrica (PJ), 2005.



Fuente: Elaborado a partir de SENER. (2005). Balance Nacional de Energía. SENER. México.

¹² CC Ciclos Combinados; TC Termoeléctrica Convencional; CAR Carboeléctrica; TG Turbina de Gas y CI Combustión interna.

Figura 5: Combustibles fósiles.



Fuente: Moreno, I. (2008). Documento de trabajo.

El combustóleo es usado comúnmente en las termoeléctricas convencionales, su uso en la generación eléctrica ha disminuido con el tiempo, pasando del 61.14% (1996) al 36.40% (2005)¹³. Uno de los principales factores fue el aumento de los precios¹⁴, teniendo un crecimiento del 30% en el periodo de 1991 al 2001, perdiendo competitividad frente al gas natural. Toda la producción nacional de combustóleo se usa para la producción de energía eléctrica¹⁵.

El carbón es utilizado en la generación de energía eléctrica en las llamadas carboeléctricas¹⁶, donde su uso ha ido incrementando, pasando de 14.5%(1996) al 19.09%(2005). Los precios de éste sufrieron una caída abrupta entre 1991-1993, seguido por un comportamiento oscilatorio con crestas decrecientes, para el 2003 el precio había caído 35% en comparación con 1991. Y, de acuerdo con los escenarios de la CFE, los precios medios tenderán a descender continuamente de una manera suave y gradual en el futuro¹⁷. El carbón de origen nacional se utiliza en su totalidad en la Centrales Río Escondido de 1,200 MW y Carbón II de 1,400 MW, mientras que la Central Dual Petacalco tiene posibilidad de utilizar combustóleo y/o carbón, pero actualmente emplea solo carbón importado, ya que México no posee yacimientos carboníferos con costos de extracción competitivos.

¹³ SENER. (2005). Balance Nacional de Energía. SENER. México.

¹⁴ Islas J. (2005). SO₂, NO_x, and Particle Control Technologies and Abatement Costs for the Mexican Electricity Sector. Centre for Energy Research (CIE), UNAM, México.

¹⁵ Ramos A. (2007). Uso de combustibles fósiles para generación eléctrica, 9 de agosto 2007. Taller Opciones Energéticas para México. Academia de Ingeniería. México.

¹⁶ Termoeléctricas con sistemas adicionales, para el manejo del carbón y sus cenizas, a una termoeléctrica convencional.

¹⁷ Islas J. (2005). SO₂, NO_x, and Particle Control Technologies and Abatement Costs for the Mexican Electricity Sector. Centre for Energy Research (CIE), UNAM. México.

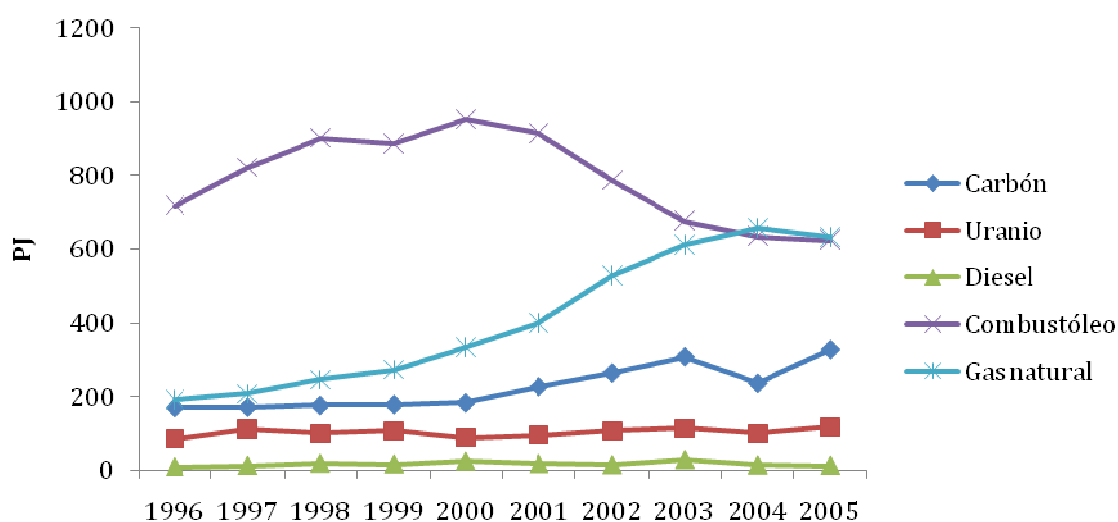
El consumo del gas natural, utilizado en turbogas y ciclos combinados principalmente, ha ido incrementando, pasando de un 16.27% (1996) a 36.84% (2005), con un precio relativamente estable entre 1991-1995. Después de 1995, los precios tendieron a oscilar, encresándose en valores cada vez más altos. Por ejemplo de ello es que en el 2003 los precios del gas se elevaron casi al doble, comparados con 1991¹⁸.

En la actualidad el gas natural es un energético de importancia creciente en el mundo debido a que:

- La energía eléctrica generada con gas natural a través de la tecnología de ciclo combinado es una de las más baratas.
- El gas natural se quema de forma más limpia y produce menor contaminación.

En la **gráfica 3** se puede observar la evolución del consumo de combustibles para la generación eléctrica del periodo de 1996 a 2005, en donde podemos se observa como la aumentado el uso del gas natural y disminuido el uso del combustóleo, mientras los demás combustibles permanecen casi constantes.

Gráfica 3: Evolución del consumo de combustibles para la generación eléctrica 1996-2005, México.



Fuente: Elaborado a partir de datos de SENER. (2006). Balance Nacional de Energía. SENER, México.

¹⁸ Islas J. (2005). SO₂, NO_x, and Particle Control Technologies and Abatement Costs for the Mexican Electricity Sector. Centre for Energy Research (CIE), UNAM, México.

3.1. Reservas de combustibles fósiles

La utilización de los combustibles fósiles para la generación eléctrica depende de diversos factores, entre los que se encuentra su disponibilidad. A nivel mundial el estudio de las reservas de combustibles fósiles se divide en seis áreas geográficas para su análisis estadístico, sin tener ninguna implicación política o económica. En la **tabla 4** se muestran los principales países que conforman estas área.

Tabla 4: Áreas geográficas de las reservas de combustibles fósiles.

<i>Norte América</i>	<i>USA, Canadá, México</i>
S. Centro América	Argentina, Brasil, Colombia, Ecuador, Perú, Trinidad y Tobago, Venezuela, otros.
Europa y Euroasia	Azerbaiyán, Dinamarca, Italia, Kazakhstan, Noruega, Rumania, Rusia, Turkmenistán, Reino Unido, Uzbekistán, otros.
Medio Oriente	Irán, Irak, Kuwait, Omán, Qatar, Arabia Saudita, Siria, Medio oriente (UAE), Yemen, otros.
África	Argelia, Angola, Chad, Rep. Del Congo, Egipto, Guinea Ecuatorial, Gabón, Libia, Nigeria, Sudan, Túnez, otros.
Asia Pacifico	Australia, Brunei, China, India, Indonesia, Malasia, Tailandia, Vietnam, otros.

Fuente: Elaborado a partir de BP Statistical Review of World Energy, www.bp.com (consultado el 29 septiembre 2008)

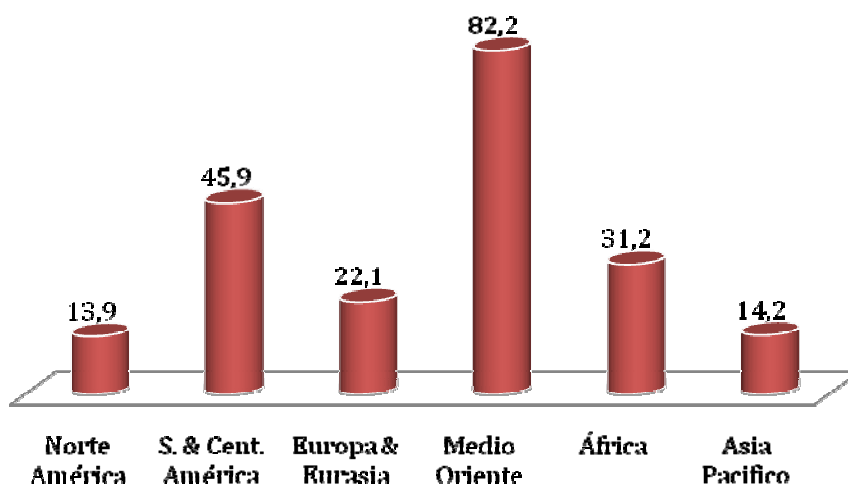
A continuación se describen las reservas de petróleo, gas natural y carbón que se encuentran el mundo.

3.1.1. Petróleo

Las reservas probadas¹⁹ de petróleo en el mundo ascienden a 1,237.9 mil millones de barriles, las cuales alcanzarían para 41.6 años con los niveles de producción actuales. La mayor cantidad de reservas se encuentra en el Medio Oriente (61.0%), seguida por Europa y Euroasia (11.6%), y menormente en África (9.5%), Centro América y el Caribe (9.0%), Norte América (5.6%) y Asia Pacífico (3.3%), como lo muestra la **gráfica 4**.

¹⁹ BP. <http://www.bp.com/statisticalreview> (consultado el 27 septiembre 2008)

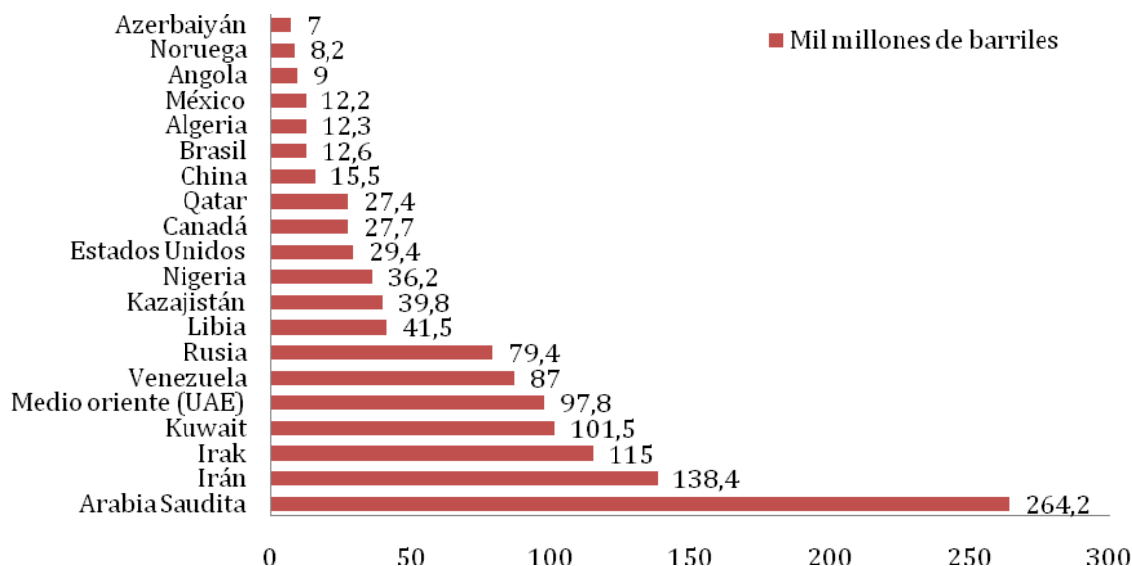
Gráfica 4: Reservas de petróleo a finales del 2007, en años (R/P)



Fuente: Elaborado a partir de BP Statistical Review of World Energy June 2008. <http://www.bp.com/statisticalreview> (consultado el 27 septiembre 2008)

Las reservas probadas de petróleo están repartidas principalmente en veinte países, de los cuales siete de ellos poseen el 71.3% de las reservas mundiales, estos son: Arabia Saudita (21.3%), Irán (11.2%), Irak (9.3%), Kuwait (8.2%), Emiratos Arabes Unidos (UAE) (7.9%), Venezuela (7.0%) y Rusia (6.4%), ilustrados en la **grafica 5**.

Gráfica 5: Reservas mundiales de petróleo, finales del 2007.



Fuente: Elaborado a partir de BP Statistical Review of World Energy June 2008. <http://www.bp.com/statisticalreview> (consultado el 27 septiembre 2008)

La reservas probadas de Norte América²⁰ (69.3 mil millones de barriles) solo están por arriba de Asia Pacífico (40.8 mil millones de barriles), sin embargo con los actuales niveles de producción, a Norte América le alcanzarían para 13.9 años, mientras que Asia Pacífico para 14.2 años, por lo que teóricamente Norte América sería la primera área que se quedaría sin petróleo.

México posee 12.2 mil millones de barriles de petróleo en reservas probadas, que equivalen al 1.0% de las reservas probadas mundiales, con lo que podrá seguir teniendo los niveles actuales de producción durante los próximos 9.6 años, **tabla 5**.

Tabla 5: Reservas de petróleo en México

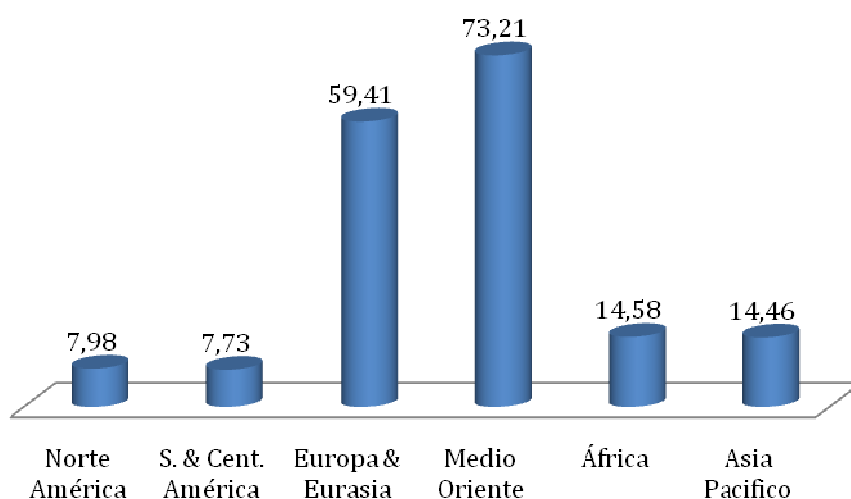
<i>País</i>	<i>Mil millones de barriles</i>	<i>% Total mundial</i>	<i>Relación R/P</i>
México	12.2	1.0%	9.6

Fuente: Boletín UNAM-DGCS-402. (2008). Delicado para México, el panorama internacional en materia energética www.dgcs.unam.mx/boletin/bdboletin/2008_402.html (consultado el 27 septiembre 2008)

3.1.2. Gas Natural

Las reservas probadas mundiales de gas natural ascienden a 177.36 trillones de pies cúbicos que, con la relación de producción actual alcanzarían para 60.3 años. Las mayores reservas nuevamente se encuentran en el Medio Oriente (41.3%) seguido de Europa y Euroasia (33.5%), sumando el 74.80% de las reservas mundiales. Mientras que las reservas de África (8.2%), Asia Pacífico (8.2%), Norte América (4.5%), y Centro América y el Caribe (4.4%), apenas suman el 25.3% como se muestra en la **gráfica 6**.

Gráfica 6: Reservas de gas natural a finales del 2007, en años (R/P).

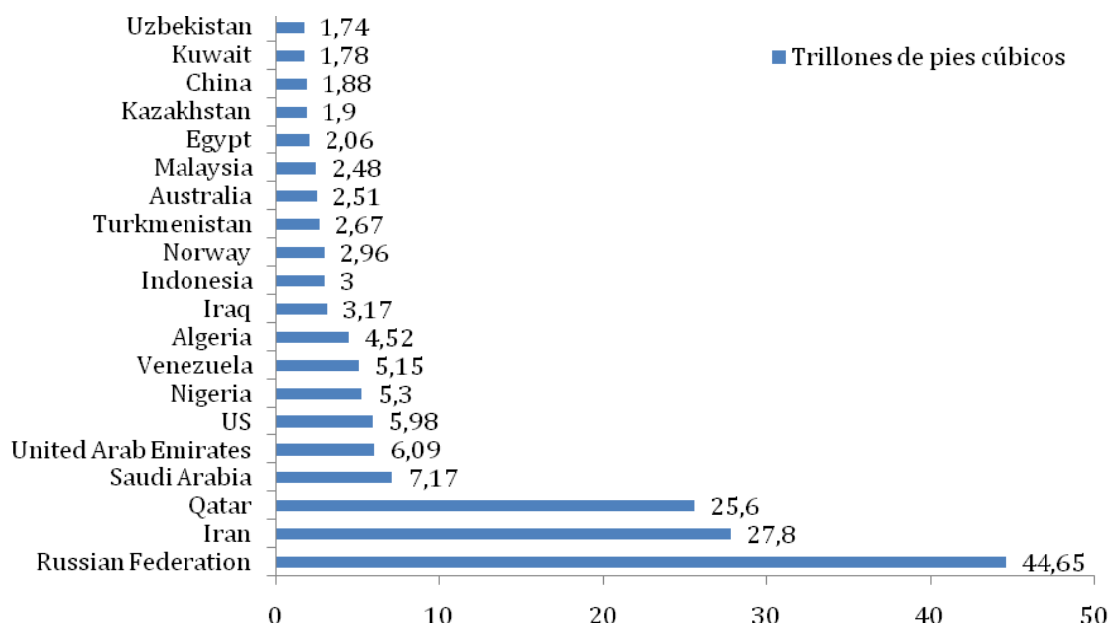


Fuente: Elaborado a partir de BP Statistical Review of World Energy June 2008. <http://www.bp.com/statisticalreview> (consultado el 27 septiembre 2008)

²⁰ US-Canadá-México

Las reservas probadas de gas natural, como lo muestra la **grafica 7**, se encuentran principalmente en Rusia (25.2%), Irán (15.7%) y Qatar (14.4%), los cuales suman 55.3% de las reservas mundiales.

Gráfica 7: Reservas mundiales de gas natural, finales del 2007.



Fuente: Elaborado a partir de BP Statistical Review of World Energy June 2008. <http://www.bp.com/statisticalreview> (consultado el 27 septiembre 2008)

México posee una reserva probada de gas natural de 0.37 trillones de pies cúbico, que es el 0.2% de las reservas totales del mundo. Considerando los niveles de producción actuales, las reservas de México alcanzarían para 8 años.

Tabla 6: Reservas de gas natural en México.

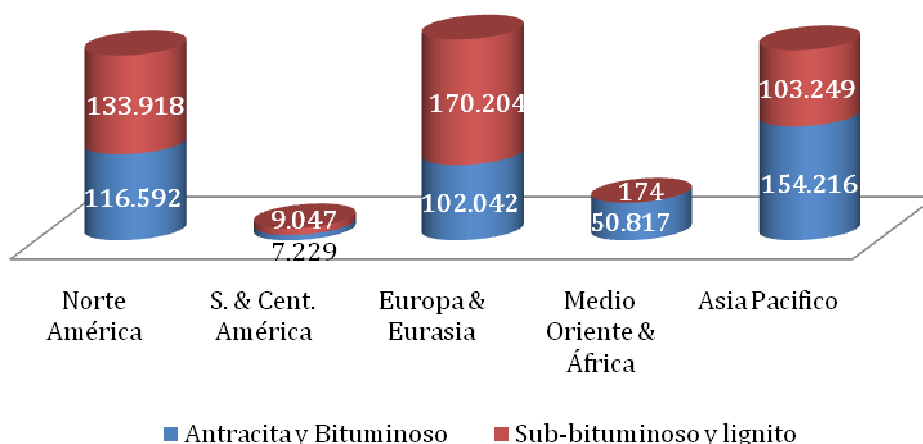
País	Trillones de pies cúbicos	% Total mundial	Relación R/P
México	0.37	0.2%	8.0

Fuente: Boletín UNAM-DGCS-402. (2008). Delicado para México, el panorama internacional en materia energética www.dgcs.unam.mx/boletin/bdboletin/2008_402.html (consultado el 27 septiembre 2008)

3.1.3. Carbón

Las reservas probadas mundiales de carbón (antracita, bituminoso, sub-bituminoso y lignito) son de 847,488 millones de toneladas, con una relación de reservas/producción de 133 años, con los actuales niveles de producción. Las principales reservas se encuentran en Europa y Euroasia (32.1%), Asia Pacifico (30.4%) y en Norte América (29.6%), sumando el 92.1% de las reservas mundiales, el resto está formado por Medio Oriente y África (6.0%), y Centroamérica y el Caribe (1.9%), como lo muestra la **grafica 8**.

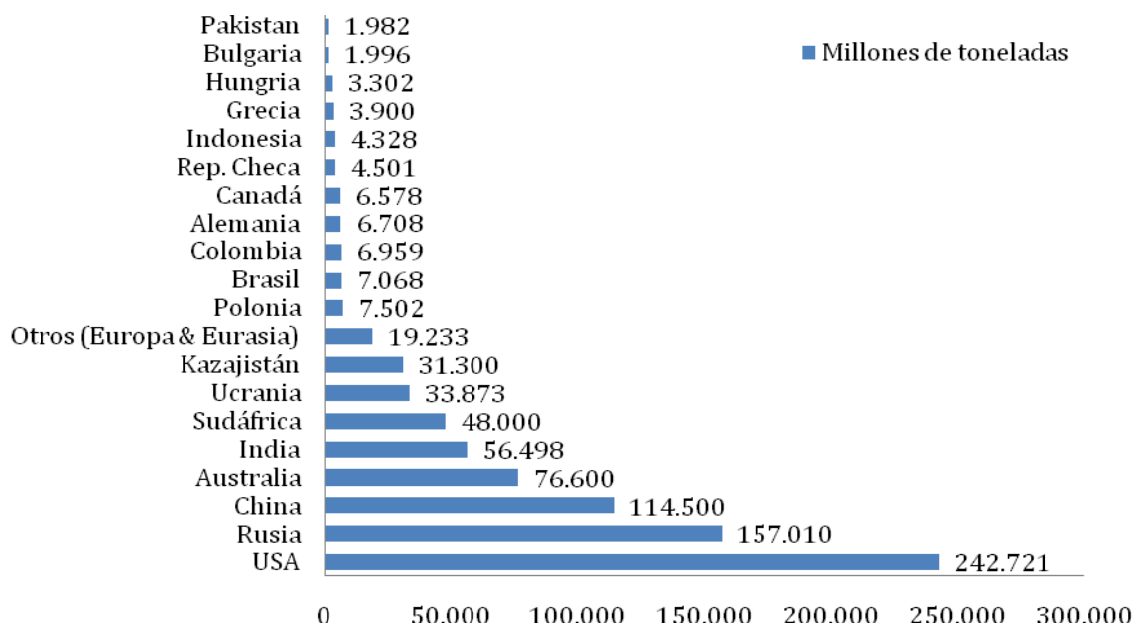
Gráfica 8: Reservas de carbón a finales del 2007, millones de toneladas.



