

Residuos del petróleo como parte de una Transición Energética. Ciclos Combinados con Gasificación Integrada, captura y secuestro de CO₂.

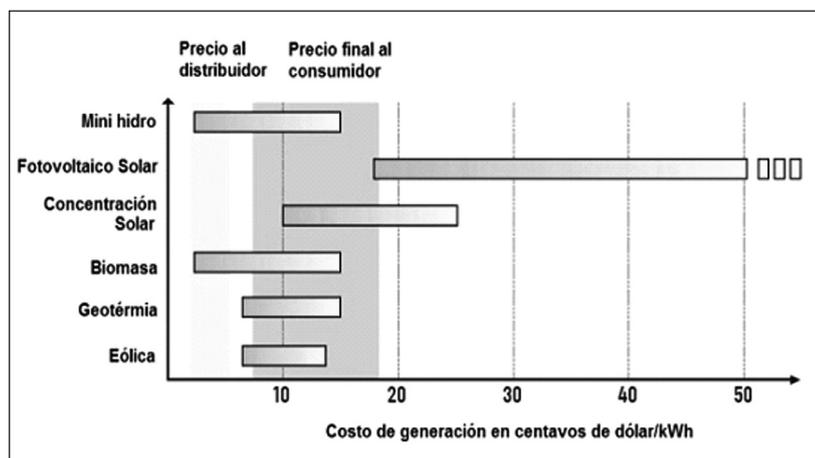
Guillermo Sánchez Liévano*
y Héctor Beltrán Mora**

Panorama general

La generación de electricidad con plantas térmicas es un común denominador de la producción mundial de éste recurso energético, representando el 82% de la generación mundial, incluyendo la nuclear y la biomasa. Mucho se ha hablado sobre la transición energética hacia fuentes más limpias y respetuosas del ambiente que a su vez constituyan una base sustentable para el desarrollo de las naciones; sin embargo, la realidad del consumo eléctrico y la capacidad de generación de las energías renovables presentan una disparidad muy grande.

Por un lado, el consumo inherente a la actividad económica presenta un constante incremento, que se había venido cubriendo por el suministro de energía eléctrica de bajo costo, procedente de la utilización del petróleo. Éste había venido manteniendo sus precios relativamente bajos y estables por largos periodos de tiempo.

Gráfica 1
Costo - competitividad de las energías renovables



* Maestría en Ingeniería Energética, Posgrado de Ingeniería, UNAM.
sliev20@gmail.com.

** M. of Sc., Power and Energy Systems, University of Illinois. hbeltra2@gmail.com.

Por otro lado, los altos costos de la generación con energías renovables y su baja producción de fluido eléctrico, representan factores que dieron la pauta para el desarrollo de tecnologías que tenían como único objetivo el aumentar sus eficiencias de transformación disminuyendo el costo de generación a valores casi marginales. Dejaron así en segundo plano el desarrollo de tecnologías de generación alternativas de tipo renovable.

Las fuentes de energía renovables fueron eclipsadas por la bonanza que presentó la era del petróleo, al grado que la energía hidráulica explotada desde los orígenes de las grandes civilizaciones ha venido disminuyendo. No obstante, se ha venido compensando paulatinamente dicho decremento con incrementos en la generación por energías nuclear, geotérmica, eólica y de biomasa. Estos cambios en los porcentajes de generación total han permitido la diversificación de la generación eléctrica en los países desarrollados y a su vez ha logrado formar una base energética segura, obteniendo así una menor dependencia de los combustibles fósiles.

En el caso de países productores de petróleo, la visión de una diversificación energética a base de energías renovables no resultaba viable en términos económicos y tecnológicos: fue de esa forma como se vieron envueltos por las grandes ventajas que presentaban las tecnologías térmicas de bajo costo relativo de inversión y grandes beneficios generados por las nuevas eficiencias desarrolladas. De ahí que tecnologías tales como los ciclos combinados fueran la mejor opción, siempre dependientes de las tendencias de la producción petrolera y sus precios.

Desarrollo histórico de los ciclos combinados

A raíz de la crisis energética de los años setenta, generada por la escalada de los precios del petróleo, se tuvo que volver la mirada a otro tipo de recursos energéticos de menor capacidad calorífica pero de costos razonables, calificativo alcanzado en relación con los costos del petróleo imperantes en aquellos años: es entonces cuando entra en escena el gas natural. No obstante el hecho de estar asociado al petróleo en algunos casos, no resultaba tan atractivo recuperar este recurso, por los costos de almacenaje, tratamiento y transporte que representaba; fue quemado así sin aprovechamiento durante décadas en el lugar de su extracción. Sin embargo, en países como Rusia (la ex-Unión Soviética) y algunos que actualmente forman parte de la OCDE, por su situación geográfica vieron en la abundancia de este recurso una oportunidad de desarrollo que impulsó, entre otras, una tecnología que hasta

entonces había estado a la sombra desde sus inicios en 1901-1905: la turbina de gas. Ésta tuvo un desarrollo constante pero no representativo –debido a que los combustibles utilizados en la primera mitad del siglo XX eran principalmente carbón y aceites minerales que presentaban limitaciones de uso por factores de potencia generada, ensuciamiento y deterioro de los equipos. Aunque esto no impidió su utilización, las eficiencias y los costos de generación representaban pocos beneficios, pero siguieron implementándose nuevas técnicas que terminaron utilizando los derivados del petróleo.

La convergencia de factores como el incremento en el precio del petróleo, y disponibilidad de gas natural –que es un combustible más limpio- dieron el empuje necesario para que las turbinas de gas se desarrollaran comercialmente.

