

BIBLIOTECA
COMILLAS
Ingeniería

01

CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂

José Ignacio Linares
Beatriz Yolanda Moratilla
(Coordinadores)

CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂

SEMINARIO PERMANENTE EN TECNOLOGÍAS
ENERGÉTICAS

BIBLIOTECA
COMILLAS
Ingeniería

01

PUBLICACIONES
DE LA UNIVERSIDAD
PONTIFICIA COMILLAS

PEDIDOS:
Servicio de Publicaciones
c/ Universidad Comillas, 3
Tel.: 91 734 39 50 - Fax: 91 734 45 70

AUTORES:

Juan Carlos Ballesteros Aparicio,
César Dopazo García,
Santiago Sabugal García,
Francisco García Peña,
Roberto Martínez Orío

CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂

SEMINARIO PERMANENTE EN TECNOLOGÍAS ENERGÉTICAS

COORDINADORES:

JOSÉ IGNACIO LINARES HURTADO
BEATRIZ YOLANDA MORATILLA SORIA



2007

© 2007 UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
C/. Universidad Comillas, 3
28049 Madrid

© 2007 Todos los autores

ISBN: 978-84-8468-219-6

Depósito Legal: BU-359. - 2007

Diseño de cubierta: BELÉN RECIO GODOY

Fotocomposición: Rico Adrados, S.L.
Abad Maluenda, 13-15 bajo • 09005 Burgos

Impreso por
Amábar, S.L.

Impreso en España - *Printed in Spain*

Reservados todos los derechos. El contenido de esta obra está protegido por las leyes, que establecen penas de prisión y multas, además de las correspondientes indemnizaciones por daños y perjuicios, para quienes reprodujeran total o parcialmente el texto de este libro por cualquier procedimiento electrónico o mecánico, incluso fotocopia, grabación magnética, óptica o informática, o cualquier sistema de almacenamiento de información o sistema de recuperación, sin permiso escrito de los propietarios del *copyright*.

Agradecimientos

La Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas en nombre de la Universidad Pontificia Comillas y el Comité de Energía y Recursos Naturales en nombre del Instituto de la Ingeniería de España desean expresar su agradecimiento a ENDESA por haber patrocinado esta publicación.

La Cátedra agradece también el patrocinio brindado desde la Fundación SAMCA y MARTINSA, S.A. que sirve de apoyo al desarrollo de sus actividades.

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS	7
PRESENTACIÓN	11
PRÓLOGO	13
RESUMEN EJECUTIVO	15
CAPÍTULO I. Actividades de ENDESA en Tecnologías de captura de CO ₂ .. <i>Juan Carlos Ballesteros Aparicio</i>	19
CAPÍTULO II. Ciencia y tecnología de la oxidcombustión	43
<i>César Dopazo García</i>	
CAPÍTULO III. Captura de CO ₂ a partir de oxidcombustión	57
<i>Santiago Sabugal García</i>	
CAPÍTULO IV. Producción de hidrógeno con captura de CO ₂ mediante gasificación integrada en ciclo combinado. Experiencia de ELCOGAS	67
<i>Francisco García Peña</i>	
CAPÍTULO V. Almacenamiento geológico de CO ₂	91
<i>Roberto Martínez Orío</i>	

PRESENTACIÓN

El Comité de Energía y Recursos Naturales del Instituto de la Ingeniería de España y la Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas de la Universidad Pontificia Comillas decidieron en 2006 aunar sus esfuerzos y establecer el “Seminario Permanente en Nuevas Tecnologías Energéticas”. Se trata de un foro de reflexión y debate sobre soluciones energéticas aplicables, de actualidad, que se desarrolla mediante varias conferencias y mesas redondas a lo largo de un curso académico.

El Seminario cubre un tema de interés y actualidad en el ámbito de las Tecnologías Energéticas y para ello invita a profesionales y académicos de reconocido prestigio a que impartan conferencias sobre las diferentes aproximaciones al tema central escogido, pasando seguidamente a establecer un debate con los asistentes. Entre los objetivos que los organizadores nos hemos marcado en este Seminario se encuentra que el enfoque de los temas abordados sea eminentemente práctico, es decir, se centre en las tecnologías técnica y económicamente viables, comparando desde estos puntos de vista las diferentes alternativas y seleccionando las más interesantes para su aplicación tanto en el contexto internacional como en España. Este planteamiento no es incompatible con el rigor científico, sino que trata de combinarlo con el enfoque aplicado que busca el sector empresarial, con el objetivo de lograr un máximo calado y dar sugerencias a los responsables de gestionar la energía en España.

Se han abierto dos vías para alcanzar la repercusión deseada en estas sesiones de reflexión. Por una parte se ha dispuesto una página web pública accesible tanto desde el Comité como desde la Cátedra en la que se recogen las presentaciones de los diferentes ponentes. De este modo en un plazo casi inmediato es posible analizar la información dada en cada sesión. Por otra parte se elabora una publicación que recoge toda la actividad del curso y que se

PRESENTACIÓN

realiza a partir de una transcripción de las conferencias, que una vez montada con las figuras más relevantes de las presentaciones es revisada por los ponentes. Esta publicación se elabora tanto en versión papel como digital ¹.

Este volumen inicia las publicaciones del Seminario Permanente y recoge las actividades que en torno a la captura y almacenamiento de CO₂ se llevaron a cabo en el curso 2006-07. Se realizaron tres sesiones en las que cinco ponentes analizaron tanto el problema general como las diferentes tecnologías de captura de CO₂: precombustión (mediante gasificación), durante la combustión (mediante oxidación) y posterior a la combustión. También se analizaron las diferentes tecnologías de almacenamiento de CO₂, tanto desde el punto de vista general como en su aplicación a España.

Tanto desde el Comité de Energía y Recursos Naturales como desde la Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas esperamos que esta información resulte útil a la sociedad y contribuya a dar elementos y criterios de juicio a los responsables del ámbito energético, tanto de la Administración como del sector empresarial.

JESÚS CASADO DE AMEZÚA

*Presidente del Comité de Energía y Recursos Naturales
Instituto de la Ingeniería de España*

JOSÉ IGNACIO LINARES HURTADO

*Director de la Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas
Universidad Pontificia Comillas*

1. Las diferentes presentaciones llevadas a cabo en el Seminario Permanente, así como las Publicaciones están disponibles en <http://www.upcomillas.es/catedras/crm/seminario.html>.

PRÓLOGO

El cambio climático y la aplicación de algunas tecnologías para su mitigación en un contexto de desarrollo sostenible, está siendo iniciativas impulsadas por el Instituto de la Ingeniería de España y la Universidad Pontificia Comillas. Particularmente las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂, van a ser herramientas de mitigación de las emisiones de CO₂ que permitirán a la sociedad disponer de un recurso energético abundante, como es el carbón, y así continuar el desarrollo económico de amplias capas de la población mundial, todavía sin acceso o escaso, a la versatilidad que representa la electricidad.

La promoción y difusión de estas tecnologías, va a contribuir a concienciar a los sectores productivos de la necesidad de su desarrollo, sabiendo que se abren nuevas posibilidades industriales en diversos nichos del mercado, desde las tecnologías de captura, separación de oxígeno, monitorización y vigilancia de almacenamientos, hasta el mayor reto de su valoración, con usos posibles como la obtención de nuevos materiales.

Otra faceta trascendental es la actividad de difusión y concienciación de la sociedad de la necesidad de la aplicación de estas tecnologías, al menos en las próximas décadas, junto con el uso más eficiente de la energía, y el desarrollo y aprovechamiento de todas las fuentes de energía renovables.

El mundo científico y el mundo empresarial deben avanzar juntos en el camino de desarrollo de nuevos recursos energéticos, en un contexto de sostenibilidad, y en la concienciación general del uso eficiente de los mismos. El ciclo de conferencias llevadas a cabo en el Instituto de la Ingeniería de España ahora recogidas en este libro, son un buen punto de partida en esta labor de difusión, impulso de desarrollo y concienciación social, que debe continuar.

SANTIAGO SABUGAL GARCÍA

*Subdirector General de Ingeniería e I+D. ENDESA Generación
Presidente de la Plataforma Tecnológica Española del CO₂*

RESUMEN EJECUTIVO

Las perspectivas energéticas de diversos organismos internacionales prevén un importante incremento del consumo de energía primaria hasta el año 2030. En el sector de la generación eléctrica se espera que la demanda se duplique, requiriéndose la instalación de 5.000 GWe. Estas cifras hacen que el carbón, el combustible fósil con mayor cantidad de reservas, deba ser tenido en cuenta en la cesta energética de los próximos años. Sin embargo, el uso del carbón en generación eléctrica ha de modernizarse adaptándose a las nuevas restricciones de amenazas de cambio climático, es decir, evitando verter a la atmósfera el CO₂ que produce su combustión. En este trabajo se analizan las diferentes tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂, presentando las ventajas y retos tecnológicos de las mismas, así como estimaciones de costes y escenarios de implantación, tanto a nivel nacional como internacional.

En el capítulo I se recoge una panorámica de las diferentes tecnologías, aunque se hace especial hincapié en las de captura postcombustión mediante ciclos de carbonatación-calcificación y en la oxicomustión en lecho fluido circulante, tecnología escogida por ENDESA para sus desarrollos. Las tecnologías de captura postcombustión por absorción están disponibles comercialmente pero resultan muy caras, han de tratar grandes volúmenes de gases y presentan dificultades de operación al aparecer impurezas en los gases. Estos problemas son superados con la tecnología precombustión, que presenta además el atractivo de poder producir hidrógeno para una futura economía basada en este combustible. Sin embargo, esta técnica no está exenta de dificultades, como la operación de las turbina de gas con elevadas concentraciones de hidrógeno. En el terreno de los costes, los menores se alcanzan con las tecnologías precombustión (GICC) y la oxicomustión, siendo dentro de ella la de lecho fluido circulante la más económica. La tecnología postcombustión de carbonatación-calcinación podría tener unos costes simi-

lares a los del lecho fluidizado. El capítulo termina presentando un itinerario tecnológico para España a través de la Plataforma Tecnológica Española del CO₂ y que prevé la realización de plantas a escala comercial entre 2015 y 2020.

El capítulo II está dedicado a los aspectos científico-técnicos de la oxicom-bustión, centrándose especialmente en experiencias y necesidades de inves-tigación. El análisis se lleva a cabo mediante la comparación con la combus-tión convencional en una central de carbón de 500 MW. Se analiza la combustión convencional en la misma y los resultados de la aplicación de las diferentes tecnologías de captura de CO₂, centrándose especialmente en la sustitución del aire de la combustión por oxígeno (oxicombustión). Se pre-sentan posteriormente experiencias de plantas piloto en el mundo y un lista-do de necesidades de investigación aplicada que tendrían un impacto signifi-cativo en el desarrollo de la oxicom-bustión. Se describe, finalmente, la situación de sombras y claros en España.

El capítulo III aborda también la oxicom-bustión, pero centrándose más bien en la tipología de las plantas en las que se podría aplicar. Así, se analizan las ventajas y desventajas de su aplicación en turbinas de gas, ya sea en ciclo básico o en ciclo combinado, para pasar luego a analizar su aplicación a cen-trales de carbón, tanto en la modalidad de carbón pulverizado como en lecho fluidizado. Se hace especial mención a la problemática del consumo de auxi-liares debido a las actuales unidades de separación de aire criogénicas, propo-niendo como solución las membranas de alta temperatura. También se resalta como ventaja la producción neta de agua. Finalmente se analizan los costes de captura de CO₂, tanto en oxicom-bustión como en otras tecnologías.

El capítulo IV está íntegramente dedicado a la tecnología de captura pre-combustión a través de la gasificación integrada en ciclo combinado (GICC) mostrando la experiencia de ELCOGAS. Se abordan las posibilidades de la ge-neración de hidrógeno a partir del gas de síntesis producido junto con la cap-tura del CO₂ en el proceso. Se detalla también la operación de los GICC mos-trando sus niveles de integración y las ventajas e inconvenientes de los mismos, dando las claves para comprender la economía de este tipo de plan-tas. Se justifica cómo la alimentación de hidrógeno a la turbina de gas no pro-duce problemas cuando se realiza en plantas con la unidad de separación de aire integrada donde el nitrógeno residual diluya el hidrógeno que alimenta a la turbina. En definitiva se plantea que la opción entre oxicom-bustión y pre-combustión no está clara. Parece que la UE se decanta por la primera, mien-tras que en Estados Unidos por la segunda, habiendo más proyectos a nivel mundial. Por último se presentan los proyectos internacionales entorno a las plantas de “emisiones cero” para acabar exponiendo la participación de EL-COGAS en un Proyecto Singular Estratégico aprobado por el Ministerio de Educación y Ciencia en 2005.

RESUMEN EJECUTIVO

El capítulo V está dedicado al almacenamiento de CO₂, fase última de cualquier sistema de captura y posible cuello de botella del conjunto del proceso. Tras mencionar las diferentes opciones de almacenamiento de CO₂ se centra la exposición en el almacenamiento geológico, describiendo los diferentes mecanismos y dando una metodología para estimar el potencial de almacenamiento. Tras esta explicación general se pasa a exponer los objetivos del IGME en este campo, detallando sus diversas actividades y el nivel de desarrollo de las mismas. Finalmente se exponen las diferentes posibilidades de almacenamiento geológico en España.

BEATRIZ YOLANDA MORATILLA SORIA

*Secretaria del Comité de Energía y Recursos Naturales
Instituto de la Ingeniería de España*

JOSÉ IGNACIO LINARES HURTADO

*Director de la Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas
Universidad Pontificia Comillas*

CAPÍTULO I

ACTIVIDADES DE ENDESA EN TECNOLOGÍAS DE CAPTURA DE CO₂

Juan Carlos Ballesteros Aparicio

(Subdirector de Investigación, Desarrollo e Innovación. ENDESA)

INTRODUCCIÓN

Escenario actual

La Agencia Internacional de la Energía (IEA) predice un incremento importante de la demanda en el consumo de energía primaria hasta el año 2030. En el sector de la generación eléctrica, se espera que la demanda se duplique, requiriéndose la instalación de 5.000 GWe de nueva potencia. Este aspecto unido a otros de carácter económico y de seguridad de suministro, hace que los combustibles fósiles (carbón, gas natural y petróleo) deban permanecer como pieza clave en la escena energética.

En una escala global, los escenarios y las proyecciones realizadas para 2030 [I-1] indican un incremento en la demanda de carbón, gas natural, petróleo, y que:

- La energía nuclear y las renovables se utilizarán, pero a una escala menor que los combustibles fósiles.
- Si no se ejecuta una política de medidas e incentivos para reducir las emisiones, éstas crecerán hasta doblarse en 2030.
- Los combustibles fósiles seguirán dominando el sistema energético, con una cuota de entorno al 85 %.
- La Unión Europea como uno de los mayores consumidores de energía y mayores emisiones de CO₂, deberá contribuir intensificando sus esfuerzos, sobre todo en el ámbito de la transferencia tecnológica.

España ha adquirido un compromiso doble en el ámbito internacional. Por un lado, con la ratificación del protocolo de Kioto, debe limitar el aumento de gases de efecto invernadero (GEI). Adicionalmente, debe solidariamente contribuir a la reducción del 8 % de las emisiones de CO₂ para la Unión Europea. Como consecuencia de ambos compromisos debe limitar el crecimiento de las emisiones de CO₂ a un 15 % sobre el valor de 1990 para el período 2008-2012. El reto es importante, ya que en el año 2005 las emisiones de CO₂ estaban un 45 % por encima de las de 1990, siendo España el país más alejado del cumplimiento de los objetivos establecidos.

Aunque los estudios de perspectiva energética con el horizonte 2030, sitúan a la producción eléctrica con renovables en porcentajes superiores al 30%, el carbón continuará jugando un papel importante cuyo porcentaje se estima superior al 15%, al predecir un incremento de su utilización, una vez se generalicen las tecnologías de captura y almacenamiento.

Una de las acciones llevadas a cabo por la EU para dar solución al problema de cambio climático fue la implantación en 2005 del mercado de derechos de emisión.

España, en el Plan Nacional de Asignación de Emisiones fija como objetivo, que las emisiones de CO₂ en el período 2005-2007, se establezcan en la media de las emisiones de los años (2000-2002), con un aumento adicional del 3,5 %, para incremento de actividad y nuevos entrantes.

Se establece un esfuerzo de reducción adicional en el período 2008-2012, de tal manera que, al final del mismo, las emisiones no deberían sobrepasar un 37 % a las del año 1990. Esta cifra se piensa alcanzar sumando al objetivo de limitación del Protocolo de Kioto (+15 %) la estimación de absorción por sumideros (un máximo del 2 %) y los créditos que se obtendrán por medio de mecanismos de flexibilidad (un máximo del 20 %).

Por otra parte, el Plan de Acción de la Unión Europea para el desarrollo de las tecnologías de captura, transporte y almacenamiento (CAC) contempla la construcción de 12 plantas industriales de demostración de combustibles fósiles con sistema de captura de CO₂, que entrarán en servicio a partir del 2015.

Para el año 2020 el objetivo de reducción de emisiones de CO₂ en la Unión Europea es del 20 % respecto a las de 1990. Antes de 2020 las plantas que se construyan deberán estar preparadas para instalar sistemas de captura ("Capture Ready") y almacenamiento de CO₂ (CAC). Y después del 2020 las plantas de combustibles fósiles tendrán obligatoriamente sistemas CAC.

El Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) en su reciente informe [I-2] concluye lo siguiente:

- Las emisiones de gases de efecto invernadero han aumentado un 70% desde 1970 hasta 2004. El crecimiento de las emisiones directas en es-

- te periodo fueron un 120% en transporte, un 65% en industria y un 40% en uso de la tierra, cambio del uso de la tierra y deforestación.
- Con las políticas actuales de lucha contra el cambio climático y desarrollo sostenible, las emisiones globales de gases de efecto invernadero continuarán creciendo en las próximas décadas.
 - Entre las tecnologías clave actualmente disponibles comercialmente para reducir las emisiones en el sector energético destacan: Mejora de la eficiencia en suministro y distribución; aumento del uso de las energías renovables; cogeneración de calor y generación eléctrica; aplicación temprana de la captura y el almacenamiento de CO₂...
 - Entre las tecnologías clave que estarán disponibles comercialmente antes de 2030 destacan: La captura y el almacenamiento de CO₂ para instalaciones de generación eléctrica de gas, biomasa y carbón, energías renovables avanzadas, incluyendo energía de las olas y mareas, solar de concentración...
 - La captura y almacenamiento de CO₂ en formaciones geológicas profundas es una nueva tecnología con gran potencial de reducción de emisiones en 2030.
 - Con el fin de estabilizar la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera, es necesario que las emisiones alcancen un pico y comiencen a reducirse a partir de ese momento.
 - Los esfuerzos para reducir las emisiones en las próximas dos o tres décadas tendrán un mayor impacto en las oportunidades de alcanzar menores niveles de estabilización.
 - El rango de niveles de estabilización evaluados puede alcanzarse mediante la utilización de un portafolio de tecnologías actualmente disponibles y de tecnologías que se espera sean comerciales en las próximas décadas, como por ejemplo:
 - Eficiencia energética
 - Uso de energías renovables
 - Uso de la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂

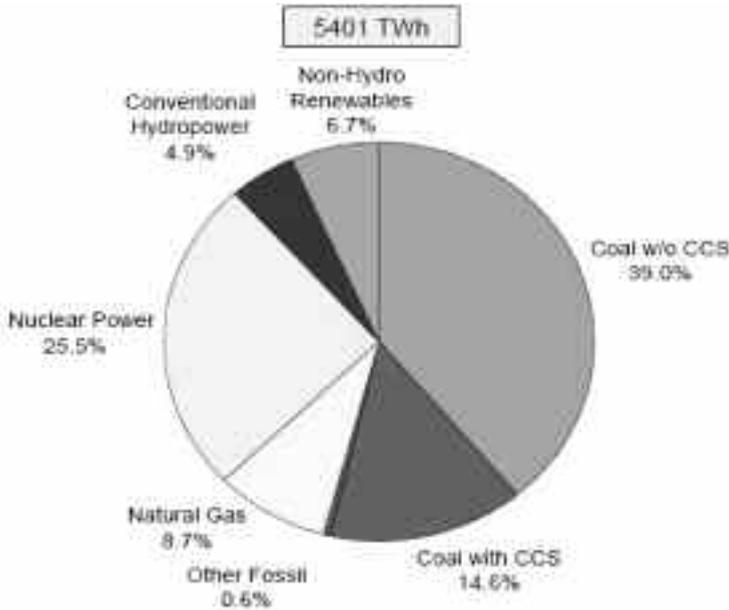
La Administración Española a través del Ministerio de Medio Ambiente -Dirección General de la oficina española de Cambio Climático- emitió el pasado mes de febrero un documento de lucha contra el cambio climático [I-3] en el cual ya se contempla acciones en Captura y Almacenamiento geológico de CO₂.

Estados Unidos no ha ratificado el Protocolo de Kyoto pero están realizando grandes inversiones en tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂. En las tecnologías CAC un informe de EPRI de febrero de 2007 [I-4] habla de la generación avanzada con carbón y tecnologías CAC indicando, que aunque en 2007 no está disponible la tecnología CAC, se prevén nuevas plantas con eficiencias cercanas al 40% y tecnología CAC disponibles para el 2020, coincidiendo con el calendario europeo.

La Figura I-1 muestra el “mix” de generación de Estados Unidos para el 2030, donde se ve que el carbón ocupará casi el 55%, siendo cerca del 15% con captura y almacenamiento de CO₂.

Fig. I-1.

“MIX” ENERGÉTICO DE GENERACIÓN EN ESTADOS UNIDOS PARA 2030, SEGÚN EPRI [I-4].



Este escenario supone el establecimiento de un marco institucional tanto a nivel nacional, europeo y norteamericano que va a obligar a las empresas de generación a adoptar la implantación de tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ para sus centrales térmicas de combustible fósil a partir de 2020.

Actualmente el coste del CO₂ capturado mediante estas tecnologías es elevado se prevén mejoras tecnológicas que reduzcan su coste, a unos 20-30 euros por tonelada de CO₂ capturado y almacenado para el año 2020, siendo este uno de los objetivos prioritarios de la EU.

Opciones para reducir las emisiones de CO₂

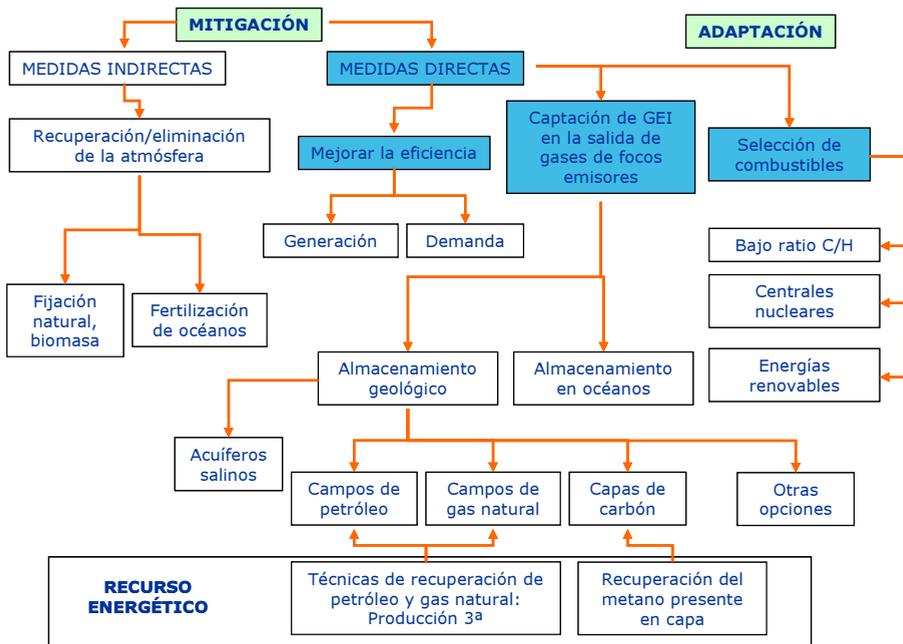
La Figura I-2 muestra diversas vías para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Por una parte están las estrategias de mitigación, en las

que se cuenta con medidas indirectas, ya sea a través de fijación natural por medio de biomasa o mediante técnicas de fertilización de océanos.

Como medidas directas se puede jugar con la selección adecuada de combustibles que contengan un bajo ratio de carbono/hidrógeno o bien recurriendo a otras energías primarias como la nuclear o las renovales. También es una medida directa la mejora de la eficiencia, tanto desde el lado de la generación como desde la demanda.

Por último, otra medida directa consiste en la captación de los gases de efecto invernadero en la salida de los grandes focos emisores, como las centrales térmicas de combustibles fósiles. Una vez capturados se puede llevar a cabo un almacenamiento en océanos, que es una opción descartada hoy día a nivel internacional, o un almacenamiento geológico en diversas formaciones sedimentarias. Entre ellas se encuentran las técnicas de recuperación de petróleo y gas natural (EOR y EGR respectivamente) en yacimientos casi agotados dando lugar a una producción terciaria de dichos combustibles o bien almacenar el CO₂ en formaciones salinas profundas.

Fig. I-2.
OPCIONES PARA REDUCIR LAS EMISIONES DE CO₂.



CAPTURA DE CO₂

Antes de abordar las diferentes tecnologías es preciso puntualizar que las tecnologías CAC presentan tres fases bien diferenciadas:

- Captura propiamente dicha del CO₂ producido en los grandes focos de emisión, por ejemplo una central térmica.
Supone un elevado coste de instalación, implicando además una pérdida de eficiencia.
- Transporte del CO₂ capturado hasta el lugar de su almacenamiento.
Se puede aplicar la experiencia en transporte a gran escala de gas natural, aunque sería preciso analizar problemas de corrosión, así como de fugas y su control.
- Almacenamiento en un depósito sedimentario adecuado.
Es preciso poder contar con una demostración a gran escala. Por otra parte, es imprescindible llevar a cabo una buena labor de información con objeto de que toda la tecnología CAC, pero especialmente la fase de almacenamiento, cuente con aceptación social. En este sentido es preciso demostrar a la sociedad en general la seguridad e integridad de estas instalaciones y demandar de los Gobiernos un marco legislativo adecuado que regule estas actividades.

El objetivo de la captura de CO₂ es producir una corriente concentrada de CO₂ que puede transportarse fácilmente a un lugar de almacenamiento seguro. La captura de CO₂ se puede emplear en centrales eléctricas de carbón, lignito y gas natural, en refinerías, plantas de cemento, químicas, ... Especialmente atractiva resulta su aplicación a procesos con biomasa donde implicaría emisiones netas negativas de CO₂.

La Figura I-3 muestra todas las técnicas de captura de CO₂ en función del lugar donde se realiza. Por una parte está la captura posterior a la combustión donde una vez realizada la combustión el CO₂ se separa de la corriente de gases por diferentes técnicas, como la absorción química o física. Puede aplicarse a centrales tanto existentes como de nueva construcción.