Fuente: Elaborado a partir de BP Statistical Review of World Energy June 2008. <http://www.bp.com/statisticalreview> (consultado el 27 septiembre 2008)

Las principales reservas mundiales de carbón, mostradas en la **gráfica 9**, se encuentran en Estados Unidos (28.6%), Rusia (18.5%), China (13.5%), Australia (9.0%), India (6.7%), Sudáfrica (5.7%), Ucrania (4.0%) y Kazajistán (3.7%) los cuales suman 89.7% de las reservas mundiales.

Gráfica 9: Reservas mundiales de carbón, finales del 2007.



Fuente: Elaborado a partir de BP Statistical Review of World Energy June 2008. <http://www.bp.com/statisticalreview> (consultado el 27 septiembre 2008)

México no figura dentro de los veinte principales países con reservas de carbón en el mundo, ya que posee 1,211 millones de toneladas de reservas de carbón, lo que equivale al

1% de las reservas mundiales que, con los niveles de producción actuales, la relación de Reserva/Producción es de 99 años.

Tabla 7: Reservas de carbón en México

<i>País</i>	<i>Antracita y bituminoso</i>	<i>Sub-bituminoso y lignito</i>	<i>Total</i>	<i>% Total mundial</i>	<i>Relación R/P</i>
México	860 (71.0%)	351 (29.0%)	1,211	0.1%	99

Fuente: Lentz, A. www.energiuacm.org.mx/pdf/solar/lentz.pdf (consultado el 27 septiembre 2008)

A nivel mundial, se estima que en los próximos años los combustibles de mayor relevancia en la generación de energía eléctrica serán el gas natural y el carbón, y se prevé que el uso de los derivados de petróleo en la generación de energía eléctrica disminuirá. Esta tendencia obedece a los altos precios y al uso de tecnologías de mayor eficiencia y menor impacto ambiental mediante el uso de gas natural y carbón.

4. Tecnologías de Generación Eléctrica

A continuación se describen las tecnologías de generación eléctrica que usan combustibles fósiles (petróleo, carbón y gas natural), en donde se aborda en primer lugar su funcionamiento, algunas de sus características más sobresalientes y su prospectiva que se prevé en los siguientes años.

4.1. Carboeléctricas (SC/USC)

4.1.1. Tecnología

Las centrales carboeléctricas, conocidas también como plantas de carbón pulverizado (CP), funcionan al igual que una termoeléctrica convencional en base al ciclo Rankine, la diferencia es que el combustible que se utiliza es carbón, que al ser un combustible sólido, a diferencia del combustible líquido, requiere equipos adicionales para su alimentación y manejo, antes y después de su combustión.

La eficiencia típica de una carboeléctrica varía entre 37.84 y 41.67% con una vida útil de 30 años y un factor típico de planta de 80%. Dos terceras partes de todas las plantas carboeléctricas tienen más de 20 años, con una eficiencia promedio de 29%²¹.

Tabla 8: Características y datos técnicos de una central carboeléctrica.

<i>Central</i>	<i>Potencia (MW)</i>	<i>Eficiencia bruta (%)</i>	<i>Vida económica (años)</i>	<i>Factor de planta típico</i>	<i>Usos Propios</i>
Carboeléctrica	2X350	37.84	30	0.800	7.2
C. supercrítica s/desulfurador	1X700	41.67	30	0.800	6.4
C. supercrítica c/desulfurador	1X700	41.67	30	0.800	10.6

Fuente: CFE. (2007). Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) 2007-2016. CFE. México.

4.1.2. Ciclos Supercríticos.

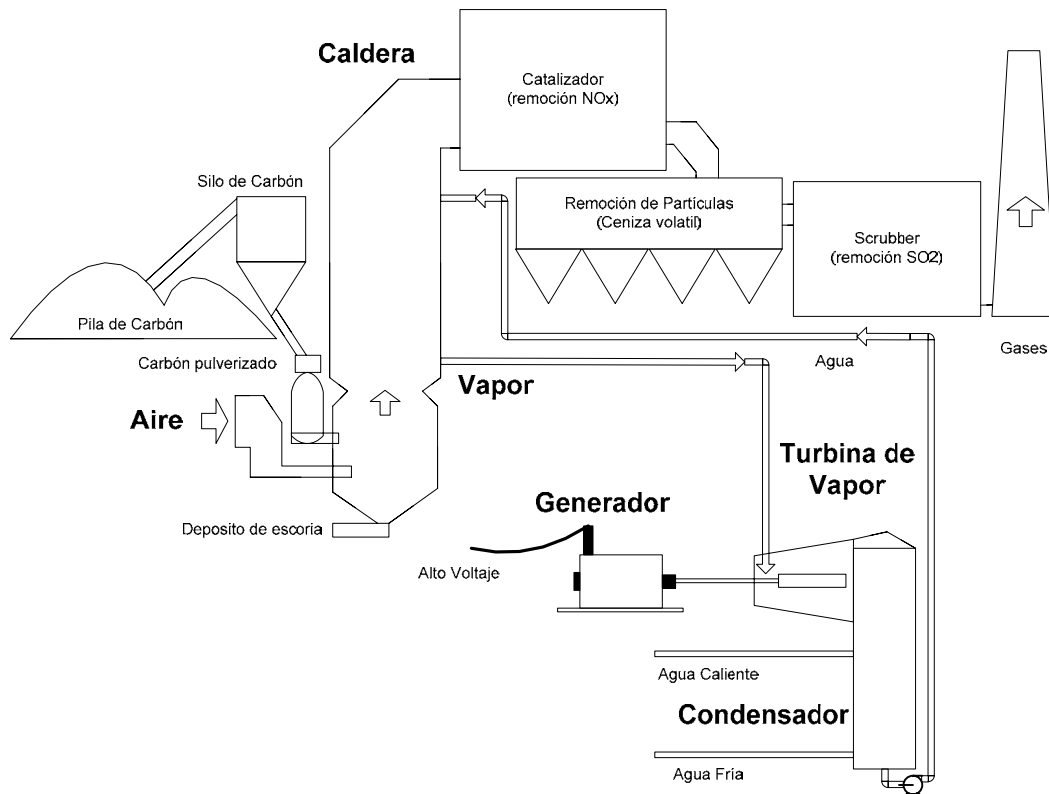
Algunos de los avances más grandes de los ciclos termodinámicos han sido los ciclos supercríticos, en donde la eficiencia del ciclo Rankine ha sido incrementada al aumentar las condiciones de presión y temperatura a la entrada de la turbina de vapor, ya que la eficiencia de un ciclo Rankine es directamente proporcional a la presión y temperatura de adición de calor al ciclo, lo que aumenta la eficiencia de la planta alrededor de un punto porcentual por cada 20°C de aumento de temperatura de sobrecalentamiento²².

²¹ OECD/IEA. (2006). Energy Technology Perspective. OECD/IEA. Paris

²² Beér, J. (2006). High efficiency electric power generation: The environmental role. Progress in Energy and Combustion Science. Vol.33. Reino Unido.

Las plantas supercríticas de vapor trabajan bajo condiciones de vapor por arriba del punto crítico, 221.2bar y 374.15°C. Los principales problemas que enfrenta esta tecnología son en esencia el desarrollo de nuevos materiales para soportar las altas presiones y temperaturas en los equipos. La adaptación de una caldera supercrítica y una turbina, así como la bomba de agua de alimentación de la caldera y la tubería que conducen el vapor recalentado son la diferencia esencial entre una central subcrítica y una supercrítica, en la **figura 6**, se esquematiza los elementos que componen una planta supercrítica.

Figura 6: Planta supercrítica típica de carbón pulverizado (carboeléctrica)



Fuente: Power4Georgians. www.power4georgians.com/supercritical.aspx (consultado el 20 marzo 2008)

Las calderas supercríticas se han utilizado desde 1930, principalmente en Europa, y desde 1960 esporádicamente en Estados Unidos. Actualmente existen alrededor de 160 plantas de carbón pulverizado con ciclos supercríticos (PC/SC) en los Estados Unidos, donde la mayoría fue construida alrededor de los 70's, con avances en la eficiencia de alrededor de 2.9 puntos (entre 41.5% PCI/SC y 38.6% PCI/subC).

En la actualidad los parámetros de una caldera supercrítica son del orden de los 245 bar, 565/565/565°C, alcanzando una eficiencia de 41.5% (PCI) con recalentamiento simple o doble. La **tabla 9** muestra los parámetros de operación de diferentes plantas carboeléctricas.

Tabla 9: Comparación de parámetros de operación

<i>Tecnología</i>	<i>Presión [bar]</i>	<i>Temperatura [°C]</i>	<i>Eficiencia [% PCI]</i>
Subcrítica	168	538/538	40
Supercrítica	245	565/565/565	41.5
Ultrasupercríticos	300	600/600	45

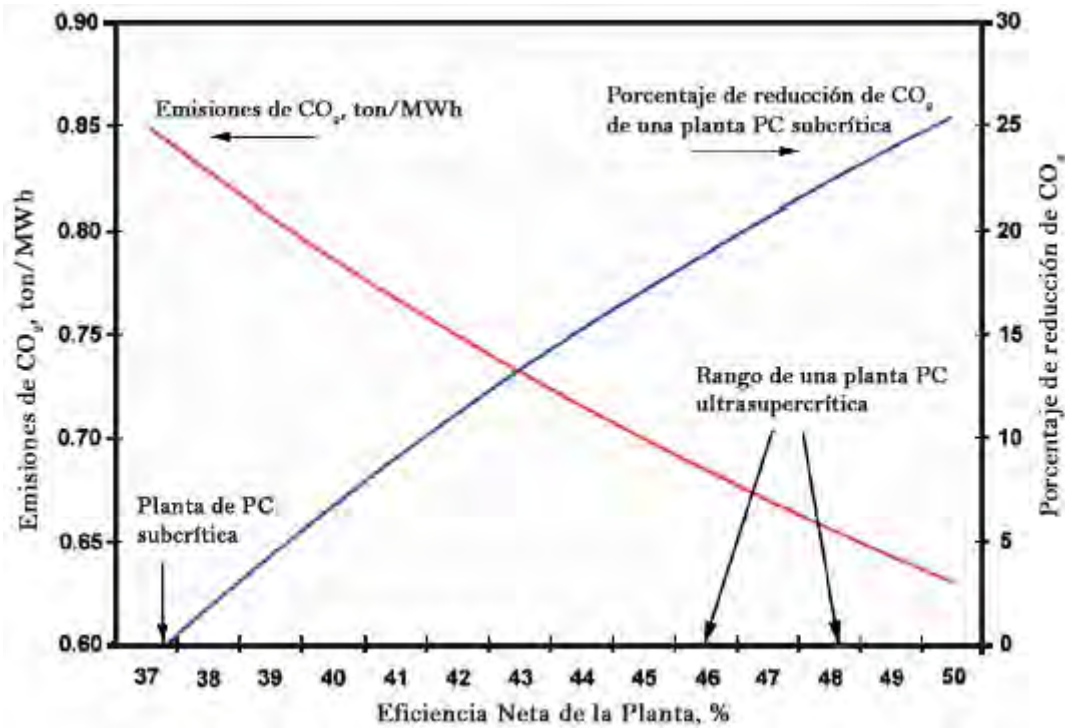
Fuente: Beér, J. (2006). High efficiency electric power generation: The environmental role. Progress in Energy and Combustion Science. Vol.33. Reino Unido.

Una planta con un ciclo ultra-supercrítico (USC) utiliza mayores parámetros de vapor que las calderas supercríticas y por lo tanto mejores eficiencias, los parámetros de vapor de una caldera ultra-supercrítica son de 300bar 600/600°C, alcanzando eficiencias de 45% (PCI). En Europa y Japón existen experiencias de varios años con plantas en servicio a 600°C con excelente disponibilidad.

Las plantas USC que operan a temperaturas alrededor de 700°C, aún necesitan investigación y desarrollo adicional en el área de materiales, principalmente. Los **costos** de las plantas USC son estimados entre 12-15% más que los costos de una planta subcrítica. Sin embargo, debido a la reducción de carbón y al direccionamiento de los gases de combustión, el balance del costo de la planta es de entre 13-16% menor que el de una planta supercrítica, de ahí la conveniencia de utilizar ciclos supercríticos.

La tecnología de calderas supercríticas contribuye no sólo a proporcionar energía estable, de alta calidad y satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica sino también brinda una buena solución para reducir las emisiones de CO₂ y el impacto al medio ambiente. Actualmente se siguen desarrollando mejoras tanto en las calderas como en las turbinas, con la finalidad de obtener mayores temperaturas y presiones de operación, también con mejoras sustanciales en el proceso de combustión para disminuir las emisiones y mejorar la eficiencia, logrando plantas de mayor capacidad. La **grafica 10** muestra los beneficios ambientales (reducción de CO₂) de una caldera que trabaja por arriba de las condiciones del punto crítico al compararlas contra una subcrítica. En una caldera supercrítica se reduce aproximadamente un 10%, 41% (PCI), y en una ultra-supercrítica casi un 20%, 45% (PCI), de CO₂, en comparación con una caldera subcrítica.

Gráfica 10: Beneficios ambientales en calderas supercríticas y subcríticas



Fuente: Beér, J. (2006). High efficiency electric power generation: The environmental role. Progress in Energy and Combustion Science. Vol.33. Reino Unido.

En general los beneficios de una planta supercrítica²³ son:

- Reducción del costo de combustible debido a una mayor eficiencia de la planta
- Significativa reducción de las emisiones de CO₂
- Excelente disponibilidad, comparada con una planta subcrítica.
- Menor costo de la planta, en comparación con otras tecnologías de carbón limpio.
- Considerables reducciones de emisiones de NO_x, SO_x y partículas.
- Compatible con la co-combustión de biomasa.
- Puede integrarse completamente con una tecnología de captura de CO₂.

En resumen, se obtienen altas eficiencias en la planta.

4.1.3. Conclusión

El desarrollo de los ciclos supercríticos y ultra-supercríticos ha ido a la par de los desarrollos metalúrgicos, que implican tener tuberías y equipos que soporten las condiciones de temperatura y presión, así como el desarrollo de quemadores de más alta eficiencia que permiten un mejor quemado del carbón con una fuerte reducción en las emisiones contaminantes aprovechando mejor la energía que se libera durante la combustión. Las otras áreas de desarrollo son la mejora de procesos de tratamiento de

²³ Power4Georgians. www.power4georgians.com/supercritical.aspx (consultado el 20 marzo 2008)

agua, con un mejor conocimiento de la química involucrada en ellos, los procesos de medición y control para operar los ciclos.

Las emisiones de SO_x y NO_x son actualmente controlables con los dispositivos que ya están disponibles en el mercado; sin embargo las cenizas deben seguir siendo confinadas, pues aunque pueden ser utilizadas en los sectores de la construcción en México no es económicamente viable ya que las materias primas para la construcción son más baratas que utilizar la ceniza; lo mismo ocurre con el yeso, además de que no son viables pues el contenido de carbón no quemado (6-12%) sobrepasa los requerimientos (2%) para que no afecte las propiedades mecánicas del cemento²⁴.

Las calderas supercríticas con carbón pulverizado constituyen el futuro inmediato para generar carga base²⁵, ya que se pueden construir unidades de gran capacidad, y gracias a sus altas eficiencias emiten menos contaminantes por kWh generado. Aunque México no tiene grandes reservas de carbón, las reservas mundiales de este combustible son las más grandes de todos los combustibles fósiles.

Los ciclos supercríticos son actualmente comerciales y se busca mejorar la eficiencia. Algunas de las empresas que la comercializan a nivel mundial son: Siemens, Hitachi, Ansaldo Energía, General Electric, Mitsubishi y Skoda Power. Las eficiencias de estos superan a las centrales convencionales y solo están por debajo de los ciclos combinados, siendo considerada una tecnología de carbón limpio. El carbón es el combustible fósil que supera en reservas probadas al petróleo y al gas natural, por lo que los ciclos supercríticos podría ser una opción tecnológica que permita una transición energética hacia el uso de tecnologías sustentables.

4.2. Combustión de Lecho Fluidizado (FBC)

Una caldera de lecho fluidizante es esencialmente un combustor combinado con un intercambiador de calor donde el combustible es quemado de forma particular en un contacto entre sólidos y gases.

Las calderas de lecho fluidizante se pueden clasificar principalmente en dos tipos²⁶:

1. Lecho fluidizante burbujeante (BFB)
2. Lecho fluidizante circulante (CFB)

Cuando este tipo de tecnologías opera bajo presiones mayores a las de la atmósfera, a estos se les conoce como lecho fluidizado burbujeante presurizado PFBC (Pressurized Fluidized Bed Combustion), o lecho fluidizado circulante presurizado PCFB (Pressurized Circulating Fluidized Bed).

²⁴ Entrevista realizada al Dr. Antonio Diego Marín-combustión, IIE, 23 de Julio de 2007.

²⁵ El uso de las carboeléctricas para la generación de la carga base es una opinión de expertos como el Dr. Antonio Diego Marín, por los beneficios de estas tecnologías. Entrevista realizada al Dr. Antonio Diego Marín-combustión, IIE, 23 de Julio de 2007.

²⁶ Bubbling Fluidized Bed (BFB) y Circulating Fluidized Bed (CFB).

4.2.1. Lecho fluidizante burbujeante (BFB)

En una caldera de lecho burbujeante una capa de partículas sólidas (sobre todo piedra caliza, arena, ceniza y sulfato de calcio) está suspendida en una rejilla cerca del fondo de la caldera. Esta capa es mantenida en un estado turbulento cuando aire de baja velocidad es forzado a pasar por debajo de la rejilla, de esta forma el combustible es añadido a este lecho y la combustión ocurre. Normalmente, el combustible crudo en el lecho no excede el 2% del total del material contenido en el lecho y la velocidad del aire de combustión guarda un mínimo, lo bastante alto para mantener la turbulencia del lecho, pero sin arrastrar cantidades significativas de partículas sólidas fuera del hogar.

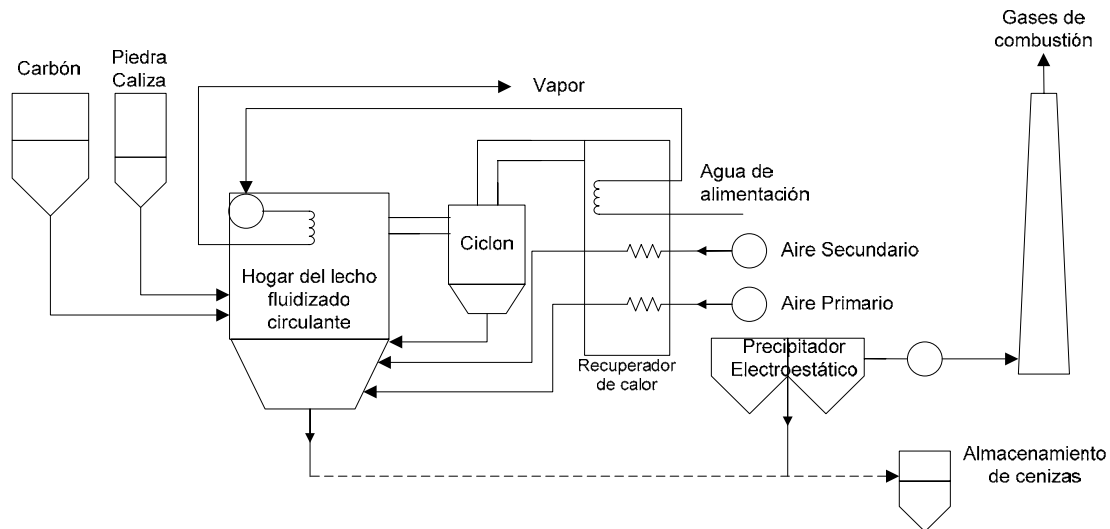
Las calderas de lecho fluidizado burbujeante son también conocidas como lechos fluidizantes estacionarios o lentos. El horno de una caldera de BFB, que opera bajo presiones atmosféricas es conocido como combustión de lecho fluidizante atmosférico (AFBC) y los que operan a altas presiones es conocido como combustión de lecho fluidizante presurizado (PFBC).

4.2.2. Lecho fluidizante circulante (CFB)

Las calderas de lecho fluidizado circulante (CFB) son una variante derivada de la tecnología de BFB que supera a su predecesor en términos de remoción de sulfuro, eficiencia y escala. Una caldera de lecho fluidizante circulante es donde el combustible es quemado en un *régimen de lecho fluidizado rápido*, recibe este nombre por el estado de la materia en la caldera y la forma de la combustión. El *proceso de fluidización* comienza cuando un lecho de materia inerte, partículas sólidas granulares, son suspendidas por un flujo del aire o de gas, este fluido se inyecta en la caldera por el fondo o por un lado y cuando la velocidad de la corriente del gas incrementa, el flujo suspende las partículas individuales del lecho, en esta etapa se inyecta el combustible con un sorbent²⁷-opcional (principalmente piedra caliza ó dolomita). La **figura 7** muestra el flujo del proceso de una calderas de lecho fluidizante circulante.