A raíz de esta cadena de sucesos, surgieron las plantas de generación que hacen uso del llamado Ciclo Combinado con turbina de gas (CCGT), aplicación del concepto de cogeneración donde un ciclo Brayton (ciclo superior) genera electricidad y los gases de escape son reutilizados para introducirlos en un ciclo Rankine (ciclo inferior) y así obtener una generación adicional por medio del vapor de agua. De esta manera las eficiencias de generación se vieron incrementadas y por consecuencia se redujeron sus costos.

Situación en México

En este contexto, México se encontraba en una etapa de crecimiento económico a finales de los años setenta, gracias al descubrimiento del complejo de yacimientos petroleros de Cantarell que elevó la producción de crudo, con un objetivo de mantenerla en 1 mmbd; la cual se destinaría al consumo interno. Los CCGT representaron siempre la mejor inversión en generación eléctrica, dejando de lado la costosa infraestructura de las grandes centrales que hasta entonces habían mantenido la producción eléctrica en nuestro país, como lo eran las hidroeléctricas y las grandes termoeléctricas convencionales de ciclo Rankine. Es pues a lo largo de la década de los años ochenta cuando se comienza la instalación de CCGT en todo el país.

A finales de la década de los años noventa es cuando se comienza a especular sobre las repercusiones que podría tener sobre la generación eléctrica nacional la reducción o agotamiento de las reservas petroleras; pero no es sino hasta el año 2005 cuando el yacimiento de Cantarell comienza a dar muestras de agotamiento –reflejado en la disminución de su producción de crudo. Es entonces cuando se comienza a presentar un panorama adverso sobre nuestro esquema de generación basado en la utilización de combustibles fósiles.

En la actualidad todas las plantas CCGT utilizan gas natural y, en situaciones de escasez del recurso, aún a costos más elevados, diesel. Es pues gracias a estos costos que el despacho de combustible se hace a las plantas con mayor eficiencia térmica, es decir, las de menor consumo térmico unitario, siendo éstas las de última generación instaladas por los productores independientes que generan electricidad a un costo menor.

México cuenta con una capacidad efectiva instalada de 49 898.341 MW de la cuál 16 913.163 MW (33.8%) proviene de centrales CCGT. A su vez, la fracción correspondiente a las plantas CCGT, propiedad de CFE, es de 5 456.263 MW (32.3%) y la fracción correspondiente a los Productores Externos de Energía (PEE) es de 11 456.900 MW (67.7%).

Esta capacidad está integrada por la utilización de 54 unidades (conjuntos turbina recuperador de calor) distribuidas en 12 centrales de CFE más 71 unidades distribuidas en 21 centrales pertenecientes a los PEE.

Diversificación del portafolio de generación¹

El esquema actual de generación en nuestro país presenta una dependencia de las plantas termoelectricas con una participación de 70%. Si le restamos el porcentaje de capacidad instalada correspondiente a la geotermoelectrica resta 67.34% de producción mediante ciclos térmicos que utilizan combustibles fósiles.

El Sector Eléctrico Mexicano (SEM) enfrenta el reto de suministrar energía eléctrica para los siguientes años con un grado aceptable de confiabilidad, calidad y seguridad mediante la expansión de los sistemas de generación, transmisión y distribución. Para cumplir con este reto, el SEM desarrolla estrategias y programas de crecimiento basados en la metodología de menor costo, que con respecto a la generación evalúa diferentes tecnologías de manera individual para integrar las opciones “más baratas” al portafolio de generación.

Es precisamente por esta razón por la que las estrategias de expansión están sesgadas a favor de las tecnologías que utilizan combustibles fósiles, lo que a su vez ocasiona una falta de diversificación en el portafolio de generación.

En este contexto, diversificación significa la mayor participación de tecnologías que no utilizan combustibles fósiles, como la tecnología nuclear o las que utilizan fuentes de energía renovable principalmente.

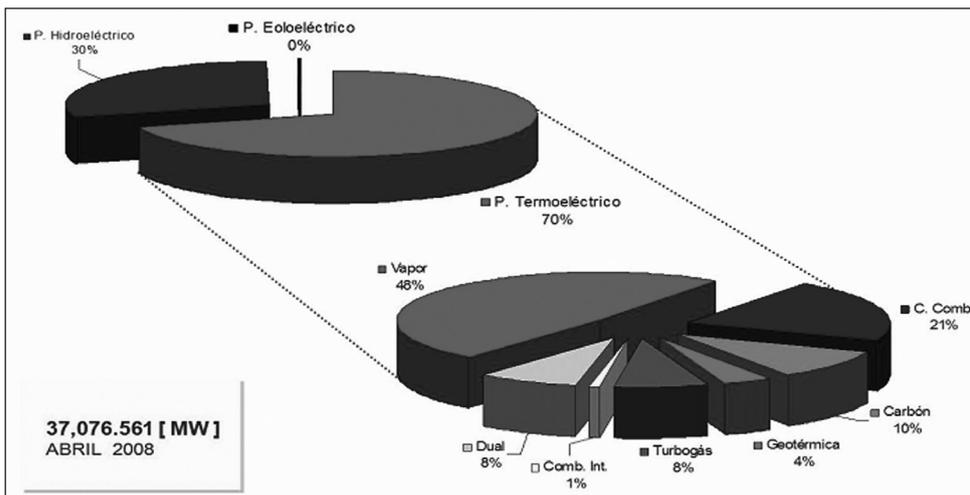
¹ Beltrán H. “Electricity Resource Planning”, University of Illinois at Urbana Champaign, 2009.