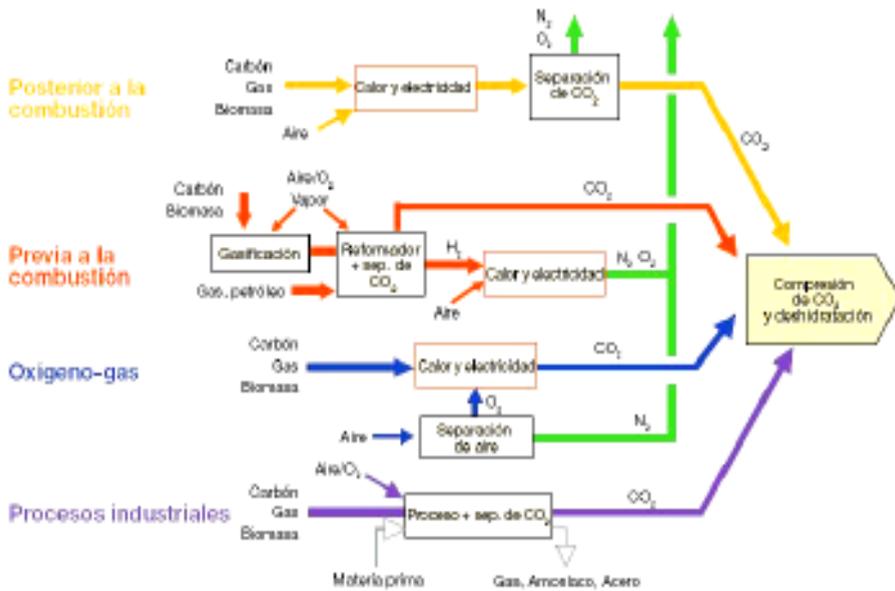
Las técnicas previas a la combustión persiguen obtener un gas de síntesis, ya sea a partir de un combustible sólido, previa gasificación, o gaseoso, que tras llevarlo a un reformador produce CO₂ e hidrógeno. Es una tecnología muy ligada a las plantas GICC, presentando el atractivo de la producción de hidrógeno para la futura economía del mencionado vector energético.

La tecnología de oxicomustión consiste en llevar a cabo la captura durante la combustión empleando para ello como comburente sólo oxígeno en lugar de aire.

Finalmente existen procesos industriales en los que a partir de un combustible y otras materias primas se obtiene un producto (gas, amoníaco, acero, ...) y una corriente de gases rica en CO₂ apta para llevarla a la fase de compresión, transporte y almacenamiento.

Fig. I-3.

VISIÓN GENERAL DE LOS PROCESOS Y LOS SISTEMAS DE CAPTURA DE CO₂.



A continuación se presenta un resumen del estado del arte de las tecnologías más prometedoras de captura de CO₂ en centrales térmicas

Captura posterior a la combustión: postcombustión

Estos procesos tratan de separar el CO₂ tal y como se encuentra en los gases de escape, sin haber realizado ninguna operación previa a la combustión propiamente dicha.

Absorción

Los procesos de absorción química de CO₂ constituyen el método más utilizado industrialmente para la separación de CO₂ de un flujo de gases, siendo una tecnología madura en el campo de la purificación de gas natural y la pro-

ducción de CO₂ para usos comerciales (industria de la alimentación, producción de NH₃ y urea para la producción de fertilizantes).

Los reactivos más comúnmente utilizados en los procesos de absorción química están basados en disoluciones acuosas de alcanolaminas, como la monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA), trietanolamina (TEA) y metildietanolamina (MDEA). También se utilizan variaciones y modificaciones de estas aminas como la alanina, el metilaminopropanol o la piperazina y compuestos con nombre comercial como “Econamine FG”, “Kerr-McGee MEA”, “ExxonMobil Flexsorb” o “BASF piperazines”.

Existen diferentes tecnologías, como son la absorción (química o física), la adsorción, membranas, destilación criogénica, ... Entre las ventajas de estas tecnologías se pueden citar:

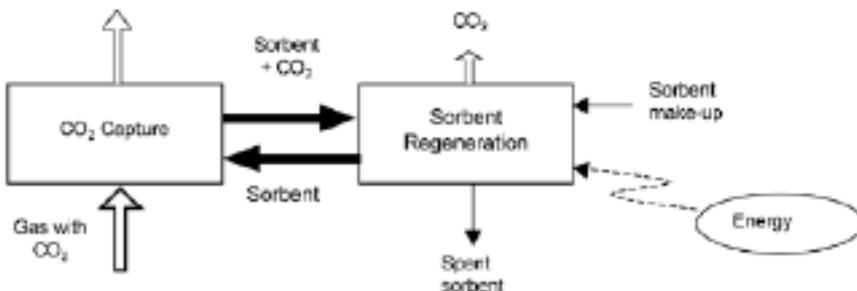
- Muchas de ellas están disponibles comercialmente, especialmente la absorción química, si bien en esas aplicaciones los volúmenes de gases son menores que en una central térmica y además el CO₂ no va acompañado de otras impurezas.
- Requiere menores modificaciones de las centrales existentes.
- Permite utilizar varios sistemas en serie de forma que se optimice el proceso.

Entre las desventajas de esta tecnología, particularizadas para una central térmica de carbón:

- Mayor volumen de gases a tratar que en tecnologías precombustión.
- La presencia de impurezas (SOx y NOx) afecta al sistema de captura, siendo precisa una etapa de compresión posterior.
- El proceso requiere nuevas materias primas, muchas de ellas tóxicas y por tanto peligrosas.

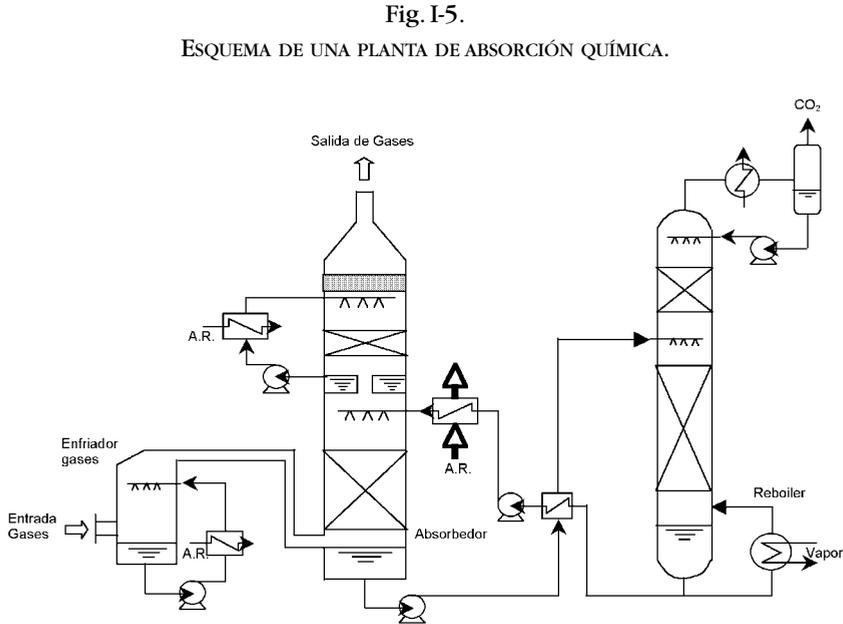
Fig. I-4.

ESQUEMA DEL PROCESO DE ABSORCIÓN QUÍMICA COMO TECNOLOGÍA DE CAPTURA POSTERIOR A LA COMBUSTIÓN.



La absorción química presenta un esquema como el mostrado en la Figura I-4.

La Figura I-5 muestra un esquema algo más detallado de una planta de absorción química donde se aprecian las dos torres.



El gas que contiene el CO₂ se introduce por la parte inferior del absorbedor y asciende por éste, pasando a contracorriente con la disolución de absorbente.

La solución rica en CO₂, denominada absorbente rico, se calienta mediante un intercambiador de calor, a contracorriente con la disolución de absorbente regenerado proveniente de la columna de regeneración y se introduce posteriormente por la parte superior de esta columna.

El absorbente regenerado que sale por la parte inferior de la columna de regeneración, después de un enfriamiento parcial en el intercambiador de calor absorbente regenerado/absorbente rico, se enfría todavía más en un intercambiador de calor con agua o aire, y se introduce en la parte superior del absorbedor para así completar el ciclo.

El gas rico en CO₂ que ha sido extraído del absorbente en la columna de regeneración se enfría para así condensar una gran parte del vapor de agua. Este agua condensada se reenvía al proceso para evitar que la disolución de aminas sea cada vez más elevada.

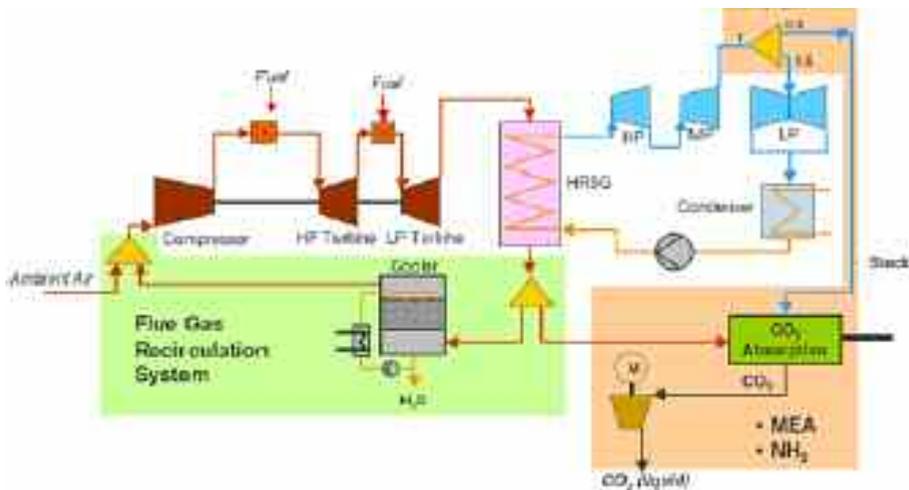
La principal desventaja de esta tecnología es que requiere unos gases de combustión muy limpios de impurezas, SO_x y NO_x y cenizas, ya que la presencia de estos compuestos limita la vida del absorbente. Esto impide su uso en centrales de carbón a menos que se tengan gases de escape especialmente limpios. La otra desventaja fundamental, es el alto consumo energético en la regeneración del absorbente.

Existen también esquemas de aplicación de tecnología postcombustión a centrales de ciclo combinado. El principal problema aquí es que la concentración de CO₂ en los productos de la combustión es mucho menor que en una central térmica de carbón (2 a 3% frente a 10 ó 15%). Esto dificulta mucho el proceso de absorción química, complicando la instalación y elevando considerablemente la inversión. Para evitarlo se trabaja en esquemas de recirculación de gases con los que lograr un aumento de la concentración de CO₂, llevándolo al 8 ó 10%, que resulte aceptable para un sistema de absorción química. La Figura I-6 muestra un esquema de esta combinación.

El problema existente para su uso en centrales de ciclo combinado es la baja concentración de CO₂ en los gases de escape de la turbina de gas, con lo que el sistema sería muy ineficiente. Esto obligaría a recircular una parte de estos gases para aumentar la concentración de CO₂, y reducir el coste por tonelada capturada. Asimismo, la complejidad operativa de la instalación podría penalizar la disponibilidad de la instalación. A continuación se presenta el esquema del posible sistema a emplear en este caso:

Fig. I-6.

CAPTURA POSTCOMBUSTIÓN EN UN CICLO COMBINADO MEDIANTE ABSORCIÓN QUÍMICA CON RECIRCULACIÓN DE GASES.

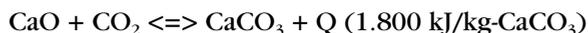


Dentro de los nuevos desarrollos en el campo de la absorción química, Mitsubishi Heavy Industries (MHI) y otras empresas están investigando aminas avanzadas (como la KS-1). Powerspan está desarrollando el proceso ECO2™, para usarlo en plantas que necesitan captura conjunta de CO₂, NO_x, SO₂, Hg y metales traza. Por último cabe destacar especialmente el desarrollo de un equipo de EPRI/ALSTOM en el que se pretende demostrar un proceso con amoníaco frío en una planta de demostración de 5 MW_e, cuya puesta en marcha se realizará en 2007, con un nuevo diseño de absorbedor/regenerador. Este último proceso parece muy prometedor, ya que podría reducir considerablemente las penalizaciones energéticas así como otros costes.

Ciclos de Carbonatación – Calcinación

Uno de los procesos más prometedores de captura de CO₂ para centrales térmicas existentes, es el basado en el ciclo calcinación-carbonatación. En este tipo de ciclos químicos se separa el CO₂ procedente de los gases de combustión, mediante un proceso de carbonatación, donde la corriente de gases de la combustión se pone en contacto con CaO para formar CaCO₃ en unas condiciones de temperatura entre 600-700° C y presión atmosférica. El CaCO₃ formado en el carbonatador se descompone en el calcinador, mediante la adición de calor. Es en este proceso, donde se libera el CO₂ altamente concentrado y se forma CaO dispuesto a iniciar el ciclo en el carbonatador. La cámara de combustión del calcinador trabaja a una temperatura entre 875 y 925° C.

La **carbonatación** es una reacción exotérmica donde los reactivos CaO y CO₂ reaccionan para producir como producto CaCO₃. La energía que se desprende de esta reacción es de 430 kcal/kg_{CaCO₃}.



De igual forma, en el carbonatador, el SO₂ de los gases de combustión reacciona con el CO₂ para producir sulfatos. Esta reacción, al igual que la anterior es exotérmica, incrementando la cantidad de calor disponible en el carbonatador (aspecto a tener en consideración, ya que la capacidad de desulfuración de este sistema podría eliminar la necesidad de la desulfuración por vía húmeda).



La **calcinación** es el proceso endotérmico a partir del cual se produce la desorción del CO₂ y CaO mediante la reacción inversa, en el intervalo de temperaturas entre 850° C y 900° C. El calor puede venir de un proceso de com-

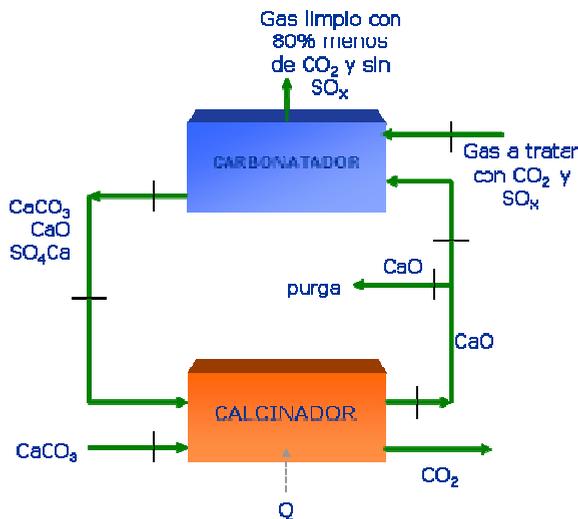
bustión con oxígeno como comburente, que permita alcanzar el rango de temperaturas mencionadas, obteniendo una corriente rica en CO₂ que podremos llevar a un almacenamiento geológico.

Conceptualmente el proceso es sencillo, pero se complica en la práctica cuando se tienen en cuenta las condiciones necesarias para que se den cada una de las reacciones. La siguiente lista recoge algunas de ellas:

1. El proceso de carbonatación requiere una temperatura de entre 600° C y 700° C y debe ser controlada para mantener altos rendimientos de captura.
2. La temperatura necesaria en el proceso de calcinación debe ser controlada igualmente, manteniéndose al menos entre 850° C y 925° C.
3. La existencia de SO₂ en el gas de combustión hace que tenga lugar una nueva reacción exotérmica entre el CaO y el SO₂ para dar CaSO₄. Esto obliga a tener cuidado con la temperatura en la unidad de calcinación, para evitar descomponer el CaSO₄, que contaminaría la corriente de CO₂. Por otra parte, la presencia de CaSO₄ impone una cantidad extra de sólidos que circulan de forma inerte por el ciclo de captura.
4. La capacidad de trabajo del CaO no es infinita y se degrada de forma gradual a medida que se van acumulando ciclos de carbonatación-calcinación. En consecuencia, es necesario incorporar al proceso de captura y de manera continuada una corriente fresca de CaCO₃ que sustituya al CaO

Figura I-7.

ESQUEMA DE UN CICLO DE CARBONATACIÓN-CALCINACIÓN.



degradado que es purgado del ciclo. La dosificación de caliza fresca debe tener en cuenta la formación de Sulfato Cálcico en el carbonatador.

5. Conseguir elevadas eficiencias de captura requiere un compromiso entre las cantidades de CaO que circulan por el proceso y las cantidades de CaCO₃ nuevo que se repone en cada ciclo.

CAPTURA DE CO₂ ANTERIOR A LA COMBUSTIÓN: PRECOMBUSTIÓN

Las tecnologías de precombustión pretenden eliminar la molécula de carbono existente en el gas de síntesis proveniente del carbón o gas natural, previo a su combustión en una turbina de gas en ciclo combinado. De esa manera se consigue un combustible cuyos principales componentes son hidrógeno y nitrógeno. Para ello el CO₂ presente en los gases ha de ser separado para su posterior compresión y almacenamiento. La principal ventaja de estos procesos es la mayor concentración del CO₂ en los gases y la baja cantidad de impurezas, lo que permite emplear un sistema de absorción química o física del CO₂ en condiciones muy favorables.

El gas de síntesis generado en un sistema IGCC, y que alimenta a la turbina de gas, es fundamentalmente CO e H₂.

La de-carbonatación en este proceso se consigue mediante la combinación de los siguientes pasos:

- Eliminación del H₂S y los mercaptanos (azufre orgánico) del gas de síntesis hasta niveles muy bajos.
- Conversión del CO en CO₂.
- Captura de CO₂ mediante un proceso de absorción química o física quedando en los gases tratados únicamente H₂ diluido con N₂.

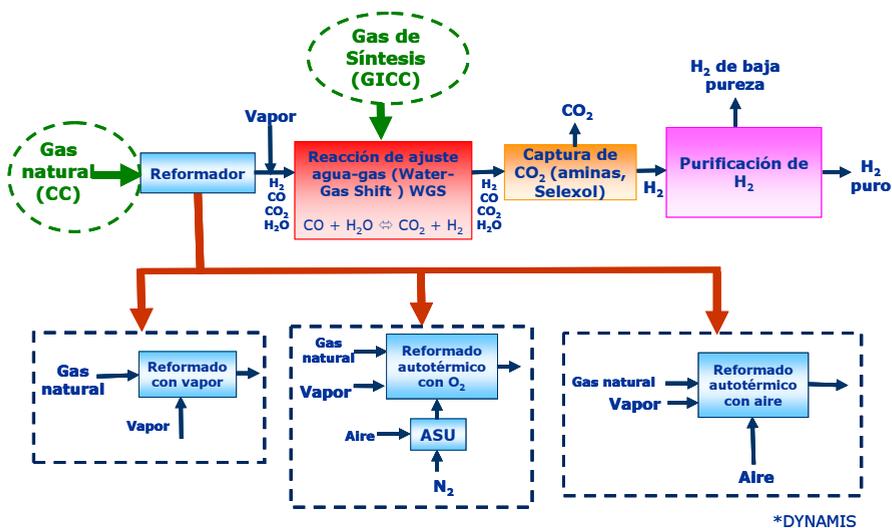
Es una tecnología muy unida a la producción de hidrógeno por lo que podría ser interesante si la economía del hidrógeno se consolida. Se realiza principalmente en Gasificación Integrada en Ciclo Combinado (GICC) y en ciclos combinados. En todos los casos la idea es producir un gas de síntesis (H₂ y CO) que mediante un reactor de ajuste agua-gas ("Water Gas Shift") convierte el CO en CO₂. La Figura I-8 muestra un esquema del proceso. Si el combustible es gas natural se requiere una primera etapa de reformado. Existen diferentes alternativas, como el reformado con vapor, el de oxidación parcial y el autotérmico, cada una con sus ventajas e inconvenientes. En todos los casos se obtiene un gas de síntesis que tras pasar por el reactor de ajuste agua-gas genera una corriente con H₂ y CO₂ de la que este último es separado mediante absorción química quedando así una corriente de hidrógeno bruto que seguidamente puede ser purificado.

La de-carbonatación del combustible (gas natural) se consigue a través de un proceso de reformado a partir de gas natural. Existen en la actualidad diferentes procesos de reformado del gas natural a nivel industrial, siendo los más interesantes los siguientes:

- Reformado auto-térmico (ATR) con soplado de aire.
- ATR con soplado de O₂.
- Reformado con vapor (SMR).

Fig.I-8.

ESQUEMA DE LA CAPTURA PREVIA A LA COMBUSTIÓN UTILIZANDO CARBÓN Ó GAS NATURAL.



Las ventajas de este tipo de captura son:

- La separación mediante solventes químicos está probada. Los humos de salida se encuentran a mayor presión y con mayor concentración de CO₂ lo que reduce el coste de la captura.
- Los costes de compresión para el transporte son menores que en post-combustión ya que la corriente sale presurizada al estar integrada en ciclo combinado.
- La tecnología (GICC o ciclo combinado) consigue menor cantidad de impurezas (SO_x y NO_x).
- El producto principal es el gas de síntesis que puede ser utilizado directamente con fines comerciales.
- Es posible utilizar un amplio rango de combustibles fósiles.

La mayor incertidumbre existente en esta alternativa, es el empleo de un gas de síntesis con elevados porcentajes o enriquecido de H₂ como combustible en la turbina de gas.

Ensayos realizados en los últimos años en este campo, demuestran que la combustión en una turbina de gas con altas proporciones de hidrógeno presenta serios problemas, como retroceso de llama y altas temperaturas, siendo por el momento necesario diluir el hidrógeno con otro gas (N₂) en porcentajes muy importantes.

En esta línea se están desarrollando nuevos quemadores de premezcla, que eliminarían este tipo de problemas y permitirían porcentajes mayores de H₂.

La ventaja fundamental de este proceso es la alta eficiencia de la captura de CO₂, pudiendo emplear un sistema de absorción química sin problemas de envenenamientos del absorbente. Otra ventaja de este sistema es que es más flexible que un sistema IGCC.

La desventaja fundamental, a parte del problema del uso de hidrógeno diluido en la turbina de gas, es (si partimos de gas natural como combustible) el alto coste del gas natural, y por lo tanto de la solución final. Estudios realizados empleando un reformado auto-térmico por aire muestran que el rendimiento del ciclo combinado original podría verse disminuido de un 57% a un 39%.

Existen líneas de investigación dirigidas a la obtención de nuevos procesos de reformado más eficientes, que permitirían bajar el coste de la tonelada de CO₂ capturada.

Captura de CO₂ durante la combustión: oxycombustión

Las tecnologías de oxycombustión están basadas en la combustión directa con oxígeno en ausencia de nitrógeno. Para la obtención del oxígeno, es necesaria la presencia en el sistema de una unidad de separación de aire (ASU).

Los gases de combustión generados en este proceso de oxycombustión, serán fundamentalmente CO₂ y H₂O, los cuales son fácilmente separables.

Las principales ventajas de esta tecnología son los razonables costes de inversión asociados, así como el coste de la tonelada de CO₂ capturada (Se estima que se podría llegar alrededor de los 20euros/ton CO₂) y la flexibilidad y fiabilidad operativa que prometen similarlas a las existentes.

Algunas de las características de la combustión en este tipo de plantas son las siguientes:

- Alta temperatura en el hogar y elevada transmisión de calor por radiación, con disminución del volumen de la caldera y de la zona de recuperación de calor. Este efecto podría estar minorado por la opción CLFA.

- Baja formación de NO_x.
- Posibilidad de aparición de problemas de corrosión que exigen una cuidadosa selección de materiales en caldera.
- Hay producción neta de agua mediante la condensación de los gases de combustión.

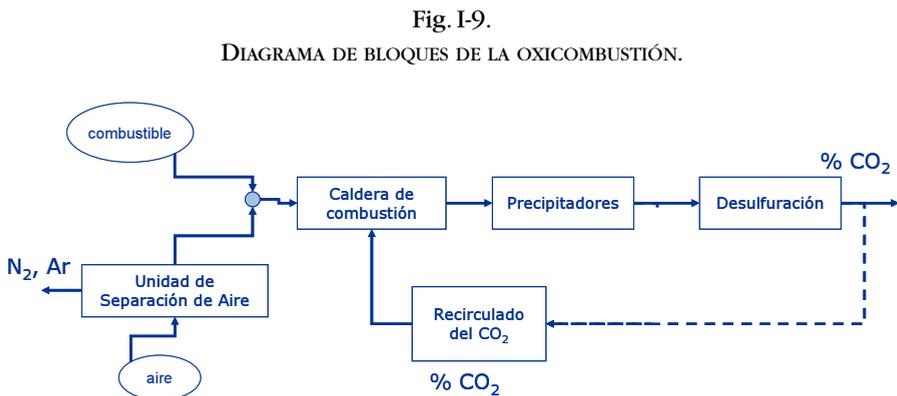
Existen dos líneas claras de desarrollo de esta tecnología, una para lecho fluido circulante y otra para carbón pulverizado. En ambos casos los primeros diseños se están realizando con recirculación de gases de combustión. Mediante la recirculación de gases se consigue un mejor control de las temperaturas de combustión en caldera (punto crítico de esta tecnología), aunque por contra suponga un mayor consumo de auxiliares así como un mayor tamaño de la caldera y por lo tanto un incremento en el coste de inversión y operación. Se prevé que el porcentaje de gases recirculados, vaya disminuyendo en el diseño según se vaya adquiriendo experiencia en el comportamiento de esta tecnología a escala industrial.

La penalización en el rendimiento de estas plantas viene principalmente dado por el alto consumo energético que implica la ASU. A largo plazo se prevén mejoras en este campo mediante el empleo de otros sistemas de separación (membranas cerámicas).

Aunque en un estado menor de desarrollo y a falta de un esfuerzo importante, la oxy-combustión en turbinas de gas se plantea como una opción de futuro para el diseño de los nuevos ciclos combinados. Este sería el posible diseño de un ciclo combinado en oxycombustión.

La Figura I-9 muestra un esquema básico de esta tecnología.

Al utilizar oxígeno puro como comburente los gases de combustión van a ser CO₂ y H₂O. Por tanto, una de las ventajas de la oxicomcombustión es que el CO₂ se obtiene con elevada pureza de modo que una vez separado del agua



en un condensador puede ser llevado al tren de compresión de CO₂ y dejarlo listo para su fase de transporte y almacenamiento.

La oxidación es una tecnología ligada a centrales de nueva generación supercríticas, ultrasupercríticas... al tener rendimientos mayores, aunque también se puede aplicar en "retrofit" de centrales de carbón convencionales, así como en turbinas de gas con o sin calderas de recuperación.

Entre las ventajas de la oxidación pueden citarse:

- La tecnología básica tiene ya un largo recorrido, existiendo proyectos de I+D en marcha actualmente.
- La reducción del caudal de gases al suprimir el nitrógeno, que implica en una reducción de los volúmenes del hogar y calderas, con las consiguientes sinergias económicas, así como una reducción de los costes.
- Generación de una corriente rica en CO₂ (90 a 95%) y pobre en NO_x, reduciéndolo de un 60 a 70%.
- Mejora de la transferencia de calor especialmente debido a los mayores contenidos en CO₂ y elevada temperatura.

Entre las desventajas:

- Puede haber un aumento de inquemados.
- Necesita una unidad de separación de aire, lo que trae consigo costes elevados.
- Se requiere intensificar la investigación en aspectos operativos y de mantenimiento.
- Puede darse una degradación por corrosión en zonas de radiación.