²⁷ Substancia que colecta moléculas de otra substancia por absorción.

Figura 7: Flujo del proceso de una caldera de lecho fluidizado circulante



Fuente: Elaboración propia a partir de Clean Coal Technologies in Japan. Circulating Fluidized Bed Combustion Technology (CFBC). www.nedo.go.jp/sekitan/cct/eng_pdf/2_1a2.pdf. (Consultado el 13 Julio 2008)

La tecnología de lecho fluidizado circulante ha ganado popularidad, especialmente en el mercado de generación de energía. La tecnología ha madurado a través de operaciones exitosas en cientos de unidades de capacidad en el rango de 1 MWe a 340MWe (hasta 2005). Los problemas de la primera generación han sido resueltos y la tecnología de CFB son ahora consideradas como tecnología madura, ha presión atmosférica. La metodología de diseño, sin embargo, no es tan estable como las calderas de carbón pulverizado, ya que muchos aspectos del diseño están basados en reglas de dedo.

Las características que hacen atractiva esta tecnología son la flexibilidad de combustible, la alta eficiencia de combustión, la remoción de sulfuro y las pocas emisiones de NO_x²⁸.

- **Flexibilidad del combustible.** Esta es una de las características más atractivas de las calderas de FBC. Pueden quemar una amplia variedad de combustibles sin un gran castigo en el funcionamiento.
- **Alta Eficiencia de combustión.** La eficiencia de combustión de una caldera de CFB esta generalmente en el rango de 97.5-99.5%, mientras que para un lecho burbujeante es menor, en el rango de 90-98%.
- **Remoción del sulfuro *in situ*.** A diferencia de otras calderas, las calderas de lechos fluidizados pueden absorber el dióxido de sulfuro generado durante la combustión en el horno. Las temperaturas de combustión bajas (800-900°C) permiten, alimentándolo con piedra caliza, absorber el sulfuro como sulfato de calcio sólido sin tener que usar un equipo adicional cómo ocurre en las calderas de carbón pulverizado.
- **Emisiones de Óxidos de Nitrógeno.** Las bajas emisiones de óxidos de nitrógeno (NO₂) son una de las características más atractivas de ambas calderas, BFB y CFB. La temperatura de combustión en una caldera de lecho fluidizado (800-900°C) es demasiado baja para que se formen los óxidos de nitrógeno con el nitrógeno y el aire.

²⁸ Basu, P. (2006). Combustion and gasification in fluidized beds. Taylor & Francis

Los principales componentes y parámetros de diseño de la tecnología de FBC son la preparación del combustible, el combustor, la recolección y circulación de partículas, la superficie de transferencia de calor y la variación de la tecnología de CFB. Los principales fabricantes²⁹ comparten una configuración básica muy similar de los componentes de diseño de la tecnología de CFB. Sin embargo existen diferencias importantes que son principalmente en el intercambiador de calor externo, el diseño de la rejilla (la rejilla de los inyectores para la alimentación primaria de aire dentro del combustor) y los sistemas de colección de sólidos, como se puede observar en la **tabla 10**.

Tabla 10: Parámetros de diseño de BFB y CFB

Parámetro de diseño	BFB	CFB
Temperatura de combustión (°C)	760-870	800-900
Tamaño de las partículas del combustible (mm)	0-50	0-25
Velocidades de fluidización (m/s)	1-3	3-10
Circulación de sólidos*	No	Si
Concentración de partículas	Alta en el fondo, baja en el freeboard.	Gradualmente creciente a lo largo de la altura del horno.
Tamaño de las partículas de piedra caliza (mm)	0.3-0.5	0.1-0.2
Parámetros promedios de vapor**		
Flujo (kg/s) (rango)	36 (13-136)	60(12-360)
Temperatura (°C) (rango)	466 (150-543)	506(180-580)
Presión (bar) (range)	72 (10-160)	103 (10-275)

Fuente: Joris K., Martin J. y Andre F. (2006). Development of fluidized bed combustion—An overview of trends, performance and cost. Science Direct-Progress in Energy and combustion science. The Netherlands.

*La circulación de partículas no quemadas es posible en los dos casos, sin embargo, la circulación de sólidos en BFB comparada con CFB es una parte menos integrada eb el proceso de combustión

**Los datos de los parámetros de vapor fueron recolectados de 400 instalaciones de FBC.

El horno de una caldera de lecho fluidizante está compuesto por una masa de sólidos granular, generalmente con tamaños de grano en el rango de 0.1-0.3 mm o 0.25-1.0 mm dependiendo el tipo de caldera de lecho fluidizante. Estos sólidos son llamados materiales del lecho³⁰, y pueden ser:

- Arena o grava (para calderas que quemen combustibles bajos en cenizas, como woodchips)
- Piedra caliza *fresh or spent* (para calderas que quemen carbón con alto contenido de azufre y requiera un control de las emisiones de sulfuro)
- Ceniza de carbón (para calderas que quemen carbón bajo o medio en cenizas no requiriendo retención de sulfuro)

La tecnología de combustión de lecho fluidizado (FBC) puede quemar una amplia gama de combustibles sólidos. En las tres décadas pasadas esta tecnología, FBC (BFB y CFB), se ha

²⁹ Foster Wheeler, Alstom, Lurgi Lentjes, Babcock & Wilcox and Kvaerner

³⁰ Las calderas que queman biomasa debe usar materia de lechos especiales incluyendo sintéticos para evitar aglomeraciones en el lecho.

utilizado para quemar todo tipo combustibles como carbón, residuos de carbón y una amplia variedad de residuos. Una de las grandes ventajas es que puede quemar gran variedad de combustible de baja calidad, con variaciones en el diseño para obtener la flexibilidad y la optimización.

El diseño de una caldera de FBC varía dependiendo de las características del combustible, donde los factores principales son:

- Poder calorífico.
- Contenido de ceniza del combustible.
- El potencial de corrosión de la combustión de sub-productos.
- Requerimientos de preparación del combustible.

La *eficiencia de combustión* para las calderas de CFB es generalmente mayor (~99%) que para las calderas de BFB, debido a una mejor mezcla ocasionada por el tamaño de las partículas. La eficiencia de combustión influye en la eficiencia general de la planta, así como en los costos de la misma. Las pérdidas de la eficiencia son afectadas por las pérdidas de carbón que ocurren a través de las partículas no quemadas, como cenizas volantes. Las pérdidas por combustión incompleta son aproximadamente del 0.1% y de menor importancia, ya que se compensa por el reciclado a través del ciclón.

Una de las características principales de los combustibles es el contenido de humedad³¹, pues tienen un impacto significativamente negativo en la eficiencia de la caldera. Otras de las pérdidas de calor son por radiación y convección, la temperatura de salida de los gases de escape, las pérdidas de calor sensible por residuos³² y la temperatura de combustión de aire (aire primario/secundario). Otros factores son los parámetros del vapor y la capacidad de la caldera³³. La **tabla 11** compara algunas plantas con distintos combustibles.

Tabla 11: Eficiencia térmica de tecnologías de FBC

<i>Tecnología</i>	<i>Capacidad (MWe)</i>	<i>Combustible</i>	<i>Eficiencia térmica (%)</i>	<i>Poder calorífico PCS-PCI</i>
CFB	20	Biomasa	33	-
	150	Carbón y biomasa	37	PCI
	160	Lignito	41	PCI
	250	Carbón	39	PCS
	297.5	Carbón	36	PCS
	2 X 233	Carbón	37	PCI
	460 SC*	Carbón	>43	-
	600 SC	Carbón	46	PCI
BFB	25	Biomasa	30	PCI

Fuente: Joris K., Martin J. y Andre F. (2006). Development of fluidized bed combustion—An overview of trends, performance and cost. Science Direct-Progress in Energy and combustion science. The Netherlands.

*Esta siendo construida en Polonia por Foster Wheeler, inicia en 2009.

Las necesidades de usar tecnologías para generación de energía eléctrica con bajas emisiones de NO_x y SO₂ estimularon el desarrollo de la adopción de la tecnología de FBC

³¹ La biomasa y la madera frecuentemente tiene gran cantidad de humedad (hasta 60%)

³² El enfriamiento de cenizas en un intercambiador de calor puede ser usado para reducir esta pérdida de calor.

³³ Con el incremento de la capacidad de la caldera (escalamiento) la eficiencia aumenta.

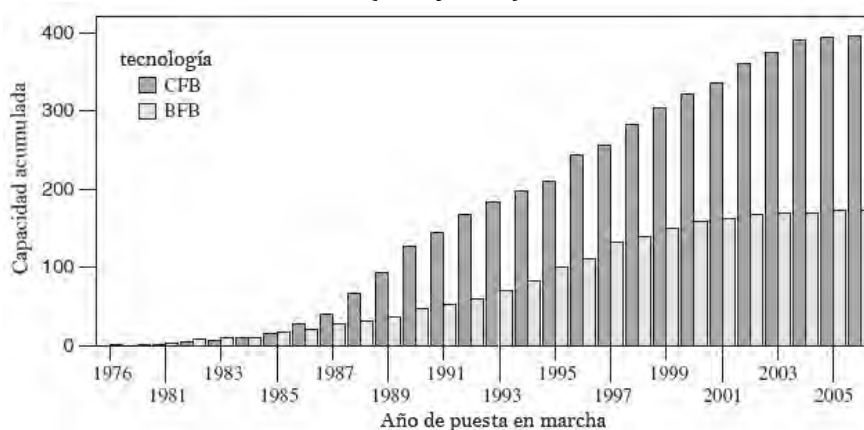
entre 1970 y 1980. Ya que el sulfuro liberado durante la combustión del carbón³⁴ en un lecho fluidizado puede removerse mediante la adición de piedra caliza en el proceso de combustión que bajo condiciones típicas, 850°C y concentraciones de CO₂ de 0.15 bar, la calcinación se completa y la termodinámica de la reacción permite tener bajas concentraciones de SO₂ en los gases de combustión.

Una caldera de lecho fluidizante **burbujeante** puede requerir de 2.5 a 3.5 veces la cantidad estequiométrica de piedra caliza para capturar el 90% de sulfuro mientras una caldera típica de CFB necesita solo alrededor de 2 veces la cantidad estequiométrica. La capacidad de captura superior de sulfuro de las calderas de CFB se debe a las grandes áreas de superficie del absorbedor y el gran tiempo de permanencia en el horno. Las emisiones de SO₂ son mucho menores para las instalaciones de FBC comparadas con una PC sin desulfuradores de gases.

Las tecnologías CFB y BFB operan con temperaturas relativamente bajas en donde virtualmente no se forman NO_x térmicos³⁵. Los datos en calderas comerciales de CFB indican que las emisiones de NO₂ están en el rango de 50-150 ppm o 20-150mg/MJ, las emisiones para calderas de lecho fluidizante burbujeante son ligeramente mayores que éstas. Contrario a los NO_x, las temperaturas de combustión bajas aumentan la formación de N₂O, siendo las emisiones de los óxidos nitrosos (N₂O) de calderas de lechos fluidizados más altas (100-200ppm) que las de una caldera de carbón pulverizado, donde las emisiones de óxidos nitrosos son considerablemente menores debido a la alta temperatura de combustión última (1200-1500°C).

La capacidad instalada en el mundo de la tecnología de lecho fluidizado, con sus variantes son mostradas en la **figura 8**, donde se puede observar que la tecnología de lecho fluidizado burbujeante tiene un crecimiento más estable que las unidades de lecho fluidizado circulante, las cuales parecen crecer exponencialmente en el periodo de 1986-2003.

Figura 8: Capacidad instalada de la tecnología de lecho fluidizado en el mundo (CFB y BFB)



³⁴ El contenido de sulfuro en el carbón varía ampliamente de menos del 1% hasta 10% en peso, aunque en muchos casos el contenido está entre 1-3% wt. Los contenidos de azufre en la biomasa son prácticamente nulos.

³⁵ Los NO_x térmicos son producidos por la reacción de nitrógeno atmosférico con átomos de oxígeno, especialmente a altas temperaturas (T>1000°C)

Fuente: Joris K., Martin J. y Andre F. 2006.8.2005. Development of fluidized bed combustion—An overview of trends, performance and cost. Science Direct-Progress in Energy and combustion science. The Netherlands.

La tecnología de lecho fluidizado circulante a presión atmosférica (CFB) es una tecnología madura y disponible en el mercado, y se espera que para el largo plazo (2015-2018) la tecnología de lecho fluidizado presurizado lo sea también. Con los programas de investigación y desarrollo comandados por Alstom y Foster Wheeler, ambos tienen diseños disponibles para calderas supercríticas de 600 MWe. Mientras tanto Foster Wheeler, en sociedad con varias compañías europeas, proyecta desarrollos para 800 MWe con condiciones de vapor de 300 bar y 600°C. China, por su parte, ha comenzado un programa de desarrollo de calderas CFBC de 800 MWe supercríticas. Esto acompañado con desarrollos de nuevas aleaciones, particularmente a base de níquel, para los intercambiadores de calor de las calderas.

Las variaciones y tendencias de las calderas de CFB están orientadas a buscar condiciones de vapor aun mayores, que permitan aumentar su eficiencia.

4.2.3. Conclusión

La tecnología de Lecho Fluidizado Circulante (CFB) es la que ha ganado mayor popularidad en el mercado de generación de energía eléctrica, ya que la eficiencia de una caldera de CFB es generalmente mayor a las calderas de Lecho Fluidizado Burbujeante (LFB), debido a una mejor mezcla ocasionada por el tamaño de las partículas, influyendo en la eficiencia general de la planta y en los costos de la misma. Esta tecnología tiene una gran ventaja sobre las tecnologías tradicionales, como lo son las termoeléctricas tradicionales y los ciclos combinados de gas natural, la cual radica en su flexibilidad para quemar combustibles sólidos, como el carbón de baja calidad, a eficiencias aceptables. Con bajas emisiones de NO_x y SO₂, por las temperaturas de combustión en donde virtualmente no se forman NO_x y por la remoción de SO₂ mediante la adición de piedra caliza.

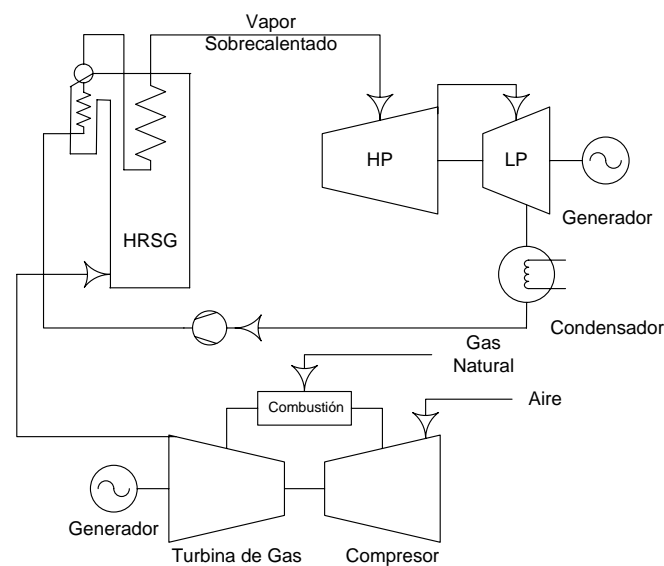
Hoy día hay cientos de unidades de lecho fluidizado circulante atmosférico (CFB) operando alrededor del mundo, con un número significantes de plantas de medio tamaño alrededor de 300 MWe. Actualmente esta tecnología es madura y comercial. Aunque aun es necesario realizar investigación y desarrollo para comprender su funcionamiento (pues muchos de los diseños están basados en reglas de dedos), y para el desarrollo de los ciclos supercríticos. Aunque esta tecnología está siendo desarrollada principalmente para carbón, paralelamente existen otros desarrollos, tiene un gran potencial para una gama de combustibles sólidos.

4.3. Ciclos Combinados (CC)

4.3.1. Tecnología

El término de ciclo combinado se usa cuando más de un ciclo termodinámico es usado conjuntamente en la generación de energía eléctrica, aunque existen varios tipos de ciclos combinados, el término regularmente hace referencias a la combinación de un ciclo Brayton y un ciclo Rankine, es decir, el uso de una turbina de gas y una turbina de vapor unidas a través de una caldera de recuperación. En el primer sistema, turbina de gas, se efectúa la combustión, regularmente gas natural, y el segundo sistema, la turbina de vapor, aprovecha la energía que normalmente habría sido rechazada en un sistema tradicional, de tal forma se logra incrementar la eficiencia total del ciclo. Un ciclo combinado con gas natural está compuesto principalmente por una turbina de gas, una caldera de recuperación y una turbina de vapor. Las plantas de ciclo combinado son arreglos de turbinas de gas con turbinas de vapor. La **figura 9** muestra el esquema de un ciclo combinado.

Figura 9: Ciclo Combinado



Fuente: Moreno I. (2008). Documento de trabajo.

Una de las ventajas de los Ciclos Combinados es que pueden ser construidos en dos etapas, en la primera se instala la turbina de gas en un plazo breve e iniciar su operación, y en una segunda etapa se puede terminar la construcción de la unidad de vapor, y así completar el ciclo combinado. Dentro de sus ventajas destaca la flexibilidad, el arranque rápido, diseño confiable y alta disponibilidad, alto rendimiento, bajos costos de operación y el corto tiempo de construcción de la planta. En cuestiones ambientales los ciclos combinados pueden cumplir las restricciones ambientales más exigentes como las de California (2 ppm), con base en:

1. **Flexibilidad.** Son capaces de operar en cualquier régimen de funcionamiento, con gran rapidez de adaptación a las variaciones de carga.

2. **Arranque rápido.** Están equipadas con dispositivos que permiten tiempos de arranque muy cortos.
3. **Diseño confiable y alta disponibilidad.** El diseño está probado y, normalmente, cada grupo cuenta con redundancias del 100% en los equipos auxiliares importantes.
4. **Alto rendimiento.** Las modernas turbinas de gas y las de vapor hacen que los grupos de ciclo combinado tengan un rendimiento más elevado que el de cualquier otra central. El rendimiento global, en energía primaria, puede ser de 55%.
5. **Costos de operación bajos.** Como resultado de las características y optimización de los nuevos grupos, la operación es más sencilla y los costos de generación inferiores.
6. **Tiempo de construcción reducido.** Debido a que los proyectos siguen diseños estándar, los plazos de construcción se reducen de forma muy importante.

Los recientes estudios de costos de generación confirman la fehaciente economía de los ciclos combinados de gas natural para generación de carga base en muchos países del mundo. De los 18 países que suministraron las estimaciones de dos o más opciones de carga base, en once de ellos los ciclos combinados con gas natural fueron la opción más barata. El costo de capital promedio de los ciclos combinados con gas natural es la mitad que el de las carboeléctricas y solo un tercio que una planta nuclear³⁶. Los costos de capital considerados para la tecnología de ciclo combinado se consideran estables en 428 USD1997/kW partir del 2000³⁷, siendo los más bajos comparándolos con las demás tecnologías de generación eléctrica.

Sin embargo, el costo total de generación en un ciclo combinado es mucho más dependiente del precio del combustible que cualquier otra tecnología³⁸, es decir, es muy sensible a los incrementos del precio del combustible, que oscila alrededor del 60 o 75% del costo de generación, mientras que en plantas de generación por energía renovable, nuclear o carbón el precio del combustible contribuye en el rango de cero al 40% en los costos de generación. Por lo que al incrementar el costo de los combustibles fósiles ocasionaría un serio impacto económico en las centrales de generación eléctrica, pero especialmente a la tecnología de ciclo combinado³⁹.

El gas natural es un combustible considerado ampliamente para la generación eléctrica en los diferentes escenarios que se plantean a nivel mundial y, aunque existen amplias reservas para atender las demandas, muchos factores afectarán su disponibilidad y sus precios⁴⁰. Ante la posibilidad futura de que se mantengan los precios altos para el gas natural o limitaciones en su suministro por reducción de la oferta de Petróleos Mexicanos (PEMEX) o de las importaciones de Estados Unidos de América (EUA), la Comisión Federal de Electricidad (CFE) ha emprendido acciones concretas para diversificar sus fuentes de suministro mediante la construcción de terminales de regasificación de gas natural licuado (GNL). Las terminales de Altamira, Costa Azul y Manzanillo permitirán disponer en el futuro de 1,250 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, la capacidad de las terminales de regasificación se podría incrementar dependiendo de la oferta de gas

³⁶ IEA/NEA. (2005). Projected Costs of Generating Electricity. OECD. Francia.

³⁷ J. Islas, M. Martínez. (2003). Cost-benefit analysis of energy scenarios for the Mexican power sector. Energy. Vol. 28

³⁸ IEA. (2006). Energy Technology Perspective. OECD/IEA. Francia.

³⁹ Paffenbarger, P. (2006). Electricity Market Competition. IEA/OCDE. Francia.

⁴⁰ IEA. (2006). Energy Technology Perspective. OECD/IEA. Francia.

natural de PEMEX a través de la red nacional de gasoductos. Se considera que existirá disponibilidad de gas a precios competitivos en la zona occidental del país, mediante la terminal de regasificación de gas natural licuado en Manzanillo. Se considera un precios en Manzanillo igual al esperado en Henry Hub, menos de 0.58 dólares/MMBtu⁴¹

El gas natural tiene poco impacto en la calidad del aire comparado con otros combustibles fósiles, como el carbón y combustóleo, como muestra la **tabla 12**, ya que prácticamente no lanza ninguna partícula que impida la fotosíntesis en plantas o cause enfermedad del corazón y pulmón en seres humanos.