En especial, la inclusión de energías renovables ha sido subestimada y tomada en consideración en la mayoría de los casos para cumplir con restricciones ambientales o suministrar energía eléctrica a lugares alejados que no cuentan con conexión a la red y el costo de la línea de transmisión es demasiado elevado.

Aún mas, se cree ampliamente que el costo de la energía eléctrica generada con fuentes renovables es más alto que aquel que se obtiene si se utilizaran combustibles fósiles (como combustóleo, carbón o gas natural), lo cual es parcialmente cierto. Sin embargo, la inclusión de energías renovables tiene entre otros, dos efectos fundamentales: el primero es que, contrario a lo que pudiera esperarse, el costo global de generación del portafolio no necesariamente se incrementaría; y el segundo efecto igualmente importante pero ampliamente desconocido, es que disminuye el riesgo al que estaría expuesto el portafolio de generación.

Gráfica 2

Portafolio de generación del SEM. Fuente: Presentación CFE abril 2008



Así que, para el caso del SEM, una mayor diversificación significa disminuir el riesgo que principalmente es causa de la alta volatilidad en los precios de los combustibles fósiles, en especial el del gas natural. Por esta razón, resulta necesario reconsiderar el concepto de diversificación dentro del SEM, que para el año 2017 planea obtener poco más de 80% de la electricidad utilizando combustibles fósiles.

Mediante la diversificación se podría lograr cualquiera de dos objetivos: el primero es obtener un menor nivel de riesgo manteniendo el mismo costo global de generación obtenido con la metodología de menor costo; y el segundo objetivo sería obtener un menor costo global de generación para el mismo nivel de riesgo obtenido con la misma metodología.

Una base de generación estable

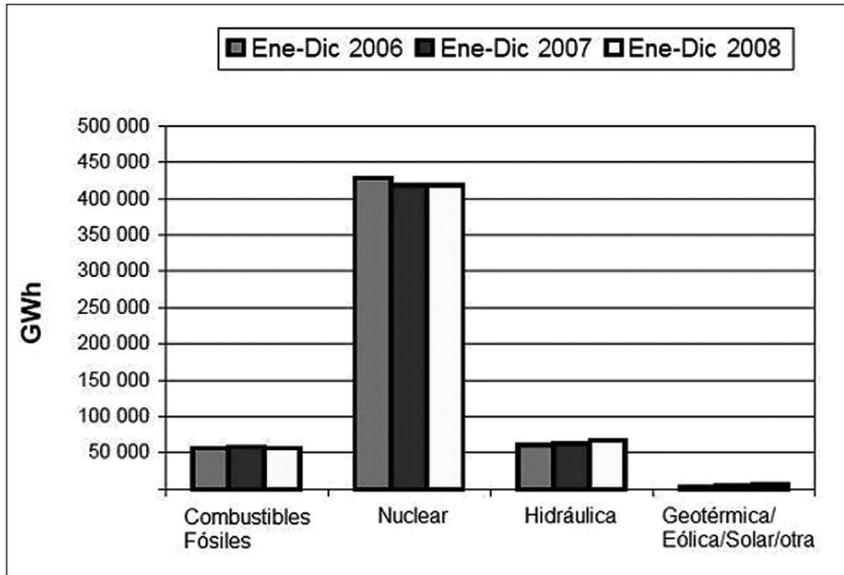
Ya sea para disminuir el riesgo del portafolio o para disminuir el costo de generación, se requiere evidentemente establecer una base energética que en un corto plazo nos permita actuar sobre la planeación de las plantas que producirán la energía eléctrica del país los próximos 50 años. Este período representaría el período de transición hacia el mayor y mejor aprovechamiento de los recursos no renovables con que contamos en el país.

Esto no es nada nuevo, de hecho la infraestructura de generación térmica en sí representa el antiguo esquema nacional de seguridad energética, sólo que, como es común en nuestro país fue quedando obsoleta, sin que se tomaran acciones apropiadas y oportunas para transformarla y mantenerla vigente. En cambio otros países con una visión y una situación de disponibilidad de recursos diferente lograron establecer esquemas de seguridad energética de mediano y largo plazo que reflejaron su capacidad de comenzar y mantener su transición energética. Esto es evidente y existen ejemplos claros que muestran las diferencias de portafolios de generación entre países que actualmente gozan de una seguridad energética, la cual les ha permitido ir al frente de la transición hacia la utilización de fuentes renovables de energía. Otros como México, están buscando todavía ese nicho de seguridad para poder avanzar en nuestra transición.

Uno de estos ejemplos es Francia, en la actualidad uno de los países con menor dependencia de combustibles fósiles para la generación de electricidad y a su vez uno de los países que encabezan las investigaciones y desarrollos tecnológicos para el aprovechamiento de energías renovables.