Como ya se ha mencionado, la temperatura de combustión adiabática se incrementa. Uno de los problemas asociados es que supere la temperatura de equilibrio por encima de la cual el CO₂ se descompone en CO. Para mantener la temperatura de la combustión en el valor adecuado es preciso recurrir a la recirculación de CO₂.

Las áreas críticas para el desarrollo de la oxidación son:

- Unidad de separación de aire.
Se suele hacer mediante destilación criogénica, lo que lleva asociado un elevado consumo de auxiliares, del orden de 220 kWhe/ton de O₂, lo que puede penalizar el rendimiento de la central en 8 ó 10 puntos. Se está trabajando, sobre todo por empresas productoras de gases, en técnicas alternativas como las membranas cerámicas a alta temperatura, que permitirían un incremento en la eficiencia y reducir en gran medida el coste de la separación del oxígeno del aire.
- Combustión con oxígeno.

Aún es preciso investigar problemas de ignición, estabilidad de llama, temperaturas y perfiles de la misma; volumen del hogar, absorción térmica por unidad de superficie (“heat flux”) y el grado de recirculación de CO₂ adecuado.

- Filosofía de operación.
Analizar la flexibilidad de operación, así como la integración térmica de la unidad de separación de aire y del proceso de compresión de CO₂, pues producirá calores importantes que pueden ser aprovechados en el proceso.
- Emisiones.
Existen interrogantes en cuando a la cinética del NO_x y de SO₂, así como en la composición de las cenizas.
- Materiales.
Analizar las propiedades de operación a largo plazo con la atmósfera de proceso y las altas temperaturas, realizar ensayos de materiales avanzados para centrales ultrasupercríticas, investigar el potencial de corrosión especialmente para carbones con altos contenidos en cenizas, azufre y cloro.

Otra corriente importante de la que se está hablando es la aplicación de la oxidación a turbinas de gas. Existiría un condensador en el escape de la turbina que separaría el agua del CO₂. Parte del CO₂ sería recirculado a la aspiración del compresor para atemperar la temperatura y el resto iría al tren de compresores. En estas aplicaciones se habla de eficiencias del 60 a 65 % al alcanzar elevadas temperaturas en la combustión, siendo la producción de agua muy importante (unos 800.000 m³/año para una central de 800 MWe).

Dentro de la oxidación la tecnología de Combustión en Lecho Fluido Atmosférico (CLFA) es muy prometedora. Hay una fuerte corriente de tecnólogos en Europa y USA que apuestan por esta variante de oxidación frente a la de carbón pulverizado, así como muchas empresas eléctricas, entre ellas ENDESA., la cual ha anunciado la construcción de una planta demostración de 500 MWe con tecnología CLFA oxidación y condiciones supercríticas de operación, dentro del programa de la UE de financiar 10-12 plantas de demostración comercial

La Figura I-10 muestra un esquema de esta tecnología, CLFA, tecnología que deriva de la lecho fluido burbujeante. Se dispone de un aire primario de fluidificación y que circula a velocidades mayores que en un lecho burbujeante, que pone en movimiento el lecho, de forma que en un momento dado estas partículas en suspensión entran a formar parte de lo que es la corriente de gases.

Posteriormente hay una zona de radiación donde el calor es transferido a las paredes por las que circula el agua. Los gases de la combustión, cargados

con una importante cantidad de partículas pasan a un ciclón, que separa los gases de los sólidos; los sólidos pasan a un recuperador de calor que trabaja con un segundo lecho en este caso burbujeante y que a la vez sirve como precalentador del aire secundario. Los gases que se separaron en el ciclón pasan a la parte convectiva donde están los sobrecalentadores, recalentadores y economizador.

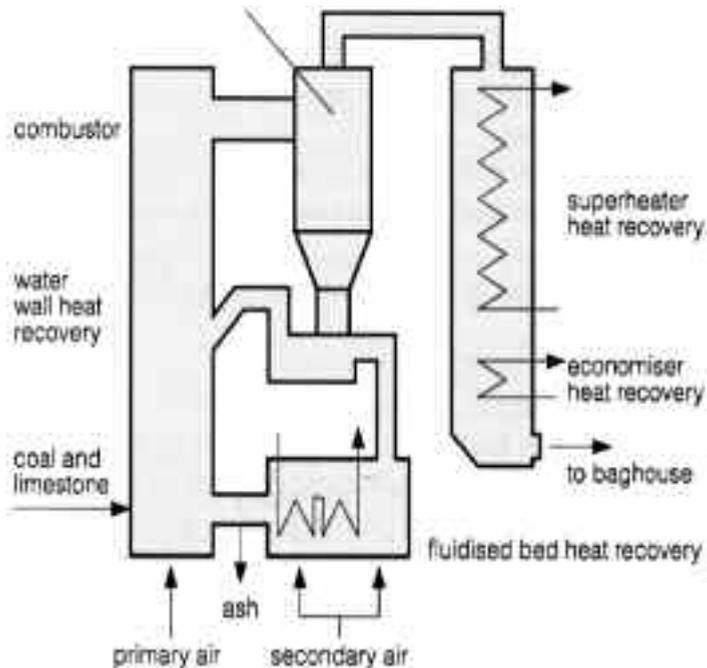
Entre los parámetros más importantes de la combustión en lecho fluidizado atmosférico se encuentran: la velocidad de fluidificación, entre 2 y 8 m/s; el tamaño de las diferentes partículas que constituyen el lecho: la arena, de aproximadamente 150 mm, el carbón de hasta 6 mm y la caliza entre 100 y 300 mm; la temperatura del lecho entre 800 y 900°C, con lo que se reducen los problemas térmicos respecto a una caldera de carbón pulverizado donde se exceden los 1000°C; un ratio de circulación de sólidos entre 5 y 20 y finalmente el ratio de aire primario a secundario.

Las ventajas de este tipo de oxicomustión son:

- Las condiciones de funcionamiento (temperatura, gradientes de transferencia de calor, ...) son similares a las de las calderas actuales.

Fig. I-10.

ESQUEMA DE UNA CALDERA DE OXICOMBUSTIÓN EN LECHO FLUIDO ATMOSFÉRICO.



- Temperatura más fiable y segura debido al mejor control de la temperatura y la transferencia de calor, lo que redundará en una reducción de los costes de separación, compresión y almacenamiento; una ventaja adicional es la flexibilidad en el uso de combustible.
- La generación de la corriente es rica en CO₂ (superior al 90%) y pobre en NO_x.
- La desulfuración de gases está integrada en el proceso.

Entre las desventajas:

- Es preciso trabajar en diseños específicos y escalados para la gran extracción de calor del material sólido del lecho.
- Se requiere trabajar con diferentes esquemas de fluidificación.
- Se precisa la unidad de separación de aire, como en carbón pulverizado, siendo además preciso trabajar en la integración de los calores producidos en la compresión del CO₂ previa al transporte.
- Corrosión a baja temperatura sobre todo en los puntos de inyección de combustible y especialmente para carbones con alto contenido en cenizas y azufre.

Costes estimados

Se dan los costes estimados de estas tecnologías tanto en coste de electricidad como en la captura propiamente dicha de cada tonelada de CO₂. (Figuras I-11 y I-12).

Fig. I-11.

COSTES DE ELECTRICIDAD ESTIMADOS INTEGRANDO DIFERENTES TÉCNICAS DE CAPTURA DE CO₂.

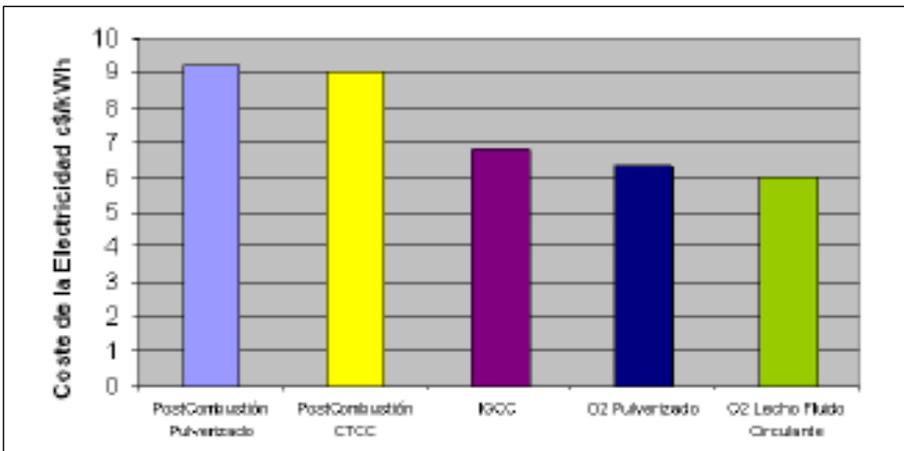
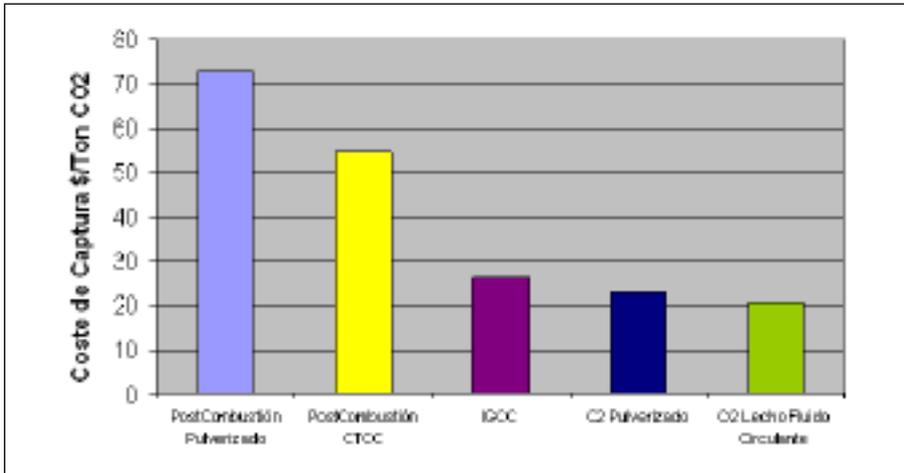


Fig. I-12.

COSTES DE CAPTURA DE CO₂ SEGÚN LA TECNOLOGÍA EMPLEADA.

Se aprecia que en cuanto a costes de generación de electricidad los más interesantes son el GICC y la oxicombsutión, alcanzándose el menor coste dentro de ella con la combustión en lecho fluido circulante. La tecnología de los ciclos de carbonatación/calcinación, que no aparece recogida en la Figura I-10, podría moverse en el entorno de la del lecho fluido. La Figura I-12 muestra la misma tendencia en el coste de captura del CO₂, esto es, los menores costes se dan para el GICC y la oxicombsutión, siendo menor para el lecho fluidizado circulante. Nuevamente, el coste de la captura en los ciclos de carbonatación/calcinación se situaría en el entorno de los del lecho fluidizado.

ITINERARIO TECNOLÓGICO

Todos los movimientos que están llevando a cabo las empresas del sector eléctrico se corresponden con las tendencias a nivel europeo e internacional en la captura y almacenamiento de CO₂.

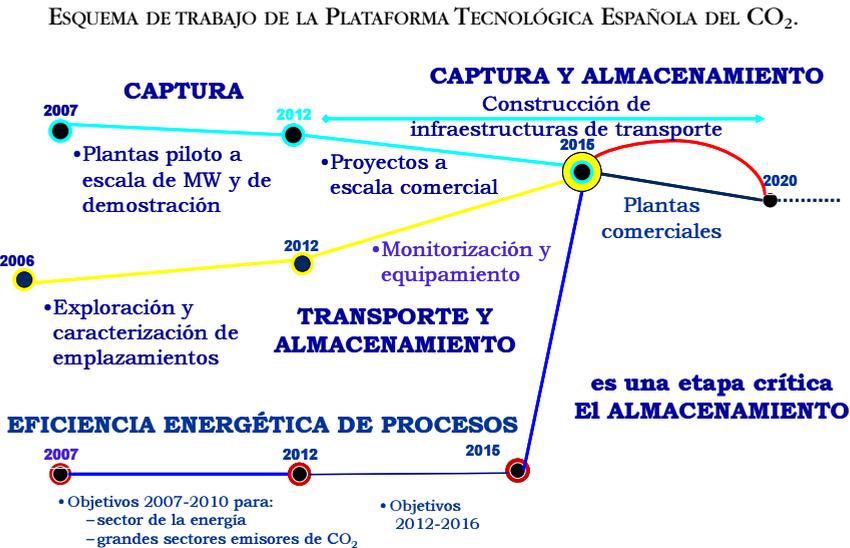
A nivel europeo está la “Zero Emission Fossil Fuel Power Plant Technology Platform (ZEP)”, en la que ENDESA ha trabajado de forma activa.

A nivel español existe la Plataforma Española del CO₂ (PTE-CO₂), que fue presentada el 7 de febrero de 2006, y de la que ENDESA forma parte, ostentando la presidencia. La Plataforma responde a un esquema básico donde hay un Consejo Rector, con una serie de Grupos Representantes donde figura la Administración, así como unos Grupos de Trabajo técnicos, que constituyen

realmente el corazón de la Plataforma y que cubren todas las disciplinas que inciden en la tecnología CAC. Así, hay grupos de Reducción y Captura, de Uso y Almacenamiento, de Infraestructura, de Aspectos Regulatorios y de Difusión e Información.

En el último año se ha estado trabajando dentro de la plataforma con arreglo al esquema mostrado en la Figura I-13, que ha sido presentado a la Administración (Ministerios de Industria, Medio Ambiente y Ciencia y Tecnología).

Fig. I-13.



En el esquema de trabajo hay tres líneas básicas:

- Captura, donde se muestra que entre el 2007 al 2012 se van a desarrollar una serie de plantas piloto a escala de MW y de demostración; del 2012 a 2015 se van a realizar plantas a escala comercial, demostrándose su viabilidad comercial entre 2015 y 2020. Ello supone que entre el 2012 a 2020 se han de desarrollar las infraestructuras de transporte.
- Almacenamiento. Comenzó en 2006 con la exploración y caracterización de emplazamientos. En 2012 se espera tener algún emplazamiento (formaciones sedimentarias salinas) caracterizado de forma detallada. En 2015 todas las actividades de captura y almacenamiento deben converger. A partir de ahí se desarrollarían las plantas de demostración comerciales y se supone que a partir de 2020 la tecnología estaría ya probada, siendo las tecnología de CAC de uso habitual.

- Eficiencia energética de los procesos industriales. No se trata de una actividad nueva, pero no ha de descuidarse y al igual que las otras líneas va a converger con ellas al 2015. En este caso se está hablando sólo de eficiencia para procesos industriales.

La etapa crítica de este plan de trabajo es la de almacenamiento. La captura a nivel tecnológico se puede decir que va a estar lista dentro de unos pocos años, dado el nivel actual de investigación, pero el tema del almacenamiento va a ser la etapa crítica de la cadena de la tecnología CAC.

REFERENCIAS

- [I-1] IEA, World Energy Outlook 2006.
- [I-2] IPCC, Climate Change 2007: The physical Science Basis (AR4), París, February 2007.
- [I-3] Ministerio de Medio Ambiente, “Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia. Horizonte 2012”, Febrero 2007.
- [I-4] Specker, S., Electricity Technology in a Carbon-Constrained Future. (EPRI). February 2007.

CAPÍTULO II

CIENCIA Y TECNOLOGÍA DE LA OXICOMBUSTIÓN

César Dopazo García

(Real Academia de Ingeniería de España)

LITEC (Laboratorio de Investigación en Tecnologías de la Combustión)

Universidad de Zaragoza

INTRODUCCIÓN

Es importante explicar por qué es necesaria la separación y el almacenamiento del dióxido de carbono (CO_2), que se emite normalmente en los productos de la combustión convencional de combustibles fósiles. La exposición se va a centrar en el carbón, pero todo es aplicable a cualquier combustible fósil (gas, fuelóleo, combustibles sólidos). En particular, se tratará de presentar, de la manera más sencilla posible, los métodos de separación de CO_2 , ya sea posterior a la combustión, previo a la misma o durante la combustión. Esta última técnica es la denominada “oxicombustión”, en la que se centrará la mayor parte de esta exposición. La necesidad de la separación y el almacenamiento de CO_2 viene impuesta por un sistema energético basado, principalmente, en los combustibles fósiles y que durante, al menos, las dos o tres próximas décadas seguirá esa misma pauta. Según British Petroleum (BP) [II-1], las reservas probadas de petróleo durarán unos cuarenta años, las de gas natural alrededor de setenta y las de carbón en torno a doscientos. Como resultado de la generación de calor, energía mecánica y electricidad por combustión de combustibles fósiles se emite CO_2 que, supuestamente, es uno de los contribuyentes al calentamiento de la atmósfera. Quemar carbón emite por unidad de energía generada, aproximadamente, una vez y media más que quemar fuelóleo y entre dos y tres veces más que quemar gas natural.

El incremento de la concentración de CO_2 en la atmósfera está correlacionado, según algunos científicos, con el aumento de la temperatura. La atmósfe-

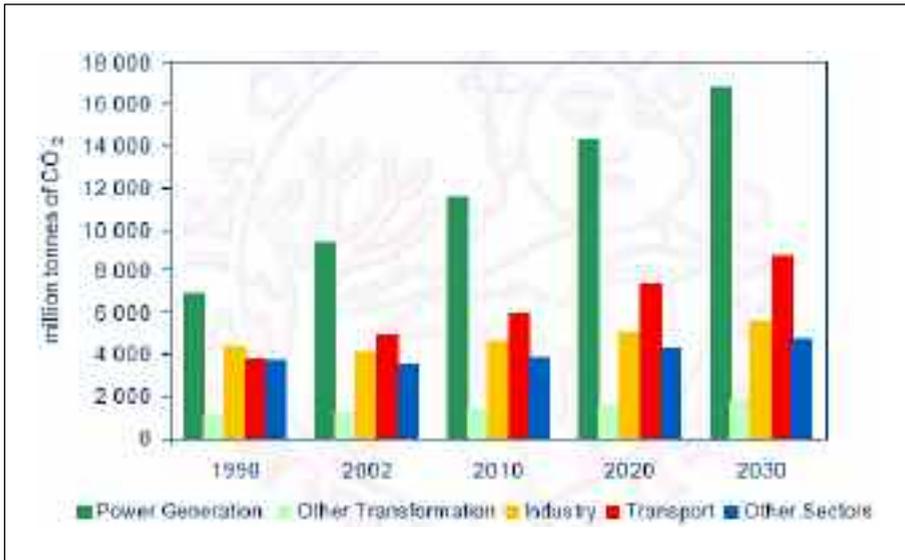
ra contiene, aproximadamente, unos $5,2 \cdot 10^{18}$ kg de aire. Hace unos diez mil años, se estima que había en la atmósfera unos 280 ppm (partes por millón; es decir, 280 m³ de CO₂ en 1 millón de m³ de aire) de dióxido de carbono (llamado en el siglo XIX *gas silvestre* por su descubridor, el belga Jan Baptist von Helmont). En los últimos veinte años, esa concentración se ha elevado a unas 370 ppm y, con el ritmo actual de emisiones de unos 25 mil millones de toneladas de dióxido de carbono al año, el incremento anual será de un poco menos de 2 ppm de CO₂. Esta tendencia implicaría que en cien años, alrededor de 2100, se alcanzarían unas 550 ppm que es el tope que las Naciones Unidas y el Protocolo de Kyoto fijan como el máximo admisible que se podría tolerar sin que se produjeran cambios climáticos irreversibles. Existen indicios, cada vez más firmes, de que el calentamiento global podría estar inducido, en gran parte, por actividades antropogénicas relacionadas con el uso de los combustibles fósiles.

De los alrededor de 25 mil millones de toneladas que se emiten anualmente a la atmósfera, solamente la mitad permanecen en ella, siendo el resto absorbidas por los océanos, los bosques y otros sumideros. El efecto invernadero consiste, esencialmente, en que la radiación del sol se recibe en una longitud de onda corta (la mitad de la energía se recibe como luz visible en longitudes de onda entre 0,4 y 0,7 μm), mientras que la radiación que emite la Tierra es de longitud de onda larga, en el infrarrojo. Esa emisión en longitud de onda larga es absorbida por las partículas trimoleculares como el dióxido de carbono y el vapor de agua, presentes en la atmósfera; estas moléculas la reemiten hacia la superficie terrestre o hacia el exterior, hacia el espacio. Esta reemisión de energía hacia la superficie terrestre, hace que la energía entrante del sol sea superior a la energía saliente. Se argumenta que, como consecuencia de ese balance energético, de ese forzado térmico, se produce un calentamiento global. Ese efecto es similar al que se registra en un invernadero por la presencia de un cristal. Según los modelos existentes, las proyecciones del incremento térmico se moverían en un rango entre 1,6 y 5° C en cien años. Ese rango de variación pone cotas al calentamiento, aunque es excesivamente amplio para los técnicos familiarizados con el uso de modelos de predicción; demuestra, claramente, la incertidumbre en el conocimiento de algunos procesos físico-químicos atmosféricos.

Las emisiones de CO₂ por sectores aparecen recogidas en la Figura II-1, tanto en el pasado como en las proyecciones futuras. Parece evidente que el mayor porcentaje de emisiones corresponde a la generación de energía eléctrica. Como segundo emisor se perfila el transporte. Para el transporte las soluciones de reducción de emisiones son difíciles, dado que es complicado separar el CO₂ y almacenarlo. Por el contrario, es más factible realizarlo en las centrales de generación eléctrica. Para el transporte la solución pasa, a corto plazo, por aumentar el rendimiento de la conversión energética para reducir las emisiones y, a más largo plazo, por el cambio de combustible. El hidrógeno

se presenta como ese posible combustible futuro, prometedor e incierto, con pilas electroquímicas de combustible que lo usarían para generar energía eléctrica. Antes de alcanzar esa probable economía basada en el hidrógeno, el transporte pasará, posiblemente, por una etapa de transición en que los vehículos híbridos, eléctricos, los propulsados por biocombustibles o por hidrocarburos sintéticos cohabitarán y se alternarán de forma natural.

Fig. II-1.
EMISIONES DE CO₂ POR SECTORES.



Como ya se ha dicho, esta exposición se va a centrar en el carbón. Es, por consiguiente, importante dar una idea de las condiciones de contorno de esta materia prima y de sus reservas. Las estimaciones de 2006 de BP [II-1] acumulan 60% de las reservas mundiales de carbón entre Norteamérica, China, India y Australia; Rusia contribuye con 17,3 %. La relación de reservas a producción actual en años da una idea de la duración aproximada del recurso y es algo menos de 200 (alrededor de 230 para Norteamérica, algo más de 52 para China, cerca de 220 para India y un poco por encima de 210 para Australia). En general, cada uno de esos países consume lo que produce, excepto Australia que exporta un porcentaje importante de su carbón nacional, y Rusia que tiene un consumo ligeramente inferior a su producción. De mantenerse esa estructura, Australia y Rusia serían suministradores de carbón en el futuro. España contribuye ínfimamente con aproximadamente 0,1% de las reservas mundiales; esto

significa, según BP [II-1], que el carbón español durará unos 27 años. Además, en España el consumo actual es superior a la producción y, en el futuro, la dependencia del carbón importado será total. Las expectativas de evolución de los precios del petróleo y del gas son claramente alcistas. A largo plazo el carbón se presenta como un recurso energético en manos de unos pocos países, que lo utilizarán intensamente en su “mix” de generación; el suministro futuro de un carbón abundante y a precios razonables no parece estar garantizado.

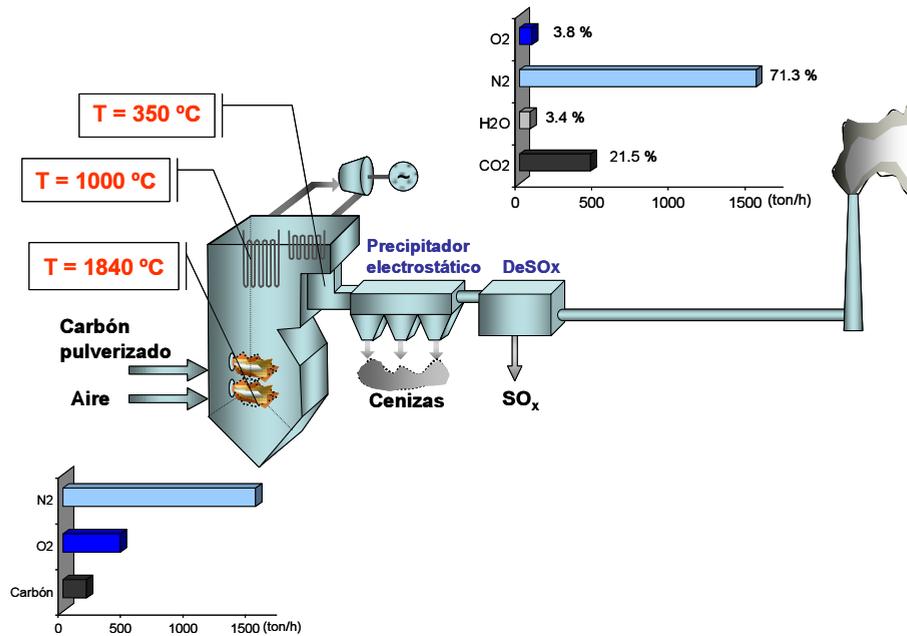
Como un inciso aparte, es lógico plantearse de entrada que, si el carbón es esencialmente un sólido heterogéneo, mezcla de materia mineral, azufre, carbono e hidrógeno, la materia mineral y el azufre se podrían eliminar, aportando energía suficiente, separándolos, finalmente, del carbono y del hidrógeno. La aportación energética se podría realizar, por ejemplo, mediante plasma. Existen procesos semi-industriales, basados en plasma para gas natural, que están funcionando en Noruega, y experimentos a escala de laboratorio que se han realizado en Rusia durante muchos años; el “negro de carbón” obtenido como un subproducto tiene aplicaciones comerciales. Aunque este tipo de procesos sería una solución ideal para realizar una separación de carbono, en fase sólida, e hidrógeno, en fase gaseosa, resultan muy caros, por el momento.

COMBUSTIÓN CONVENCIONAL DE CARBÓN

Se ilustrará la combustión convencional de carbón con el ejemplo de una central de 500 MW eléctricos, esquematizada en la Figura II-2. Para alimentar esos 500 MWe, se han de inyectar aproximadamente 200 ton/hora de carbón y entre 2000 y 2100 ton/hora de aire (nitrógeno y oxígeno). En la combustión en el hogar de la caldera se producen llamas que, debido a reacciones exotérmicas, generan calor y elevan la temperatura real hasta unos 1840°C. Esa temperatura es entre 200 y 300 °C inferior a la temperatura teórica de llama adiabática, calculada en condiciones de equilibrio. El calor que se cede a las paredes de la caldera hace que la temperatura disminuya y que en la zona convectiva sea ligeramente inferior a 1000 °C. Tras discurrir por todos los intercambiadores de calor para producir vapor, el flujo de gases de la combustión reduce su temperatura a unos 350 °C. En la caldera se produce vapor que alimenta una turbina de vapor, acoplada a un generador eléctrico o alternador, que genera los kWh de electricidad. Los gases de emisión se suelen tratar en un precipitador electrostático para separar las partículas y en un sistema de desulfuración para eliminar o reducir los óxidos de azufre. Cada 100 kg de gases efluentes están compuestos aproximadamente por 71 kg de nitrógeno, 21 kg de CO₂, 3 kg de agua y 4 kg de oxígeno. Es, por tanto, necesario separar el CO₂ y no permitir que salga a la atmósfera para provocar el efecto invernadero que se ha descrito anteriormente. Dicha separación es, también,

imprescindible dado que el almacenamiento directo de los efluentes saturaría rápidamente los almacenamientos geológicos disponibles, con una fracción importante de gases inocuos (nitrógeno y oxígeno).