Tabla 12: Comparación de contaminación del aire de combustibles fósiles (kg emisiones por TJ de energía consumida)

<i>Emisiones</i>	<i>Gas Natural</i>	<i>Combustóleo</i>	<i>Carbón</i>
Óxidos de Nitrógeno	43	142	359
Dióxido de sulfuro	0.3	430	731
Partículas	2	36	1,333

Fuente: World Energy Council, http://charlotte.utdallas.edu/mgis/prj_wrkshp/2004/Johnson/World%20Energy%20Council.htm (consultado el 16 de abril 2008).

El gas natural normalmente tiene poco o nada de azufre y poco o nada de partículas. Por lo tanto los sistemas de desulfurización de gases de combustión no son necesarios. Sin embargo, como en las carboeléctricas, los óxidos de nitrógeno son producidos durante el proceso de combustión, mismos que pueden reducirse parcialmente mediante quemadores bajos en NO_x (óxidos de nitrógeno) en la cámara de combustión de la turbina de gas y ahora son usuales en las nuevas turbinas. Además el gas natural emite aproximadamente la mitad de CO₂ (dióxido de carbono) que una carboeléctrica por kWh, por lo que el uso extenso de esta tecnología puede reducir significativamente las emisiones.

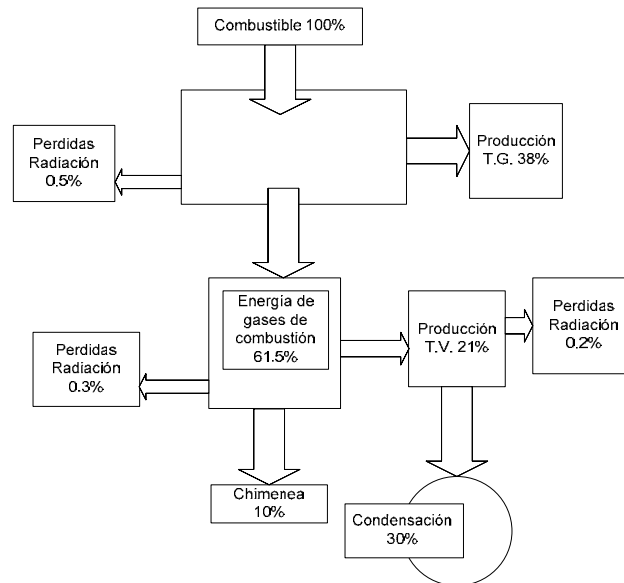
4.3.2. Prospectiva de la tecnología.

Las innovaciones en los Ciclos Combinados están asociadas a los nuevos materiales y diseños principalmente, ya que es la forma en la cual la eficiencia puede aumentar significativamente. En la **figura 10** podemos observar que la energía total suministrada a un ciclo combinado con gas natural sólo se aprovecha aproximadamente el 38%, mediante la turbina de gas, desechando 61.5% en los gases de escape, con 0.5% de perdidas en radiación. Del 61.5% de la energía de los gases de escape, el 21% se aprovecha mediante la turbina de vapor, el 30% se desecha en el condensador, el 10% se pierde en los gases de chimenea y el 0.5% por radiación.⁴²

⁴¹ CFE. (2006). Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) 2007-2016, CFE. México.

⁴² Beér, J. (2006). High efficiency electric power generation: The environmental role. Progress in Energy and Combustion Science. Vol.33. Reino Unido.

Figura 10: Distribución de energía en una planta de ciclo combinado



Fuente: Modificado a partir de Beér, J. (2006). High efficiency electric power generation: The environmental role. Progress in Energy and Combustion Science. Vol.33. Reino Unido.

Para aprovechar más eficientemente la energía suministrada en la turbina de gas (ciclo Brayton), es necesario comprimir isotérmicamente y/o aumentar la temperatura del fluido de trabajo, antes de expandirlo en la turbina, lo que se puede lograr con nuevos materiales. Por cada 30°C de aumento de temperatura en la temperatura de inyección de la turbina de gas, la eficiencia del ciclo combinado aumenta un punto porcentual, así que una eficiencia de ciclo combinado de 60% puede ser alcanzada con una temperatura de descarga de aproximadamente 1,500°C. Lo que se puede lograr al usar una mejor capa térmica, un enfriamiento por circuito cerrado en los alabes de la turbina y el uso de N₂ (Nitrógeno) en lugar de vapor como diluyente para reducir la formación de NO (óxido nítrico), permitiendo así altas temperaturas de descarga en la turbina. Para lograr comprimir isotérmicamente el fluido de trabajo, y evitar las pérdidas de calor debidas a la compresión, una de las soluciones es una compresión por etapas, en donde en cada paso se absorbe el calor generado del gas comprimido antes de entrar al siguiente paso de compresión⁴³.

En la parte del ciclo de vapor (Rankine), la eficiencia es directamente proporcional a la presión y temperatura de adición de calor al ciclo e inversamente proporcional a la presión de condensación. La eficiencia de la planta aumenta alrededor de un punto porcentual por cada 20°C de aumento de temperatura de sobrecalentamiento. Así, los principales avances en el ciclo consisten en incrementar al máximo posible las condiciones de presión y temperatura. Al aumentar la presión de vacío también se incrementa la eficiencia, sin embargo, la presión de vacío no se puede disminuir demasiado ya que podría usarse más energía en el vacío generado que la que se obtendría de la eficiencia generada. El diseño usual básico para la presión de condensación en los Estados Unidos es de 2.0 inHgabs (67mbar), y las plantas en el norte de Europa tienen presiones de condensado de 1.0 inHgabs (30mbar) gracias a las bajas temperaturas de aguas de refrigeración a las que tienen acceso, esta diferencia puede producir una eficiencia de más

⁴³ Beér, J. (2006). High efficiency electric power generation: The environmental role. Progress in Energy and Combustion Science. Vol.33. Reino Unido.

de 2 puntos porcentuales. Otras formas de aumentar la eficiencia, radican en mejorar las eficiencias de los equipos, principalmente la turbina de vapor, en donde existen pérdidas en la trayectoria de vapor (válvulas, inyectores, toberas y álabes).

Por ello, los avances en los ciclos termodinámicos se deben a los nuevos diseños y materiales que permiten aumentar la eficiencia de éstos al alcanzar temperaturas aun más altas. Sin embargo siguen siendo los materiales la limitante, por lo que las principales innovaciones estarán necesariamente relacionadas con su desarrollo.

Los avances que se espera ocurran en la turbina de gas son en relación con los materiales, aleaciones y el sistema de refrigeración. En el turbocompresor se espera sistemas de enfriamiento de aire en la succión con nebulizadores o roging, inyección de nitrógeno, compresión en dos etapas con inter-enfriamiento y regeneración, así como un incremento en la relación de compresión. En la cámara de combustión se esperan inyecciones secundarias de aire a presión a través de un compresor alterno, así como inyectores de combustibles mixtos y compresores de combustibles de 33bar o mayores. En las turbinas de expansión se esperan mayores temperaturas de admisión de 1450°C(GE) y 1550°C (MHI), sistemas de refrigeración por aire y vapor en los alabes, expansiones en dos etapas con recalentamiento, así como nuevos materiales y recubrimientos.

En la caldera de recuperación se prevén innovaciones en los materiales, aislamientos, evaporadores, recalentadores, y en el diseño general de los arreglos de las superficies de transferencia de calor. Con operaciones en los HRSG de 124bar/565°C, eficiencias de 60%, así como nuevos arreglos en los intercambiadores de calor, configuraciones más complejas, quemadores suplementarios, así como refractarios y aislamientos resistentes a la corrosión, erosión y choques térmicos a temperaturas elevadas.

En la turbina de vapor se prevén mejoras en las aleaciones, en los arreglos y las condiciones de vapor. Los factores que limitan principalmente el tamaño de una turbina de vapor son el área anular de vapor a condensación, la presión de vacío y la longitud de los alabes debido a las fuerzas de tensión generadas.

En el sistema de condensación las innovaciones están asociadas al menor consumo de agua, por lo que se esperan modificaciones en el sistema de enfriamiento, específicamente en las torres de refrigeración, el uso de torres húmedas e híbridas.

Otro de los temas importantes en relación con un ciclo combinado es el gas natural, en donde se espera un precio estable, así como una buena calidad y disponibilidad del mismo. La preocupación técnica más grande respecto al gas es la necesidad de tener un combustible homogéneo en su composición másica, esto con el fin de evitar alteraciones en la combustión, provocadas por la variación del poder calorífico, y problemas de ajuste de quemadores, aun cuando los controladores de combustión sean automáticos, esto al considerar al gas que proviene de plantas gasificadoras.

4.3.3. Conclusión

La generación de energía eléctrica en nuestro país es proporcionada principalmente por los combustibles fósiles, en el 2005 se generó el 33.5% por centrales de ciclos

combinado⁴⁴. Los ciclos combinados han tenido un gran incremento en el parque de generación, de 1998-2007 las centrales de ciclo combinado han pasado de 2,463MW a 16,597MW, llegando a ser el 33%⁴⁵ de la capacidad instalada.

El Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2007-2016 (POISE), proyecta un incremento de 27,037 MW al sistema eléctrico nacional, de los cuales 12,184 MW (45%) son ciclos combinados confirmados y 6,021 MW (22%) están contemplados como tecnología libre. Las centrales identificadas como tecnología libres, exceptuando las de Baja California Sur (258MW), podrían utilizar gas como una opción. En el caso de las centrales de Baja California III (Ensenada), Noreste (Monterrey) y Norte IV (Torreón), con una capacidad total de 1,693MW, por su ubicación geográfica tendrían solo la opción de utilizar gas natural, ya que las Normas Oficiales Mexicanas en materia ecológica las define como zonas críticas de emisiones a la atmósfera. En forma alternativa al gas natural, se considera que la capacidad de los proyectos Norte III (Juárez), Baja California IV (Tijuana), Reynosa y Baja California V (SLRC), podrían provenir de importación de potencia de sistemas vecinos (2,014MW). En el caso de Veracruz I y II y Sonora I, las opciones tecnológicas incluyen además del gas natural, el carbón y el uranio (2,056MW).

De esta manera la capacidad instalada de ciclos combinados que se proyecta para el 2016 será de 39.8% y la de tecnología libre de 8.7%, de un total de 69,024MW.

Los Ciclos Combinados son una tecnología eficiente, poco contaminante y una de las mejores opciones económicas en la actualidad, además de ser una tecnología madura y ampliamente usada por la Comisión Federal de Electricidad. Los desarrollos de ésta se enfocan principalmente a los materiales y los nuevos diseños, que permite hacer aun más eficiente el ciclo, al alcanzar temperaturas más altas. Sin embargo, uno de los temas que más preocupa es el abasto de combustible a un precio competitivo, una de las alternativas para no depender de un combustible es la diversificación del parque de generación, es decir, utilizar diferentes tecnologías de generación eléctrica evitando así depender de un solo tipo de combustible.

4.4. Gasificación Integrada a un Ciclo Combinado (IGCC)

4.4.1. Tecnología

La tecnología de Gasificación Integrada a un Ciclo Combinado (IGCC), adiciona a un ciclo combinado un gasificador⁴⁶, lo que permite utilizar combustibles sólidos o líquidos como suministro de energía primaria, para generar energía eléctrica. Los sistemas de IGCC están entre las tecnologías más limpias y eficientes para la producción de energía, la gasificación puede usarse con un amplio rango de combustible incluyendo carbón, coque de petróleo, biomasa, aceite de refinería y virtualmente cualquier cosa que contenga carbón y puede ser introducido en una cámara de gasificación.

⁴⁴ CFE. (2006). Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) 2007-2016, CFE. México

⁴⁵ CCADET. (2008). Taller de Necesidades de Formación Futuras en Ciclos Combinados (CCGN) al 2008. Unidad de Seminarios Dr. Ignacio Chávez, CU. México.

⁴⁶ El poder calorífico del gas de síntesis: 75% PC del carbón.

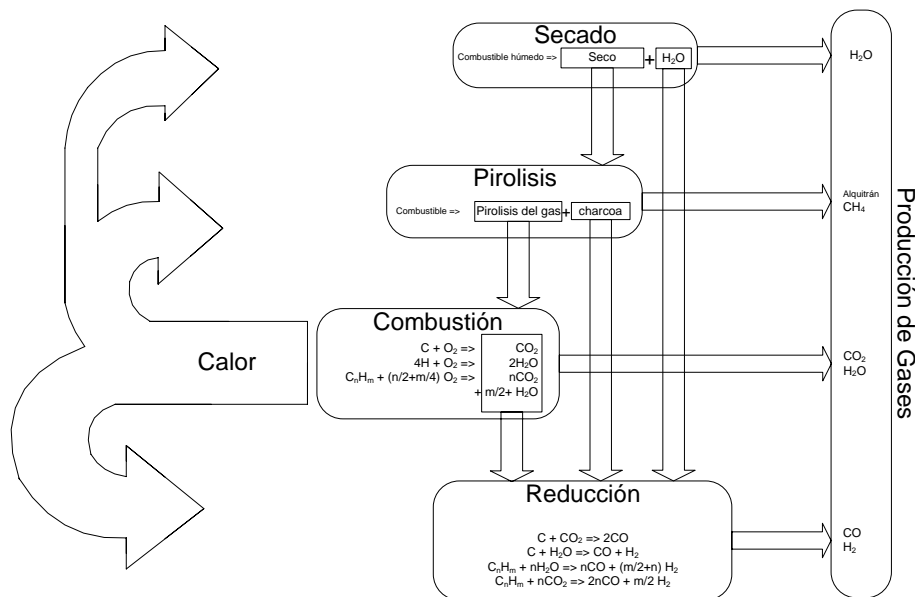
Un gasificador difiere de una cámara de combustión en la cantidad de oxígeno que se añade, la que es mínima de tal manera que solamente una pequeña parte del combustible se quema o se oxida, permitiendo que, se libere energía suficiente para temperatura de ruptura química de los componentes. El gas producido se conoce como gas de síntesis (syngas) y se compone principalmente de hidrógeno (H_2) y monóxido de carbono (CO). De esta forma el carbón es gasificado controlando la mezcla de carbón, oxígeno y vapor dentro del gasificador, es decir, en lugar de quemar el carbón directamente este es dividido en sus componentes químicos básicos.

El azufre que existía en el combustible se elimina como H_2S el cual es fácil de separar en H_2 y azufre elemental o ácido sulfúrico y los minerales, otras impurezas se separan como lodos.

En el proceso de gasificación se producen simultáneamente un gran número de reacciones químicas pudiéndose distinguir tres etapas fundamentales: pirolisis, combustión y gasificación, como se muestra en la **figura 11**.

- **Pirolisis.** Es la descomposición térmica del carbón. En este proceso se origina una fracción gaseosa rica en H_2 y un residuo carbonoso denominado “char” (escoria). De los gases producidos en la reacción, solo CO y H_2 se pueden utilizar como combustibles además de ser los principales gases que constituyen el gas de síntesis.
- **Combustión.** Los gases originados se queman consumiéndose la mayor parte del oxígeno alimentado al gasificador. Las reacciones son exotérmicas y desprenden el calor necesario para producir las reacciones de gasificación. A su vez, el residuo carbonoso reacciona parcialmente con el oxígeno no consumido hasta que éste se agota.
- **Gasificación.** Una vez consumido todo el oxígeno, se producen las reacciones entre los gases de combustión (CO_2 y H_2O) y el char generando CO y H_2 . Las reacciones de gasificación tienen lugar como consecuencia de que se alimenta únicamente entre $1/3$ y $1/5$ del oxígeno teórico requerido para la combustión total.

Figura 11: Gasificación



Fuente: Modificada a partir de www.btgworld.com (consultado el 5 mayo 2008)

La composición final del gas de síntesis depende de las condiciones de presión y temperatura⁴⁷ que a su vez dependen de los diferentes equilibrios que se establecen según el combustible y los gases gasificantes empleados (aire u oxígeno y vapor de agua).

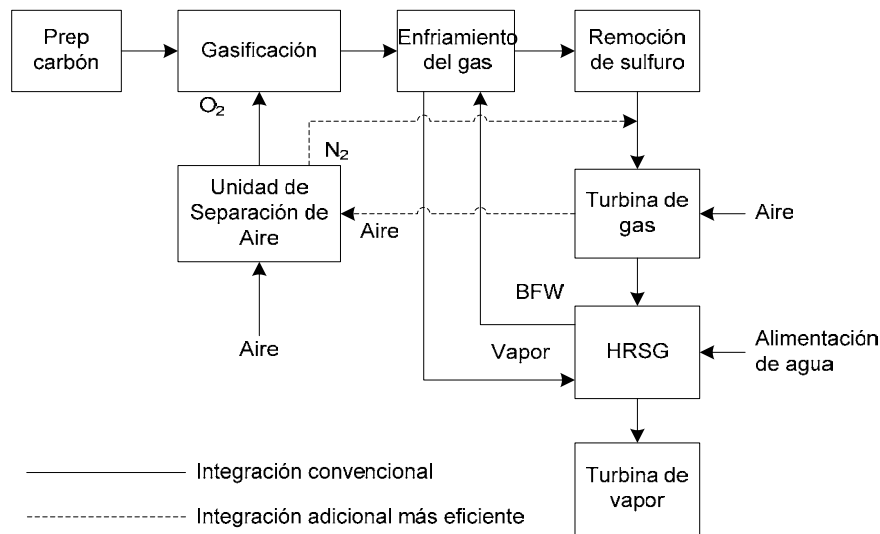
Para las aplicaciones del gas de síntesis en la generación de energía eléctrica, se requiere que se repare el H₂S, los minerales e impurezas y en su caso el amoníaco que se hubiera formado. El gas de síntesis limpio alimenta la turbina de gas y los gases de escape pasan a la caldera de recuperación, donde se produce vapor para alimentar una caldera de vapor, integrando el ciclo combinado.

Una planta de gasificación integrada a un ciclo combinado (IGCC) consiste de cuatro componente principalmente, ver **figura 12**.

- Unidad de separación de aire (ASU)
- Planta gasificadora
- Sistema de limpieza de gas
- Planta de ciclo combinado

Figura 12: Diagrama de flujo de un gasificador de IGCC

⁴⁷ A elevadas temperaturas disminuyen las concentraciones de H₂O y CO₂, mientras que aumentan las de CO y H₂. En cambio, al aumentar la presión disminuyen las concentraciones de CO y H₂, aumentando las de H₂O y apenas varía la de CO₂.



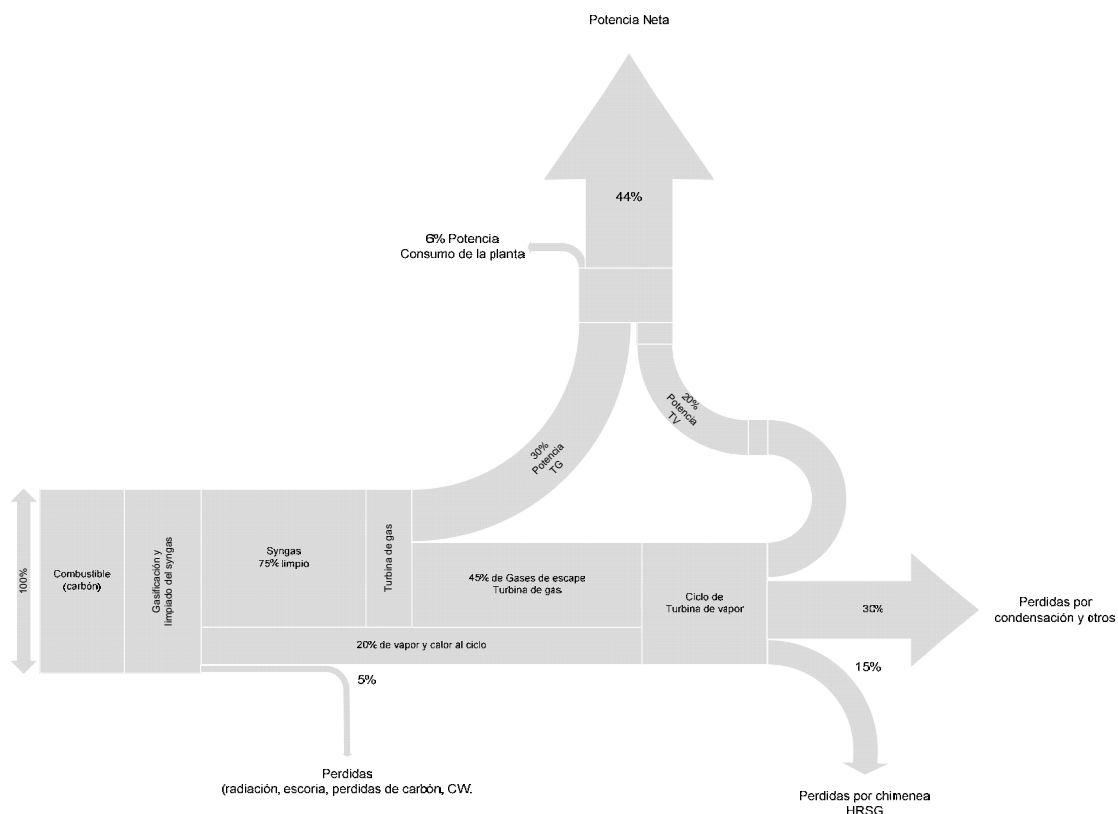
Fuente: Modificada a partir de Beér, J. (2006). High efficiency electric power generation: The environmental role. Progress in Energy and Combustion Science. Vol.33. Reino Unido.