Gráfica 3

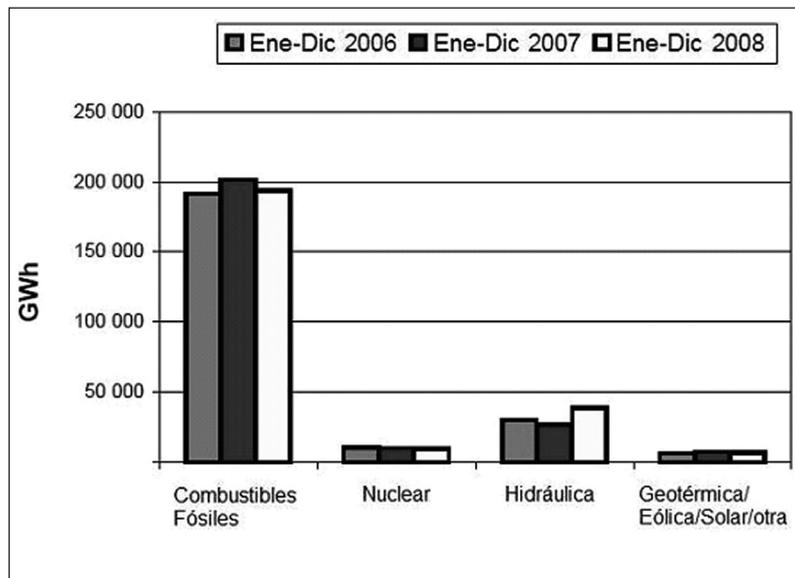
Comparación anual de generación por tipo de fuente en Francia



Fuente: *Monthly Electricity Statistics*, December 2008.

Gráfica 4

Comparación anual de generación por tipos de fuente en México



Fuente: *Monthly Electricity Statistics*, December 2008.

Si bien es cierto que el parque nuclear tiene implicaciones problemáticas, éste les ha permitido a la mayoría de los países desarrollados –durante un largo período de tiempo– establecer nuevas bases de micro-generación solar, termo-solar y eólica para aplicaciones domésticas y comerciales así como gasificación e hidrógeno para instalaciones industriales que han permitido atacar el problema del abastecimiento energético térmico y eléctrico desde su demanda y no desde la oferta.

Transición energética

La idea de dejar de depender del petróleo es un tanto ambigua: en realidad lo que se requiere es aprovechar al máximo los beneficios que el petróleo ofrece para el desarrollo económico ligado a la actividad industrial en la producción de materias primas y reducir su uso como combustible.

La generación eléctrica es importante, pero bajo esa premisa hemos dejado de desarrollar productos y materiales que representan para muchos países una parte importante de sus ingresos que generalmente parten de la petroquímica básica y compleja. Lo interesante es que no siempre son ellos los productores de crudo.

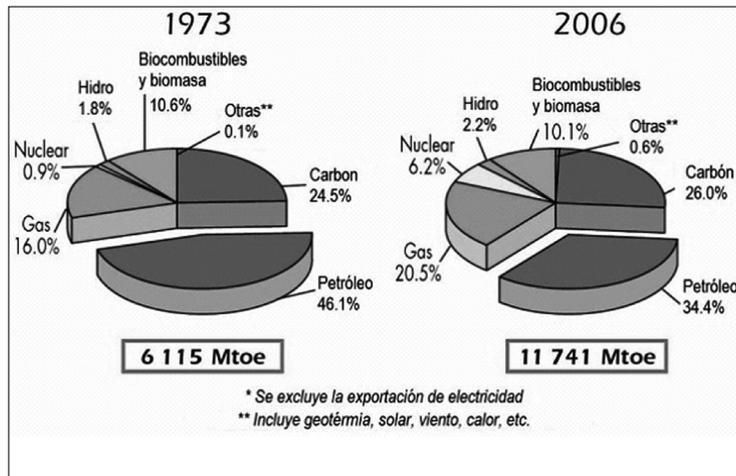
Si se incrementan las reservas de hidrocarburos o no, lo que debería preocuparnos es si sabremos utilizar el recurso restante de forma inteligente de tal forma que genere desarrollo y active nuevas economías; lo que no debemos permitir es que se siga quemando al ritmo actual.

Por otra parte, las presiones generadas sobre el uso de la biósfera como contenedor de los residuos de nuestros procesos industriales –que han impulsado un intenso trabajo por parte de investigadores de todas las áreas de la ciencia para disminuir sus efectos y generar una conciencia de sustentabilidad– han puesto un obstáculo difícil de salvar en cuestión de generación eléctrica, limitando y en algunos casos censurando la utilización de la energía nuclear.

Los volúmenes de producción de fluido eléctrico necesarios para mantener nuestras economías no son todavía cubiertos por las energías renovables y muestra de ello es que las disminuciones porcentuales de consumo de petróleo y carbón en forma de energía primaria en los últimos 30 años se deben a la sustitución de éste por el gas natural y la energía nuclear.

Gráfica 5

Participación de diversas fuentes de energía para el suministro total de energía primaria (STEP) en el mundo, 1973 y 2006

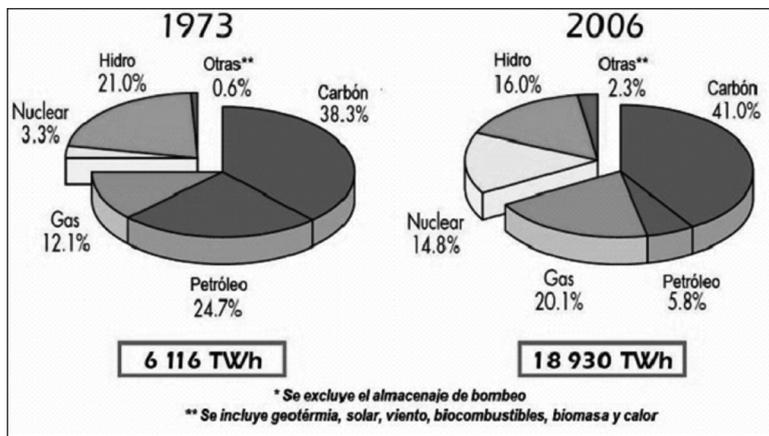


Fuente: Key World Energy Statistics 2008.

En cuanto a su aportación a la generación eléctrica es más evidente esta situación con una mayor aportación de la energía nuclear, pero más interesante es que la generación a base de carbón se haya incrementado.