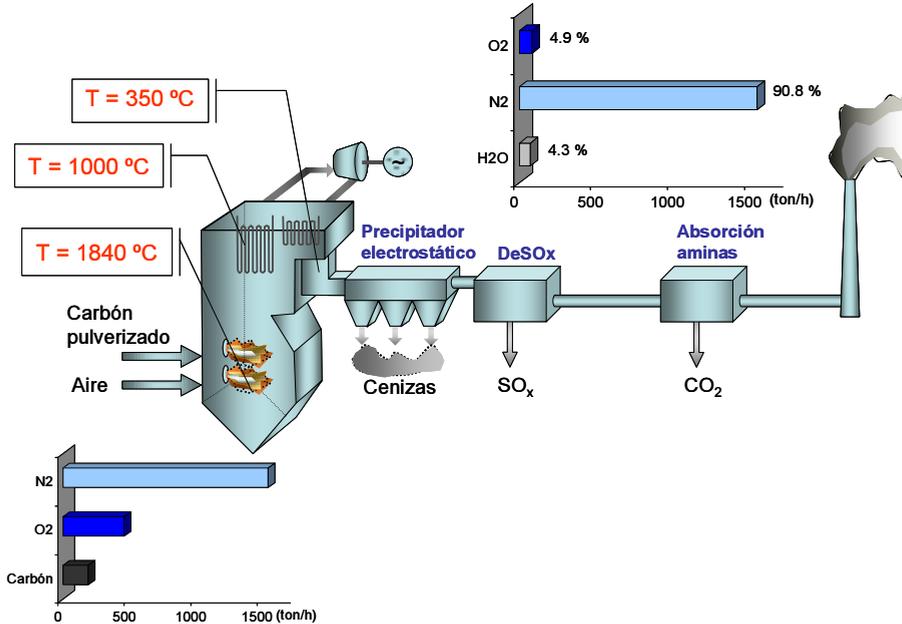
Fig. II-2.
CENTRAL TÉRMICA CONVENCIONAL DE CARBÓN DE 500 MWe.



SEPARACIÓN POSTCOMBUSTIÓN DE CO₂ [II-2]

Una técnica de separación consiste en capturar el CO₂ de los gases efluentes una vez producida la combustión, como se muestra en la Figura II-3. Hasta rebasar la unidad de desulfuración el proceso de los gases de combustión sería el mismo que en una central convencional. Tras el desulfurador se colocaría una torre de lavado con aminas (monoetanolamina, por ejemplo) que separaría el CO₂ del resto de los gases (nitrógeno, oxígeno y vapor de agua). Una vez separado el CO₂, estaría listo para comprimirlo y bombearlo a un almacenamiento geológico o a profundidades importantes en el océano; 100 kg de los gases remanentes están constituidos por 91 kg de nitrógeno, 5 kg de oxígeno y 4 kg de vapor de agua, son inocuos y se pueden emitir por chimenea, habiendo desaparecido el CO₂.

Fig. II-3.
CENTRAL TÉRMICA DE CARBÓN DE 500 MWe CON SEPARACIÓN POSTCOMBUSTIÓN DE CO₂
CON AMINAS.



SEPARACIÓN PRECOMBUSTIÓN DE CO₂ [II-2]

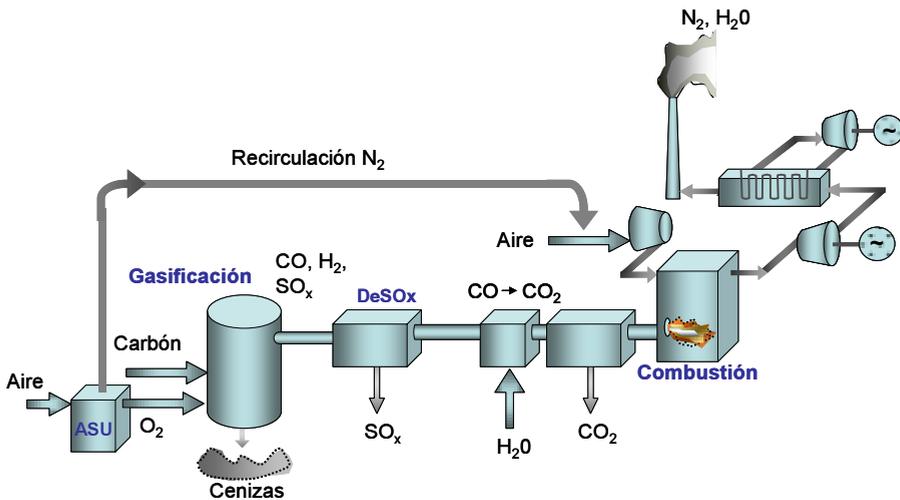
La separación del CO₂ se puede, también, realizar antes de la combustión, técnica que requiere gasificar el carbón. En la Figura II-4 se recoge un esquema del proceso. En un gasificador se mezclan carbón y oxígeno a una temperatura suficientemente elevada, pero sin que se produzca la combustión completa, e induciendo procesos de pirólisis y desvolatilización del combustible. El oxígeno para el gasificador se obtiene en una planta que lo separa del nitrógeno del aire. Los gases resultantes del gasificador son una mezcla de óxidos de azufre, gas de síntesis, compuesto, principalmente, por hidrógeno y monóxido de carbono (CO) y partículas que se separan en esta etapa. El monóxido de carbono tratado con vapor de agua en un reactor de desplazamiento agua/gas se convierte en CO₂ e hidrógeno, principalmente, con una pequeña cantidad remanente de CO. En ese flujo de gases se puede separar el CO₂ del hidrógeno, comprimiendo y enviando aquél, a continuación, a un almacenamiento (pozo de sal, formación salina o de agua salada, pozo petrolífero maduro,...) como se ilustra en la Figura II-4. Cuando se bombea el CO₂ a alta pre-

sión a pozos petrolíferos en estado avanzado de explotación, el dióxido de carbono se mezcla con el petróleo que está atrapado en los poros de la roca base y éste absorbe el CO_2 , disminuyendo la viscosidad del crudo; esto facilita su extracción, permitiendo así intensificar la explotación de pozos petrolíferos residuales (Enhanced Oil Recovery = EOR) que de otra manera se considerarían agotados.

Por otro lado, el hidrógeno producido se quema en una turbina de gas que, acoplada a un alternador, produce electricidad. La turbina debe estar diseñada para aceptar hidrógeno como combustible. En la tecnología de ciclo combinado, los gases de escape de la turbina y los intercambiadores de calor de procesos intermedios generan vapor que se vehiculan a una turbina de vapor que, también, mueve un alternador y produce kWh. El proceso de gasificación integrada en el ciclo combinado es lo que da el nombre a esta tecnología (GICC). En España existe una central GICC de generación eléctrica en Puertollano (ELCOGAS) que hace uso de esta tecnología.

Fig. II-4.

CENTRAL TÉRMICA DE GASIFICACIÓN INTEGRADA EN CICLO COMBINADO (GICC) CON REACCIÓN DE DESPLAZAMIENTO Y SEPARACIÓN DE CO_2 .

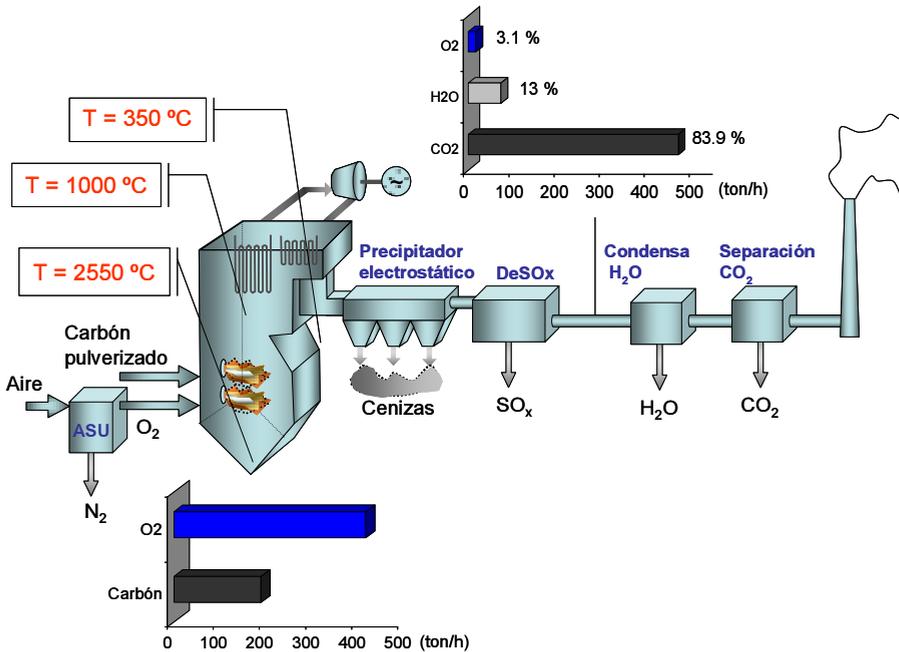


SEPARACIÓN DE CO₂ POR OXICOMBUSTIÓN [II-2]

Tecnología

Otra técnica de separación de CO₂, objeto fundamental de esta exposición, es la denominada oxicomcombustión que aparece esquematizada en la Figura II-5. El aire entra en una unidad de separación de aire (USA) que separa el nitrógeno del oxígeno mediante técnicas criogénicas o con membranas. El nitrógeno puede utilizarse en diversos procesos industriales. El oxígeno se inyecta en la cámara de combustión, en lugar del aire, junto con el carbón pulverizado. El nitrógeno de la alimentación con aire en una central convencional no aparece, por tanto, en escena. En lugar de las 2000 ton/h de aire de la combustión convencional, en ausencia de nitrógeno solamente hay que alimentar alrededor de 450 ton/h de oxígeno y unas 200 ton/h de carbón para esa central “tipo” de 500 MWe. El resto del proceso se desarrollaría exactamente igual, salvo que al faltar el nitrógeno la temperatura adiabática de llama se elevaría hasta unos 2550°C, con el consiguiente daño para las paredes

Fig. II-5.
CENTRAL TÉRMICA DE CARBÓN DE 500 MWe CON SEPARACIÓN DE CO₂ POR OXICOMBUSTIÓN.



de la caldera, diseñada para temperaturas inferiores. Tras ceder calor a las paredes del hogar la temperatura de los gases en la zona convectiva se situaría en torno a 1000°C y, finalmente, a 350°C, como en la combustión convencional. Tras la captura de partículas y la separación de óxidos de azufre, como en una caldera convencional, el agua se puede condensar. Antes de la condensación del agua, 100 kg de gases efluentes se componen, aproximadamente, de 84 kg de CO₂, 13 kg de vapor de agua y 3 kg de oxígeno. Una vez condensado el vapor de agua, el porcentaje en masa de CO₂ en los gases efluentes sube por encima del 96 %. Los costosos procesos de separación de partículas, SO_x y NO_x se podrían evitar, bombeando estos componentes, junto con el CO₂ para su almacenamiento.

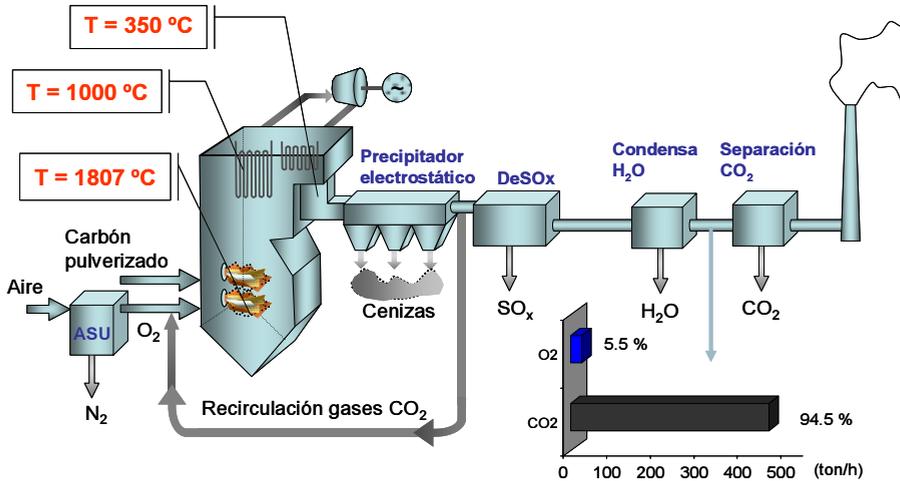
Para evitar esa temperatura tan elevada, que se obtendría si solamente se quemara el carbón con oxígeno puro, existen diversas estrategias. Una de ellas consiste en recircular una fracción importante de los gases de combustión, esquematizada en la Figura II-6. Los gases recirculados pueden ser húmedos (si la toma de los mismos se hace antes del condensador de agua), o secos (si se hiciera la toma de los gases para recircular después de la condensación). Estas dos opciones se describen en la literatura de oxicomcombustión, cada una con sus ventajas y sus inconvenientes. Como consecuencia de esta recirculación de gases, el gasto másico de gases en el hogar se aproxima a las 2200 ton/hora del caso de combustión con aire. Como resultado, los perfiles de temperatura y el patrón de transferencia de calor, también, son muy parecidos a los de una caldera convencional que, a la hora de convertir una caldera convencional a la técnica de oxicomcombustión, es lo que se pretende. Una diferencia es que, al tener los gases recirculados mayores concentraciones de dióxido de carbono y de agua, la transferencia de calor por radiación a las paredes será más intensa. Además, dado que el flujo de gases es ligeramente inferior al que se tendría con aire, las velocidades de circulación en la caldera son menores y los tiempos de residencia son ligeramente mayores. Asimismo, la concentración de óxidos de azufre es mayor, especialmente si se hace la toma antes del desulfurador y, por consiguiente, los problemas de corrosión en calderas para oxicomcombustión tienen, normalmente, mayor importancia que en las convencionales que operan con aire.

Con esta estrategia, después de condensar el agua en una torre de refrigeración, cada 100 kg de gases efluentes contienen 95 kg de dióxido de carbono y 5 kg de oxígeno, que se pueden comprimir y bombear al almacenamiento correspondiente.

La técnica de oxicomcombustión se puede aplicar, también, a la combustión en lechos fluidizados circulantes y a turbinas de gas. En los primeros se evitan las altas temperaturas recirculando sólidos enfriados; en las turbinas de gas se recircula CO₂ al compresor.

Fig. II-6.

CENTRAL TÉRMICA DE CARBÓN DE 500 MWe CON SEPARACIÓN DE CO₂ POR OXICOMBUSTIÓN CON RECIRCULACIÓN DE GASES.



La historia de la oxicomcombustión no es nueva, sino que ha encontrado aplicaciones industriales muy variadas, siempre en campos en los que se requiriese una temperatura elevada: oxicorte y soldadura, producción de vidrio, producción de aluminio, en la incineración de residuos tóxicos y, como ya se ha comentado, en la recuperación de petróleo residual, secundario o terciario (Abraham et al, 1982) [II-3]. Se pensó, también, que podría ser una estrategia interesante para la reducción de NO_x, pero su coste la hace inviable. Como técnica para la separación y el control de las emisiones de CO₂ se viene investigando desde hace unos 20 años, aproximadamente.

Costes

Como consecuencia de los procesos de separación del oxígeno del aire, de compresión del CO₂, de su bombeo, etc., se ha de pagar un precio, que se puede cuantificar como una reducción de la eficiencia de la central, y que se refleja en el consiguiente coste económico añadido. La reducción de eficiencia de una central con oxicomcombustión respecto a la convencional es de alrededor de 10 puntos (45 a 35%); por otro lado, si se aplican tecnologías GICC esta penalización puede oscilar entre 6 y 10 puntos. En cuanto a la penalización en la inversión por kW_e, ésta se mueve en torno a los 500 €/kW_e instalado; esta inversión específica depende del combustible, siendo del orden de 600 €/kW_e con lignito y de unos 800 €/kW_e en ciclo combinado con gas natural, aunque en este caso la inversión global es menor.

Por lo que respecta al coste de generación se estima que el consumidor tendría que pagar una penalización entre 10 y 20 €/MWh por introducir, solamente, la separación con oxidación. A este coste se añadirían los de compresión y bombeo de CO₂, así como los derivados de la preparación del almacenamiento correspondiente.

En cuanto a los costes del almacenamiento existe un espectro muy amplio entre 35 y 70 \$/ton CO₂, dependiendo de si la fuente es Canadá o Estados Unidos, respectivamente. Se está bombeando CO₂ en Estados Unidos a 300 km de distancia para la recuperación de petróleo residual. En cualquier caso, los 35 \$/ton CO₂ que costaría separar y almacenar ese CO₂, según los canadienses, supondría un coste adicional de 3 c\$/kWh, que es muy importante.

Experiencia e investigación

En cuanto al desarrollo de esta tecnología, existen muchas plantas piloto en el mundo que vienen trabajando desde 1980 hasta 2000. Se pueden reseñar, entre otras, la planta de CANMET en Canadá de 300 kW, la de ANL-EERC en Estados Unidos de 3 MW, la de IHI (NEDO) en Japón de 1,2 MW, la de Air Liquide/B&W (USDOE) de 1,2 MW y las experiencias realizadas en la UE por un consorcio compuesto, entre otros, por MBEL, Air Products, IFRE, EDP, IST y RR, para diversas potencias. Las experiencias citadas con potencias entre 300 kW y 3 MW, combinadas con el uso de modelos y simulaciones numéricas, han permitido extraer importantes conclusiones sobre ventajas e inconvenientes de la oxidación. CANMET, por otro lado, ha construido recientemente un reactor de flujo laminar de 1 MW, similar al existente en el LITEC de Zaragoza, para estudiar, entre otras cosas, los procesos básicos de la oxidación en atmósferas controladas ricas en CO₂; los datos obtenidos son esenciales para el diseño de plantas de demostración o centrales comerciales.

En la actualidad, existen varios proyectos de demostración interesantes en marcha. El proyecto denominado CallideA se está llevando a cabo por un consorcio de grupos investigadores de Australia con industrias de Japón; su objetivo es convertir una central térmica existente de 30 MWe de combustión convencional de carbón a oxidación. Vattenfall en Alemania está tratando de diseñar una nueva central térmica de oxidación de 30 MW térmicos para instalar al sur de Berlín. En cualquier caso, estas dos plantas se empezarán a construir en 2008 y estarán operativas entre 2010 y 2011. MBEL, recientemente adquirida por Doosan Heavy Industries, tiene planes para demostrar una caldera de oxidación de 35 MW. Jupiter Oxygen de USA, en colaboración con NETL, the Ohio Air Quality Authority and Orrville Utility, ha anunciado, recientemente, su proyecto de conversión a oxidación de una central de 25 Mw. La compañía TOTAL ha anunciado su interés en un pro-

yecto de demostración a gran escala. El sector eléctrico coreano está estudiando la realización de un proyecto de demostración en un grupo de 125 MWe que saldría de servicio en 2013.

Hay, asimismo, muchas empresas realizando estudios para analizar la viabilidad técnico-económica de la oxicomustión, tanto para convertir centrales existentes de combustión convencional, como para diseñar y construir nuevas instalaciones con esa tecnología. Entre esos estudios se pueden citar (reseñando entre paréntesis el tamaño de la central tipo y, en algunos casos, los rendimientos previstos) los de IHI (1000 MW, eficiencia = 29,1 %), Air Liquide (30, 100, 200 y 500 MW), Vattenfall AB (933 MW, eficiencia = 34,3 %), ALSTOM (450 MW, eficiencia = 23 %), CANMET (400 MW), y MITI (600 MW, eficiencia = 22,5 a 31,6 %).

Por todo lo dicho anteriormente, se puede afirmar que, en general, la tecnología de oxicomustión está bastante madura. Es necesaria, sin embargo, investigación muy enfocada a temas muy específicos entre los que se pueden citar, sin pretender ser exhaustivos: el modelado de fenómenos de combustión y mezcla; problemas de ignición, propagación y estabilidad de llama; separación de gases; materiales resistentes a la corrosión a altas temperaturas en atmósferas con concentraciones elevadas de SO_x; fusión de cenizas, escori-ficación y ensuciado; limpieza de gases; control de procesos; y producción de oxígeno. En particular, es fundamental reducir el coste de la producción de oxígeno a través de la técnica de separación con membranas (ITM u OTM) que permitiría dividir los costes de inversión, con relación a técnicas criogénicas, por un factor de dos, con un consumo energético de un tercio. Esa técnica de producción de oxígeno, podría ser determinante para la viabilidad económica de la oxicomustión.

La técnica de separación denominada "Chemical-Looping Combustión" tiene remota semejanza con la oxicomustión y está siendo investigada, entre otros, por ALSTOM (USA), la Universidad de Chalmers (Suecia) y el TNO (Holanda). Un óxido metálico mezclado con el combustible proporciona el oxígeno necesario para su quemado. La combustión genera CO₂, vapor de agua y el óxido metálico degradado; el óxido metálico se regenera en un segundo reactor con aire y se vuelve a añadir al combustor.

Por otro lado, la técnica de postcombustión denominada de Carbonatación/Calcinación consiste en un ciclo cerrado de separación de CO₂ con CaO y formación de CO₃Ca, que se descompone con calor para obtener CaO y CO₂. Está siendo investigada en la actualidad.

El Gobierno español ha lanzado en 2004 un proyecto singular en el Bierzo (León). Uno de los objetivos de este proyecto parece ser la construcción de un oxicomustor de entre 3 y 5 MW térmicos de potencia. La tarea no es trivial, dado que formar un equipo investigador de calidad supone un esfuerzo continuado estimado en una decena de años. Además, este rango de potencias

parece haber sido ya estudiado en el mundo, habiéndose desplazado el interés actual hacia plantas de demostración de 30 MW o más. Por otro lado, el principal animador industrial de esos proyectos es ENDESA, un usuario final del producto comercial que pudiera generarse. Uno de los principales factores limitantes del éxito de este proyecto es la inexistencia de empresas tecnológicas españolas capaces de desarrollar, demostrar y comercializar los improbables resultados que se se pudieran obtener.

En España existe una escuela de combustión de reconocido prestigio internacional, iniciada en la década de 1950 por Gregorio Millán, discípulo de T. von Karman. El verdadero creador y maestro es el profesor Amable Liñán. Esta escuela cuenta con miembros en todo el mundo. En particular, en España existen muchos grupos que emanaron de la Politécnica de Madrid, de mucha calidad y conocidos mundialmente. Por ejemplo, el LITEC de la Universidad de Zaragoza cuenta con instalaciones semiindustriales para investigar la oxicomcombustión, similares a las existentes en, por ejemplo, CANMET, uno de los líderes mundiales en esta tecnología. En la actualidad, varios de esos grupos de investigación se han asociado y están trabajando en aspectos relacionados con la oxicomcombustión. Entre los contactos internacionales se debe destacar al profesor Kim del KIST (Instituto Coreano de Ciencia y Tecnología), responsable del proyecto de oxicomcombustión de Corea en el que participa el sector eléctrico.

La oxicomcombustión tiene un futuro prometedor. Se ha tratado de transmitir una visión realista de la misma. Es viable pero se necesita todavía I+D focalizada. A largo plazo, la oxicomcombustión podría ceder terreno porque la tecnología de GICC se perfilaría como dominante (Proyecto FutureGen del USDOE). El coste total, no solamente de separación del CO₂ con oxicomcombustión, sino de su compresión y bombeo, consume aproximadamente un 30% de la energía generada y, en consecuencia, el kWh podría resultar un 50% más caro. Esta tecnología se comercializaría en la década de 2020, momento en el que España habría agotado, prácticamente, sus reservas de carbón nacional y tendría que depender de su importación. Los países más interesados en desarrollar esta tecnología debieran ser, sin duda, China y Estados Unidos; así lo afirma un informe reciente de la Academia de Tecnología de Francia [II-4] (“La séquestration du CO₂ est une idée à prendre au sérieux. Son développement viendra de pays comme les Etats-unis et la Chine qui y ont un intérêt direct pour continuer à exploiter leurs ressources de charbon. L’Europe du Nord y porte également un grand intérêt par les possibilités de stockage en aquifère salin sous la mer du Nord. Son économie est loin d’être assurée et ses risques exigent une analyse approfondie”). La escuela española de combustión es excelente y tiene experiencia en estudios tanto experimentales como técnico-económicos y en plantas piloto semiindustriales que avalarían con garantía cualquier proyecto realista y viable de oxicomcombustión.

AGRADECIMIENTOS

La información suministrada por el Dr. Jong-Soo Kim del Korean Institute for Science and Technology ha sido fundamental en la presentación de datos actualizados sobre oxicomcombustión. Los Dres. Javier Ballester y Norberto Fueyo y los Sres. Antonio Gómez y Salvador Izquierdo del LITEC ayudaron muy profesionalmente en la preparación de varias diapositivas y en la obtención de datos cuantitativos. El Dr. Antonio Sánchez y el Sr. Eduardo Fernández Tarrazo de la Universidad Carlos III de Madrid realizaron cálculos esclarecedores sobre el efecto de la concentración de gases recirculados (CO₂ y H₂O) en la velocidad de propagación de llamas premezcladas de gas de síntesis con aire y con oxígeno, parámetro esencial en el diseño de quemadores para oxicomcombustión. Los Dres. Amable Liñán, de la Universidad Politécnica de Madrid, y Pedro García-Ybarra y José Luis Castillo, de la UNED, aportaron valiosas ideas y comentarios.

REFERENCIAS

- [II-1] "Quantifying energy", BP Statistical Review of World Energy, June 2006.
- [II-2] Buhre, B.J.P., Elliot, L.K., Sheng, C.D., Gupta, R.P. and Wall, T.F., Oxy-fuel combustion technology for coal-fired power generation, Prog. Energy Comb. Sci., **31**, 283-307 (2005).
- [II-3] Abraham, B.M., Asbury, J.G., Lynch, E.P. and Teotia, A.P.S., Coal-oxygen process provides carbon dioxide for enhanced recovery, Oil Gas J. **80** (11), 68-70 (1982).
- [II-4] "Prospective sur l'Energie au XXIe siècle", Communication à l'Académie des Technologies, France, Décembre 2004.