La unidad de separación de aire (ASU, air separation unit) separa el aire en sus partes componentes para enviar una corriente de oxígeno puro a la planta gasificadora en donde se produce el gas de síntesis, de una variedad de combustible sólido, regularmente carbón. El sistema de limpieza del gas remueve los agentes contaminantes y partículas, de esta manera ahora el gas de síntesis puede ser utilizado como combustible en una turbina de gas, la cual es parte de un ciclo combinado. El gas producido en la gasificación con oxígeno contiene un 20% de la energía del gas natural, por lo que los sistemas de turbina se han de modificar para acomodar este mayor volumen de gas. La zona de transformación en energía eléctrica es similar a la de las plantas convencionales de ciclo combinado.

El aire presurizado para la unidad de separación de aire puede ser suministrado completamente por el compresor de turbina de gas o por otro compresor separado, o parcialmente de ambos.

Del 100% de energía suministrada por el carbón, después de la gasificación y el proceso de limpieza del gas nos queda el 75%, del cual 30% es aprovechado en la turbina de gas y el 45% en la turbina de vapor, produciendo una potencia neta de 44%, ver **figura 13**.

Figura 13: Diagrama de flujo de energía para IGCC



Fuente: Modificada a partir de Beér, J. (2006). High efficiency electric power generation: The environmental role. Progress in Energy and Combustion Science. Vol.33. Reino Unido.

La Eastman Chemical Company construyó la primera planta comercial gasificadora de carbón en 1984 en Knoxville, Tennessee usa gas de síntesis (syngas) como reemplazo de la materia base gas natural. Esta planta usa la tecnología de gasificación Texaco y ha estado en operación continua por más de 22 años.

Por otra parte, los beneficios ambientales surgen de la capacidad de limpiar hasta el 99% de las impurezas formadoras de contaminantes provenientes de los gases derivados del carbón. El azufre en el carbón, por ejemplo, aparece como sulfuro de hidrógeno y puede ser capturado mediante procesos utilizados actualmente en la industria química. En algunos métodos, el azufre puede ser extraído de una forma que puede ser vendido comercialmente. Del mismo modo, el nitrógeno típicamente existe como amoníaco y se lo puede quitar del gas de hulla mediante procesos que producen fertilizantes u otros químicos con base de amoníaco.

En la actualidad las IGCC alcanzan eficiencias de 45%, eliminando el 99% de azufre y con emisiones menores los 50 ppm de NOx.⁴⁸

La tecnología de IGCC es nueva y aun está bajo desarrollo, con algunas plantas piloto alrededor del mundo. En la **tabla 13** se muestra algunas de las plantas de IGCC alrededor del mundo.

⁴⁸ Instituto Nacional de Ecología. www.ine.gob.mx/ueajei/publicaciones/gacetas/367/energiamed.html (consultado el 5 julio 2008)

Tabla 13: Plantas piloto alrededor del mundo

<i>Nombre de la Planta</i>	<i>País</i>	<i>Fecha de Instalación</i>	<i>Capacidad (MWe)</i>	<i>Combustible</i>
Cool Water	E.U.	1984	100	Carbón
NUON	Países Bajos	1994	253	Carbón
Wabash River	E.U.	1995	262	Carbón
Polk Power	E.U.	1996	250	Carbón
SUV	Eslovaquia	1997	350	Carbón
Elcogas	España	1998	335	Carbón/Coque de petróleo
ISAB	Italia	2000	510	Aceite residual (Oil residuals)
Sarlux	Italia	2000	545	Aceite residual
API Energia	Italia	2001	280	Aceite residual
Exxon	Singapur	2001	180	Aceite residual
Motiva	E.U.	2002	160	Coque de petróleo
Negishi	Japón	2003	342	Aceite residual

Fuente: Christoua C., Hadjipaschalis I. Poullickas A. (2007). Assessment of integrated gasification combined cycle technology competitiveness. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol 19.

4.4.2. Prospectiva

La tecnología de IGCC podría potencialmente alcanzar eficiencias más altas que los ciclos de vapor y podría llegar a ser la clave para permitir la tecnología de almacenamiento y captura de CO₂ (CCS) dado que el costo de captura de CO₂ en plantas de IGCC es más bajo que en carboeléctricas.

Hoy, el costo del capital de las plantas de IGCC es de aproximadamente 20% más que las plantas convencionales. Aunque las demostraciones actuales de plantas IGCC tienen eficiencias de 45%, se espera alcanzar eficiencias del 50% para el 2020 y pudiendo llegar a ser aun más altas⁴⁹. Podría anticiparse que la segunda generación de plantas IGCC tuviera costos similares de generación como la combustión de lecho fluidizado presurizado y plantas supercríticas.

Conclusión

El principal reto de la tecnología de Gasificación Integrado a un Ciclo Combinado (IGCC) es la integración del gasificador al ciclo. Esta tecnología propone el uso de combustibles sólidos gasificados para usarlos en un ciclo combinado convencional. El combustible suministrado para producir gas de síntesis permite tener una eficiencia del 44% para el ciclo, la cual es muy buena comparada con las actuales eficiencias.

Por el lado técnico y comercial la tecnología de gasificación presenta una consolidación liderada por la gasificación del carbón y se sustenta en los objetivos de lograr emisiones cercanas a cero (no antes del 2020), flexibilidad en la operación del combustible, multi-

⁴⁹ IEA. (2006). Energy Technology Perspective. OECD. Francia.



producción de productos con alto valor agregado, eficiencias de planta mayores al 60% después del año 2015 y reducción importante en los costos de capital y de operación.

Es factible esperar eficiencias de sistemas IGCC en órdenes de 50% en base al poder calorífico superior en el mediano plazo, y con ello acercarse a las eficiencias del 60% de los modernos ciclos combinados en base a gas natural, pero teniendo el IGCC más flexibilidad en el uso del combustible y más estabilidad en las proyecciones de costos de combustible.

5. Generación de Energía Eléctrica con Energía Renovable (ER)

La generación de energía eléctrica con energía renovable es una de las alternativas al uso de combustibles fósiles, que permiten disminuir el consumo de combustibles fósiles, lo que a su vez permite reducir las emisiones contaminantes.

Las energías renovables son esencialmente la radiación solar, la energía potencial hidráulica, la geotermia, el viento y la biomasa. Las cuales utilizan tecnologías como turbinas hidráulicas, geotermoeléctricas (ciclos térmicos), turbinas eólicas, sistemas de concentración solar, y ciclos térmicos en el caso de la biomasa.

Tabla 14: Energías Renovables

<i>Energía</i>	<i>Potencia global teórica [TW]</i>	<i>Técnicamente factible [TW]</i>	<i>Capacidad Instalada (2003) [TW]</i>
Hidráulica	4.6	0.7	0.3
Biomasa	7 a 10	5	1.4
Geotermia	12	0.6	0.054
Viento	50	2 a 4	0.0063
Solar	600	60	0.0051

Fuente: Entrevista realizada al Dr. Oscar A. Jaramillo, CIE-UNAM, 00 de Julio de 2007

El uso de este tipo de tecnologías para la generación eléctrica es muy diverso, ya que algunas están ampliamente estudiadas, como es el caso de las grandes hidroeléctricas, pero la mayoría se encuentra en un proceso de desarrollo. Uno de los mayores retos ha superar por este tipo de tecnologías (exceptuando la geotermia y la biomasa con un eficiente sistema de suministro) es la intermitencia, es decir, que el suministro de la fuente de energía no es continuo.

A continuación dos fuentes de energía de generación eléctrica (solar y biomasa), así como su tecnología y prospectiva⁵⁰.

5.1. Concentración Solar (SCP)

La energía solar es una de las fuentes renovables más importantes, ya que la cantidad de energía que emite el sol a la tierra, $174,423 \times 10^9$ kWh, en diez días sería equivalente a todas las reservas conocidas de petróleo, carbón y gas. Sin embargo no toda la energía puede ser aprovechada para producir energía eléctrica, en principio hay que distinguir dos tipos de radiación, la directa y la difusa, que forman la radiación global o hemisférica. La radiación directa es la que llega a la tierra en línea recta desde el sol, pero atenuada por la atmósfera terrestre. La radiación difusa es aquella que a sido dispersada en la atmósfera y llega por reflejo a la tierra. Aunque todos los concentradores solares usan la radiación solar directa solo aprovechan una fracción de la difusa⁵¹.

⁵⁰ Son descritas estas tecnologías de generación de energía eléctrica, ya que son estas con las cuales estuve involucradas es el proyecto de prospectiva educativa, es decir, no es que las no se describan en este trabajo no tengan una importancia futura.

⁵¹ La relación solar difusa depende del factor de concentración, un colector con factor de concentración C utiliza una fracción $1/C$ de la radiación difusa

La radiación solar es un parámetro que se puede medir a través de un dispositivo, como el piranómetro, en densidad de flujo de energía de radiación, W/m^2 . Por lo que se requiere realizar mediciones en sitio a lo largo de un periodo de varios años (por lo menos durante tres años pero idealmente durante diez) para poder conocer la disponibilidad del recurso solar. Los colectores solares planos, paneles fotovoltaicos y otros colectores que no concentran la radiación pueden utilizar ambas componentes de la radiación, mientras que los colectores de alta concentración, como los de canal parabólico, plato parabólico y torre central aprovechan prácticamente sólo la radiación directa.

En México se han tomado mediciones desde 1911, abandonadas y retomadas hasta 1957, la confiabilidad de estas no es muy alta debido a la falta de mantenimiento y calibración de los equipos⁵². Algunas empresas e instituciones que hacen mediciones de la radiación solar son el Servicio Meteorológico Nacional (SMN), la Comisión Federal de Electricidad (CFE), la Secretaría de la Marina, la Secretaría del Medio Ambiente del Gobierno del Distrito Federal, la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), principalmente. Existe un centro mundial de radiación solar (WRDC) localizado en San Petersburgo, Rusia, que sirve como archivo central de datos de radiación solar medidos alrededor del mundo desde 1964 y al que puede tener acceso la comunidad científica.

México cuenta con uno de los potenciales más grandes del mundo, principalmente en la zona norte del país como Sonora y Chihuahua, en lo que se refiere a la energía solar, con una insolación media anual de $5kWh/m^2$.⁵³

Actualmente el aprovechamiento de la energía solar se realiza a través de dos sistemas principalmente, los sistemas termosolares (o fototérmicos) y los fotovoltaicos. En México la tecnología termosolar se utiliza principalmente para calentar agua con colectores solares planos⁵⁴; datos de la ANES (2002) indican una capacidad estimada de 109 MWt, en 498,615 m^2 , con una eficiencia del 70%. En México el aprovechamiento de esta fuente de energía es mínimo, a pesar de que cuenta con un potencial mayor que países como España, en donde se han desarrollados proyectos para generación eléctrica.

Tipos de colectores solares

Dependiendo de la tecnología utilizada para los colectores depende la aplicación de esto. Los colectores planos, de tubo evacuado y colector parabólico concéntrico (CPC) son utilizados principalmente para calor de proceso. Mientras que las tecnologías que se encuentran disponibles en el mercado o en proceso de este para generación eléctrica con energía solar son el canal parabólico, centrales receptoras (helióstatos) y platos parabólicos (ciclo Stirling), ver **tabla 15**.

⁵² SENER. (2005). Visión a Largo Plazo Sobre la Utilización de las Energías Renovables en México, Energía Solar. México.

⁵³ La electricidad consumida por un hogar promedio es de 300kWh/mes.

⁵⁴ Dr. Fabio L. Manzini, M.I. Paloma Macias. (2004). Nuevas energías renovables: una alternativa sustentable para México (análisis y propuesta). Senado de la republica.

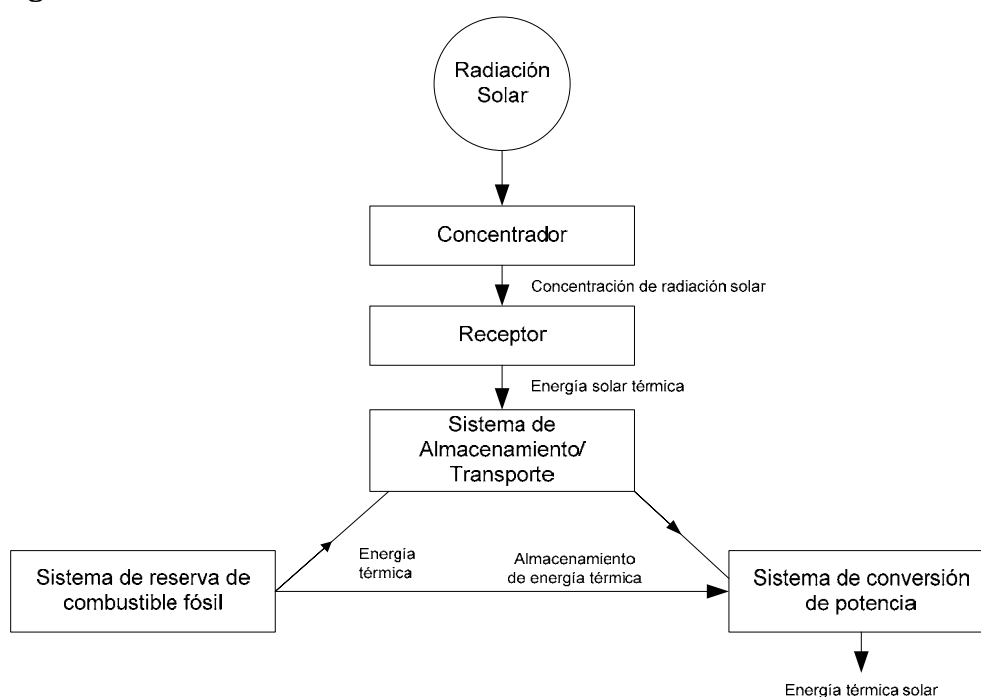
Tabla 15: Tipos de colectores y características

<i>Colector</i>	<i>Concentración</i>	<i>Temperatura (°C)</i>	<i>Seguimiento</i>
Canal parabólico	$15 < C < 40$	$70 < T < 290$	Un eje
Plato parabólico	$100 < C < 1000$	$70 < T < 930$	Dos eje
Torre central	$100 < C < 1500$	$130 < T < 2700$	Dos eje

Fuente: Presentación. Sistemas de Concentración Solar para la Generación Eléctrica. Entrevista realizada al Dr. Oscar A. Jaramillo, CIE-UNAM, Julio de 2007

En general la tecnología de generación de concentradores solares depende de cuatro elementos básicos: de un concentrador, un receptor, transporte y almacenamiento, y de la conversión de energía, como se muestra en la **figura 14**.

Figura 14: Ruta de conversión de la radiación solar a electricidad



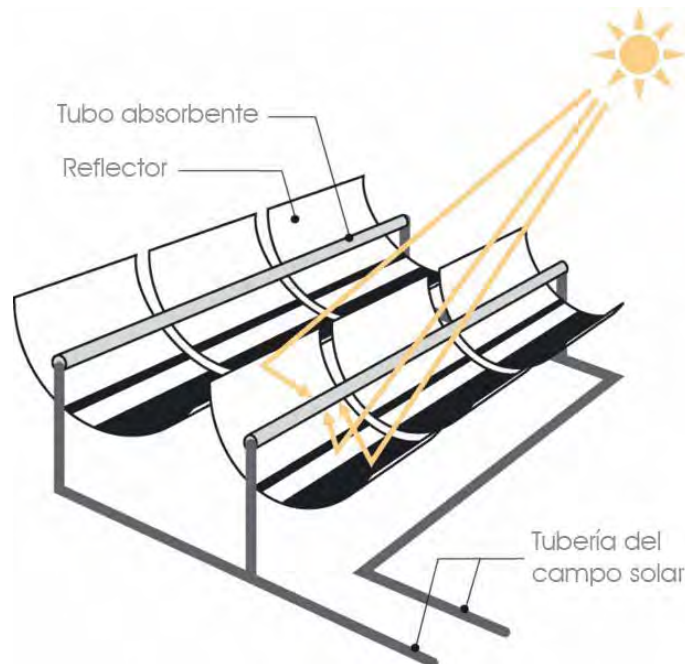
Fuente: Elaborado a partir de OECD/IEA. 2006. Renewable energy: RD&D priorities. OECD/IEA.

5.1.1. Tecnología de Cilindros parabólicos

La tecnología de cilindros parabólicos o “solar farm”, **figura 15**, es la más probada y consiste en una fila paralela o módulos de concentradores idénticos que siguen el sol de este a oeste, a través de la rotación en un eje, el colector de canal concentra la radiación solar directa sobre un tubo localizado a lo largo de su línea focal, a través de este tubo fluye aceite sintético calentado a temperaturas alrededor de 400°C, el aceite a través de un intercambiador de calor produce vapor para usarse como fluido de trabajo en una turbina de vapor.

Hasta la fecha, los proyectos comerciales que emplean esta tecnología fueron instalados en California, USA, entre 1984-90. En total 354MW de plantas de canales parabólicos fueron instalados y continúan en funcionamiento.

Figura 15: Canal Parabólico



Fuente: centrales térmicas solares. www.renewables-made-in-germany.com/en/solarthermische-kraftwerke/ (consultado el 10 julio 2008)

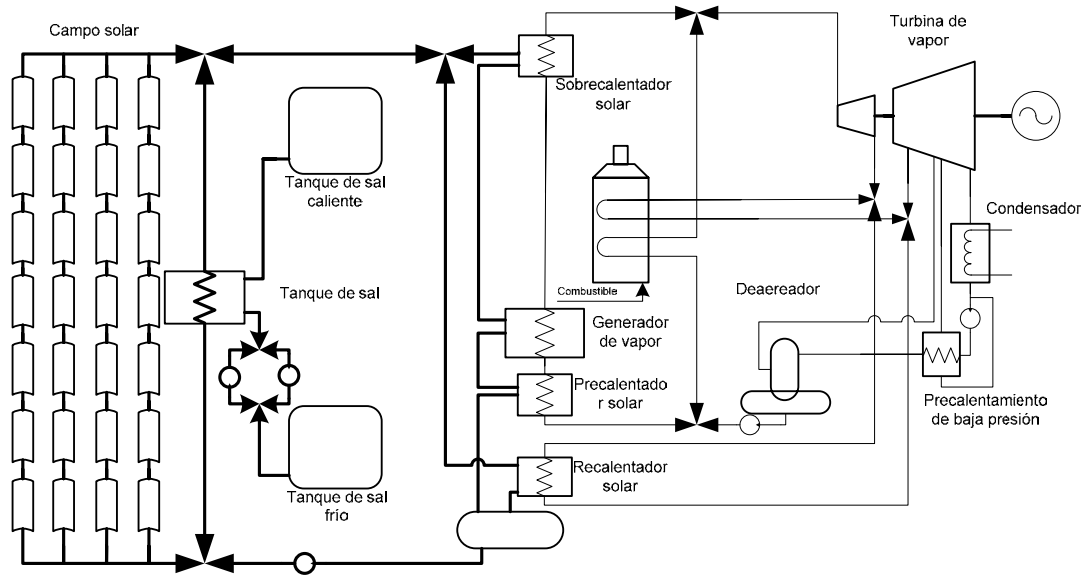
Configuraciones de cilindros parabólicos

Existen diferentes arreglos para la tecnología de cilindros parabólicos. Como el sistema receptor de HTF (heat transfer fluid) o el sistema de receptor DSG (Direct steam generation). El sistema HTF (ver **figura 16 y 17**) utiliza aceite sintético el cual es calentado en los colectores parabólicos y posteriormente se utiliza para producir vapor, almacenando el calor restante en tanques de sal líquida para utilizarlo posteriormente. El vapor generado es utilizado para producir energía eléctrica a través de un ciclo Rankine. Se tiene bajo preparación una planta de 50MW en Andasol I & II en España y existen varias unidades comerciales de hasta 80 MWe en operación en USA. El costo de generación con esta tecnología es de alrededor de 0.214 USD/kWh. (ECOESTAR).

La temperatura requerida es del orden de 393°C con un factor de capacidad solar⁵⁵ del 29%, para una planta de referencia de 50 MWe.

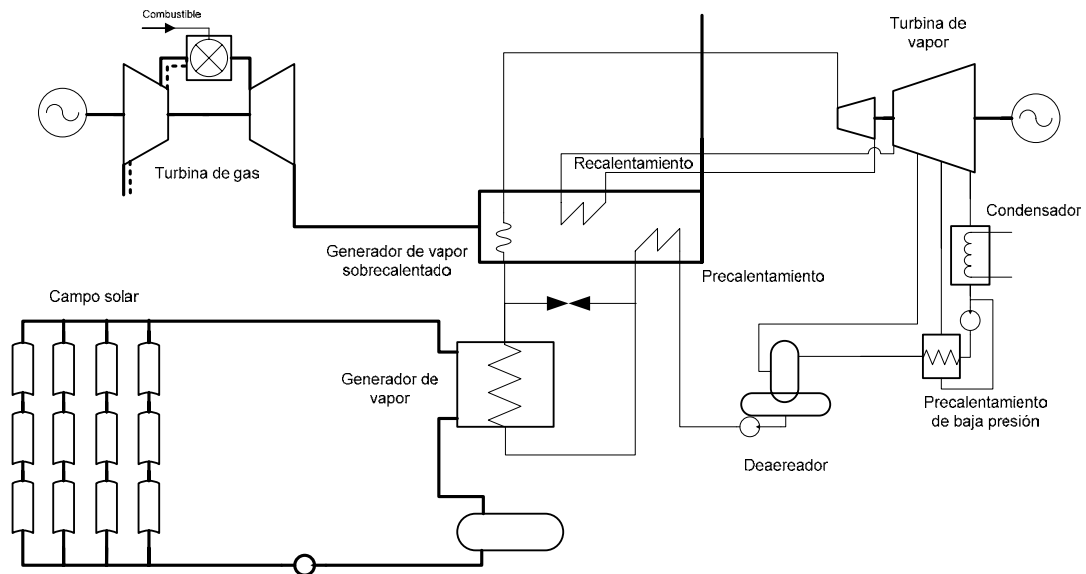
⁵⁵ Factor de Capacidad Solar: La producción de energía eléctrica anual mediante la energía solar dividida entre la producción máxima de la planta o el porcentaje del tiempo de la planta en operación (a carga completa).