Gráfica 6

Participación de diversas fuentes de energía en la generación eléctrica mundial, 1973 y 2006



Fuente: Key World Energy Statistics 2008.

No debemos perder de vista que carbón, gas natural y nuclear son los recursos que pueden proveer volúmenes tan grandes de energía, ya sea primaria o eléctrica, y que condenarlos puede colocarnos en una situación seria frente a los retos de desarrollo económico y social.

Esta visión del problema ha motivado diversos estudios de optimización de procesos de transformación y distribución de los energéticos y es el marco en el cual surgen las tecnologías limpias de carbón, como la gasificación con captura y secuestro de CO₂ y los desarrollos avanzados de reactores nucleares ultra seguros que sin duda serán los promotores de la transición energética de los países en vías de desarrollo y los subdesarrollados. No es posible que se le pida a los países –que todavía tienen problemas para solucionar sus necesidades básicas de alimentación y salud– que basen su desarrollo económico utilizando tecnologías de generación con energías renovables, cuando éstas representan los más altos costos de generación y que al carecer de una infraestructura –ya no se diga diversificada– se reflejarán en el precio del suministro al usuario final.

El carbón otra vez. La gasificación ¿Algo nuevo?

Basta echar un vistazo a las reservas mundiales de carbón y compararlas con las de petróleo para preguntarse: ¿a usar carbón otra vez?. Lo cierto es que la incertidumbre en los precios del petróleo y el escaso incremento de sus reservas en los últimos años, han despertado el interés por la utilización del carbón y se repite la historia, sólo que ahora el gas natural también tiene sus implicaciones.

A la sombra de las tecnologías aplicadas a la optimización de la explotación del petróleo, países que desde hace más de 30 años han carecido del recurso petrolero en sus territorios –ya sea porque se lo acabaron ó porque nunca lo tuvieron– siguieron investigando nuevas formas de aprovechamiento del carbón, tratando de evitar sus nocivos efectos al ambiente. La mayoría de estas investigaciones han partido del estudio de la gasificación.

La gasificación es un proceso de conversión en el que materiales ricos en carbono 'C', sean líquidos o sólidos, son transformados en un combustible gaseoso, comúnmente llamado gas sintético o syngas (H₂, CO, CO₂ y CH₄).

En general, la gasificación es una reacción del carbón con un agente oxidante como lo es el aire, el oxígeno, el vapor de agua, dióxido de carbono o una mezcla de éstos a temperaturas comprendidas entre 800 y 1900°C.

El gas producido es rico en hidrógeno y carbono siendo de utilidad para la generación eléctrica ó como materia prima para la síntesis de sustancias

químicas y combustibles como el hidrógeno. La gasificación no es propiamente una combustión, es una conversión que entrega productos intermedios más útiles.

Cuadro 1
Características de los procesos de gasificación y combustión

	Gasificación	Combustión
Propósito	Obtención de productos intermedios más útiles a partir de residuos o materiales de poco valor	Generación de calor o destrucción de materiales residuales
Tipo de proceso	Conversión térmica y química limitando el oxígeno empleado	Oxidación completa utilizando exceso de oxígeno
Producto	Calor, H ₂ , CO, H ₂ S, NH ₃ y partículas	Calor, CO ₂ , H ₂ O, SO ₂ , NO _x y partículas
Usos	El calor como fuente de energía para autoconsumo en la reacción, los gases como combustible o como materia prima en la industria química	El calor como fuente de energía, los gases como Desecho
Residuos / manejo	Escoria, apta para la industria de la construcción.	Ceniza, parcialmente apta para la industria de la construcción

La gasificación² tiene sus orígenes a finales del siglo XVIII, cuando Murdoch, un ingeniero escocés pirolizó carbón dentro de un recipiente de acero cerrado y utilizó dicho gas para iluminar su casa. Fue hasta 1812 cuando se estableció la primer compañía productora de gas a partir de carbón y fue esta la encargada de iluminar el puente Westminster. En 1816 fue construida la primera planta de producción de gas a partir de carbón en Estados Unidos para iluminar las calles de Baltimore y, posteriormente, se haría lo mismo para Boston y Nueva York. Para la segunda mitad del siglo XIX la gasificación era ya una realidad comercial.

El gas de síntesis posee un menor poder calorífico que el gas natural, por lo cual al aparecer éste último en la escena mundial disminuyó la utilización de los procesos de gasificación. En la década de los 80, la comunidad científica reconoció los beneficios de la gasificación para la sustitución de combustibles convencionales, esto aunado a normas ambientales más exigentes

² Vera G. O.A. "Centrales de ciclo combinado con gasificación integrada (CCGI): Una opción para la diversificación energética" UNAM, México, 2007.

y restrictivas en cuanto a las emisiones de gases de efecto invernadero, promovieron inversiones gubernamentales y privadas para la optimización de las tecnologías de gasificación.

El gas obtenido de la gasificación puede ser utilizado en las plantas de ciclo combinado, llamadas plantas de Ciclo Combinado con Gasificación Integrada y denominadas por sus siglas en inglés IGCC. En estas centrales se lleva a cabo la gasificación, la limpieza o depuración del gas y combustión en las turbinas generando electricidad en el ciclo superior y el ciclo inferior es idéntico a los CCGT.

Escenarios de estudio

El objetivo de este trabajo es estimar un consumo futuro de combustible alternativo al gas natural como parte de un modelo de transición hacia fuentes alternas de energía. Por sí misma la utilización de IGCC no ofrece una solución al problema de las emisiones, sin embargo pretende ofrecer una base de generación que sustente las necesidades actuales de demanda de energía, ofreciendo un período de tiempo para la planeación y desarrollo de nuevas tecnologías o implementaciones a las ya existentes. Es decir buscamos un respiro en el vertiginoso mercado de la energía eléctrica.