CAPÍTULO III

CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂ A PARTIR DE OXICOMBUSTIÓN

Santiago Sabugal García

(Subdirector General de Ingeniería e I+D. ENDESA Generación)

INTRODUCCIÓN

Voy a empezar hablando de lo que yo llamo “hechos poco cuestionables”, aunque algunas personas o corrientes sí que los ponen en duda. Yo llamo “hecho poco cuestionable”, por ejemplo, al hecho de que para el desarrollo de la humanidad se necesita un suministro de energía segura y económicamente asequible, y que además el desarrollo requiere consumos de energía continua. Todos sabemos que el desarrollo es igual a la electricidad más una serie de cosas. Un hecho poco cuestionable y evidente es que se observa un incremento continuado de la temperatura de la tierra en los últimos cien años. Se observa también que hay una correlación histórica entre el incremento de la temperatura y el aumento de la concentración de CO₂, o al menos así lo dicen los paleoclimatólogos. Y hay picos a lo largo de la evolución de la historia en que hubo concentraciones de CO₂ elevadas y hubo cambios climáticos asociados a estas concentraciones de CO₂.

También es un “hecho poco cuestionable” que hay un paralelismo entre las emisiones de CO₂ y la concentración de este gas en la atmósfera. Pese a que parte de las emisiones se reabsorben por los océanos y las plantas, aumenta la concentración permanente de este gas en la atmósfera. Después de estos hechos, ¿cuáles son las propuestas para reducir las emisiones y la concentración de CO₂ en la atmósfera? El International Panel for Climate Change (IPCC) [III-1], de las Naciones Unidas, nos dice que si no hay una reducción drástica de los gases de efecto invernadero que están permanentemente en la

atmósfera, habrá una variación de temperatura que producirá hechos poco conocidos, por no decir catastróficos. Actualmente hay ya un incremento visible de la temperatura y lo que predice es que, de no reducir esta tendencia, que llegaría a más de 600 miligramos de concentración en la atmósfera (680 ó 700) en el año 2100 podríamos tener una elevación media de temperatura de 5'8°C con consecuencias bastante desagradables.

La recomendación para paliar estas alteraciones es mantener la elevación media de temperatura por debajo de 2°C respecto a la época preindustrial. Se acepta que es inevitable ya el alcanzar estos 2°C por la tendencia que hay y la única forma es frenar las emisiones de CO₂ y aumentar los sumideros. Dentro de estas recomendaciones hay una serie de propuestas para conseguir moderar el calentamiento global. Entre ellas se dice que hay que reducir las emisiones de gas de efecto invernadero y, en especial, de CO₂, al menos en un 60% para el año 2050, tomando como base el año 2006. Es decir, estabilizar la concentración de CO₂ en la atmósfera entre 450 y 550 partes por millón. Esto es mucho, pero, con la tendencia que tenemos ahora, llegar a estabilizarlo y curvarlo hacia abajo constituye un gran esfuerzo. Los expertos nos dicen también que, si alcanzáramos 550 partes por millón en la atmósfera, reduciendo entonces la emisión de CO₂, se tardarían 500.000 años en que la disminución natural de la concentración de CO₂ en la atmósfera alcanzase los niveles preindustriales.

Esta propuesta se recoge, entre otros lugares, en el Libro Verde de la Unión Europea [III-2]. También se admite que, para hacer compatible el desarrollo tecnológico de la humanidad, sobre todo de los países más pobres, y no calentar la atmósfera, solamente hay un camino: la innovación tecnológica. Esta innovación tecnológica se traduce en que debemos de aumentar la eficiencia, reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera y para ello debemos de capturar y almacenar el CO₂ de las fuentes, de los focos masivos de emisión. La Unión Europea en el VI Programa Marco ya puso énfasis y bastante dinero en promover proyectos de investigación y desarrollo tendentes a desarrollar tecnología de captura y almacenamiento de CO₂. Algunos países la aprovecharon bien, aunque en España no fuimos conscientes hasta hace tres años de las implicaciones del protocolo de Kyoto. Sin embargo, la Unión Europea sí que ha reaccionado, creando la Plataforma Tecnológica Europea con el objetivo de conseguir plantas técnicas, fundamentalmente de carbón y de gas, con cero emisiones que estén disponibles comercialmente para 2020. Esta plataforma está funcionando, se han creado grupos de trabajo, de captura, infraestructuras de transporte, almacenamiento, y de comunicación y aceptación pública de estas tecnologías.

El impulso de esta Plataforma Europea está aglutinando a toda la industria europea, los grandes grupos tecnológicos y las grandes eléctricas, promovándose así el desarrollo tecnológico. Por otra parte, los proyectos empresariales están superando las previsiones de la "hoja de ruta" establecida de manera que en lugar de ir por planta piloto o proyecto de investigación, se están

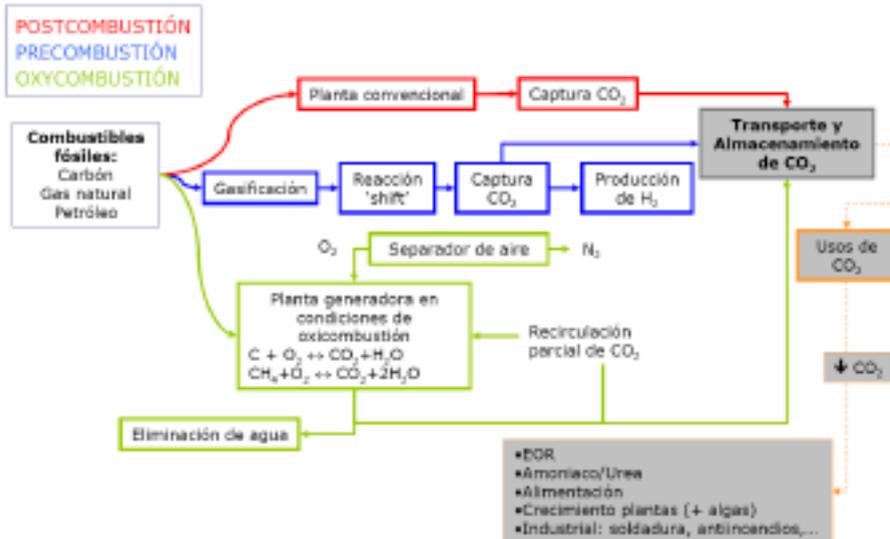
abordando plantas grandes de demostración. La razón de esto se encuentra en que si bien hay países que no firmaron el Protocolo de Kyoto, como Estados Unidos, éstos van mucho más avanzados que la Unión Europea en captura y almacenamiento de CO₂, destacando también Canadá y Japón. Concretamente el caso de Estados Unidos es sorprendente: nos lleva años de ventaja en estas tecnologías y esto es así porque experimentan e investigan todas las alternativas, la Administración invierte y las empresas son muy dinámicas. Por ejemplo, en oxidación van años por delante de Europa y así lo acaba de poner de manifiesto la semana pasada en Bruselas el director de la Unidad de Carbón y Gas de la Dirección General de Energía y Transportes, por la sencilla razón de que, en Estados Unidos, se dan circunstancias especiales: montaron muchas centrales de fuel y gas, que con el tiempo se quedaron obsoletas pero, por otra parte, tienen cantidades ingentes de coque de petróleo. Quemar un combustible sólido en una caldera diseñada para un combustible líquido es un problema porque reduce la carga prácticamente a la mitad, quemándolo con aire, pero, si se quema con oxígeno, sirve la caldera para dar plena carga. Las primeras pruebas las hicieron utilizando aire enriquecido con oxígeno para quemar el coque de petróleo en las centrales de fuel. De ahí empezaron a experimentar con quemadores reales de oxidación. Este es el motivo de la ventaja tecnológica porque con ello han parametrizado bastantes cosas de la oxidación en calderas reales, de tamaño industrial, logrando un importante nivel de desarrollo en esta tecnología.

TECNOLOGÍAS DE CAPTURA

Postcombustión y precombustión

Seguidamente se va a dar un breve repaso a las tecnologías de captura de CO₂, sintetizadas en la Figura III-1, para exponer con más detalle finalmente la oxidación. Por una parte estarían las tecnologías postcombustión, consistentes en capturar los gases después de la combustión. Este procedimiento está disponible comercialmente, aunque es caro. La razón de que esté disponible comercialmente está en que en muchos yacimientos de gas natural éste se obtiene con CO₂. Muchos países comenzaron a imponer fuertes tasas a las explotaciones si éste CO₂ se liberaba a la atmósfera, lo que provocó el desarrollo de una tecnología de captura por absorción del CO₂. Seguidamente se planteó qué hacer con este CO₂ capturado, siendo una de sus primeras aplicaciones en Estados Unidos reinyectarlo para aumentar la tasa de recuperación de petróleo o incluso de los pozos de gas. Así se tomó una importante experiencia en transporte de CO₂ a los pozos de reinyección, tanto en Estados Unidos (California) como en Canadá y Noruega.

Fig. III-1:
TECNOLOGÍAS PARA LA CAPTURA DE CO₂.



Pese al elevado coste de la captura postcombustión se está investigando mucho en ella para reducir estos precios. Así en Japón se está trabajando en torres de absorción modificando sucesivamente los diseños para reducir costes. Estas torres emplean aminas que mediante un proceso de absorción capturan el CO₂ y luego, con un proceso de generación o desorción (mediante inyección de vapor) separan el CO₂. Las torres se acoplan por parejas, de modo que mientras una torre absorbe otra desorbe. Esta técnica consume mucha energía aunque esto se está consiguiendo controlar de modo que hoy por hoy es un procedimiento técnicamente viable en centrales de carbón. Sin embargo esta técnica presenta problemas en ciclos combinados pues al manejar grandes volúmenes de gases las torres han de ser de grandes dimensiones lo que reduce su eficiencia. Parece, por tanto, que para un ciclo combinado la separación de CO₂ por post combustión es un procedimiento algo caro. Sin embargo en centrales de carbón resulta más atractivo debido a que en un ciclo combinado se logra una concentración de CO₂ en los gases de escape del orden del 4-5% mientras que en carbón convencional se puede alcanzar el 13%, pudiendo llegarse al 69% si se combina con tecnologías de gasificación integrada en ciclo combinado (GICC) que son precombustión.

La tecnología de precombustión es fuertemente apoyada desde Estados Unidos fundamentalmente porque General Electric compró en su momento

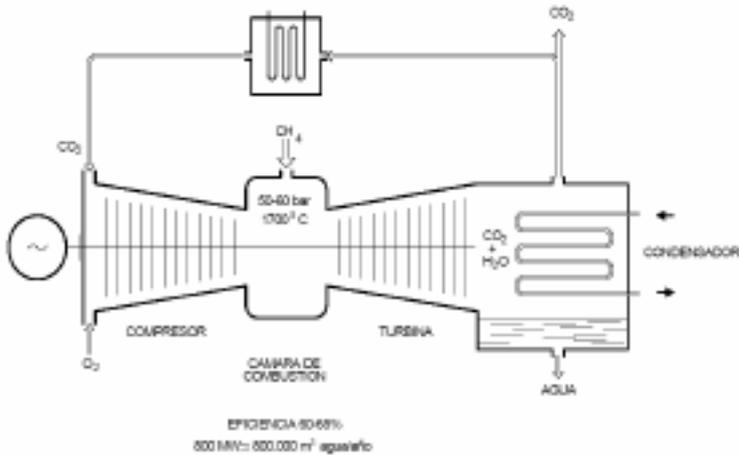
gran cantidad de patentes. No está claro que ésta vaya a ser la tecnología dominante, aunque como he dicho logra una elevada concentración de CO₂ lo que facilitaría la separación mediante torres de absorción.

Oxicombustión

La última tecnología de captura es la “oxicombustión”, que resulta atractiva por muchos motivos. Esta técnica consiste, en principio, en quemar carbón o gas natural con oxígeno (sin aire), produciéndose por tanto sólo CO₂ y vapor de agua. Presenta algunas ventajas como son la baja producción de óxidos de nitrógeno y la producción neta de agua. En la Figura III-2 se muestra un esquema simplificado para aplicar la “oxicombustión” a una turbina de gas. El CO₂ y el vapor de agua constituyen los productos de la combustión que tras pasar por el condensador son separados en agua líquida y CO₂ gaseoso. Entre el 50 y 60% de CO₂ se recircula hacia el compresor con objeto de controlar la temperatura de combustión (que de otra manera sería muy alta al emplear sólo oxígeno). Hoy día este esquema es inviable debido a que las últimas etapas de la turbina serían excesivamente grandes, pero quizás en el futuro los desarrollos evolucionen en este sentido.

Fig. III-2.

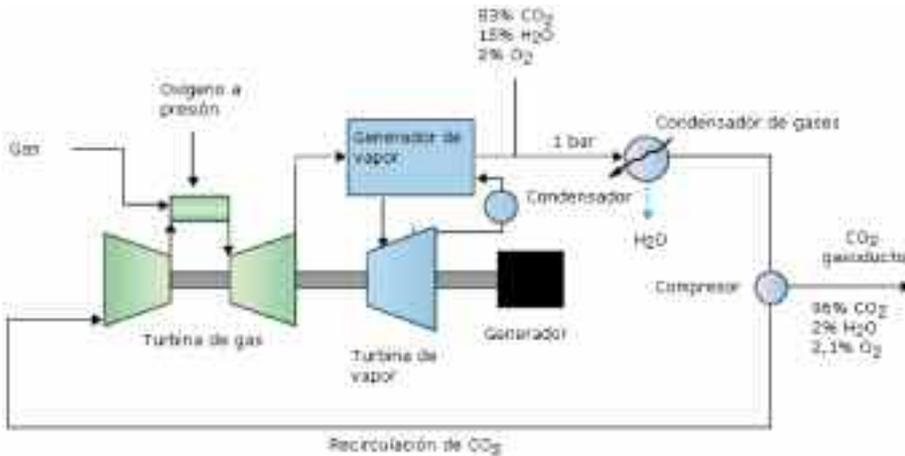
OXICOMBUSTIÓN CON TURBINA DE GAS.



En la práctica lo que se está haciendo es más parecido a un ciclo combinado de oxicombustión, como el mostrado en la Figura III-3, donde una turbina de gas que trabaja con oxígeno, gas natural, y un compresor de CO₂. El CO₂

comprimido va a la turbina de gas cuyos gases de escape se dirigen a una caldera de recuperación para producir vapor que alimenta a la turbina de vapor. Desde la caldera de recuperación los gases se dirigen al condensador donde se separa el agua. Los gases resultantes son comprimidos, recirculándose una parte y enviándose otra a los sistemas de almacenamiento. La penalización en este sistema aparece en el consumo de la unidad de separación de aire, así como en el consumo del compresor que extrae el gas del condensador y lo dirige al gasoducto.

Fig. III-3.
OXICOMBUSTIÓN EN CICLO COMBINADO.



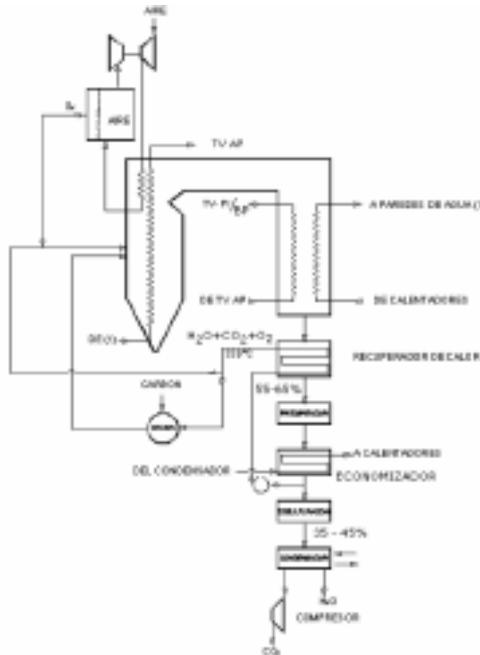
Pese a que lo más razonable podría ser la aplicación de las mejores tecnologías de captura de CO₂ al carbón, destinando el gas natural y los combustibles líquidos para aplicaciones de más valor añadido, como la industria química, hoy por hoy se está desarrollando por algunas multinacionales la tecnología de oxidación en ciclo combinado, alcanzándose el 50% en eficiencias netas frente a menos del 40% en calderas supercríticas de oxidación o cualquier otro sistema de captura con carbón. Por lo tanto, no hay que descuidar el tema de la oxidación de ciclo combinado. De hecho, en las turbinas de gas de ciclos combinados y oxidación, las eficiencias brutas serían 57% al 59% y las netas del 48%, 50%. La mayor penalización viene, como ya se ha dicho, por la unidad de separación de oxígeno, por la compresión y por la recirculación del gas hacia la cámara de combustión.

En cuanto a los costes, hay que resaltar que salvo en la postcombustión siempre se trata de costes calculados, pues no hay experiencia operativa en

oxicombustión. Se estima que podrían estar alrededor de 20 ó 30 €/ton CO₂ capturada. De hecho, 20 €/ton CO₂ capturada es el límite que se marcó en la Unión Europea para coste comercial de captura total, transporte y almacenamiento de la tonelada de CO₂.

La Figura III-4 muestra una caldera de carbón pulverizado con “oxicombustión”. Consta de unidad de separación de aire, hogar, zona de recuperación, un recuperador de calor para calentar los gases de recirculación, un precipitador, un economizador, una desulfuración, condensador de gases y el compresor que comprime el CO₂ y que en estado supercrítico (unos 200 bar) lo transporta hasta el almacenamiento.

Fig. III-4.
OXICOMBUSTIÓN CON CARBÓN PULVERIZADO



En líneas generales, esta tecnología, en cuanto a combustión, quemadores, estudio de flujo térmico y radiación, está bastante modelizada aunque aún quedan bastantes pasos por dar. La clave de todo esto está en la unidad de separación de aire. Las plantas que hay hoy comerciales son las plantas criogénicas, con consumo de auxiliares. Si en su lugar se emplea una planta de separación por membranas de alta temperatura (como la que se representa en la

parte superior de la Figura III-4) en las que hay un compresor que comprime aire, lo calienta a una temperatura de 900°C en las membranas que separan el oxígeno se obtendría también nitrógeno que al dirigirse a una turbina de gas produciría una energía eléctrica adicional. En este caso el consumo de auxiliares sería negativo, aunque no es del todo cierto pues para calentar el aire necesitamos extraer calor de la caldera. Aún así podemos decir que partiendo de una central de carbón supercrítica de 430 MW si se le coloca una unidad de separación de aire criogénica se obtendrían 348 MW, mientras que con una de membranas se llegaría a 463 MW. Por tanto, el nudo gordiano para poner estas plantas en operación comercial es el desarrollo de las plantas de separación de aire.

Entre las características técnicas de la “oxicombustión” con carbón se cuenta con una recirculación entre el 55% y el 60% del gas para inyectarlo con el oxígeno en los quemadores y amortiguar la temperatura de la llama. Aún así la temperatura de la llama que se consigue aquí es bastante elevada y, mientras en una caldera convencional la temperatura de la llama está a 1400-1500°C, aquí estamos a 2200-2300°C. El flujo térmico es el doble en una caldera de oxicombustión que en una caldera de lecho fluidizado, del orden de 567 kW/m² frente a 235. El problema del flujo térmico no es tanto su valor medio como por los picos que se alcanzan, de ahí que quizás la tecnología de “oxicombustión” sea más atractiva en calderas de lecho fluidizado que en carbón pulverizado, evitando así el deterioro de materiales. A mi modo de ver esta tecnología sólo podrá tener un desarrollo futuro en calderas de carbón pulverizado si se emplea combustión parcial de oxígeno, no puramente “oxicombustión”, tal y como se está haciendo para quemar el coque del petróleo en las antiguas calderas.

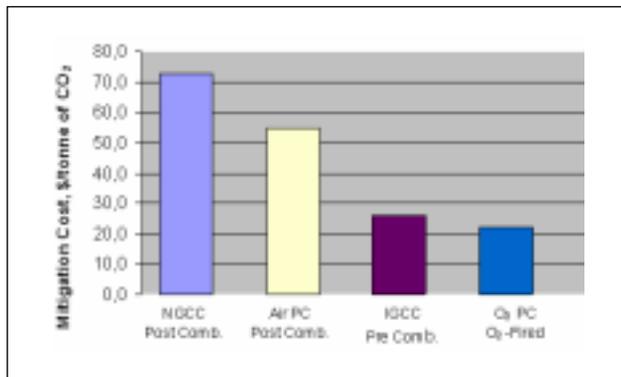
Resumiendo, las características de una caldera de carbón pulverizado operando en “oxicombustión” son: alta temperatura del hogar, no hay formación de NOX, producción neta de agua, el aumento de consumo de auxiliares con respecto a una caldera convencional (usando separador de oxígeno mediante membranas sería de un 6% o un 7%, es decir, que con una caldera supercrítica del 43% de eficiencia nos iríamos a eficiencias netas de 37%). La penalización en el rendimiento está en los tres puntos siguientes: en la unidad de separación de aire, en la unidad de compresión y en el ventilador de recirculación de gases.

ESTIMACIÓN DE COSTES

La Figura III-5 da una estimación de los costes de captura de CO₂ con diferentes tecnologías. La más cara es la captura postcombustión en ciclos combinados, lo que ha de servirnos de alerta ante la tendencia generalizada a ins-

talar ciclos combinados, pues si el precio del gas sigue subiendo y además hay que añadirle captura de CO₂ nos podemos encontrar con que los ciclos combinados que ahora estamos montando no acabaron su vida útil por anticuados. La segunda tecnología que tendría un coste de separación menor sería la de postcombustión en carón pulverizado, si bien los 50 a 60 \$/ton CO₂ que da la gráfica hay que tomarlo con muchas reservas porque a medida que se perfeccionen las aminas y se disminuyan los costes de regeneración en las torres de absorción, estas cifras pueden bajar a 20 ó 30 \$/ton CO₂. Parece claro que los IGCCs (precombustión) tienen un coste de separación más barato y la gente que trabaja en “oxicombustión” está convencida de que su tecnología será la ganadora porque tendrá los costes de separación más baratos. Yo lo que sí creo es que la oxicombustión en ciclos combinados será la campeona en cuanto al gas natural porque tiene, sin duda, mucho menos coste que la captura para absorción.

Fig. III-5.
COSTES DE CAPTURA DE CO₂.



En cuanto a los costes de inversión se puede decir que una instalación de captura de CO₂ incrementa los costes de inversión aproximadamente en un 40% y los costes de kWh entre un 25 y un 31%. No solamente hay que capturar el CO₂, sino que hay que transportarlo y almacenarlo. Transportarlo no es un problema tecnológico, es un problema de regulación. ¿Qué va a pasar en este país? ¿Va a haber un operador de CO₂ o cada empresa va a tener sus gasoductos para transportar? ¿Cómo se va a regular el almacenamiento de CO₂? ¿Desarrollará cada empresa su propio yacimiento? Queda toda una labor por desarrollar tanto en la Unión Europea como en España. La Plataforma Tecnológica europea que promueve todas estas cosas mano a mano con la Comi-

sión que se traducirán en directivas en los próximos años. Paralelamente en España hemos creado la Plataforma Tecnológica Española para el CO₂, con la que estamos haciendo una labor similar a escala nacional, coordinando con los tres ministerios (Educación y Ciencia, Medioambiente e Industria), y tratando de impulsar y desarrollar la tecnología de captura de CO₂, la regulación medioambiental, la forma de incentivar a estas plantas, para poner en práctica, en España, en 2015 o 2020 estas tecnologías.

En la Unión Europea hay una máxima clara: hasta el 2015, las plantas nuevas que se hagan tendrán que tener la mejor tecnología disponible y estar listas para acoplar a la captura de CO₂, siendo a partir de 2020 obligatoria la captura y almacenamiento de CO₂ en plantas nuevas. Pero hay países hoy en Europa, como Noruega, cuyas leyes prohíben poner una central técnica si no tiene captura y almacenamiento de CO₂. La perspectiva que tenemos desde ENDESA es que en el 2015 va a ver tecnología comercial, y cuando digo comercial es con un coste de separación de CO₂ igual o inferior a 20 €/ton CO₂ para plantas comerciales de grandes dimensiones. Aunque el objetivo de Europa se fija en el 2020, todo parece indicar que en el 2015 ya va a haber plantas con captura de CO₂.

La barrera para el desarrollo de estas tecnologías es la carencia de empresas tecnológicas, pero también hay que confiar en que hay nuevas empresas que van saliendo y que van queriendo invertir en estas tecnologías. Tenemos un Instituto de Cerámica en Castellón de primer nivel mundial, ¿por qué no se puede formar con este Instituto y algún inversor, una empresa para fabricar membranas cerámicas?

Para terminar quisiera dejar constancia de que veo la oxidación como una de las tecnologías más prometedoras sobre todo en un país como España, donde el problema de la generación futura no es tanto la tecnología sino el agua. Desde este punto de vista, sobre una central térmica convencional que requiere agua de refrigeración la tecnología de oxidación que en lugar de consumir agua la produce tiene un atractivo especial para muchos lugares y yo creo que España es uno de ellos.

BIBLIOGRAFÍA

- [III-1] IPCC, Climate Change 2007: The physical Science Basis (AR4), París, February 2007.
- [III-2] UE, Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura. Libro verde. COM (2006) 105 final. Bruselas. 8.3.2006.

CAPÍTULO VI

PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO CON CAPTURA
DE CO₂ MEDIANTE GASIFICACIÓN DE CARBÓN
INTEGRADA EN CICLO COMBINADO.
EXPERIENCIA DE ELCOGAS S.A.

Francisco García Peña

(Subdirector de Investigación, Desarrollo e Innovación. ELCOGAS)

INTRODUCCIÓN

En este capítulo se aborda la producción de hidrógeno con captura de CO₂ mediante la gasificación de carbón integrada en ciclo combinado. La exposición se basará en la experiencia de la planta de ELCOGAS, que es un instalación bastante singular y la mayor del mundo de este tipo. La planta está en operación desde 1996, comenzando a trabajar con gas de síntesis en 1998. El proyecto originalmente perseguía el objetivo de la producción de energía eléctrica dentro del ámbito de las tecnologías limpias del carbón. Posteriormente ese objetivo ha sido ampliado a la captura de CO₂ de forma óptima durante el proceso de separación, denominado precombustión en el caso de los combustibles fósiles, así como la producción simultánea de hidrógeno, con lo que se consigue combinar una planta de combustión limpia de carbón (casi cero emisiones) con una de producción de hidrógeno sin emisiones de CO₂ a la atmósfera, de modo que se tienen dos productos a partir del mismo proceso.

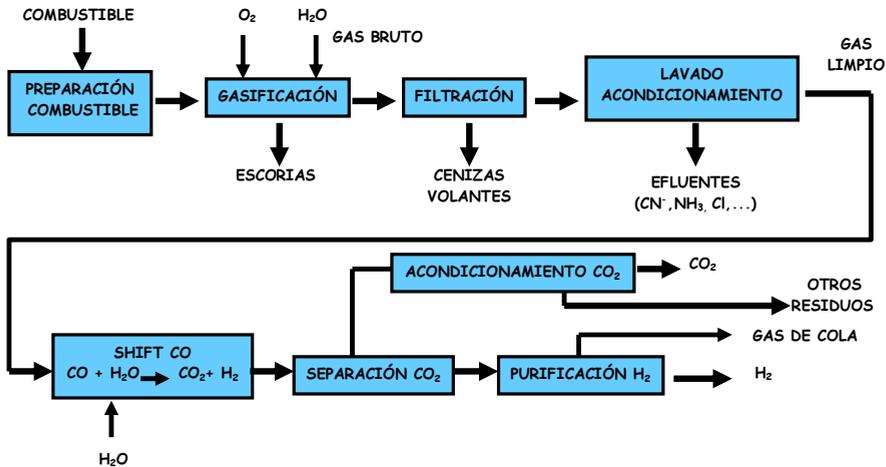
La producción de hidrógeno a partir de carbón consiste básicamente en una reacción en la que un compuesto carbonoso, ya sea carbón o un hidrocarburo, con oxígeno y agua, produce un gas, llamado gas de síntesis, que hace cien años se conocía como gas ciudad, formado por una mezcla de monóxido de carbono, hidrógeno e impurezas. Éstas últimas dependerán del tipo de combustible que se utilice: si se utiliza gas natural, las impurezas son míni-

mas; si se utiliza carbón, las impurezas son las cenizas del mismo, el azufre del carbón, etc. Desgraciadamente, los cianuros se producen con cualquier combustible por ser una atmósfera reductora. Si se utilizan residuos de refinería, como coque de petróleo, asfaltos, u otros compuestos de desechos de refinería, las impurezas se basan más en azufres, metales pesados, etc.