Figura 16: Planta de potencia eléctrica fototérmica de canal parabólico



Fuente: Winter C.J., Sizmann R.L., Vant-Hull L.L, (1991). Solar Power Plants . Springer- Verlag.

Figura 17: Esquema de una planta de canal parabólico integrado a un ciclo combinado



Fuente: Winter C.J., Sizmann R.L., Vant-Hull L.L, (1991). Solar Power Plants . Springer- Verlag.

El sistema DSG no utiliza tanques de almacenamiento de energía térmica sino que produce directamente vapor en los colectores parabólicos a las condiciones adecuadas de presión y temperatura. Por lo que el vapor generado puede introducirse directamente a una turbina de vapor para producir energía eléctrica. Existe una planta en estudio de 4.7MW en INDITEP. Esta tecnología aun no es comercial, está en experimentación en España y requiere temperaturas de 411°C para factor de capacidad solar del 22%, para una planta

de referencia de 10X4.7MWe, con costos de producción alrededor de 0.201-0.232 USD/kWhe.

Los principales problemas que enfrenta esta tecnología son los diseños de las estructuras, la curvatura (diseño, la carga del viento las puede deformar), la óptica y la hidrodinámica los cuales requieren mayor desarrollo. El diseño de ingeniería civil es también muy complicado. Pero lo más importante es la óptica de los tubos receptores y la transferencia de calor, lo demás es relativamente sencillo.

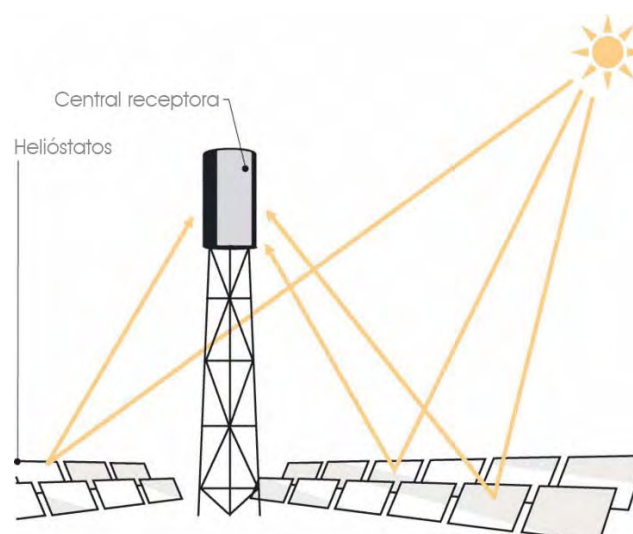
Aunque actualmente existen estudios para plantas que de generación directo de vapor, hay problema para mantener las altas presiones y temperaturas del fluido, la ventaja que se tiene con el aceite es que este mantiene una presión casi constante al aumentar de temperatura. El problema más serio que se tiene con el aceite sintético, es que si se llegara a romper un tubo el aceite se derramaría mientras drenas toda una sección, y al contrario de lo que ocurre con el agua, pues si esta se derrama no ocurre un gran problema.

5.1.2. Tecnología de Torre Central

Las torres centrales o “power tower” están rodeadas por helióstatos los cuales reflejan la radiación solar directa en un receptor fijo localizado en lo alto de la torre (ver **figura 18**). El receptor líquido (agua, aire, metal líquido, sal líquida) es un fluido que trasfiere el calor absorbido al bloque de energía en donde se produce vapor, mediante un generador de vapor. En esta tecnología se pueden utilizar un ciclo Rankine o Brayton (abierto o cerrado).

Las primeras torres de generación utilizan vapor como fluido de trabajo; los diseños actuales utilizan sal de nitrato líquida debido a las propiedades superiores de transferencia de calor y la capacita de almacenar energía. Los avances en torres de generación para aire presurizada a altas temperaturas, mayores a 1,000°C, están bajo investigación. El aire caliente presurizado se alimenta a una turbina de gas para formar un ciclo combinado.

Figura 18: Sistema de torre central



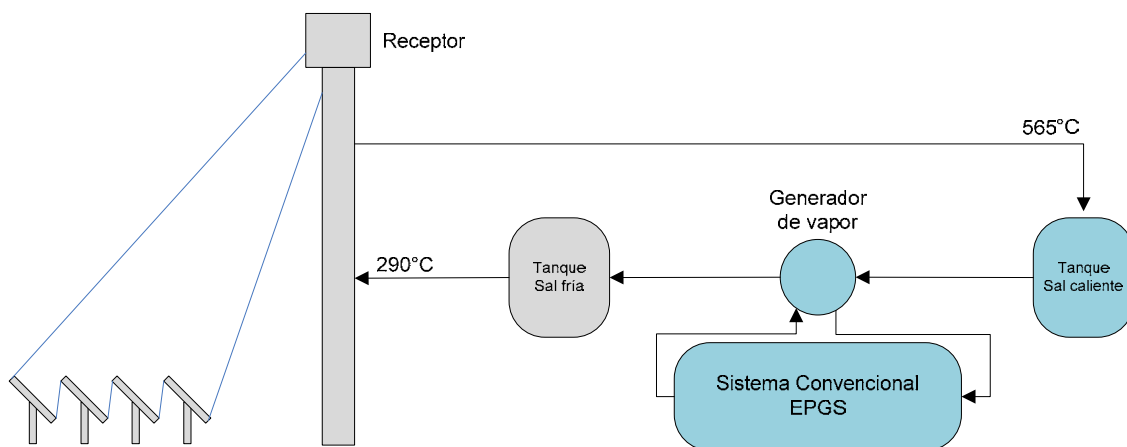
Fuente: Centrales térmicas solares. www.renewables-made-in-germany.com/en/solarthermische-kraftwerke/ (consultado el 10 julio 2008)

Configuraciones de torres centrales

Las torres centrales tienen también diferentes configuraciones en donde la variación consiste principalmente en el tipo de fluido de trabajo, que puede ser sal líquida, agua o aire.

El sistema de torre central que utiliza sal líquida consiste, adicionalmente a la torre y el campo de helióstato, de dos tanques de almacenamiento de calor de sal líquida que producen vapor de agua para generar energía eléctrica a través de un ciclo Rankine, ver **figura 19**. Se tiene planeada una planta (Solar Tres) de 17MW en España. Las temperaturas que se requieren son de 565°C y su factor de capacidad solar es de 33%, para una planta de referencia de 3X17MWe. Los costos de generación son de alrededor de 0.193-0.223 USD/kWh.

Figura 19: Torre Central/Sistema concentrador de sal líquida.



Fuente: OECD/IEA. 2006. Renewable energy: RD&D priorities. OECD/IEA.

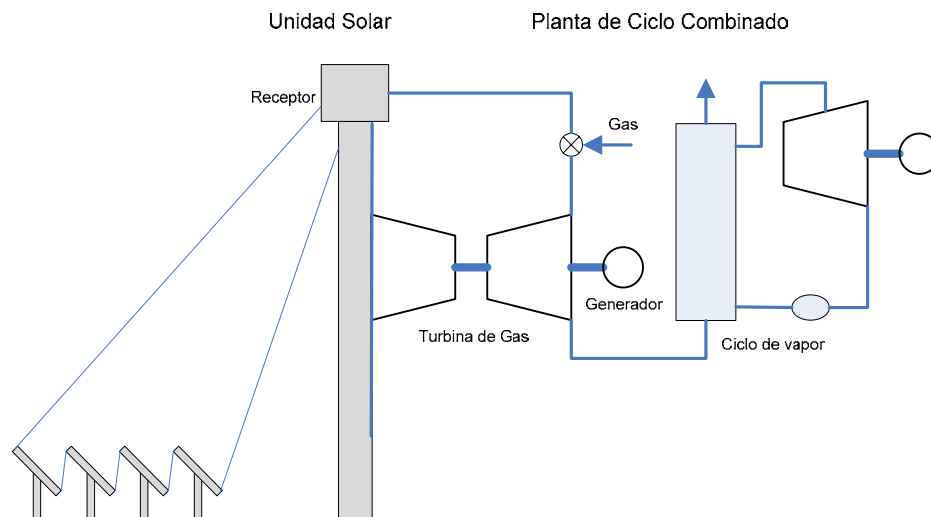
Otra configuración es el sistema de vapor saturado, en el que el fluido de trabajo es agua y tiene un sistema de almacenamiento de vapor/agua. El vapor generado en la torre central tiene las condiciones de presión y temperatura adecuadas para expandirse directamente en una turbina de vapor, y almacenando el excedente en el tanque. Existe una planta bajo construcción en España, PS 10, de 11MW. Esta tecnología aún no está madura pero existen plantas experimentales de hasta 2 MWth. Las temperaturas requeridas son de 250°C y su factor de capacidad solar es alrededor de 26%, con costos de generación de 0.210-0.299 USD/kWh.

El sistema de aire atmosférico (a diferencia de las configuraciones anteriores utiliza aire) es calentado en la torre central a través del campo de helióstatos y al hacerlo pasar a través de un intercambiador de calor produce vapor para un ciclo Rankine, esta configuración tiene un sistema de almacenamiento de calor para utilizarlo en momentos necesarios. Este sistema está en proceso de diseño conceptual. Las temperaturas requeridas son de 750°C con un factor de capacidad solar de 33%. Los costos de generación varían entre 0.222- 0.291 USD/kWh.

Un sistema de aire presurizado (**figura 20**) su utiliza el aire como fluido de trabajo para un ciclo Brayton y posteriormente el calor residual es utilizado, en una caldera de recuperación para producir vapor y utilizarlo en un ciclo Rankine.

El aire es presurizado por el compresor antes de ser calentado en la torre central, si las condiciones de temperatura no son las idóneas se tiene una cámara de combustión en la que se quema gas antes de expandirse en la turbina de gas. Esta configuración no necesita un sistema de almacenamiento. En este sistema se requieren temperaturas de 800°C con factores de capacidad solar de 11%(55% para operaciones híbridas). Los costos de generación varían entre 0.173-0.183 USD/kWhe.

Figura 20: Torre Central/Sistema concentrador de aire presurizado.



Fuente: OECD/IEA. 2006. Renewable energy: RD&D priorities. OECD/IEA.

Los beneficios de la torres central es que si tiene que salir un helióstato del sistema no hay mayor complicación, a diferencia de los cilindros parabólicos, pues el sistema no tiene que ser también detenido. Uno de los problemas son las cargas de viento la cual afecta las grandes áreas de los helióstatos, ya que los puede deformar y cambiar el foco.

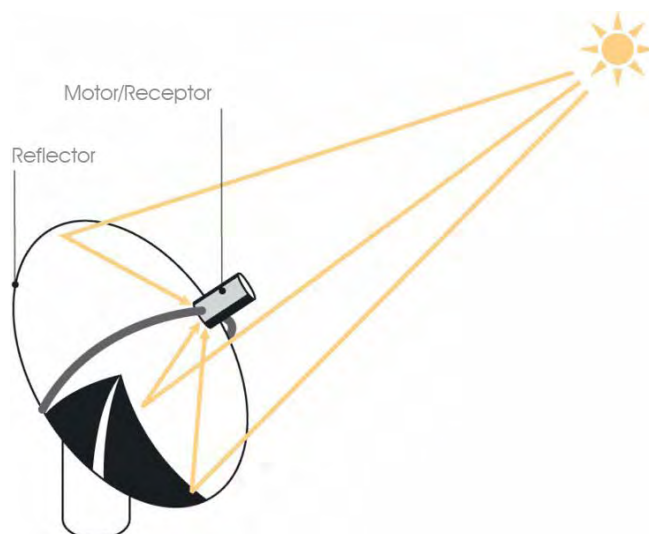
Algunos de sus problemas podrían ser resueltos utilizando grupos de torres de receptores menos altas, lo que implicaría utilizar helióstatos más pequeño y con ello reducir la carga del viento, requiriendo sistemas de control más complejos.

5.1.3. Tecnología de Platos parabólicos

Los sistemas de platos parabólicos (ciclo Stirling) consisten en concentrar la energía solar a través de un plato parabólico, la energía concentrada es utilizada en un ciclo Stirling para generar energía eléctrica directamente (el ciclo Stirling es muy cercano a un ciclo ideal), como lo muestra la **figura 21**. Los fluidos de trabajo utilizados son el sodio líquido, helio e hidrogeno.

Los proyectos de sistemas modulares han estado realizándose con capacidades totales de hasta 5 MWe. Los módulos tienen tamaños máximos de 50 kWe y tiene eficiencias alcanzadas máximas de hasta 30%.

Figura 21: Sistema dish/stirling



Fuente: Centrales térmicas solares. www.renewables-made-in-germany.com/en/solarthermische-kraftwerke/ (consultado el 10 julio 2008)

Este tipo de tecnología no utiliza sistema de almacenamiento y requiere temperaturas de 800°C. Con factores de capacidad solar de 22%. Los costos de generación varían entre 0.240-0.347 USD/kWhe.

Los principales problemas que presentan están en el diseño del ciclo stirling y en los sellos que utiliza, ya que estos tienen que ser remplazados con frecuencia por las grandes temperaturas, por lo que otra línea de investigación son los materiales para soportar estas altas temperaturas.

Tecnologías de Concentración Solar (CSP)

Las características de las diferentes tecnologías para la generación eléctrica se muestran en la tabla 16⁵⁶.

Tabla 16: Características de las alternativas tecnológicas fototérmicas

	<i>Canal Parabólico</i>	<i>Torre Central</i>	<i>Plato Parabólico (Stirling)</i>
Capacidad	30-320 MW	10-200 MW	2-25 kW
Temperatura de operación	390-500 °C	565-800 °C	750 °C
Factor de capacidad anual	23-50%	20-77%	25%
Eficiencia max.	20%	18-23%	29.4%
Eficiencia anual neta	11-16%	15-20%	12-25%
Estado comercial	comercial	construcción	Demostración de prototipos
Riesgos técnicos	Bajo	Medio/bajo	Alto
Disponibilidad de almacenaje	Limitado	Si	Baterías
Diseños híbridos	Si	Si	si
Costo por kW instalado €/kW	2,300-2,500	2,500-2,900	5,000-8,000

⁵⁶ OECD/IEA. (2006). Renewable Energy: RD&D priorities. OECD/IEA.

Relación de concentración	~75 suns	~200-1000 suns	~1000-3000 suns
---------------------------	----------	----------------	-----------------

Fuente: Presentación. Sistemas de Concentración Solar para la Generación Eléctrica. Entrevista realizada al Dr. Oscar A. Jaramillo, CIE-UNAM, julio de 2007

Las plantas termosolares no producen casi ninguna emisión contaminante o alguna preocupación de seguridad ambiental asociado a la generación de energía. Existen contaminaciones muy pequeñas en forma de gases de escape, polvos y humos. Aunque tienen un impacto de uso de suelo, si consideramos que las grandes radiaciones de energía solar están en zonas desérticas podríamos despreciar este impacto. Así que la generación solar puede por lo tanto hacer una contribución para reducir el incremento constante de los niveles de gases de invernadero y su contribución al cambio climático.

5.1.4. Conclusión

El recurso de energía solar es muy importante y tienen que ser considerado por el país como una alternativa, de acuerdo al Dr. Jaramillo “la generación de energía eléctrica mediante este recurso será viable cuando la producción de petróleo colapse, en un periodo no mayor a mediano plazo, entonces los precios de los energéticos se incrementarán a tal grado que las tecnologías fototérmicas serán una opción económicamente viable, en general las E.R.”⁵⁷. Es importante empezar a considerar esta tecnología para que cuando sea inevitable su uso en México se tenga experiencia en el manejo de este tipo de centrales, pues aunque es bien sabido que las energía solar, junto con las E.R., no van a sustituir la forma de generación si logran diversificarla, lo que nos hace menos dependientes de los combustibles fósiles.

El aprovechamiento de la energía solar hace posible asegurar los proyectos, pues los costos de explotación son independientes de las fluctuaciones de los precios de los combustibles y la energía solar está disponible en forma ilimitada, además los materiales para la construcción de las centrales solares son abundantes en el mundo, reciclados y de costo bajo: acero, vidrio y hormigón.

La tecnología fototérmica, y las renovables en general, se tienen que desarrollar y producirse en México, actualmente podría tenerse una integración nacional del 50%⁵⁸, pretendiendo atender el mercado energético mexicano y de latinoamérica. Actualmente la experiencia de México en este tipo de centrales se reduce a los institutos y aún es éstos existen carencias.

La CFE construirá su primera planta de energía solar⁵⁹, en la región desértica de Agua Prieta, Sonora, la planta tendrá una capacidad de 30MW y será construida con un fondo de 50 millones de dólares otorgados por el banco mundial, para incentivar la generación de energía con fuentes renovables. La central será licitada a corto plazo una vez que las instituciones bancarias les confirmen el bono, junto con la central de energía solar se construirá otra central de ciclo combinado con capacidad de 500WM, la cual utilizará exclusivamente gas natural.

⁵⁷ Entrevistas realizada al Dr. Oscar A. Jaramillo, CEI-UNAM, 2007

⁵⁸ Entrevista realizada al Dr. Rubén Dorantes, UAM-A, julio 2007.

⁵⁹ CFE-Gerencia de comunicación social. Eugenio Laris. 4/02/2006

Aunque uno de los problemas más importantes de esta tecnología es la intermitencia y requiere investigación en sistemas de almacenamiento de energía, existen otras formas de disminuir o eliminar esta intermitencia a través de sistemas híbridos, como fototérmica-Turbina de Gas. En México se requiere todavía información de mediciones en muchas partes del territorio nacional, por lo que no se tiene una adecuada evaluación del recurso.

5.2. Bioenergía

5.2.1. Introducción

La bioenergía es la energía renovable a disposición de los materiales derivados de fuentes biológicas, dentro de la cual se incluyen los biocombustibles y la biomasa. El uso que puede tener la bioenergía es muy vasto, esto incluye la generación de vapor, generación de combustibles líquidos, biogás o gas de síntesis. Las tecnologías utilizadas para los diferentes procesos son igual de vastos, incluyendo la combustión, gasificación, fermentación, digestión anaerobia y otras.

Prácticamente todas las formas de bioenergía se pueden utilizar para generación eléctrica, aunque algunas de éstas pueden atender mejor otros sectores, como es el caso de los biocombustibles, en donde el principal sector no es la generación de energía eléctrica sino el sector del transporte. La biomasa, por su parte, es un combustible energético que se obtiene directa o indirectamente de los recursos biológicos, incluyendo la madera, los desecho vegetal, así como los materiales de desechos animal, lejía de sulfito (“licor negro”) y otra biomasa sólida. Una de las ventajas de la biomasa es que puede reemplazar a los combustibles fósiles directamente, ya sea a través de mezclas o completamente. En algunos casos, el reemplazo puede frecuentemente ser implementado sin requerir cualquier modificación de equipo y puede ser almacenada durante largos periodos de tiempo, aunque tienen un poder calorífico inferior a los combustibles fósiles.

En México la bioenergía representa el 8% del consumo final de la energía, se tienen estimaciones de potenciales aprovechables de 1,519 a 3,034 PJ/año en combustibles leñosos, 168 PJ/año para la obtención de etanol y biodiesel mediante desechos de azúcar/almidón y oleaginosas; y 886 PJ/año por los subproductos agrícolas y agroindustriales. Por lo que el potencial de México es muy grande en bioenergía⁶⁰. Se estiman además 73 millones de toneladas de residuos agrícolas y forestales con potencial energético, y aprovechando los residuos sólidos municipales de las 10 principales ciudades para la generación de electricidad a partir de su transformación térmica, se podría instalar una capacidad de 803 MW y generar 4,507 MWh/año. Además, se cuenta con un área agrícola significativa, potencialmente apta para la producción de bioetanol y biodiesel⁶¹.

5.2.2. Tecnología de la bioenergía

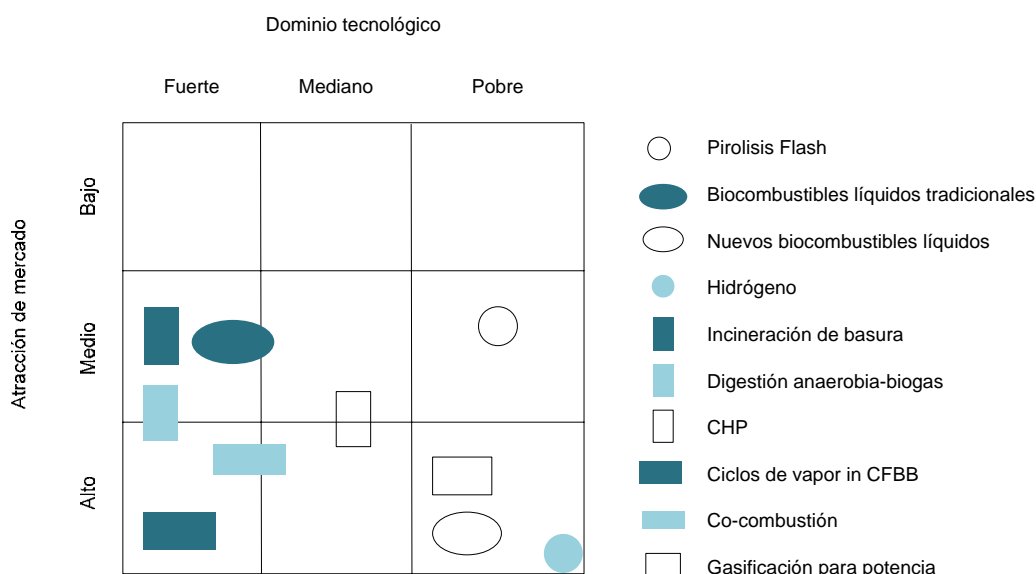
La generación de la bioenergía involucra gran variedad de procesos para producir un producto final, así como la competencia entre la biomasa para la generación de un tipo de energía. Las tecnologías de conversión de biomasa a energía utilizable de una forma más

⁶⁰ Arvizu, J. (2005). Estimación del recurso y prospectivas energética de la basura en México. SENER. México.