El análisis de la posibilidad de sustituir el combustible o de ofrecer una alternativa diferente al gas natural en las actuales centrales de ciclo combinado que operan en México, parte de la contabilización de la generación que éstas centrales aportan al SEM.

En la actualidad México cuenta con una capacidad instalada de 16 913.16 MW de centrales de ciclo combinado que en su mayoría consume gas natural. Esta cifra se compone tanto de las centrales propiedad de Comisión Federal de electricidad (CFE) que aporta 5,456.26 MW (32.3%), como de las centrales de Productores Externos de Energía (PEE) con una aportación de 11 456.9 MW (67.7%).

Por otra parte, según los datos reportados por la Secretaría de Energía,³ la generación total con centrales CCGT para el período de 2007-2008 fue de 106 822 GWh, de los cuáles el 29.97% proviene de centrales de CFE que representa una generación de 32 010.64 GWh y el complemento de los PEE con un 70.03% correspondiente a 74 811.36 GWh. Con estos datos partiremos para hacer un estimado de consumo de coque, suponiendo que éste combustible sustituya gradualmente en un lapso de 15 años, el gas natural consumido por las plantas CCGT propiedad de CFE.

³ "Prospectiva del sector eléctrico 2008-2017" Secretaría de Energía.

Para este fin utilizamos un consumo térmico promedio de las centrales, así como un factor de planta constante. Con estos datos se plantea que:

Donde:

mcoque = flujo de coque necesario para dicha generación.

Pgenerada = es la potencia eléctrica total suministrada a la red.

PCS = poder calorífico superior del combustible utilizado (coque).

CTU = consumo térmico unitario.

En el concepto de potencia generada, va implícito el factor de planta que pondera un porcentaje del valor nominal de capacidad instalada respecto a la capacidad real generada. Los valores promedio supuestos para un pequeño análisis de aproximación de CTU y de FP son 9322 kJ/kWh y 72.1%.⁴

Bajo esta consideración el consumo de coque para las plantas de CFE y de PEE se muestra en los siguientes cuadros:

Cuadro 2
Consumo estimado de coque para las centrales CCGT de CFE
configuradas para IGCC.

Centrales de CFE	Potencia instalada en (MW)	Consumo de coque (millones de ton/año)
Hermosillo	227.022	0.43
Pdte. Juárez	496	0.93
Gomez Palacios	239.8	0.45
Samalatuca II	521.76	0.98
Chihuahua II	619.4	1.17
Huinalá	377.66	0.71
Huinalá II	450.198	0.85
Río Bravo	211.123	0.40
Tula	489	0.92
El Sauz	603	1.13
Valle de México	449.3	1.03
Dos Bocas	452	0.85
Valadolid	220	0.41
Total	5456.263	10.26

Fuente: elaboración propia.

⁴ Determinado por el cociente de la capacidad máxima teórica de generación entre la generación real reportada.

Tomando en cuenta las consideraciones antes mencionadas, la cantidad de coque que se necesitaría suministrar de forma exclusiva a las centrales propiedad de CFE sería de 10.26 millones de toneladas al año (MTA). Con esta cantidad de demanda interna se estaría pensando en la posibilidad de que centrales con una capacidad equivalente a 5456 MW puedan sustituir el gas natural utilizando coque de petróleo.

Si esta opción se presentara para todas las plantas CCGT que actualmente operan en territorio nacional, no resultaría conveniente debido a que el monto total anual de coque se incrementaría hasta 42.08 MTA, ya que sólo los PEE demandarían 31.81 MTA, como se muestra en la Cuadro 3.

Cuadro 3
Consumo estimado de coque para las centrales CCGT de PEE
configuradas para IGCC

Centrales de CFE	Potencia instalada en (MW)	Consumo de coque (millones de ton/año)
Merida III	484	1.34
Hermosillo	250	0.69
Saltillo	247.5	0.69
Tuxpan II	495	1.37
Río Bravo II	495	1.37
Bajío	495	1.37
Monterrey III	449	1.25
Altamira II	495	1.37
Tuxpan III y IV	983	2.73
Campeche	252.4	0.70
Mexicali	489	1.36
Chihuahua III	259	0.72
Naco Nogales	258	0.72
Altamira III y IV	1036	2.88
Río Bravo III	495	1.37
La Laguna II	498	1.38
Río Bravo IV	500	1.39
Valladolid III	525	1.46
Tuxpan V	495	1.37
Altamira V	1121	3.11
Tamazunchale	1135	3.15
Total	11456.9	31.81

Fuente: elaboración propia.

Como se muestra en el balance nacional de coque,⁵ en la tabla 4, la producción estimada para el año 2009 prevé un suministro total de 5 077.5 miles de toneladas de las cuales sólo el 64.4% son producidas en México, siendo importado 35.6% restante. Es decir, la capacidad de producción de coque es muy limitada debido al tipo de refinerías con que cuenta el Sistema Nacional de Refinación (SNR), como un estimado se considera que para el 2015 habrá de aumentar la producción de coque de petróleo como consecuencia de la puesta en operación de la nueva refinería, sin embargo aún en el estimado de 9 576.1 miles de toneladas producidas para el 2015, no serían suficientes para satisfacer la demanda de las plantas CCGT de CFE y además cubrir la demanda interna.