En todos los casos, el esquema típico de producción de hidrógeno a partir de carbón, que se viene haciendo desde hace mucho tiempo, especialmente en la síntesis del amoníaco a partir de carbón, requiere una serie de pasos, esquematizados en la Figura IV-1.

Fig. IV-1.

DIAGRAMA DE BLOQUES SIMPLIFICADO DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DE GASIFICACIÓN DE COMBUSTIBLES.



Este proceso, hasta la obtención del gas de síntesis previo a la separación del H₂ es el mismo que se utiliza en una planta GICC como es el caso de ELCOGAS.

En primer lugar, es muy importante la preparación del combustible para poder ser alimentado al gasificador. Existen muchos tipos de gasificador: de lecho fluido, de lecho fijo, de lecho arrastrado (de última generación), etc. En general es interesante trabajar a elevadas temperaturas ya que cuanto mayor sea la temperatura menor es el porcentaje de inquemados.

Fruto de esa gasificación se obtienen las cenizas del combustible. En el caso de una gasificación a alta temperatura, como ocurre con los gasificadores de lecho arrastrado, se obtienen cenizas en forma de escoria, con un punto de fusión de 1200 a 1300 °C. En el sistema de extracción pasan por un baño de

agua y cristalizan en forma de cristales de 2 ó 3 milímetros, logrando así el encapsulado de la mayoría de los metales pesados.

El gas bruto producido es enfriado primero por mezcla con gas frío filtrado o con saturación con agua (GE-*Texaco* ofrece las dos posibilidades), y posteriormente en intercambiadores que producen vapor saturado exportable al ciclo combinado.

Es inevitable que un porcentaje de ceniza sea arrastrado con el gas, por lo que hay que filtrarlo. Los sistemas de filtración pueden ser de varios tipos: filtración seca o filtración húmeda. La filtración húmeda tiene las complicaciones del tratamiento de agua (aguas grises, aguas negras, etc.), y la filtración seca tiene la complicación del elemento que se utiliza para filtrar, aunque éste es un problema solucionable. En el caso de *ELCOGAS* la filtración se realiza a unos 250°C de temperatura aproximadamente, empleando elementos cerámicos, donde se separan las cenizas volantes. Esas cenizas volantes se caracterizan por tener una granulometría muy fina, lo cual, junto con su composición, les da unas propiedades muy parecidas a la del cemento y tienen un porcentaje de inquemados inferior al 4%, por ser de lecho arrastrado. Así, estas cenizas pasan a ser un producto comercial. Ambos productos, las escorias y las cenizas volantes, en los lechos arrastrados de alta temperatura, son productos comerciales, no residuos peligrosos.

Una vez filtrados los gases y separadas las partículas, se lleva a cabo su acondicionamiento para eliminar gases o compuestos agresivos (amoníaco, halógenos, cianuros, y azufre básicamente). El gas limpio resultante presenta una composición que ya incluye cierto porcentaje de hidrógeno, cuya cantidad dependerá del combustible utilizado en el proceso, así como de la dosificación de agua. En *ELCOGAS*, se obtiene un 60% de monóxido de carbono y un 22% de hidrógeno. Otros gasificadores, que trabajan con asfalto de refinería, obtienen un 40% de hidrógeno. Todo depende del combustible y de la dosificación de agua, aunque, en definitiva, se obtiene monóxido de carbono e hidrógeno en cantidades importantes.

Si a este proceso se le aplica un paso más, que consiste en la conversión del monóxido de carbono a base de añadirle más agua, se obtiene un gas compuesto por una mezcla de CO₂ e hidrógeno. El CO₂ se puede separar por varias técnicas, dependiendo de cada caso, de la presión a la que se trabaje, de la concentración de CO₂ que se obtenga, etc. La que más se utiliza es la absorción química o la fisicoquímica, dependiendo de la presión. Ésta consiste en la separación del CO₂ para obtener un hidrógeno del 70 ó el 80% de pureza y una corriente de CO₂ por otro lado.

En la producción de hidrógeno a través de la gasificación, se está separando el CO₂ y se está obteniendo hidrógeno. Este CO₂ está listo para lo que se llama ahora CAC (Captura y Almacenamiento de Carbono). Esta tecnología se lleva utilizando desde hace muchos años, y busca la producción de hidróge-

los 1800°C. En esta cámara se produce un primer enfriamiento por mezcla con gas enfriado y filtrado, lo cual permite optimizar el rendimiento térmico de las calderas de recuperación de calor o de enfriamiento del gas. Ese gas es enfriado posteriormente hasta una temperatura de unos 250°C, produciendo con ello un vapor de alta y de media presión, que es exportado a la caldera de recuperación de calor donde se transforma en electricidad en la turbina de vapor. En ELCOGAS este vapor significa 50 MW eléctricos.

A continuación, tienen lugar otras fases: la filtración, el lavado y la separación de azufre. Esta separación de azufre en los GICC se suele realizar en dos pasos: primero se efectúa la conversión del sulfuro de carbonilo (COS) y luego la absorción del sulfhídrico en un absorbente orgánico. Con la regeneración de ese absorbente orgánico se genera un gas de Claus, rico en sulfhídrico, que es un producto típico para alimentar una planta convencional de recuperación de azufre. En ELCOGAS con la planta Claus de recuperación de azufre, de dos hornos, se produce azufre puro comercial.

Una particularidad de ELCOGAS es que en esta planta de separación de azufre el gas de cola del proceso Claus de obtención de azufre, que suele ir a un incinerador, se recicla en la unidad de separación de azufre del proceso GICC. Con esto, se alcanzan rendimientos en la separación de azufre del 99,7%, mientras que una planta normal, con todos los adelantos y los últimos procesos, no se excede el 90 ó 93%.

Otra particularidad de la gasificación integrada en ciclo combinado es la integración de la unidad de separación de aire (ASU). Para la reacción de gasificación se necesita oxígeno de una determinada pureza; ELCOGAS emplea oxígeno con una pureza del 85%, pero lo óptimo habría sido utilizarlo del 90 ó 92%. Para producir este oxígeno se cuenta con una columna de destilación criogénica que necesita aire de alimentación; si este aire se obtiene de una extracción del compresor de la turbina de gas, se está integrando y mejorando el rendimiento global de la instalación, como se hace en ELCOGAS. El objetivo de este aire es la producción de oxígeno y algo de nitrógeno puro que se empleará en procesos de inertización y en el transporte del carbón. Sobran grandes cantidades de nitrógeno residual, llamado así por tener un 2% de oxígeno. Siguiendo con la integración, este nitrógeno residual se mezcla con el gas limpio (la proporción en masa suele ser de 1:1, con lo cual se diluye el poder calorífico a la mitad, y se obtiene un triple efecto:

- En primer lugar, el efecto del incremento de potencia, ya que casi se duplica el volumen de gases a expandir, con lo cual aumenta la potencia bruta que se obtiene en la turbina de gas.
- En segundo lugar, se diluye el gas de síntesis, con lo que se está introduciendo un moderador que reduce la temperatura de llama, y en consecuencia, la generación de NO_x; de hecho, la generación de NO_x que se

obtiene cuando se trabaja con gas de síntesis es bastante menor que la que se obtiene cuando se opera con gas natural.

- Y por último, el tercer efecto consiste en una mejora de la eficiencia, ya que se está aprovechando la presión residual que queda en el nitrógeno para expandirla en la turbina de gas.

A la vista de la Figura IV-2 se observa que para arrancar la turbina de gas en gas de síntesis, primeramente se tiene que arrancar en gas natural, estabilizar el ciclo combinado con este tipo de gas, comenzar la extracción de aire y arrancar la planta de fraccionamiento de aire. Sólo cuando la planta de fraccionamiento de aire produce oxígeno en calidad y cantidad suficientes se enciende el gasificador. Una vez que el gasificador produce gas en la calidad y cantidad suficientes, se puede hacer el cambio automático en la turbina de gas, de gas natural a gas de síntesis. Este proceso requiere un mínimo de doce horas funcionando en gas natural antes de poder emplear el gas de síntesis. Este proceso de arranque supone una penalización económica, dados los precios actuales del gas natural. En ELCOGAS este arranque supone unos 200.000 €, que sobrepasa lo que recibimos del sistema eléctrico por la electricidad producida en ese tiempo.

El futuro, por tanto, se encuentra en una solución intermedia. Esta completa integración es una opción que se escogió en Europa para las dos centrales que existen: la holandesa y la de ELCOGAS. Las dos centrales americanas, por el contrario, escogieron una menor o nula integración. En su caso, el oxígeno se compra a un productor. Con esto se evita la penalización económica pero se obtiene un peor rendimiento. Tras la experiencia de ELCOGAS parece razonable un punto intermedio, es decir, en poner un compresor de arranque de forma que se puedan iniciar el aire y el gasificador, sin tener la turbina de gas en espera utilizando gas natural.

Tabla IV-1.
COMPOSICIÓN DE DISEÑO DEL COMBUSTIBLE DE ELCOGAS.

	Carbón	Coque	Mezcla (50/50)
Humedad (% peso)	11,80	7,00	9,40
Ceniza (% peso)	41,10	0,26	20,68
C (% peso)	36,27	82,21	59,21
H (% peso)	2,48	3,11	2,80
N (% peso)	0,81	1,90	1,36
O (% peso)	6,62	0,02	3,32
S (% peso)	0,93	5,50	3,21
PCI (MJ/kg)	13,10	31,99	22,55

ELCOGAS utiliza una mezcla de carbón y de coque de petróleo al 50%, estando representadas sus características de diseño en la Tabla IV-1. La principal característica del carbón es que lleva más del 40% de ceniza, y la principal característica del coque es el porcentaje de azufre, superior al 5%. La mezcla obtenida viene a ser un combustible razonable, con menos del 21% de cenizas y menos del 3,5% de azufre.

La Tabla IV-2 muestra las eficiencias y emisiones nominales, lográndose una eficiencia bruta del orden del 47% y neta del 42%.

Tabla IV-2.
POTENCIA Y EMISIONES NOMINALES DE LA PLANTA DE ELCOGAS.

Potencia eléctrica	Turbina de gas (MW)	Turbina de vapor (MW)	Total bruto (MW)	Total neto (MW)
		182,3	135,4	317,7
Eficiencia (PCI)	Bruta (%)		Neta (%)	
	47,12		42,2	
Emisiones	g/kWh		mg/Nm ³ (6% Oxígeno)	
SO ₂	0,07		25	
NOx	0,40		150	
Partículas	0,02		7,5	

La composición del gas se refleja en la Tabla IV-3. Antes del proceso de limpieza contiene aproximadamente un 1% de azufre. Después de la limpieza, este porcentaje es mínimo y los cianuros desaparecen, con una proporción

Tabla IV-3.
COMPOSICIÓN DEL GAS DE SÍNTESIS DE ELCOGAS.

Gas Crudo			Gas limpio		
Composición	Media real	Diseño	Composición	Media real	Diseño
CO (%)	59,26	61,25	CO (%)	59,30	60,51
H ₂ (%)	21,44	22,33	H ₂ (%)	21,95	22,08
CO ₂ (%)	2,84	3,70	CO ₂ (%)	2,41	3,87
N ₂ (%)	13,32	10,50	N ₂ (%)	14,76	12,5
Ar (%)	0,90	1,02	Ar (%)	1,18	1,03
H ₂ S (%)	0,83	1,01	H ₂ S (ppmv)	3	6
COS (%)	0,31	0,17	COS (ppmv)	9	6
HCN (ppmv)	23	38	HCN (ppmv)	-	3

CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂

aproximada de un 60% de monóxido de carbono y 22% de hidrógeno, con bajo porcentaje de CO₂. Por el contrario, en los gasificadores Texaco, (ELCOGAS emplea tecnología similar a SHELL), este porcentaje de CO₂ es más alto, del orden de 15 ó 20%.

La Tabla IV-4 compara diferentes tecnologías avanzadas de generación eléctrica a partir de carbón. Se observa que la eficiencia neta del GICC es comparable a la de las tecnologías supercríticas, por lo que la emisión de CO₂ es, por tanto, comparable. Sin embargo, donde no cabe comparación de ningún tipo es en las emisiones de azufre y NOx, ya que con la tecnología GICC las emisiones están muy lejos de las otras tecnologías disponibles para funcionar con carbón. A modo de ejemplo, la Tabla IV-5 muestra un estudio que hizo el Depar-

Tabla IV-4.
TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE CARBÓN.

Factor	GICC	Lecho fluido atmosférico	PC subcrítica	PC supercrítica
Eficiencia Neta (% PCI)	39,2 – 43,1	36,0	36,0	42
Emisión CO₂ (kg/MWh)	712 – 783	852	852	774
Emisión SO₂ (kg/MWh)	0,07 – 0,14	1,40	2,50	2,15
Emisión NOx (kg/MWh)	0,05 – 0,40	0,80	2,30	1,10

Tabla IV-5.
COMPARATIVA CENTRAL SUPERCRÍTICA DE CARBÓN PULVERIZADO Y GICC.
FUENTE: WISCONSIN DEPT. OF NATURAL RESOURCES [IV-1].

Contaminación anual	600 MW SCPC est	600 MW IGCC	IGCC Reducción
CO (Ton/año)	3.169	564	2.605
NOx (Ton/año)	1.859	1.396	463
SO₂ (Ton/año)	3.961	1.117	2.844
Hg (Ton/año)	0,03	0,01	0,02
Fluoruros (Ton/año)	23	1	22
S en otras formas (Ton/año)	264	26	238
Partículas (Ton/año)	475	199	276
Emisión Total (Ton/año)	9.751	3.303	6.448

tamiento de Recursos Naturales de Wisconsin [IV-1] en el que se compara una central supercrítica de carbón pulverizado con un GICC, dando el peso de cuántas toneladas de contaminantes se ahorran al año con un GICC.

Entre las ventajas de la tecnología GICC, en primer lugar, hay que hablar de la alta eficiencia. Se logran eficiencias de alrededor del 42%, aunque tiene un gran potencial de mejora; el mismo potencial que tienen los ciclos combinados, ya que, básicamente son ciclos combinados lo que se usa, que en lugar de gas natural utilizan como combustible un gas más barato. Con las últimas generaciones de ciclos combinados que hay en el mercado, se podría hablar de eficiencias netas del 50% con carbón. La alimentación es flexible, ya que se puede alimentar con carbón de diversas calidades (prácticamente cualquier calidad de carbón es admisible en la gasificación), pero también se pueden utilizar combustibles alternativos como el coque de petróleo. Por ejemplo, en Florida, se están planteando funcionar exclusivamente con coque de petróleo, porque es mucho más barato. También se puede funcionar con residuos sólidos urbanos y con biomasa, como la planta holandesa, que está funcionando con un 30% de biomasa en co-gasificación con carbón. En este sentido, en Alemania hay gasificadores pequeños, del orden de 40-50 MW, que llevan años funcionando con residuos municipales, peletizados.

Otro aspecto muy importante en el ciclo combinado es la disponibilidad de combustible secundario. Uno de los detrimentos que tiene la tecnología GICC es la baja disponibilidad, aunque relativa, de gas de síntesis. Sin embargo, tiene la ventaja de poder disponer de dos combustibles: gas natural y gas de síntesis, de modo que si falla este último, siempre queda el ciclo combinado con gas natural. De este modo la planta se puede entender como un ciclo combinado que puede funcionar en gas natural, pero si se produce gas de síntesis suficiente, se puede utilizar este combustible, que vale un tercio del precio del gas natural. Esto ofrece una gran fiabilidad en cuanto al suministro de energía.

Otra ventaja es la flexibilidad del producto. Se puede dedicar la actividad a la producción de electricidad, utilizando el gas de síntesis como combustible en una turbina de gas, pero este gas de síntesis se puede dedicar también a la producción de hidrógeno, a la separación de CO₂ de combustibles fósiles o a la producción de metanol, amoníaco, o gasolina a través de los procesos de licuefacción del gas de síntesis. Esto se lleva haciendo en Sudáfrica durante más de 30 ó 40 años, al no disponer de petróleo pero sí de mucho carbón. Esta ventaja ofrece un menor riesgo, ya que la producción se puede definir de acuerdo a los mercados.

Desde el punto de vista medioambiental, esta tecnología supone unas menores emisiones de CO₂ que cualquier otra planta basada en carbón. No se puede hablar de eficiencias mejores, sino de eficiencias similares a las centrales supercríticas. También ofrece un mejor potencial para planta de cero emisiones por permitir la captura de CO₂ en precombustión.

Asimismo, ofrece muy bajas emisiones de gases ácidos y de partículas, similar o mejor a la de los ciclos combinados con gas natural, y menores residuos, ya que la escoria, azufre, ceniza y sales del tratamiento de las aguas de efluentes son subproductos comerciales. Ofrece también un menor consumo de agua que otras plantas basadas en carbón, puesto que al ser un ciclo combinado consume la mitad de agua que cualquier otra planta basada en carbón; algo muy importante.

No se producen dioxinas ni furanos cuando se utilizan combustibles orgánicos, ya que con las altas temperaturas de la reacción de gasificación, las moléculas son disociadas, destruidas, y no hay posibilidad de producirlos. Además, se trabaja en una atmósfera reductora que lo imposibilita. En ELCOGAS se llegó a hacer una prueba, con la crisis de las vacas locas, de co-gasificar con el carbón harinas cárnicas, para demostrar a la Junta de Castilla La-Mancha que era el mejor método, desde el punto de vista medioambiental, de destruirlas. Hicimos las mediciones, y no obtuvimos ningún tipo de dioxinas ni furanos, mientras que cualquier otra planta de combustión convencional sí se habrían emitido en el caso de combustibles orgánicos.

Por otro lado, es el mejor método para eliminar emisiones de mercurio. El carbón suele estar contaminado con mercurio, y la legislación acerca de esto se está endureciendo muchísimo. Si se han de separar las partículas de mercurio de los gases de escape de una caldera convencional, el coste de la instalación sería enorme. Sin embargo, aquí se puede hacer antes de quemarlo en la turbina de gas: en el gas de síntesis. La mayor parte del mercurio desaparece al principio con la escoria y la ceniza volante encapsulada, y para el poco mercurio restante, sólo se requiere poner un filtro de carbón activo de 1 ó 2 m³ y cambiarlo una vez al año. Ése es todo el coste. Realizar esta limpieza en las plantas convencionales supone unos costes 20-30 veces mayores que en un GICC.

Desde el punto de vista de la economía, cabe resaltar que el coste variable del kWh con carbón es muy bajo en comparación con el gas natural. En lo que respecta a la captura de CO₂, hay opiniones distintas al respecto, pero la tecnología GICC ofrece menores costes, y muestra de ello es que las empresas que se están lanzando a hacer plantas a escala industrial de más de 250 MW, con separación de CO₂ para su almacenamiento geológico, lo están haciendo con GICC, es decir, con precombustión, y no con postcombustión ni oxicomustión. Además, los residuos son productos comerciales, por lo que suponen unos ingresos adicionales.

En cuanto a la sostenibilidad, las reservas de carbón conocidas tienen una duración estimada de 200 años, y las de gas de natural, de alrededor de 40 ó 50 años. La precombustión admite casi cualquier combustible con suficiente carbono, lo cual le confiere una importante ventaja desde el punto de vista sostenible.

Una de las principales desventajas que tiene es que la tecnología está en estado de demostración. Hay cuatro grandes plantas basadas en carbón de 250 a 330 MW de capacidad en todo el mundo: dos en Estados Unidos y dos en Europa. Estas plantas de GICC, que están funcionando desde el año 1993 ó 1994, tienen una disponibilidad de entre el 60 y el 80% con gas de síntesis, lo cual es muy bajo. La causa proviene principalmente de la falta de madurez. La experiencia operativa se limita a tan sólo estas cuatro plantas, no doscientas ni trescientas. Las primeras cuatro plantas, obviamente, sufren las consecuencias de la falta de madurez en el diseño. Además, las cuatro que existen o bien se han construido sin referencias o bien las referencias de que disponían eran plantas piloto, como mucho de escala 1:50, pero no había centrales de referencia de las que importar los aprendizajes de la experiencia. Esto hace suponer que la siguiente generación de plantas GICC alcanzaría una disponibilidad mucho mejor.

La falta de madurez tecnológica se nota en el diseño de los sistemas auxiliares. Esto es algo que no tiene nada que ver con la tecnología de la gasificación, sino que está relacionado con tecnologías supuestamente conocidas, como es el manejo de sólidos, la corrosión de tuberías en paradas, el comportamiento de los filtros cerámicos, qué materiales hay que utilizar en cada proceso, qué procedimiento de operación es el que se debe emplear para la extracción de escoria o de ceniza volante desde 24 bar de presión hasta la presión atmosférica, etc. Y algo muy importante, de gran influencia, es el comportamiento de las turbinas de última generación con gas sintético o con gas natural. Existe una fuerte competencia entre los fabricantes de turbinas por conseguir vender la turbina de mayor potencia y mejor eficiencia. Obviamente, quien ofrece la turbina con mayor potencia y mejor eficiencia está ofreciendo algo que no existe actualmente en el mercado; son prototipos, turbinas no probadas. Si se apuesta por la tecnología más puntera, se está corriendo el riesgo de que pueda salir bien, con una mejora importante en el proceso, o de que salga mal.

En el caso de ELCOGAS el resultado de las turbinas de gas no fue satisfactorio. En 1992, cuando se firmaron los contratos, se adjudicó el suministro del ciclo combinado a SIEMENS, que ofreció la turbina 94.3, la de mayor potencia en aquel momento (200 MW ISO), escalada de un modelo 64.3 de potencia pequeña (de 50-70 a 200 MW), y no ha dado un buen resultado. De hecho, SIEMENS abandonó la venta de ese modelo enseguida, y sólo existen cinco turbinas como la de ELCOGAS en el mundo: cuatro funcionando en gas natural, y la de ELCOGAS, que funciona con gas natural y con gas de síntesis. En modelos posteriores SIEMENS cambió a combustores anulares para este tamaño de turbina.

Otra de las desventajas es la excesiva integración entre unidades. Esta tecnología tiene una eficiencia óptima cuando está funcionando en operación normal, pero en los arranques se producen pérdidas económicas considera-

bles, como se ha comentado antes. Los procesos son más complicados que los de otras plantas eléctricas de generación. Las empresas eléctricas están acostumbradas a que en una planta de producción de energía eléctrica la mayor complicación sea una turbina de vapor, mientras que en la gasificación, el funcionamiento de un GICC está más próximo al de una planta química. La gasificación es un proceso químico, y posteriormente se requiere un proceso de limpieza del gas, lo cual también es un proceso químico. Por ello, los procesos son más complicados que los de una caldera y su turbina de vapor; se requiere un aprendizaje.

Como prueba de todas las observaciones anteriores baste decir que, en los últimos años, las empresas petroquímicas de Japón, Italia, EE.UU. y Holanda han instalado GICCs que funcionan con residuos de refinería. Estos GICCs cuentan en su totalidad, desde los tres primeros años, con una disponibilidad por encima del 92%. Aunque también es cierto que la industria química está acostumbrada a otorgar una mayor importancia a la disponibilidad frente a la inversión: no se puede parar la producción de productos químicos. Por ello, los GICC integrados en refinería suelen tener al menos dos trenes de gasificación. Si falla un tren, se tiene la seguridad de que el otro tren va a entrar, y así no se deja de fabricar el producto químico. Por otro lado, también es cierto que, al no utilizar carbón, la cantidad de cenizas del combustible es menor, y el problema de las cenizas es un inconveniente importante, sobre todo cuando hay que extraerlas desde 25 bar de presión hasta presión atmosférica.

Finalmente, el otro punto débil son los altos costes de la inversión. Las que existen, costaron entre 1500 y 2000 €/kW. Actualmente, con la optimización de los procesos, lo que está aceptado es que un GICC de unos 400 MW de potencia instalada cueste entre 1600 y 1850 €/kW, dependiendo de la tecnología y del combustible, ya que la preparación de este último (grado de secado, capacidad de molienda, capacidad de almacenamiento, etc.) es muy costosa. Esto viene a ser tres veces más de lo que cuesta un ciclo combinado con gas natural.

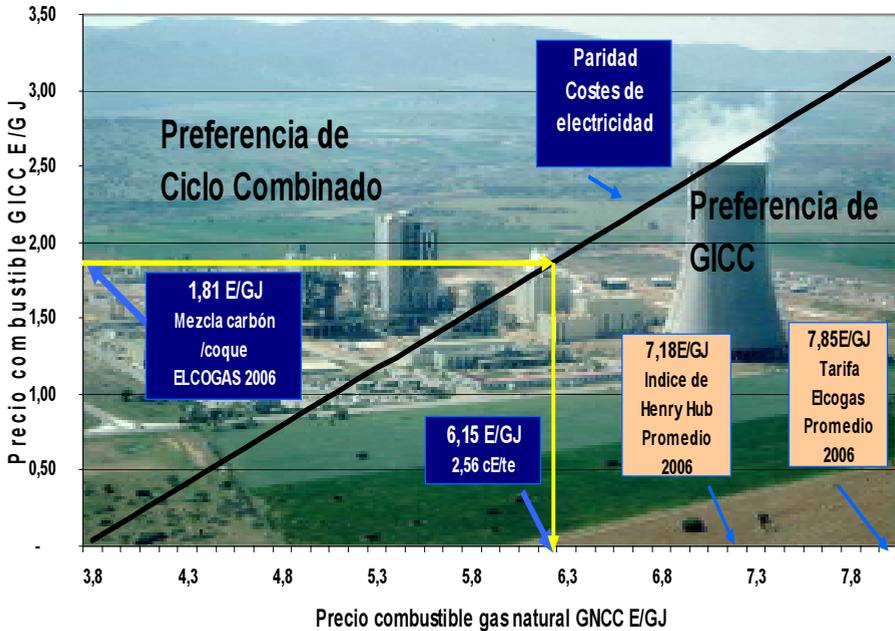
Desde mi punto de vista, éste es el principal inconveniente que tiene esta tecnología, ya que requiere una inversión alta, y el movimiento de mercados que hay en los últimos años no fomenta correr riesgos en altas inversiones, aunque el coste de la electricidad final pudiera ser menor.