⁶¹SENER, (2006). Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México. SENER. México.

directamente son la combustión, la gasificación, la pirólisis, la fermentación y la digestión anaerobia. La **gráfica 11** muestra el estatus de las distintas tecnologías de la bioenergía para la generación de energía eléctrica, en donde las tecnologías con mayor dominio tecnológico son: la incineración de basura, la digestión anaerobia-biogás, los ciclos de vapor con CFBB y la co-combustión.

Gráfica 11: Estatus de las tecnologías de bioconversión y plan estratégico para su desarrollo.



Fuente: Modificada a partir de OECD/IEA (2006). Renewable energy: RD&D Priorities.

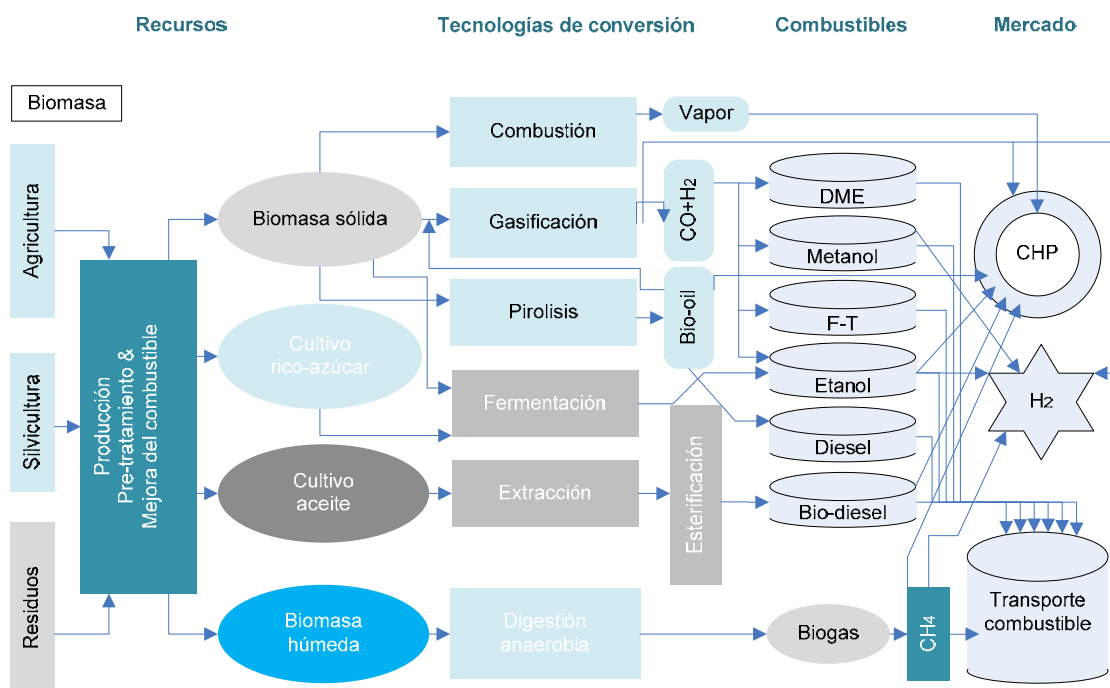
La incineración de basura es una opción muy atractiva sobre todo para el tratamiento de la basura, y los biocombustibles tienen un gran potencial sobre todo en el área de transporte. La gasificación es una de las tecnologías más prometedoras para la biomasa, de la cual se pueden obtener productos como el gas de síntesis o hidrógeno.

Las tecnologías de combustión, digestión anaerobia, bio-diesel, bio-etanol y pelletising son actualmente comerciales, en tanto que la gasificación⁶² y la pirólisis están en fase de demostración⁶³, en el área de generación de energía.

⁶² Para biomasa, y la gasificación supercrítica esta en fase de I&D.

⁶³ Basu, P. (2006). Combustion and gasification in fluidized beds. Taylor & Francis.

Figura 22: Rutas de conversión de la biomasa a energía y combustibles



Fuente: OECD/IEA (2006). Renewable energy: R&D Priorities.

5.2.2.1. Digestión anaerobia.

La digestión anaerobia es la degradación biológica de materia orgánica sin presencia de oxígeno. El resultado es la producción de biogás el cual es una mezcla de varios gases y vapores, principalmente metano y dióxido de carbono, el metano también es el principal componente en el gas natural y contienen la mayor parte del valor energético del biogás. Sin embargo en un proceso de digestión anaerobia las condiciones en las que se realiza en proceso tienen una gran influencia en la producción del biogás.

Tabla 17: Composición promedio del biogás de un reactor de biogás

<i>Gases</i>	<i>%</i>
Metano, CH ₄	55-75
Dióxido de carbono, CO ₂	25-45
Monóxido de carbono, CO	0-0.3
Nitrógeno, N ₂	1-5
Hidrógeno, H ₂	0-3
Sulfuro de hidrógeno, H ₂ S	0.1-0.5
Oxígeno, O ₂	Resto.

Fuente: Finnish Biogas Association. www.kolumbus.fi/suomen.biokaasukeskus/en/enindex.htm, consultado el julio de 2007.

En un proceso de digestión anaerobia el agua es un parámetro muy importante, ya que es necesaria para la vida y digestión de las bacterias, y es el medio de transporte de los nutrientes y un buen medio de reacción. Existen dos tipos de digestores: el seco y el

húmedo. La digestión seca tiene un contenido de sólidos-secos (25-30%) y la digestión húmeda tiene un contenido de sólidos-secos menores (<15%)⁶⁴.

El proceso de digestión puede ser realizado por lotes (batch process) o en un proceso continuo (continuous process). En el proceso por lotes la sustancia es introducida en el reactor al principio del periodo de la degradación, después de lo cual es cerrado sin la adición de sustancia. En el proceso continuo el reactor se alimenta constantemente de material y también continuamente se extrae la producción de biogás.

Las bacterias tienen un rango de temperatura en la cual son más productivas, todas con diferente temperatura óptima. Los rangos en los cuales el digestor puede ser operado en óptimas condiciones son: en el rango de mesophilic, 25-38°C, y el thermophilic, 50-70°C.

La digestión anaerobia es una tecnología exitosa para la producción de biogás y ahora se utiliza comercialmente en todo el mundo. Se utiliza para corrientes de aguas con una alta carga orgánica, como lo son las aguas residuales, lodos residuales, aguas de mataderos, entre otros. La tecnología de digestores anaeróbicos es muy confiable.

5.2.2.2. *Co-combustión*⁶⁵.

La co-combustión es la combustión simultánea de un combustible suplementario (como biomasa) con un combustible base (el carbón). El cofiring, o co-combustión, de la biomasa y el carbón se ve como un camino barato de generación de energía, gracias a la existencia del ciclo de generación en plantas carboeléctricas, ya que la combustión se lleva a cabo en una caldera diseñada para quemar carbón, es una oportunidad de agregar valor a las actuales plantas de generación.

Los costos de inversión del co-firing son favorables comparándolos con otras opciones de energías renovables⁶⁶, sin embargo los costos de operación son típicamente más altos para la biomasa que para el carbón, aunque el combustible esté normalmente libre se requiere transportarlo, prepararlo, por lo que aumenta su costo por unidad de energía, tanto que excede los costos del carbón. Por lo que, si no existen motivaciones para reducir las emisiones de CO₂, es difícil establecer el cofiring.

La adición de biomasa a una caldera que quema carbón no impacta o sólo disminuye ligeramente la eficiencia general de una carboeléctrica. Cuando se utiliza el co-firing, apropiadamente, los contaminantes tradicionales (SO_x, NO_x, etc.) y las emisiones netas de gases invernadero (CO₂, CH₄, etc.) disminuyen. Además de las ventajas que incluye la reducción de la independencia de combustibles importados y la reducción de disposición

⁶⁴ El beneficio de tener un gran contenido de sólidos da como resultado un reactor pequeño y más barato, y cuando tenemos menos contenidos de sólidos (mas cantidad de agua) existe una mejor mezcla pero con un gran consumo de energía (mas agua aclimatada) y un gran reactor.

⁶⁵ El co-firing es cuando se queman dos tipos de combustibles. Aunque aquí nos referimos al carbón y la biomasa también se pueden quemar combustibles líquidos como combustóleo y petróleos pesados.

⁶⁶ Larry, B. (2004). Biomass-coal Co-combustion: Opportunity for Affordable Renewable Energy. Fuel. Vol. 84.

de residuos, la opción de co-firing ofrece la mejor solución a corto y largo plazo a las emisiones de gases invernadero⁶⁷.

1.1.1.1. Incineración

La *incineración* consiste en la transformación de la basura a cenizas y gases de combustión a temperaturas del orden de los 800-1,000°C las cuales son aprovechadas para la producción de vapor de agua. La basura puede producir entre 250 y 750 kWhe/ton, dependiendo del poder calorífico y del pre-tratamiento a que sea sometida. Países como Dinamarca y Suecia incineran alrededor del 55% de la basura que generan.

La incineración se puede considerar como una opción para el manejo de la basura ya que reduce la cantidad de materiales enviados a los rellenos sanitarios previendo la contaminación de agua y aire, además de que disminuye los espacios requeridos para la confinación de ésta.

1.1.1.2. Combustión de lecho fluidizado y Gasificación

La combustión de lecho fluidizado y la gasificación son tecnologías ampliamente abordadas en la sección 4.3 y 4.4, para el uso de combustibles sólidos, enfocándose principalmente al carbón, sin embargo el funcionamiento es básicamente el mismo.

1.1.1.1. Pirolisis flash.

La pirolisis flash es un proceso en el cual la materia orgánica es rápidamente calentada a 450-600°C en ausencia de aire. Bajo esas condiciones se producen, vapores orgánicos, gases de la pirolisis y carbón vegetal. Los vapores son condensados para el bio-aceite. Típicamente entre 70-75% wt de la materia alimentada se convierte en aceite.

La pirólisis flash (Flash pyrolysis) es otro proceso atractivo para la producción de bio-aceite. El bio-aceite puede ser guardado y transportado. Actualmente, ninguna planta de demostración a gran escala es capaz de proporcionar confiabilidad para aplicaciones comerciales, aunque Dynamotive fundó una instalación de producción recientemente en West Lorne, Canadá.

1.1.1.2. Bioetanol y Biodiesel

Producción de bioetanol y biodiesel, de azúcar y cultivos de base-aceite respectivamente, son procesos industriales bien establecidos. La tecnología empleada para la producción de biodiesel es la que se emplea para la obtención de aceites vegetales, en donde las semillas son prensadas mecánicamente para extraer el aceite. El biodiesel se obtiene a partir de las

⁶⁷ OECD/IEA. (2006). Renewable energy: RD&D Priorities. OECD/IEA.

oleaginosas (girasol/soya), éste es elaborado de manera estratificado 80-90% de aceite vegetal o grasa animal, 10-20% de metanol y 0.35-1.5% de un agente catalizador.

Las fuentes más importantes del biodiesel son las palmas de aceite, la colza, la soya, el aceite de ricino, el maíz y el girasol. Actualmente los biocombustibles tienden a usarse como mezclas, en Europa se usa el B5, 5% biodiesel-95% diesel, y en Estados Unidos la mezcla B20, 20% biodiesel-80% diesel.

Su energía en general y el balance de dióxido de carbono -aunque es positivo- puede ser mejorado significativamente a través de la utilización en sitio de residuos de la plantas para aplicaciones de CHP (combined heat and power). La confiabilidad técnica de estas tecnologías tradicionales es muy alta pero su atractivo del mercado es limitado en vista del comercio de emisiones de carbono. Los biocombustibles han adquirido gran importancia en países como Brasil, Europa y los Estados Unidos.

El etanol es un alcohol que se obtiene a partir de la fermentación de carbohidratos de biomasa como la caña de azúcar, maíz, arroz, residuos agrícolas, forestales y basura orgánica urbana, el etanol también se conoce como bioetanol. En México la industria cañera produce 45 millones de litros de etanol al año, la cual es consumida por la industria química del país con un déficit de 119 millones de litros. Los mayores rendimientos en litros por tonelada se obtienen del maíz seguido de la yuca (raíz, la madera, la papa y la caña de azúcar con 360, 180, 160, 120 y 70 l/ton respectivamente).

1.1.2. Disponibilidad del combustible

Dentro de la biomasa la que tiene mayor disponibilidad tecnológica y potencial en el mercado es la biomasa de madera, el combustible derivado de desechos (RDF) y la silvicultura de rotación breve (SRF), los lodos tienen un gran potencial en el mercado pero una baja disponibilidad tecnológica, y la hierbas y la paja tienen una baja disponibilidad tecnológica y un bajo potencial de mercado⁶⁸, ver **gráfica 12**. La silvicultura de rotación corta es uno de los medios para la producción de biomasa, que además puede beneficiar a los agricultores. Sin embargo existirá siempre una competencia por las tierras para agricultura o bosques, o lo que es lo mismo, el dilema de producir para la obtención de alimento contra la producción de energía, además de que la biomasa de madera tiene la confiabilidad más alta en la alimentación de un reactor de conversión. A continuación algunos detalles de los combustibles:

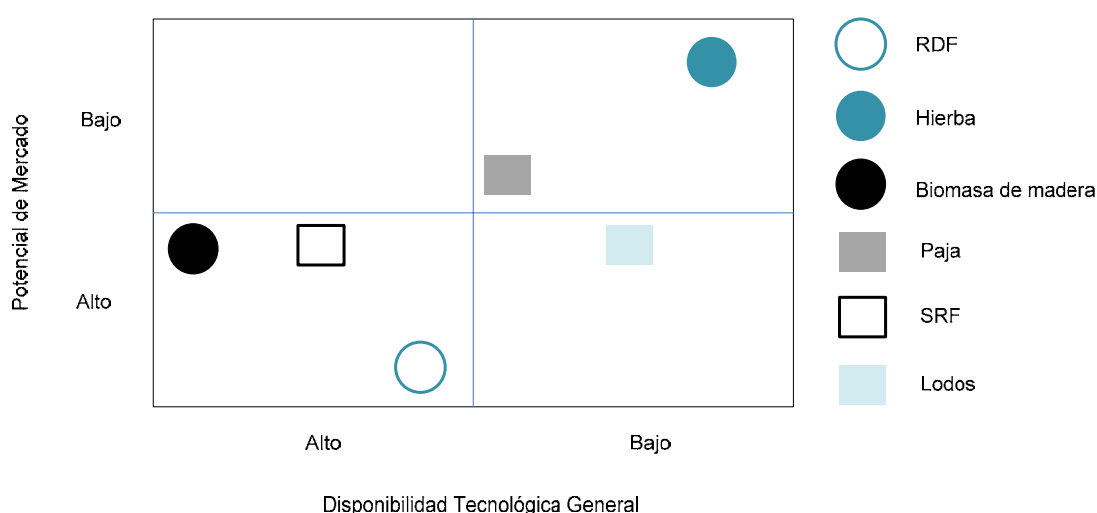
- 1) *Silvicultura de rotación breve (SRF)*, provee un enfoque sostenible de la energía, sin embargo las tierras no pueden ser utilizadas por otro cultivo en un periodo de 15 a 20 años. En países como Suecia, Brasil y Reino Unido existen este tipo de cultivos exitosamente.
- 2) *Hierbas*, no tienen un gran potencial de mercado y si muchos problemas técnicos en todas las operaciones (reducción de tamaño, almacenaje, secándose). Algunos de estos problemas son el almacenaje, ya que si no se almacena de manera correcta la biodegradabilidad puede dar lugar a la pérdida de peso, otro de los problemas surge en la combustión, pues el alto contenido de cloro puede causar corrosión, ensuciamiento y una escoria de alto contenido alcalino.

⁶⁸ OECD/IEA. (2006). Renewable energy: RD&D Priorities.

- 3) *Paja*, tiene un potencial de mercado relativamente bajo debido a la disponibilidad de propia de la estación. Sin embargo, las tecnologías de la combustión están mejorando y muestran experiencias positivas en lechos fluidizados y calderas que estar aumentando el mercado de tales tecnologías. La experiencia con la gasificación de la paja sigue siendo limitada. El problema fundamental es su bajo poder calorífico. En algunas aplicaciones se está formando pelotitas (pelletised) con un grado de éxito, pero esto es una operación costosa. Sin embargo, la planta de IGCC de Värnamo (Suecia) recientemente alcanzo un éxito operacional alimentada 100% con paja (Ståhl, 2001).
- 4) *Combustible derivado de desechos (Refuse-derived fuel, RDF)*, muestra potencial significativo, en parte porque puede ser utilizado en operaciones que no tienen una imagen pública negativa (e.g., incineración). Además, la industria tiene ya suficiente experiencia: la industria del cemento utiliza cantidades significativas de RDF para sustituir el carbón. Sin embargo, los sistemas de alimentación deben tener mayores desarrollos para asegurar la confiabilidad en aplicaciones a gran escala.
- 5) *Aguas residuales y otros lodos industriales*, se pueden también utilizar en aplicaciones termoquímicas de energía. Aunque las experiencias permanecen limitada, se espera que las aplicaciones de lodos aumenten en el futuro. La confiabilidad técnica está en los niveles aceptables y la experiencia positiva de los informes de la industria del cemento con la manipulación y la alimentación de cantidades grandes de esta corriente de desechos. Los lodos también han demostrando éxito cuando son utilizados comercialmente en los sistemas anaerobios de la fermentación para la producción de biogás.

Los costos de la material base varían ampliamente dependiendo del tipo de biomasa y la distancias del transporte del recurso a la planta. La forma de uso más económico es usar la energía en sitio, es decir, en la localización donde el residuo de biomasa es producido (por ejemplo, en una fábrica de papel, aserradero o molino de azúcar).

Gráfica 12: Estatus de la fiabilidad de la tecnología y mercado potencial.



Fuente: Elaborado a partir de OECD/IEA (2006). Renewable energy: RD&D Priorities.

1.1.3. Recursos en México.

En México se registra un potencial técnico de *combustibles leñosos* (leña, astillas o carbón vegetal) de 1,519-3,034 PJ/año, esto incluye los recursos forestales tanto la madera directa (bosques naturales o plantaciones energéticas) y los combustibles de manera indirecta, provenientes de los aserraderos. También se debe considerar los residuos agrícolas como el bagazo de caña, maíz, cáscaras de arroz, cáscaras de coco en los procesos de combustión y gasificación, de los que se generan 71 millones de toneladas en el país, representando un potencial energético de 1,065 PJ/año⁶⁹.

Además se han identificado varios rellenos sanitarios con potencial para generar biogás como Salinas Victoria, en las ciudades de Aguascalientes, Cancún, Distrito Federal, León, Nuevo Laredo, Acapulco, Atizapán, Ciudad Juárez, Guadalajara, Mérida, Orizaba, Piedras Negras, Querétaro, Silao, Tijuana, Torreón, Puebla, San Luis Potosí, Tequisquiapan, Tlalnepantla, Victoria, Metepec, Zapopan, Tonalá, entre otras. Por lo que existen grandes oportunidades para efectuar nuevos proyectos.

En México el potencial de basura es grande, con una producción casi constante⁷⁰ de 0.921 kg/día-hab en promedio, de los cuales el 52.4% es orgánica, con una producción de basura nacional en el 2001 de 31.9 millones de toneladas anuales, de los cuales el 59% se deposita en un relleno sanitario, la disposición de basura en México ha sido depositada tradicionalmente en tiraderos a cielo abierto y más recientemente en rellenos sanitarios. El poder calorífico (PC) de la basura oscila entre 4.2 y 21.2 MJ/kg dependiendo del contenido de humedad.

Tabla 18: Composición promedio del biogás de relleno sanitario

<i>Gases</i>	<i>%</i>
Metano, CH ₄	54
Dióxido de carbono, CO ₂	42
Oxígeno, O ₂	0.8
Nitrógeno, N ₂	3.1
Cloro (total Cl ₂)	22
Fluor (total F ₂)	5
Sulfito de hidrogeno, H ₂ S	88

Fuente: Finnish Biogas Association. www.kolumbus.fi/suomen.biokaasukeskus/en/enindex.htm, consultado el julio de 2007.

La basura actualmente es aprovechada a nivel mundial, con 760 plantas de incineración, más de 100 plantas de gasificación y alrededor de 1,152 plantas de recuperación de biogás⁷¹.

Con respecto a las aguas residuales, solo se tratan entre un 10-20%, las cuales pueden ser aprovechadas para la producción de biogás⁷².

⁶⁹ Masera, O., Aguillón, J., Galindo, B. (2005). Estimación del recurso y prospectiva tecnológica de la biomasa como energético renovable en México. SENER.

⁷⁰ Masera, O., Aguillón, J., Galindo, B. (2005). Estimación del recurso y prospectiva tecnológica de la biomasa como energético renovable en México. SENER.

⁷¹ Arvizu, J. (2005). Estimación del recurso y prospectiva energética de la basura en México. SENER. México.

⁷²Entrevista realizada al Ing. Jose L. Arvizu Fernandez, IIE, 16 de Julio de 2007.

La incineración de desechos sólidos municipal, por otra parte, es una tecnología madura que no se ha aplicado en México efectivamente, además de ser segura para una materia prima heterogénea y compleja, con eficiencias de generación de energía eléctrica de 22-30% y las emisiones generadas pueden ser fácilmente controladas con las técnicas actuales.