Cuadro 4

Segmento del balance nacional de coque 2007-2017, prospectiva al 2009

Concepto	2009
Origen	5077.5
Producción	3271.5
Importación	1806.0
Destino	5077.5
Demanda interna	5077.5
Sector eléctrico	1018.1
Sector industrial	4069.4
Exportación	-
Variación de inventarios	-

n.a.: no aplica.

*Incluye Pemex y particulares.

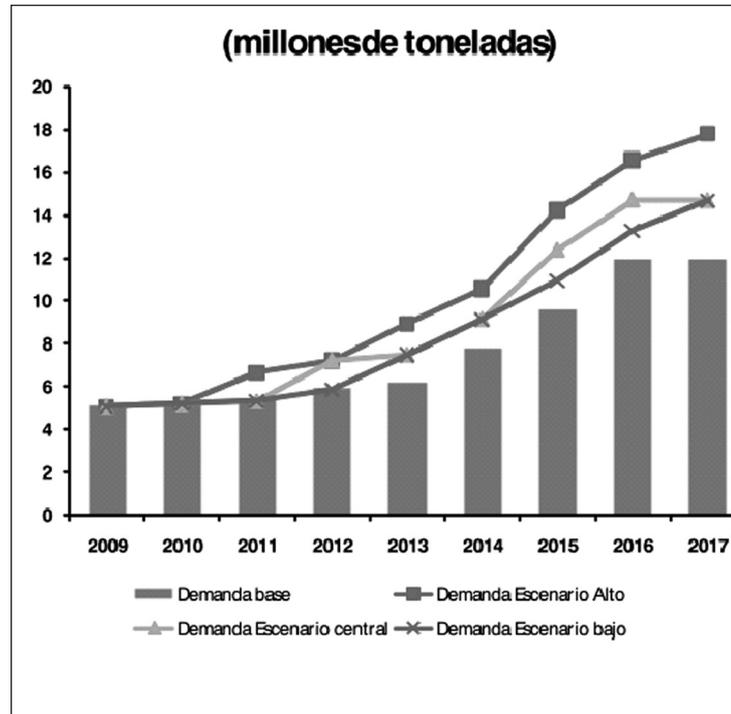
Fuente: Prospectiva de petrolíferos 2008-2018. Sener.

Para la generación del escenario alto, se consideró que a partir del 2009 se inicia la reconfiguración de dos plantas, y que éstas comenzarán a demandar coque después de dos años. Inmediatamente después se procede a reconfigurar otras dos. Sólo se presentan datos hasta el 2017 porque son los disponibles.

Para tener una serie que presente todas las plantas de CFE se necesitaría en éste escenario una serie hasta el 2024.

⁵ Prospectiva de petrolíferos 2008-2018, Sener.

Gráfica 7
Comparativo de escenarios de demanda de coque con transición de plantas CCGT a IGCC



Fuente: elaboración propia.

Para el escenario central se considera que la reconfiguración y puesta en operación de las plantas requerirá 8 años más, es decir, hasta el 2032, por efecto de la adición de 1 año entre reconfiguraciones. En el escenario bajo, será hasta el año 2040, ya que se espaciara a cuatro años entre cada reconfiguración de dos plantas; dos años más que el escenario alto.

No es del alcance de este trabajo hacer un análisis de la evolución de los precios de los combustibles, pero, basándonos en un estudio previo de reconfiguración de la planta de ciclo combinado de Tula,⁶ decimos que la factibilidad económica financiera de la conversión de plantas de CCGT a IGCC depende básicamente del diferencial de precios entre el gas natural y el coque de petróleo, mostrando una sensibilidad mayor hacia el precio del gas natural. Sin embargo, el problema es en realidad la oferta de combustible sustituto, ya sea carbón o coque.

⁶ "Conversión de CCGT a IGCC de la central ciclo combinada TULA de la CFE. Repotenciación del combustible" Instituto de Ingeniería. Proyecto impulsa. 2007.

Captura y secuestro de CO₂

Dentro de las diferentes preocupaciones asociadas a las plantas carbo-eléctricas, las emisiones de CO₂ son vistas por la mayoría como las más críticas, debido a que el CO₂ es el gas de efecto invernadero de mayor contribución al cambio climático. La combustión de carbón produce actualmente el 34% de las emisiones globales de CO₂ y la generación eléctrica a base de combustión de carbón emite más CO₂ por unidad de energía que cualquier otro proceso de generación. Para que el carbón permanezca como mayor fuente de generación eléctrica en un mundo restringido de CO₂, las tecnologías de captura y almacenamiento tendrán que ser desarrolladas conjuntamente con las plantas a carbón convencionales.

Las plantas IGCC son la tecnología que provee el potencial más grande de minimización de emisiones asociadas al uso de carbón para producir electricidad, además de usar el calor de la combustión del carbón para producir electricidad. De la misma forma que cualquier planta carbo-eléctrica convencional, las plantas IGCC se basan en tecnologías químicas ya establecidas para convertir el combustible sólido (carbón) en gas, comúnmente llamado 'syngas', gas de síntesis o gas sintético. El gas de carbón se clasifica por su poder calorífico. El de alto poder calorífico está alrededor de 37 MJ/Nm³, similar al del gas natural, y por ello conocido como gas natural sintético o sustituto del gas natural (SNG por sus siglas en inglés). El de poder calorífico medio está en una gama de 10 a 22 MJ/Nm³.

El cercano al límite inferior está formado principalmente por hidrógeno y monóxido de carbono, mientras que el de límite superior contiene más metano. El gas de bajo poder calorífico está en unos 3 a 7 MJ/Nm³, y su composición es mayoritaria en nitrógeno y monóxido de carbono, siendo la parte combustible CO, H₂ y CH₄.