La Figura IV-3 está basada en un estudio realizado por EPRI, para el DOE en 2002 [IV-2], en la que aparecen los precios y los parámetros actualizados por ELCOGAS, según han subido los índices de los bienes de equipo y construcción. Aquí se sugiere que, en función del precio del combustible utilizado en el GICC y del precio del gas natural, se equilibra el coste final de la electricidad funcionando con un ciclo combinado de gas natural o con un GICC. En el caso de ELCOGAS, el combustible (carbón y coque) en 2006 costó una media de 1,81 €/GJ, lo que quiere decir que habría sido rentable funcionar con

un ciclo combinado de gas natural en la instalación de gasificación si el precio del gas natural hubiese estado por debajo de 6,15. Sin embargo, la tarifa a la que ELCOGAS compró el gas natural en 2006 estaba en 7,85 y el índice de referencia de evolución mundial del precio del gas natural se situó en 7,18. Con esos costes es evidente que en 2006 el coste de generación de electricidad es claramente favorable al GICC sobre el ciclo combinado clásico de gas natural. Pese a ello las Eléctricas no se están lanzando a construir GICC, sino ciclos combinados de gas natural, posiblemente por el elevado nivel de inversiones requeridos en el caso GICC.

Fig. IV-3.

LÍMITE DE COMPETITIVIDAD ECONÓMICA ENTRE GICC Y GNCC. FUENTE: ESTUDIO EPRI-DOE REALIZADO EN EL AÑO 2002 [IV-2]. ACTUALIZADA POR ELCOGAS A 2006.



La Tabla IV-6 muestra los datos medios de los costes variables (combustible) de 2006 en ELCOGAS. Aparece reflejado el coste variable de operar con gas natural (60,04 €/MWh), que sería el mismo que para un ciclo combinado con gas natural. Por contra, cuando se operaba con GICC, con la mezcla de carbón, coque y algo de gas natural empleado en el secado del combustible, el coste era de 17 a 18 €/MWh. Éste es el gran valor que tiene el GICC. La inversión cuesta tres veces más, pero el coste variable de producción es tres veces menor.

Tabla IV-6.
COSTES DE COMBUSTIBLE DE ELCOGAS EN 2006.

Modo operación	Combustible	Rendimiento térmico (kJPCS/kWh)	Coste combustible (€/GJPCS)	Coste parcial (€/MWh)	Coste total (€/MWh)
CCGN	Gas natural	7.649	7.85	60.04	60.04
	Carbón	2.934	2.19	6.43	
	Coque	5.994	1.42	8.51	
GICC	Consumo auxiliar GN	376	7.85	2.95	17.89

En cuanto a los costes de operación y mantenimiento de un GICC vienen a estar entre 15 y 20 €/MWh. La mayor parte de estos son costes fijos, pero depende de la producción anual. Por tanto, 15 a 20 €/MWh junto con los 18 €/MWh de costes de combustible, da un coste de producción (sin gastos financieros) del orden de 30-35 €/MWh. A eso hay que añadirle los gastos financieros, que en el caso de un GICC son los más importantes.

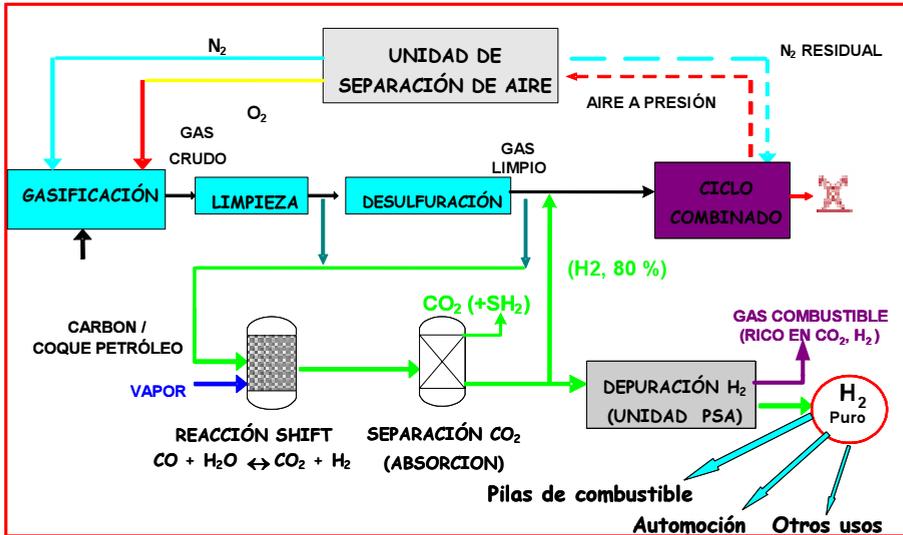
UTILIZACIÓN DE LA TECNOLOGÍA GICC EN LA COPRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO Y ELECTRICIDAD

Se ha indicado antes que el proceso de un GICC es el mismo que el que se utiliza desde hace decenas de años para la producción de hidrógeno a partir de carbón. El GICC consiste en esto: la gasificación, limpieza, desulfuración, ciclo combinado, integración con el aire, etc., y para producir hidrógeno, lo único que hay que hacer es utilizar este gas de síntesis, que ahora se emplea como combustible en el ciclo combinado. Hacer la conversión del CO a CO₂ + H₂ y separar el CO₂. Con lo cual se tendría una corriente de gas rica en hidrógeno, que puede ser utilizada directamente como combustible en la turbina de gas, sin mucha capacidad de desarrollo. El esquema simplificado del proceso aparece en la Figura IV-4.

Otro de los inconvenientes que se le han atribuido a esta tecnología es que se requeriría un gran desarrollo de las turbinas de gas para poder funcionar con combustibles ricos en hidrógeno. Esto es cierto si la concentración de hidrógeno supera el 50%, pero en un GICC donde se integre la unidad de separación de aire con el retorno del nitrógeno residual para mezclarlo con este gas, la proporción de hidrógeno viene a ser del 40%. Y actualmente hay muchas turbinas de gas en el mundo, sobre todo integradas en refinería, que

Figura IV-4.

DIAGRAMA DE BLOQUES PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO MEDIANTE GICC.



funcionan con 40% de hidrógeno sin ningún problema. En un GICC no se requiere el nuevo desarrollo de quemadores para funcionar con 40% de hidrógeno; con la tecnología actual se puede funcionar perfectamente con hidrógeno, separando el CO₂. Pero también se puede mandar ese hidrógeno a depuración, y obtener hidrógeno puro para otros fines, entre ellos, por ejemplo, pilas de combustible.

La reacción gas agua para transformar el CO en CO₂ y H₂ se puede hacer con el gas de síntesis desulfurado o sin desulfurar. En este caso el azufre se separaría como SH₂ conjuntamente con el CO₂. De este modo, si quisiéramos después disponer de este CO₂ para almacenamiento geológico sin azufre, por ejemplo, se podría separar el azufre entonces, lo que es más barato que separarlo aguas arriba. Pero también se puede almacenar conjuntamente el CO₂ con el sulfhídrico, como se está haciendo en Canadá, lo cual ahorraría aún más los costes al eliminar esta desulfuración del proceso actual de los GICC. En lugar de producir azufre puro para comercio y fertilizantes, se puede devolver a la tierra y almacenarlo geológicamente igual que otras muchas cosas. Hoy día todos los criterios de la Comisión Europea se inclinan por que el CO₂ de almacenamiento geológico debe ser puro. Sin embargo, en Canadá se está haciendo esto porque su carbón local de Alberta contiene mucho azufre, el cual tras haber sido extraído en las centrales se les acumula en forma sólida en los puertos y no le dan salida comercial, por lo que han optado por su almacenamiento geológico.

Se puede realizar la separación del CO₂ en toda la corriente de gas de síntesis, o se puede hacer parcialmente, en un 50% con el gas de síntesis y un 50% con el gas natural. En ese caso, las emisiones de CO₂ serían aproximadamente las mismas que las de un ciclo combinado de gas natural. La inversión en este caso sería mucho menor, y permite, además, tener una disponibilidad de corriente de hidrógeno para un futuro negocio hacia el sector químico o producción de hidrógeno puro e introducción en la economía del hidrógeno.

Si se quiere separar completamente, se puede evitar el 90% del CO₂, haciendo pasar toda la corriente de gas de síntesis al separador, y produciendo un combustible que, después de ser mezclado con el nitrógeno residual, tendría un 40% de hidrógeno y generaría electricidad aquí o derivaría una parte a la producción de hidrógeno purificado en mayor o menor grado. Ésa última sería la idea de la operación con los GICC.

La Tabla IV-7 muestra una comparación de métodos de captura de CO₂. Aunque esta sección esté enfocada hacia el hidrógeno, al hablar de producción de hidrógeno a partir de carbón, es preciso hablar de las tecnologías de precombustión de separación de CO₂, que llevan inherente la producción de hidrógeno. Si se comparan las tecnologías de separación de CO₂ de combustibles fósiles (tecnología de postcombustión, precombustión y oxicomcombustión) y se ven los tres estudios más relevantes que hay: el primero, que realizó la Agencia Internacional de la Energía (IEA) en 2003, el informe del Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC) de 2005, y el Informe de Trabajo de la Plataforma Cero Emisiones (ZEP) europea, respaldada por la Comisión, se ven valores muy dispares.

Así, si se analiza el coste de la electricidad, el informe de la IEA se muestra muy favorable a la precombustión frente a las otras; el informe del IPCC no lo deja muy claro, porque da unos márgenes muy amplios, mientras que el informe de la ZEP europea lo pone muy parejo, dando, si acaso, una pequeña ventaja a la oxicomcombustión. Esto son estudios teóricos, claro. Evidentemente, en el coste de la captura, sale favorecido, sin duda, el GICC (la precombustión), excepto en el informe de la ZEP europea, donde sale favorecida la oxicomcombustión.

Sin intentar hacer juicios de valor, cabe decir que todos estos estudios están muy influidos por la hipótesis de partida, es decir, dependiendo del escenario, se obtiene una cosa u otra, porque no existe un número suficiente de plantas en el mundo para comparar. Por ejemplo, la Tabla IV-8 muestra un estudio que realizado por la Agencia de Medio ambiente de Estados Unidos para el gobierno americano en 2006. Aquí se compara la captura de CO₂ precombustión en un GICC con la captura postcombustión en una central de carbón pulverizado supercrítica, quedando claro que la precombustión (GICC) presenta mejores prestaciones que la captura postcombustión.

PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO CON CAPTURA DE CO₂ ...

Sin entrar en discusiones sobre qué estudio es más fiable, lo que es evidente es que con los GICC se logran dos objetivos: se entra en la producción de hidrógeno de combustibles fósiles junto con separación de CO₂, por lo que si ya es propiamente una tecnología competente, al añadirle este paso, es todavía más competente.

Tabla IV-7.

COMPARATIVA TÉCNICO-ECONÓMICA DE MÉTODOS DE CAPTURA DE CO₂ [IV-3, IV-4, IV-5].

FUENTE	POSTCOMBUSTION			PRECOMBUSTION			OXYCOMBUSTION		
	ZEP, 2006	IPCC, 2005	IEA GHG, 2003	ZEP, 2006	IPCC, 2005	IEA GHG, 2003	ZEP, 2006	IPCC, 2005	IEA GHG, 2003
Eficiencia del sistema de captura, %	85	85-90		92	85-91		91	91	
Incremento del coste de la electricidad, %		42-66	50		20-55	24-26		29-119	56-82
Disminución de la eficiencia, %		11-15	8-11		5-9	6-8		5-11,2	8-13
Tipo de planta	PC	PC	PC	GICC	GICC	GICC	PC	PC	PC
Coste de la electricidad, cent €/ kWh	5,7	4-6	6,6	5,8	5-7,3	5-6	5,5	4-6	6-8
Coste de la captura €/tCO₂	22,4	40-65	55-60	21,1	13-38	23-33	17,6	35	57-66

Tabla IV-8.

COMPARATIVA TÉCNICO-ECONÓMICA DE MÉTODOS DE CAPTURA DE CO₂ PRE-Y POSTCOMBUSTIÓN [IV-6].

	IGCC (precombustión)	PC Supercrítica (postcombustión)
Potencia neta (sin captura de CO ₂), MW	425	462
Reducción de potencia neta, %	14	29
Incremento de consumo específico, %	17	40
Incremento de costes totales de capital, %	47	73
Incremento coste final de electricidad, %	38	66
Coste de la captura de CO ₂ , \$/ton	24	35

En Europa hay una tendencia a no clarificar cuál es el método más conveniente. Se quiere favorecer mucho a la oxicomcombustión. Así, se va a instalar una planta de 30 MW en Alemania. En España, en la plataforma del Bierzo se va a construir una caldera de varios MW con tecnología oxicomcombustión. Sin embargo, en el resto del mundo se están inclinándose más por la tecnología GICC. En particular, EE.UU. se decanta claramente por la tecnología GICC. Existen también proyectos significativos en Australia y China.

Otro argumento a favor de esto es un estudio sobre el hidrógeno de la Agencia Internacional de la Energía de 2005, que hace previsiones, en la transición hacia la economía de hidrógeno, sobre cuáles serían los costes de producción de hidrógeno según la tecnología que se utilice, resumidos en la Tabla IV-9. Las previsiones son que el hidrógeno más barato sería el obtenido a partir de gas natural con captura de CO₂. No obstante, el obtenido a partir de carbón, con captura de CO₂, tendría un orden de costes similar, mientras que otras tecnologías como la de la biomasa, la tecnología nuclear, eólica, termosolar o fotovoltaica estarían muy lejos. Esto es muy importante porque, a excepción de la energía nuclear, todas son energías renovables. Este estudio revela que con esta tecnología sería posible quitar la imagen de “sucio” y “contaminante” del carbón, pues en esta aplicación no produce emisiones y logra unos costes mucho menores que las energías renovables, con lo que resulta más sostenible.

Tabla IV-9.

COMPARATIVA DE COSTES DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO (€/GJ H₂, AÑO 2020) [IV-7].

H₂ de gas natural con captura de CO₂	5,6 - 8,9
H₂ de carbón - GICC con captura de CO₂	6,5 - 8,9
H₂ de biomasa (gasificación)	8,1 - 14,5
H₂ de energía nuclear	12,1 - 16,2
H₂ de energía eólica	13,7 - 18,6
H₂ de energía termosolar	21,8 - 28,3
H₂ de energía solar fotovoltaica	38,0 - 60,6

INICIATIVAS ACTUALES

En Europa existen varios proyectos activos, relacionados con la producción de hidrógeno y separación de CO₂ a partir de combustibles fósiles:

- El ENCAP, es un estudio teórico sobre las tecnologías de captura de pre-combustión, que se encarga de la mejora de la captura de CO₂ en grandes centrales térmicas.

- El DYNAMIS-HYPOGEN fue la respuesta europea a la iniciativa americana del FUTUREGEN. Su objetivo era instalar una central de producción de hidrógeno y electricidad con separación y almacenamiento geológico de CO₂ a partir de combustibles fósiles. La diferencia con FutureGen está en que desde que se lanzó, hace cuatro años, se ha avanzado únicamente en la elaboración de estudios teóricos.
- El CACHET, sobre la captura de CO₂ y producción de hidrógeno a partir de combustibles gaseosos.
- E-ON en Inglaterra ha anunciado un proyecto que se llevará a cabo entre 2006 y 2011 en una central de GICC con captura y precombustión con almacenamiento geológico del CO₂ en el Mar del Norte.
- La planta que ha anunciado RWE en Alemania, también cuenta con un plan que abarcará desde 2006 hasta 2014. En sus objetivos de trabajo plantea como principal problema de 2006 a 2008 que se defina y regule el sistema de gestión de almacenamiento de CO₂ (dónde se puede almacenar el CO₂, quién es el propietario de ese almacén de CO₂, quién es el responsable de cuidar la estanqueidad de ese almacén, etc.). Todos estos aspectos no están regulados, y la mayoría lo identifica como la principal traba para empezar a avanzar.

Se lleva trabajando durante cincuenta años en lo que se llama EOR (Enhanced Oil Recovery) o EGR (Enhanced Gas Recovery), inyectando CO₂ en pozos de gas o de petróleo para agotarlos obteniendo un 20-30% más de lo que se obtendría sin la inyección de CO₂. No obstante, como almacenamiento estanco no se está llevando a cabo en ningún sitio, y ése es el primer problema. RWE así lo identifica. Su plan espera que esto esté decidido en 2008, y que a partir de entonces se lance el proyecto de verdad. El Proyecto "Peterhead Hydrogen Project" de Escocia consiste en el almacenamiento geológico de CO₂ y producción de hidrógeno a partir de gas natural. Obtienen gas natural con CO₂ de pozos del Mar del Norte, por gasoductos lo transportan hasta la costa, allí producen hidrógeno a partir del gas natural y el CO₂ lo retornan al pozo para obtener más gas natural.

- El proyecto de Nuon tiene dos vertientes: la planta de demostración, situada en Limburg (Holanda), es una planta parecida a ELCOGAS, donde van a instalar una planta piloto para explorar las tecnologías de captura de CO₂ en precombustión. La información obtenida será usada para la construcción del nuevo GICC que están haciendo de 1200MW en Eemshaven (Holanda).
- Existe otro proyecto en Noruega, en una central de gas natural a la que se pretende dotar de captura de CO₂.
- En Polonia existe una iniciativa de General Electric para construir un GICC con almacenamiento de CO₂, pero hasta ahora sólo es un proyecto en debate.

- El POWERFUEL en Reino Unido es un proyecto que lleva en funcionamiento, por lo menos, tres o cuatro años. El proyecto está aprobado pero está ralentizado por falta de financiación. Otro proyecto de Reino Unido es el que está coordinado por PROGRESIVE ENERGY que tampoco está ejecutándose, sino que está en proyecto.

En cuanto a proyectos relacionados con el almacenamiento de CO₂ cabe mencionar unos cuantos, aunque la mayoría están orientados hacia estudios teóricos o estudios sobre cómo monitorizar un posible pozo de almacenamiento de CO₂. A excepción de algunos, como el CO2STORE, que en un principio fue un proyecto de BP y STATOIL en el Mar del Norte, en la plataforma Sleipner (Noruega), que empezó en 1997 inyectando CO₂ en la citada formación y a lo largo de varios años han estudiado cómo evolucionaba ese almacén de CO₂. Básicamente consiste en extraer gas natural y devolver CO₂ a una zona próxima donde existe un acuífero poroso. Realizaron estudios sísmicos y midieron cómo evoluciona y cómo se difunde ese CO₂ en el punto de almacenamiento. Se ha observado que el CO₂ tiende a expandirse horizontalmente en finas láminas entre los sedimentos. Este proyecto tenía prevista su finalización en 2002, pero actualmente lo están continuando bajo el nombre de CO2REMOVE.

En el resto del mundo, como hemos dicho anteriormente, el FUTUREGEN, que es el más avanzado, ha formado un consorcio industrial hace un año y medio, y dedicaron el año pasado a la selección del emplazamiento. Hay un presupuesto aprobado ya por el DOE de mil millones de dólares, de los cuales el DOE pone 750 y el consorcio industrial pone los 250 restantes. El año pasado, en octubre o noviembre, hicieron una oferta pública entre los condados que quisieran darle emplazamiento, y muchos se ofrecieron, por lo que no tienen problema para escoger un lugar donde instalar la planta con almacenamiento geológico de CO₂.

Hay otros proyectos en California, donde hay mucho movimiento (Carson Hydrogen Power); también en Canadá (OPTI/Nexen Project), sobre todo en cuanto al agotamiento de pozos petrolíferos.

En China está el proyecto GREENGEN, que prevé tres proyectos como el FUTUREGEN. Están diseñando su propio gasificador. Hay rumores de que ya lo tienen instalado en sitios ocultos de China, funcionando, de 1000 t/d, 2500 t/d y 3000 t/d, estando previsto acoplar a los dos últimos GICCs de 300 y 400 MW, respectivamente.

Por último, el proyecto ZEROGEN de Australia, peculiar porque se emplea el proceso de gasificación integrada en ciclo abierto, esto es, no hay ciclo combinado, sino que la turbina de gas funciona en ciclo abierto, con gas obtenido de la gasificación, integrada en la turbina de gas. Separando el CO₂ previamente del gas de síntesis para almacenarlo geológicamente.

De estos proyectos, me gusta resaltar que hay cuatro GICC grandes de compañías eléctricas funcionando en el mundo: el de Tampa Electric (Florida), el de **Wabash river** (EE.UU.), que ha estado cambiando de propietario muchas veces, el de Limburg (**Holanda**) y el de ELCOGAS, que es de un consorcio formado por casi todas las compañías eléctricas españolas, junto con **EDF, ENEL y EDP**.

Tanto Tampa Electric, como Nuon han decidido construir nuevos GICC, basándose en su experiencia en las plantas previas. Nuon va a construir en Eemshaven (Holanda) un GICC de 1200 MW, con producción de hidrógeno y almacenamiento geológico de CO₂, y utilización, además, de biomasa hasta un 30%. Tampa Electric tienen en proyecto sumar 630 MW al GICC que tienen actualmente funcionando de 250MW, aunque no han mencionado si llevarán a cabo el almacenamiento geológico de CO₂.

Esto es, las dos compañías que son únicas propietarias de la planta GICC (Nuon y Tampa) apuestan por el futuro de esta tecnología en corto plazo.

Por último, en Japón, desafortunadamente, no informan de sus avances. Se dice que están desarrollando un gasificador Mitsubishi cuya principal característica es que se trata de una gasificación con aire, lo cual reduciría mucho los costes de inversión, ya que se eliminaría de este modo la planta de separación de aire. Están trabajando en este proyecto, y deben de estar a punto de finalizar su construcción.

A parte de esto, en Japón se han hecho GICC integrados en refinería, con unos resultados muy buenos. El primer año, por ejemplo, contaban con una disponibilidad del 80%.

ACTIVIDADES DE ELCOGAS

Lo más relevante en esta línea de hidrógeno y CO₂ es el Proyecto Singular Estratégico (PSE) que aprobó el Ministerio de Educación y Ciencia en 2005 sobre tecnologías avanzadas de generación, captura y almacenamiento de CO₂, que tiene como objetivo, a nivel nacional, el desarrollo de estas tecnologías alrededor del CO₂ y su almacenamiento geológico.

Dentro de este proyecto, existen cinco subproyectos:

- Tecnologías precombustión, en el que participa ELCOGAS. Tiene como objetivo validar a escala industrial, explorando también las alternativas a escala de laboratorio, las tecnologías de la separación de CO₂ en precombustión con producción de hidrógeno.
- Tecnologías postcombustión, que lideraba Endesa. No obstante, Endesa ya no quiere seguir participando en este proyecto porque en los dos años anteriores no han recibido ningún tipo de financiación.

- Tecnologías oxidación, liderado por CIEMAT, que es lo que se va a llevar a cabo en la plataforma de El Bierzo.
- Almacenamiento geológico de CO₂, que tiene el objetivo de elaborar un mapa en España sobre las zonas donde se puede almacenar CO₂. Se trataría de un mapa real, con pozos y sondeos reales, muy ambicioso. Aunque hasta el momento también se han recibido muy pocas subvenciones del Ministerio, parece que se va a reanimar el apoyo a esta actividad.
- Aceptabilidad y gobernanza de los procesos de almacenamiento de CO₂, liderado por CIEMAT, que consiste en la aceptación pública del almacenamiento geológico de CO₂.

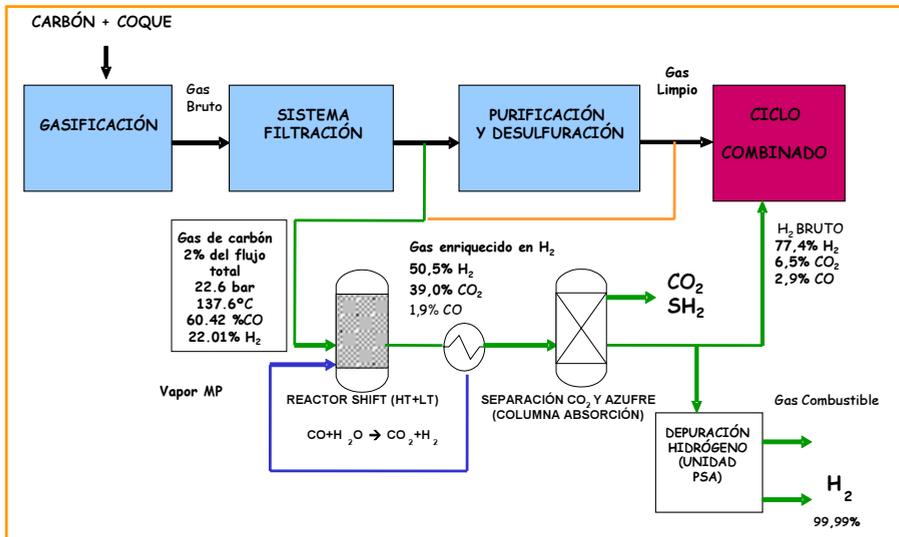
Entrando en detalle en el subproyecto de ELCOGAS se puede decir que cuenta con un presupuesto de alrededor de 19 millones de euros. Uno de los objetivos es poner una planta de escala 1:50; es decir, en la planta actual se pretende integrar un módulo que, a escala 1:50, haga la conversión del monóxido de carbono a CO₂ para así poder separar el CO₂ y obtener hidrógeno puro o no puro. ELCOGAS coordina este subproyecto; como ingeniería están Empresarios Agrupados y Técnicas Reunidas, aunque estos últimos tampoco quieren seguir participando por falta de financiación. Colaboran la Universidad de Castilla La-Mancha, el INCAR de Oviedo y el propio CIEMAT. También participa ENDESA, pero quiere retirarse por no haber recibido financiación hasta la fecha.

El principal problema en este proyecto es la falta de financiación. Hasta la fecha, febrero 2007, se ha recibido tan sólo un 2 ó 5% de financiación. Pero se está acudiendo a la financiación regional, y de la Junta de Castilla La-Mancha es muy probable que se logre una financiación importante por convenios que se están firmando entre las Comunidades y el Ministerio de Educación.

La Figura IV-5 muestra un diagrama de bloques del subproyecto. Se trata de derivar de la planta actual una corriente ya sea antes de sulfurar o bien después (se va a hacer de las dos formas para probar las dos metodologías). Se van a probar dos tipos de catalizadores: catalizadores ácidos, que van a favorecer la reacción de conversión con el gas de síntesis sin desulfurar, obteniendo así una mezcla de CO₂ y sulfhídrico, y catalizadores dulces, para hacer la conversión con el gas de síntesis desulfurado. Esto permitirá explorar la problemática, tecnología y costes. Con este proyecto se dispondrá de una unidad de producción de hidrógeno puro de una capacidad de alrededor de 2000m³/h de hidrógeno, que a fecha de hoy es muy grande: se saturaría el mercado actual de hidrógeno distribuido con una planta como ésta, de escala 1:50.

Fig. IV-5.

PROPUESTA DEL SUBPROYECTO COORDINADO POR ELCOGAS DENTRO DEL PSE.



REFERENCIAS

- [IV-1] Wisconsin Dept. of Natural Resources, air pollution control operation permit 03-RV-166, Elm Road generating station, issued January 14, 2004, Table 1, page 3 (Pittsburg #8 coal).
- [IV-2] Holt, N. Gasification technology status. August 2002. EPRI, 2002.
- [IV-3] WG1. Power Plant and Carbon Dioxide Capture. Draft final report dd. 13 october 2006. ZEP.
- [IV-4] IPCC. Special report on carbon dioxide capture and storage. IPCC Special Report. 2005.
- [IV-5] IEA-GHG, International Test Network for CO₂ Capture: Report on 5th Workshop (PH4/22), Jul 2003.
- [IV-6] EPA-430/R-06/006, Final Report Environmental Footprints and Costs of Coal-Based Integrated Gasification Combined Cycle and Pulverized Coal Technologies, July 2006.
- [IV-7] IEA, Prospects for hydrogen and fuel cells (Energy technology analysis), 2005.