1.1.4. Prospectiva tecnológica.

De acuerdo a la Grafica 1 todas las formas de bioenergía pueden llegar a producir energía eléctrica, unas con más etapas que otras, sin embargo y de acuerdo al desarrollo de las tecnologías y el atractivo de mercado las principales tecnologías a corto plazo son:

1. Lecho fluidizante circulante (CFB)
2. Co-firing
3. Digestión Anaerobia

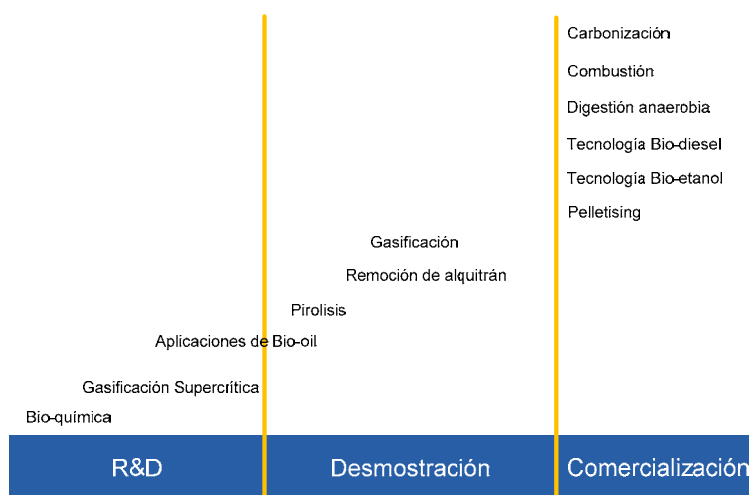
La gasificación de biomasa es una tecnología que se desarrolla rápidamente y es una de las más atractivas, por lo que tienen un futuro prometedor utilizando biomasa, desechos agrícolas y agroindustriales, desechos municipales y el carbón. En 10 años, serán construidas nuevas centrales a gran escala (600MWe) y serán comercialmente rentables⁷³. La generación de energía eléctrica de gasificadores para biomasa a pequeña escala (0.1-1 MWe) es actualmente una realidad en varios países, se estima que se impulsen los en países en vías de desarrollo en 10 años.

La tendencia mundial a 25 años sobre estas tecnologías es la desaparición de la captación de biogás a través de los rellenos sanitarios, por una ley que limita el crecimiento de rellenos sanitarios en Europa, y el aumento de las plantas de incineración y posteriormente de gasificación⁷⁴. Sin embargo en México el aprovechamiento de biogás a través de rellenos sanitarios es una opción más viable en los próximos 10-15 años, ya que requieren un menor costo de inversión y posteriormente la incorporar la tecnología de conversión térmica de la basura a energía, dependiendo del marco legal.

Figura 23: Estado actual de las tecnologías de bioenergía

⁷³ Masera, O., Aguillón, J., Galindo, B. (2005). Estimación del recurso y prospectiva tecnológica de la biomasa como energético renovable en México. SENER. México.

⁷⁴ Idem.



Fuente: Modificada a partir de Biomass Technology Group (BRG). www.btgworld.com, consultado el julio de 2007.

1.1.5. Conclusiones

El potencial en bioenergía en México, como el de las energías renovables en general, es muy grande y se puede aprovechar para generar energía eléctrica a través de tecnologías maduras (probadas ampliamente en el mundo) y con biomasa disponible. Los países desarrollados están incrementando el uso de la biomasa con el fin de reducir sus emisiones de CO₂, ya que el CO₂ producido a través de la combustión de la biomasa se considera un CO₂ neutro⁷⁵.

Uno de los costos más importante de generación eléctrica es el combustible y, considerando que los residuos no tienen valor como tales, y en algunos casos se necesita invertir para confinarlos, el uso de estos, en teoría, debería ser más económicos además de los beneficios ecológicos que se tienen. La generación de ceniza existe en cualquier proceso térmico que utilice un combustible sólido (como por ejemplo el carbón). Al quemar la biomasa se obtiene una ganancia hasta en la cantidad de ceniza obtenida pues en principio todo sería confinado a un depósito y después de la combustión de la biomasa el volumen de los desechos disminuye.

Aunque existe gran potencial en México, el gran reto está en logran organizar los distintos sectores involucrados en la generación eléctrica. Ejemplo de esto es la agricultura, y el dilema de la alimentación y la bioenergía, no hay que olvidar que en México existen muchas tierras de cultivo abandonadas las cuales actualmente no tienen ninguna utilidad, y sería una opción para mejorar el campo mexicano, al poner los ojos en éste.

⁷⁵ La biomasa disminuye la cantidad de CO₂, a través de la fotosíntesis, por lo que al quemarse y despedir CO₂ este se considera neutro.

6. Conclusión

El agotamiento de los combustibles fósiles es una de los principales factores que impulsa el cambio tecnológico y la inversión en nuevas tecnologías, además de los problemas de contaminación ambiental y el calentamiento global generado a partir del uso de combustibles fósiles en las tecnologías actuales.

La capacidad de generación de nuestro país está basada en combustibles fósiles (75.74%) y su prospectiva indica un crecimiento del uso de este, pues de los 27,037MW adicionales el 83.52% son tecnologías que utilizan este tipo de combustible. En donde existe una gran participación de los Ciclos Combinados, con una capacidad adicional de 12,184MW (45%) confirmado, adicionalmente podría utilizarse Ciclos Combinados como una opción dentro de la partida de Tecnología Libre. Contemplando la necesidad del gas natural en la generación de energía eléctrica en el país la Comisión Federal de Electricidad (CFE) construyó la regasificadora de gas natural licuado de Altamira, Tamps. (500 MMpcd) y la regasificadora de Ensenada, BC (236MMpcd) para garantizar el suministro en las plantas.

El consumo de gas natural ha tenido un gran incremento en México pasando del 16.27% (1996) a 36.84% (2005), un incremento de más del 20% en nueve años, con la prospectiva indicada por el POISE, en donde la tecnología de Ciclos Combinados y Turbinas de Gas representan el 43.6% (2016), el incremento en el uso de este combustible seguirá aumentando. Esto sin contar las denominadas Tecnologías Libres, pues suponiendo que la opción en estas fueran los Ciclos Combinados el uso de gas natural se utilizaría en más del 50% del parque de generación en el 2016. En contraste el uso del combustóleo a disminuido pasando del 61.14 (1996) al 36.40% (2005), con un uso del 10.5% en la tecnología prospectada al 2016.

Por otro lado el uso de la energía renovable apenas alcanzara el 10.30% dentro del parque de generación en el 2016, sin considerar las grandes hidroeléctricas que por si solar representarán el 20.60%.

Las reservas de los combustibles fósiles a nivel mundial, con los actuales niveles de producción, alcanzarán para los próximos 235 años (es decir de dos a tres generaciones). Las reservas de petróleo y gas natural se concentran principalmente en medio oriente, mientras que el carbón se encuentra más uniformemente distribuido entre América del Norte, Europa y Euroasia, y Asia Pacifico, como lo muestra la **tabla 19**.

Tabla 19: Duración de las reservas en años

<i>Combustible</i>	<i>México (años)</i>	<i>Mundo (años)</i>	<i>Concentración de Reservas</i>
Petróleo	9.6	41.6	Medio Oriente (61%)
Gas	8.0	60.3	Medio Oriente (41.3%)
Carbón	99	133	América del Norte, Europa y Euroasia, Asia Pacifico. (~30% c/u)

Fuente: Elaborado a partir de BP Statistical Review of World Energy, www.bp.com (consultado el 29 septiembre 2008)

Como se puede ver en la misma tabla las reservas de gas para México son pocas, por ello la necesidad de importar gas natural licuado para abastecer las plantas de ciclo combinado que se construirán, sin embargo México se dirige a el uso de una tecnología en la cual

dependerá más del 50% de su parque de generación. A menos que esté contemplando la implementación de nuevas tecnologías en las plantas existentes o en construcción, como podría ser los sistemas de IGCC, permitiendo así un sistema más flexible.

El futuro de las tecnologías de generación eléctrica debe tender necesariamente a la sustentabilidad energética, ya que es inevitable el agotamiento de los combustibles fósiles. Como se ha descrito con anterioridad el desarrollo y uso de las tecnologías de generación eléctrica con fuentes renovables ha sido lento y escaso en México comparado con otros países como Estados Unidos, Alemania, Japón, etc. Sin embargo podría decirse que aún estamos a tiempo, según las reservas de los combustibles fósiles, de dirigir a una tecnología que permita la sustentabilidad energética y no nos haga dependientes de algún combustible, como podría ocurrir con el uso del GNL. Aunque nuestra prospectiva (POISE 2007-2016) no muestra un gran apoyo a esta transición energética.

Si bien no es posible utilizar solo energía renovable para la generación eléctrica, la solución no es utilizar solo un tipo de tecnología, pues aunque los Ciclos Combinados son los más eficientes también son los más dependientes en el precio del combustible que cualquier otra tecnología, pues es muy sensible a los incrementos del precio del combustible, que oscila alrededor del 60 o 75% del costo de generación⁷⁶.

La diversificación y generación de la energía eléctrica *in situ*, es decir que se consuma la energía cerca de donde se genera, permiten por un lado no depender del combustible (al usar varias tecnologías para generar energía eléctrica) y por otro lado se evitan pérdidas por transmisión y distribución. Lo más importante es aprovechar nuestros recursos al máximo de una forma eficiente, y esto no se logra con un parque de generación en donde el 50% del parte tecnológico de generación corresponde a un solo tipo de tecnología.

Existen varias opciones para la diversificación del parque y la generación *in situ*. Ejemplo de ello son las carboeléctricas ciclos supercríticos (SC), que si bien están disponibles tecnológicamente desde (1930) en México apenas hoy día se construye la primera planta de carbón con un ciclo supercrítico (700WM, Petacalco Guerrero) que inicia operaciones en 2010. Las plantas de SC son una muy buena opción para generar carga base, con buenas eficiencias, por lo que nos permite ahorrar combustible y por lo tanto disminuir la generación de CO₂. Además de ser una tecnología que usa carbón, la cual tiene mayores reservas que el gas natural y el petróleo a nivel mundial, además que se encuentra más ampliamente distribuido. Siendo una buena opción para diversificar nuestro parque.

Si bien los SC utilizan un combustible (carbón) de alta calidad, existen otras tecnologías que pueden utilizar carbón de baja calidad y con considerables cantidades de azufre, estas son las Calderas de Lecho Fluidizado y específicamente de las de Lecho Fluidizado Circulante, las cuales además emiten bajas cantidades de NO_x y SO₂, puede quemar una amplia gama de combustible sólidos, aunque el desarrollo está encabezado por el uso de carbón. La tecnología de Lecho Fluidizado Circulante (CFB) es una tecnología probada y utilizada desde aproximadamente 30 años, con eficiencias de combustión en el rango de 90-98%.

⁷⁶ Otra opción es el uso de la energía nuclear, sin embargo es una tecnología muy politizada y el desconocimiento del público en general causa desconfianza, al menos en México no está como una opción en el corto plazo, al contemplarse la participación de estas a partir del 2015, previendo una participación del 12% para el 2026.

Por otro lado una de las tecnologías que pretende superponerse son los IGCC. Esta es una tecnología de generación que utiliza un Ciclo Combinado en donde el combustible (syngas) es obtenido a partir de un combustible sólido, mediante un gasificador. Los gasificadores son una tecnología probada en la Industria química, sin embargo el reto está en la integración de estos dos sistemas. Aunque existen plantas comerciales desde 1984, es una tecnología que aun requiere mucha I&D.

Por las características de esta podría llegar a complementar la tecnología de ciclos combinados a largo plazo, sin embargo no existe ninguna prospectiva al respecto, y en contraste se construyen varias regasificadoras.

Estas son algunas de las tecnologías que pueden permitir generar energía eléctrica de carga base. Por otro lado existen tecnologías como la de concentración solar, que por si sola o en combinación con algún ciclo, pueden aportar grandes cantidades de energía eléctrica, aprovechando la energía solar, que si bien es intermitente, puede complementarse con otra fuente de energía. Además de que México cuenta con uno de los más grandes potenciales del mundo en recurso solar (5kWh/m^2) por lo que el uso de la energía solar, no solo para generar energía eléctrica, debería ser una política, si verdaderamente se quiere llegar a la sustentabilidad energética.

Dentro de las tecnologías de concentración solar los canales parabólicos es una de las tecnologías más probadas (desde 1984), por lo que bien puede ser una opción. La Comisión Federal de Electricidad (CFE) contempla la construcción de una planta solar en Sonora de 30MW en combinación con un Ciclo combinado. Otra de las tecnologías de concentración solar son los sistemas de Dish/Stirling los cuales nos permiten generar energía eléctrica a través de sistemas modulares, lo que nos permite una generación distribuida.

Por otra parte, la bioenergía es uno de los combustibles o mejor dicho uno de los energéticos más diversos, pues puede tener varias aplicaciones dentro de algunas de las tecnologías antes descritas. Los bioenergéticos pueden quemarse, producir biogás, biodiesel, bio-etanol, por lo que pueden ser utilizados en calderas, lechos fluidizados, sistemas de gasificación, y motores de combustión interna, por mencionar algunos. Sin embargo uno de los grandes problemas que presenta los bioenergéticos es la disponibilidad, ya que requieren todo un sistema para la siembra, recolecta, transporte y proveerla con las condiciones y en la cantidad necesaria en las plantas.

Estas tecnologías son solo un extracto de muchas otras que pueden, y deberían, diversificar nuestro parque de generación eléctrico. Para aprovechar más y mejor nuestros recursos, siendo la energía no solo función de nuestro desarrollo, sino de nuestra conservación como especie.

El principal reto para México está dentro de sus propias políticas, como aquella que sobre el uso de tecnologías probadas por un tiempo no menor a diez años en el mercado, lo que implica no poder usar tecnologías de nueva generación hasta que estas hayan sido probadas, descartando así la posibilidad de involucrar a la CFE en este tipo de tecnologías en plazos cortos. Creo que políticas como estas fueron implementadas en tiempos en donde la tecnología no avanzaba tan rápido, sin embargo actualmente estamos en la era de la electrónica en donde lo que hoy es novedoso en pocos meses se convierte en algo prácticamente obsoleto, por lo que es necesario revisarlas y adecuarlas a nuestro tiempo. Otro de los grandes inconvenientes son los proyectos llave en mano, que impide el desarrollo de nuestros ingenieros.



En lo que respecta a los recursos humanos, en México se tienen la suficiente capacidad en la UNAM, y en varias universidades y centros del país, para enseñar estos temas, sin embargo será necesario tener estancias en plantas piloto y cursos de capacitación en las mismas para generar un “Saber-hacer” (know how), pues aunque las Universidades y Centros del país ya empezaron a abordar estos temas es importante tener un plan que dirija este desarrollo a nivel nacional con el fin de aplicar los desarrollos generados en universidades y centros.

Si no se toman las medidas necesarias para impulsar el desarrollo y aplicación de este tipo de tecnologías en México, lo más probable es que terminemos siendo un país de pendiente de combustibles fósiles, así como un país tecnológicamente dependiente, y aunque esto último no es muy diferente al presente, hoy tenemos la oportunidad de involucrarnos en estas nuevas tendencias de generación eléctrica, creciendo a la par de su desarrollo.

7. Bibliografía

- Academia de Ingeniería de México. Taller Opciones Energéticas para México. www.ai.org.mx/Ponencias.html (consultado 7 febrero 2008)
- AMEDES. Perfil Energético de México. www.amedes.org.mx/perfil.html (consultado el 19 febrero 2008)
- Arvizu, J. (2005). Estimación del recurso y prospectiva energética de la basura en México. SENER. México
- Basu, P. (2006). Combustion and gasification in fluidized beds. Taylor & Francis.
- Beér, J. (2006). High efficiency electric power generation: The environmental role. Progress in Energy and Combustion Science. Vol.33. Reino Unido.
- Boletín UNAM-DGCS-402. (2008). Delicado para México, el panorama internacional en materia energética www.dgcs.unam.mx/boletin/bdboletin/2008_402.html (consultado el 27 septiembre 2008)
- BP Statistical Review of World Energy, www.bp.com (consultado el 29 septiembre 2008)
- BREF Pulp and Paper. <http://aida.ineris.fr/bref/brefpap/> (consultado el 5 mayo 2008)
- Brown R. (2002). Electric power distribution reliability. M. Dekker. USA.
- CCADET. (2008). Taller de Necesidades de Formación Futuras en Ciclos Combinados (CCGN) al 2008. Unidad de Seminarios Dr. Ignacio Chávez. CU. México.
- CFE. (2007). Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) 2007-2016. CFE. México.
- Christoua C., Hadjipaschalis I. Poullikkas A. (2007). Assessment of integrated gasification combined cycle technology competitiveness. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol 19.
- Clean Coal Technologies in Japan. Circulating Fluidized Bed Combustion Technology (CFBC). www.nedo.go.jp/sekitan/cct/eng_pdf/2_1a2.pdf. (consultado el 13 julio 2008)
- Combined Cycle Journal. www.psimedia.info/ccj.htm (consultado el 30 abril 2008)
- CONAE. www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_2080_hidrogeno (consultado el 6 febrero 2008)
- DOE. 2001. Careers in renewable energy. DOE. USA
- DOE/DOT. (2006). Hydrogen Posture Plan: An Integrated research, Development and Demonstration Plan. DOE/DOT. USA
- Dr. Fabio L. Manzini, M.I. Paloma Macias. (2004). Nuevas energías renovables: una alternativa sustentable para México (análisis y propuesta). Senado de la República. México.
- Dr. R. Best, Dr. R. Dorantes, Dr. C. Estrada. 2007. Política energética Agenda para el desarrollo, Las fuentes de energía en México. México.
- Edwards S. (2006). A centurial history of technological change and learning curves for pulverized coal-fired utility boilers. Energy. Vol. 32.
- Entrevista realizada al Dr. Antonio Diego Marín-combustión, IIE, 23 de julio de 2007.
- Entrevista realizada al Dr. Mariano Bauer Ephrussi, Física-UNAM, julio 2007.
- Entrevista realizada al Dr. Oscar A. Jaramillo, CIE-UNAM, julio de 2007
- Entrevista realizada al Dr. Rubén Dorantes, UAM-A, julio 2007.
- Entrevista realizada al Ing. Jose L. Aruizu Fernandez, IIE, 16 de julio de 2007.
- Eugenio Laris . (2006). "Tendencias tecnológicas en el sector eléctrico e inversiones en la CFE", Conferencia magistral. Ciudad Universitaria, UNAM.
- eurOcean. www.eurocean.org/ (consultado el 10 febrero 2008)
- Francisco T. Roldan, Emmanuel G. Moreles, (2006). Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México. SENER.
- Greenpeace-ESTIA-SolarPACES. (2005). Concentrated solar thermal power-now!. Greenpeace-ESTIA-SolarPACES. The Netherlands.

-
- IEA /NEA. (2005). Projected Costs of Generating Electricity. OECD. Francia.
- IEA. (2006). Energy Technology Perspective. OECD/IEA. Francia.
- IEA/NEA. (2005). Projected Costs of Generating Electricity. OECD. Francia.
- IEA-OES. www.iea-oceans.org/index1.htm (consultado el 10 febrero 2008)
- Instituto Nacional de Ecología.
www.ine.gov.mx/ueajei/publicaciones/gacetas/367/energiamed.html (consultado el 5 julio 2008)
- Islas J. (2005). SO₂, NO_x, and Particle Control Technologies and Abatement Costs for the Mexican Electricity Sector. Centre for Energy Research (CIE). UNAM, México.
- J. Islas, M. Martínez. (2003). Cost-benefit analysis of energy scenarios for the Mexican power sector. Energy. Vol. 28
- John Paffenbarger. (2006). Electricity Market Competition. IEA/OCDE. Francia.
- Joris K., Martin J. y Andre F. (2006) .Development of fluidized bed combustion—An overview of trends, performance and cost. Science Direct-Progress in Energy and combustion science. The Netherlands.
- Juan J. (2002). Celdas de combustible (I). Anales de mecánica y electricidad. Vol.79.
- Larry, B. (2004). Biomass-coal Co-combustion: Opportunity for Affordable Renewable Energy. Fuel. Vol. 84.
- Masera, O., Aguillón, J., Galindo, B. (2005). Estimación del recurso y prospectiva tecnológica de la biomasa como energético renovable en México. SENER. México
- NEA/IEA/OECD. (2005). Projected Costs of Generating Electricity.OECD.
- OECD/IEA (2006). Renewable energy: RD&D Priorities.
- OECD/IEA. (2006). Energy Technology Perspective.OECD/IEA. Paris
- Paffenbarger, J. (2006). Electricity Market Competition. IEA/OCDE. Francia.
- Power4Georgians. www.power4georgians.com/supercritical.aspx (consultado el 20 marzo 2008)
- Presentación. Sistemas de Concentración Solar para la Generación Eléctrica. Entrevista realizada al Dr. Oscar A. Jaramillo, CIE-UNAM, Julio de 2007
- Ramos A. (2007). Uso de combustibles fósiles para generación eléctrica, 9 de agosto 2007. Taller Opciones Energéticas para México. Academia de Ingeniería. México.
- SENER, (2006). Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México. SENER. México.
- SENER. (2005). Balance Nacional de Energía. México.
- SENER. (2005). Visión a Largo Plazo Sobre la Utilización de las Energías Renovables en México Energía Solar. SENER. México.
- Statistical Review of World Energy June 2008. www.bp.com/statisticalreview (consultado el 27 septiembre 2008)
- U.S. Environmental Protection Agency; American Gas Association. www.epa.gov/ (consultado el 5 mayo 2008)
- Winter C.J., Sizmann R.L., Vant-Hull L.L, (1991). Solar Power Plants . Springer- Verlag.
- World Energy Council,
http://charlotte.utdallas.edu/mgis/prj_wrkshp/2004/Johnson/World%20Energy%20Council.htm (consultado el 16 de abril 2008).