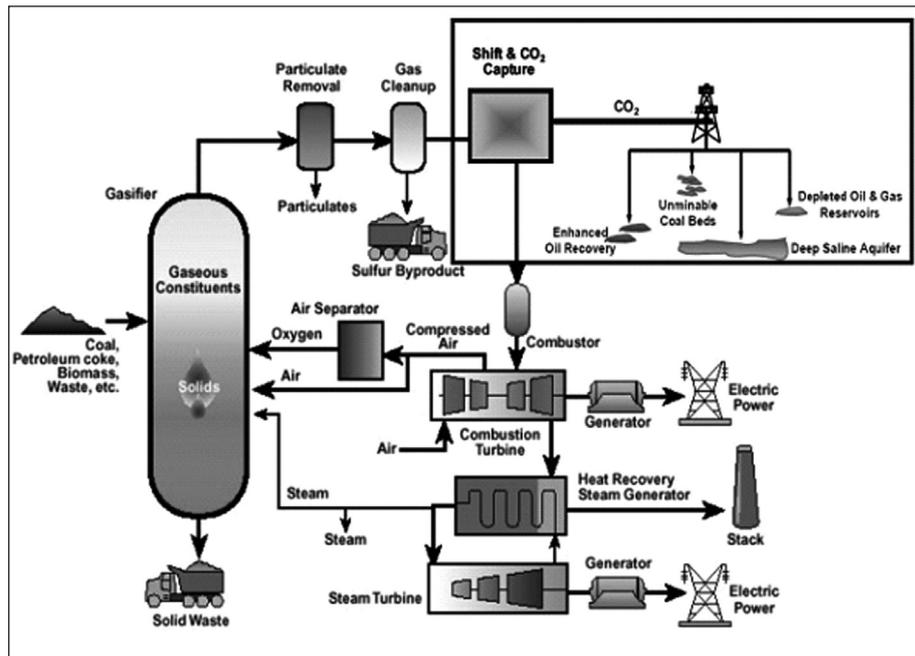
Antes de quemar el gas de síntesis, las impurezas pueden ser removidas desde el combustible, de forma más efectiva y eficiente que las plantas convencionales a carbón donde se requiere de una limpieza de post combustión. Es precisamente esa capacidad de limpiar el combustible antes de quemarlo lo que representa la principal ventaja de esta tecnología sobre las convencionales.

Cuadro 5
Comparación de rendimientos y emisiones de diferentes procesos

Tecnología	Eficiencia térmica, %	Emisión de CO ₂ , g C/kW-h
Carbón pulverizado		
Subcrítico	36-39	238-258 *
Supercrítico	42-47	197-221 *
PFBC	44-46	201-210 *
IGCC	38-47	193-239 *
CCGT	50-55	100-110

*incluyendo emisiones provenientes del CaCO₃ utilizado como absorbente, Emisiones de referencia: camón 25.2 g CIMJ (LHV) (91 g CI kW-h), gas natural 15.3 g CIMJ (55.1 g C/kW-h)

Gráfica 8
Esquema de una planta IGCC con captura y secuestro de CO₂⁷



⁷ Coupling CO₂ Capture and Storage with Coal Gasification: Defining “sequestration - Ready”.

Las tecnologías de captura y secuestro de CO₂ han pasado ya a la etapa final donde la logística de transportación de la planta productora al usuario o confinamiento final es el único paso pendiente, lo que nos dice que el problema no serán las emisiones, sino el abastecimiento de combustible.

Conclusiones

Desde este punto ya podemos ver que la gasificación a pesar de sus altas eficiencias de generación y las ventajas ambientales que representa, en comparación siempre con las centrales eléctricas a carbón convencionales, no es una opción tan clara en el contexto nacional, ya que los ahorros marginales devengados en el costo de los combustibles se verán abatidos por los costos de importación y transporte desde los productores. Si la estrategia a seguir fuera la de instalar refinerías para crudo pesado que produzcan coque, el tiempo de instalación y los altos costos de inversión acabarían con el tiempo disponible para la transición energética de nuestro país, ya no se diga a nivel mundial.

Al igual que en los comienzos de las CCGT, no debemos tropezar con la misma piedra de adaptar los problemas a las soluciones existentes; no porque sean deficientes, sino porque fueron diseñadas sobre otros casos de análisis. Si bien las tecnologías a utilizar son las mismas, los factores económicos, políticos y sociales difieren en gran medida. Una vez más la apuesta está sobre la diversificación: querer convertir todo a un esquema de trabajo tan sesgado como es el de los combustibles fósiles y sus mercado va a estar sujeto a las inestabilidades inherentes de dichos mercados.

Bibliografía

- Beltrán H. "*Electricity Resource Planning*", University of Illinois at Urbana Champaign, 2009.
- CFE, *Copar de generación*, Varios años.
- IEA, *Key World Statistics 2008*.
- IEA, *Clean Coal Technologies. 2008*
- IEA, *Month Electricity Statistics.. Dec. 2008*.
- SENER, *Prospectivas del sector eléctrico 2008..*
- SENER, *Prospectiva de petrolíferos 2008-2017*
- Stephens Jennie c., *Coupling CO₂ Capture and Storage with Coal Gasification: Defining "sequestration - Ready"*.
- Energía a Debate*, Año 5. Tomo V. No. 31. Mzo-abr 2009.
- Vera G. O.A, "Centrales de ciclo combinado con gasificación integrada (CCGI): Una opción para la diversificación energética" UNAM, México, 2007.
-