CAPÍTULO V

ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂

Roberto Martínez Orío

(Técnico del I+D+I del Grupo de Almacenamiento Geológico de CO₂)

INTRODUCCIÓN

La etapa final del proceso iniciado con la captura del dióxido de carbono en los centros de emisión, es su almacenamiento en un espacio del que no pueda escaparse. Entre las opciones de almacenamiento de CO₂ se ha planteado la inyección en océanos, pero presenta el inconveniente de ser una tecnología inmadura que va a ser difícil que deje de serlo porque las oposiciones sociales y los daños medioambientales potenciales son considerables y han sido incluidos en tratados y legislaciones que incluso prohíben la experimentación en este campo.

Otra opción es la carbonatación mineral que consiste en una reacción entre el CO₂ y silicatos cálcicos o magnésicos que darían lugar a la formación de carbonatos cálcicos y a sílice. El gran inconveniente de esta tecnología es su elevado coste económico, así como un gran coste ambiental pues se está hablando de reacciones con millones de toneladas de CO₂, lo que conllevaría el empleo de millones de toneladas de silicatos, dando lugar a una minería a gran escala con sus problemas asociados.

Pese a las alternativas anteriores, habitualmente en almacenamiento de CO₂ se maneja como primera opción el almacenamiento geológico. Presenta como inconveniente la falta de conocimiento del potencial y la localización geográfica, es decir, el almacén se halla en un lugar concreto y es preciso transportar el CO₂ desde la central hasta dicho almacén. Entre las ventajas de esta tecnología se encuentra que es aplicable directamente por la experiencia en exploración y producción de petróleo, gas y carbón, así como en inyección de residuos y protección de aguas subterráneas. Otra ventaja es que se manejan tiempos de retención de varios miles de años en adelante.

POSIBLES ALMACENES GEOLÓGICOS DE CO₂

Dentro del almacenamiento geológico existen tres posibles líneas:

- Depósitos de hidrocarburos (gas o petróleo)
- Capas de carbón no minables
- Las llamadas formaciones salinas profundas, formaciones permeables con agua salada, no hay un acuerdo claro en la terminología. Técnicamente son acuíferos, en tanto que son formaciones capaces de retener agua y transmitirla, pero se evita esta terminología porque el uso que tiene habitualmente la palabra “acuífero” está asociado a un recurso hídrico, si bien en esta aplicación se entiende que los contenidos en sólidos disueltos del agua impiden que pueda ser aprovechada como recurso hídrico, por lo que se intenta usar el término de formaciones profundas con agua salada.

Dentro de los depósitos de hidrocarburos hay dos tipos: los que todavía contienen hidrocarburos y donde el CO₂ sería utilizado como un apoyo para la producción, dando lugar a una producción terciaria de petróleo, uso para el que el CO₂ se ha venido empleando desde hace décadas, si bien en esta nueva tecnología la inyección se hace de forma que el CO₂ no sale a la superficie con el petróleo sino que se queda almacenado en el subsuelo. La opción de las capas de carbón no minables es especialmente interesante cuando contienen gas natural, componente del conocido grisú, de modo que la inyección de CO₂ aporte también un beneficio.

PROYECTOS DEL IGME

Dentro del Instituto Geológico y Minero de España se ha creado un Grupo de Almacenamiento Geológico de CO₂, dirigido por Miguel Ángel Zapatero. El Grupo cuenta con la alimentación del resto de Departamentos del IGME, dado que el proceso analizado es bastante complejo y se requiere el apoyo de diferentes especialidades, desde expertos en hidrogeología y aguas subterráneas, geología, geofísica, ...

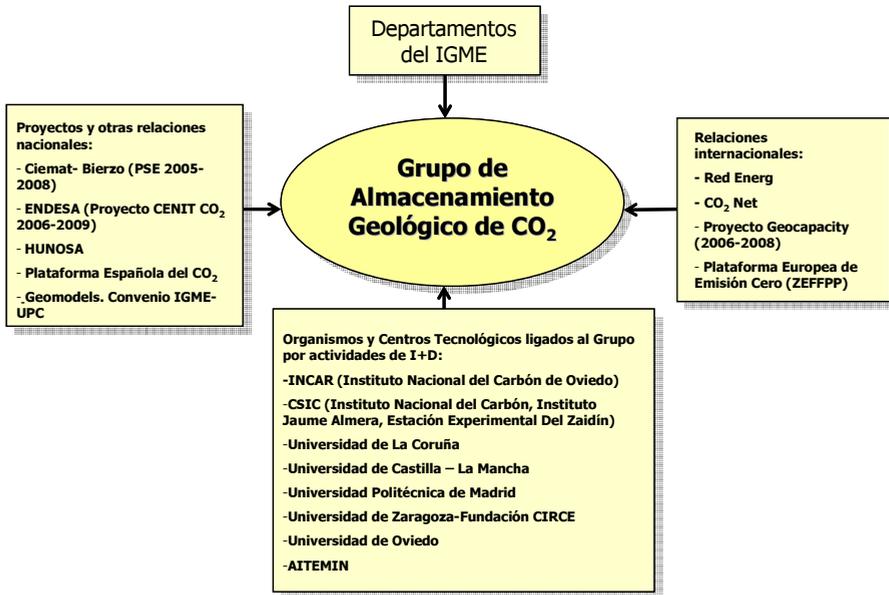
Estos estudios se desarrollan a través de Proyectos Nacionales, como el proyecto CENIT CO₂, liderado por ENDESA y con un horizonte de 2006 a 2009. También existe una colaboración con la Plataforma CIEMAT-El Bierzo y con la recientemente creada Fundación Ciudad de la Energía en el marco de un Proyecto Singular Estratégico y otras iniciativas. Se colabora con HUNOSA en relación a los carbones de Asturias, así como con la Plataforma Española del CO₂, existiendo otros convenios de modelizaciones geológicas con la Universidad Politécnica de Cataluña.

El IGME también está presente en foros internacionales como las redes de investigación Energy and CO₂ Net, la Plataforma Europea de Emisión Cero (ZEFFPP) y el proyecto Geocapacity que integra a dieciséis países de la Unión Europea con el fin de evaluar las capacidades teóricas de las principales formaciones con potencial de almacenamiento de CO₂ en estos países e intentar aunar las redes de todos ellos países para buscar los posibles mejores almacenes.

Las relaciones del Instituto en este área no se ciñen sólo a estos proyectos, estableciéndose colaboraciones con el INCAR de Oviedo, el CSIC, Universidades, ...

Fig. V-1.

ESQUEMA DEL GRUPO DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂ DEL INSTITUTO GEOLÓGICO Y MINERO DE ESPAÑA



METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DE POTENCIALES DE ALMACENAMIENTO DE CO₂

Los mecanismos de almacenamiento geológico de CO₂ pueden clasificarse de diferentes formas [V-1], pero habitualmente esta clasificación se realiza según la forma en que el CO₂ queda atrapado en la formación y se agrupan en dos tipos: físicos y químicos.

Los físicos se caracterizan por la inmovilización del CO₂ como gas libre o fluido supercrítico. El primer mecanismo es el entrapamiento estático en el que el CO₂ quedaría atrapado en el subsuelo como lo está habitualmente el petróleo, es decir, en estructuras anticlinales o en trampas estatigráficas por cambio de permeabilidad. Incluso se habla de cavernas construidas aunque los primeros estudios prácticamente imposibilitan esta opción. Posteriormente se puede desarrollar el entrapamiento residual de gas, similar al comportamiento de una esponja empapada en agua, que tras haber sido exprimida y haber migrado el agua de ella aún retiene agua contenida en los espacios del poro irreductible. Por último está el entrapamiento hidrodinámico que es el que se produce por la presión que ejerce el agua de la formación. Así, los flujos de agua pueden ejercer una presión importante sobre el CO₂ que se encuentra atrapado en la formación impidiendo su migración.

Otros procesos son los químicos, generalmente más lentos que los físicos. El primero es el llamado entrapamiento por solubilidad y consiste en que el CO₂ se disuelve en el agua de la formación donde se inyecta. También es posible el entrapamiento mineral que se verifica debido a que el CO₂ reacciona químicamente con la matriz de la roca almacén. Por último, el entrapamiento por adsorción que es particular del carbón y que es debido a la tendencia que presentan los sólidos porosos a atrapar el CO₂ y dejarlo adherido en sus paredes.

El CO₂ se inyecta en el fluido en unas condiciones de presión y temperatura tales que se encuentre en estado supercrítico debido a que en condiciones normales (0°C y 1 bar) 1 tonelada de CO₂ viene a ocupar 509 m³. En el estado supercrítico, que se alcanza a partir de los 31,1°C y 73,8 bar el CO₂ puede ocupar aproximadamente 1,39 m³ (35°C y 100 bar), es decir que en el subsuelo se tiene unas necesidades de espacio mucho menores de las que existen en superficie. El estado supercrítico es interesante porque aunque la densidad es como la de un líquido, la viscosidad es como la de un gas, lo que favorece mucho la inyección. Así, la permeabilidad de una formación a CO₂ en estado supercrítico es mucho mayor que al agua, por ejemplo. De esta forma, con una porosidad ideal del 30%, que es lo que se obtendría en una buena arenisca de la granulometría adecuada y desplazando un 80% del agua contenida en los poros 1 tonelada de CO₂ en estado supercrítico (700 a 1000 m de profundidad, según el gradiente geotérmico) ocuparía 6 m³ de roca almacén.

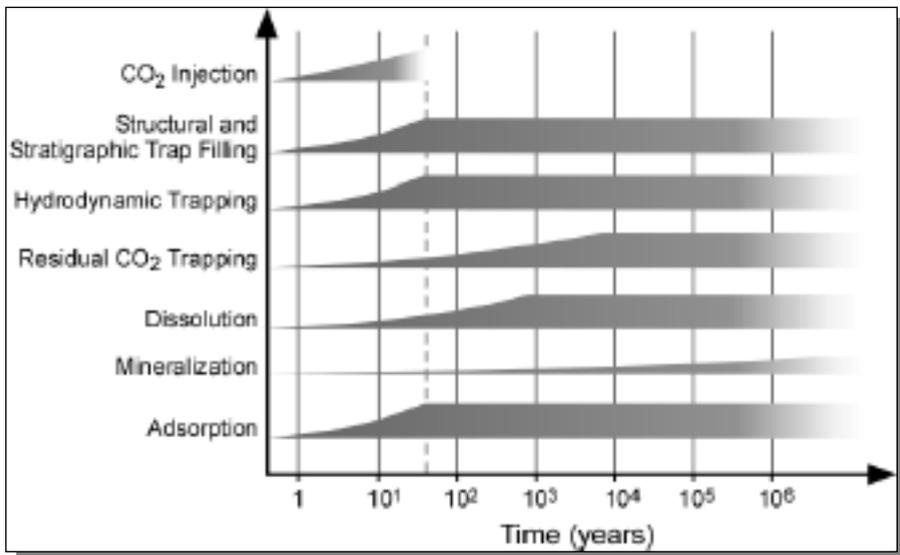
Otro requisito, además de la adecuada capacidad de la roca almacén es lo que se denomina inyectividad, que expresa el ritmo de inyección que se puede mantener. Así, si se encuentra una formación de capacidad adecuada pero por sus características de permeabilidad presente un ritmo de flujo de entrada bajo (baja inyectividad) no sería un almacén adecuado, ya que el CO₂ está siendo emitido a ritmo constante en los focos de emisión.

A lo largo del tiempo y desde que se iniciaron los estudios de almacenamiento de CO₂, en los que a nivel mundial hay que remontarse al año 1992, ha habido muchísimas estimaciones por muy diferentes métodos, en los que la variación y los márgenes a lo largo del tiempo han sido muy variados.

Los mecanismos de entrapamiento se desarrollan a lo largo del tiempo de manera distinta, en función del mecanismo y de la formación donde se inyecta. Según muestra la Figura V-2, si la duración de la inyección de CO₂ es de 50 años, que sería la vida útil de una central, si la inyección tiene lugar en yacimientos de hidrocarburos o formaciones con agua salada se desarrollarán fundamentalmente los mecanismos de entrapamiento estructural o estratigráfico e hidrodinámico, mientras que el entrapamiento residual, por disolución o por mineralización resultan poco importantes. En el caso de emplear carbón todo lo que se inyecte quedará entrapado por adsorción. A lo largo del tiempo, en unos centenares o pocos miles de años se irá desarrollando el entrapamiento residual y por disolución, mientras que la mineralización requerirá decenas de miles de años. Lamentablemente, los mecanismos que tardan más en desarrollarse son los más seguros, es decir, el CO₂, si ha reaccionado con la roca matriz y ha formado un carbonato, queda fijado para siempre en el subsuelo mientras que si queda retenido simplemente

Fig. V-2.

VALORACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DURANTE LA FASE OPERACIONAL DE INYECCIÓN DE CO₂.



por una formación sello impermeable que estaría sobre la roca almacén, no está fijado, sólo atrapado. Por tanto, uno de los temas fundamentales al buscar un almacén va a ser asegurar que el sello es efectivo, de modo que el entrapamiento estructural se asegure que va a funcionar. El resto de mecanismos se irán desarrollando con el tiempo y contribuirán a la seguridad del almacenamiento.

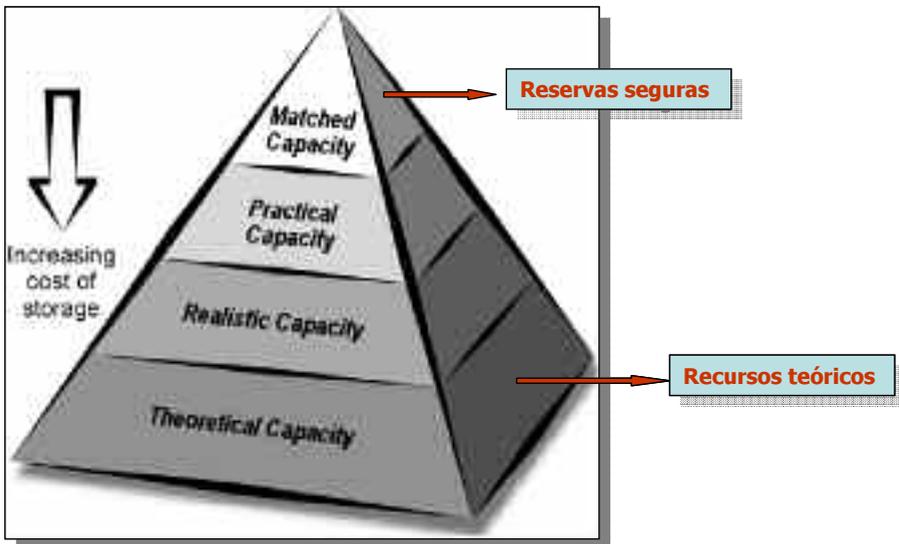
Para calcular las capacidades de los almacenamientos se recurre a un concepto clásico minero de recursos/reservas de tipo piramidal, como muestra la Figura V-3, en el que la base de la pirámide, más amplia, generalmente han sido los recursos teóricos, que en este caso sería la capacidad teórica y el vértice lo ocupan las reservas seguras que en este caso se habla de capacidad segura o comprobada. Dependiendo del punto de partida en esta pirámide para llegar arriba el coste sería superior.

Esto supone que se está igualando la capacidad de un almacenamiento con un recurso geológico. La Figura V-4 muestra otra pirámide que es un gráfico triple que relaciona la efectividad del entrapamiento con los mecanismos de entrapamiento y el total del volumen del reservorio que se ha utilizado para entrapar.

Otro concepto piramidal es que tiene que ver con la escala de valoración y el grado de conocimiento. Así la base de la pirámide hace alusión a capacidades teóricas que responden al volumen de poro total que tiene la forma-

Fig.V-3.

CONCEPTO PIRAMIDAL DE RECURSO/RESERVA.



ción la escala será la mas amplia, denominándose “escala de cuenca”. Según se fuese avanzando en el estudio se iría a una escala regional y local, para llegar finalmente a la escala concreta del emplazamiento.

OBJETIVOS ACTUALES DEL IGME

Los objetivos que en la actualidad persigue el IGME en almacenamiento de CO₂ son los siguientes:

- Se ha elaborado un inventario de los principales focos emisores de CO₂, así como de las infraestructuras de transporte en España, integrándolas en un sistema de información geográfica (GIS). Esto es un trabajo prácticamente finalizado y persigue establecer un sistema que permita unir las principales fuentes de emisión con los lugares de almacenamiento mediante las infraestructuras adecuadas, de tal modo que se determinase para cada foco de emisión su almacenamiento más efectivo.
- Por otra parte se están desarrollando criterios, guías y procedimiento de selección de emplazamientos. Es un trabajo también prácticamente concluido salvo la vigilancia tecnológica necesaria para mantenerlo actualizado.
- La siguiente labor es la preselección de formaciones favorables a escala regional para el almacenamiento y valoración del potencial regional de almacenamiento geológico. Esta fase también está finalizada y se publicará en breve. Se han determinado unas capacidades teóricas a nivel nacional de unas 45 a 50 Gton, lo que equivaldría a unos 100 años de las emisiones totales en España. Si se restringe el almacenamiento a los grandes focos de emisión esta capacidad aumentaría muchísimo.
- En la actualidad, impulsado por el CENIT-CO₂ se está realizando el estudio de detalle de algunas zonas seleccionadas, integrándolas en el GIS y estimando los volúmenes almacenables de CO₂ en ellas.
- Paralelamente se ha iniciado la elaboración de modelos de comportamiento de CO₂ en el almacén, así como modelos para determinar la superficie adecuada a la tasa de inyección anual. Este estudio está en sus primeras etapas pero se están obteniendo resultados satisfactorios que están siendo avalados por instituciones europeas.
- Por último se llevará a cabo un análisis de los posibles escenarios de almacenamiento así como una valoración económica de los mismos. En definitiva, se trata de una cadena captura-transporte-almacenamiento y se trata de que todo salga rentable, pues si existiesen otras alternativas más rentables habría que abandonar éstas.

Inventario de las fuentes de emisión de CO₂ e infraestructuras de transporte

La Figura V-4 muestra el plano final de los focos de emisión y las infraestructuras de transporte. Como se ve, los principales focos de emisión se encuentran agrupados junto a las costas y en torno a Madrid, pero la red de infraestructuras resulta bastante adecuada a estos centros de emisión. Evidentemente no se está planteando usar la red de gasoductos para transportar el CO₂, pero se considera que si finalmente el transporte se llevase a cabo mediante canalizaciones sería más fácil de establecer si éstas corriesen paralelas a las redes de gas, aprovechándose de los caminos abiertos por éstas.

Fig.V-4.

INVENTARIO DE LAS FUENTES DE EMISIÓN DE CO₂ E INFRAESTRUCTURAS DE TRANSPORTE
(ELABORADO POR IGME).



Posibles almacenes geológicos de CO₂ en España

Se han establecido dos tipos de almacenes según el beneficio económico que se pueda obtener. Hay algunos almacenes denominados económicos que tendrían una recuperación secundaria, como los depósitos de petróleo y gas

(EOR y EGR), las capas de carbón (ECBM) y algunas pizarras bituminosas con gas. Otras alternativas son los almacenes no económicos que serían las formaciones con agua salada y otros almacenes alternativos como podrían ser yacimientos de sal o rocas basálticas. En el caso de las cavernas de sal parece que su capacidad nunca sería la suficiente como para poder servir como almacenamiento definitivo de una central de escala comercial (500 ó 1000 MW), pero quizás sí podrían servir como almacenamientos temporales para usos posteriores del CO₂. En cuanto a las rocas basálticas hay una gran controversia pues desde Estados Unidos se las considera como la solución definitiva, mientras que hay estudios en la Unión Europea que muestran que su capacidad de almacenamiento no es buena. En cualquier caso desde el IGME se siguen con atención todos los estudios sobre estos temas.

Capas de Carbón

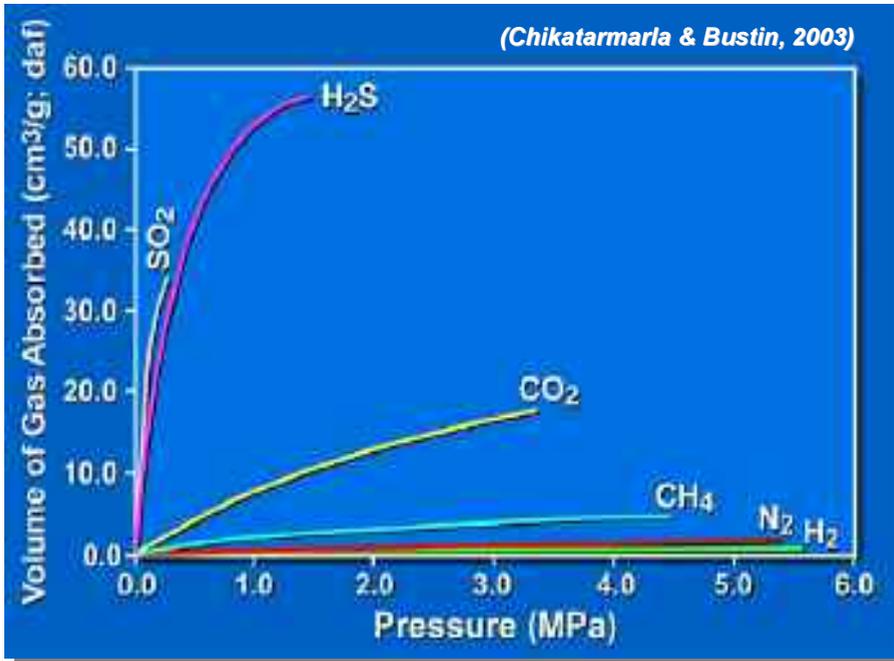
Así pues, en España se han estudiado todos estos tipos de almacenes, y quizás por la tradición del IGME en el estudio de las cuencas de carbón se comenzó el estudio por ellas. El principal interés en estas formaciones radica en el metano contenido en las mismas, por lo que se realizó una investigación sobre el contenido en gas de las capas de carbón españolas y se establecieron los principales recursos aprovechables. El problema fundamental es que las cuencas de carbón son muy conocidas en los tramos que han sido explotados pero para profundidades mayores el nivel de conocimiento es muy limitado. El principal atractivo consiste en la revalorización económica al poder extraer el gas, puesto que la capacidad de almacenamiento no es muy elevada en comparación con la de las formaciones con agua salada. En este sentido esta revalorización económica puede dar lugar a proyectos económicos interesantes que permitan generar los ingresos necesarios para llevar a cabo pruebas de laboratorio que permitan avanzar en otras tecnologías de mayor capacidad.

En cuanto al cálculo de las capacidades teóricas de almacenamiento se ha utilizado diferentes fórmulas, como la de Van Bergen et al (2001) y White et al (2005) [V-2] que ha sido recomendada por el “Carbon Sequestration Leadership Forum” que es el que se está erigiendo en organismo superior para aprobar los proyectos de almacenamiento de CO₂ y que basándose en una ecuación sencilla de cálculo del gas disponible y de los ratios de sustitución del gas metano por CO₂ permiten calcular cuál sería el potencial total de las capas de carbón para almacenamiento de CO₂.

El experimento principal que permite establecer esos ratios de sustitución de metano por CO₂ son las llamadas isoterms de adsorción, como las mostradas en la Figura V-5. Consisten en que a una determinada temperatura que se considere que es la que va a tener la formación en profundidad se lleva a ca-

Fig.V-5.

ISOTERMAS DE ADSORCIÓN DEL CARBÓN.



bo un ensayo en el que se va aumentando poco a poco la presión a la que se ve sometida la muestra y se van inyectando diferentes gases, determinándose así la capacidad de adsorción del carbón para diferentes gases en función de la presión, de modo que si se estima la presión que habrá en la formación se puede conocer la capacidad de sustitución del CO₂ por el metano que haya en la formación. Para realizar estos ensayos el IGME adquirió una balanza electromecánica de precisión, comenzando a obtener ahora los primeros resultados.

Depósitos de petróleo y gas

Otra opción son los depósitos de petróleo y gas que son muy escasos en España. Los pocos yacimientos que hay, a medida que se han ido agotando, se han dirigido al almacenamiento estratégico. Existen aún en explotación unos yacimientos de gas en el suroeste peninsular, aunque se trata de depósitos de volúmenes bastante pequeños, y el yacimiento de petróleo de Ayoluengo, en la provincia de Burgos, que registra actualmente unas producciones bajas, si bien en los años 70 logró producciones considerables. En el Mediterráneo

Norte REPSOL está desarrollando los estudios del campo de Casablanca, habiendo participado en una iniciativa europea de bastante envergadura, el proyecto CASTOR, estando en estos momentos a la espera de que haga públicos los resultados. Sin embargo, la exploración de petróleo en España, que sí ha sido intensa, permite asegurar que existen numerosas trampas no productivas en varias cuencas sedimentarias que pueden ser utilizadas como almacenamientos de CO₂.

Nuevamente para determinar la capacidad teórica de almacenamiento se puede recurrir a la fórmula de Van Bergen et al (2001) y White et al (2005) [V-2], que en esta ocasión es algo más complicada por la aparición de la saturación en agua, los volúmenes de agua inyectada, producida o desplazada y el máximo desplazamiento. Ésta no es la única fórmula que puede emplearse ya que también se dispone de al menos otras dos, lo que ha permitido realizar una triple evaluación, comparando finalmente los resultados.

Cuencas sedimentarias con formaciones con agua salada

Finalmente quedan las formaciones con agua salada. A nivel preliminar existe una información amplia sobre los potenciales acuíferos porque al no haber tenido históricamente pozos de petróleo e ir descendiendo la pluviometría en España la investigación hidrogeológica se ha desarrollado mucho, buscando recursos hídricos a profundidades que en otros países resultan increíbles. Esto permite conocer los acuíferos del subsuelo en varias zonas de una manera bastante importante. No se conoce datos precisos de los acuíferos con agua salada porque hasta el momento no presentaban interés. Sin embargo, la integración de los datos de las exploraciones del petróleo con las hidrogeológicas puede permitir al final realizar una cuantificación de esas capacidades teóricas que se acerque bastante a la realidad. Al no tener petróleo ni gas se dispone de mucha agua salada, por lo que se cree que la capacidad de almacenamiento puede ser bastante elevada.

Para evaluar este tipo de formaciones se ha determinado dónde se encuentra el techo del Paleozoico, es decir, a qué profundidad se encuentra el basamento cristalino. Esto se determina porque este basamento no es útil para el almacenamiento, por lo que todas las áreas donde no haya un espesor de sedimentos de al menos 800 m, que es la profundidad a la que se pueden conseguir las condiciones de presión y temperatura de fluido supercrítico, son eliminadas del balance. El territorio que ha quedado con ese espesor de sedimentos necesario se dividió en diversas zonas según el nivel de conocimiento de las mismas para llevar a cabo la evaluación.

Para evaluar el potencial teórico en las formaciones permeables profundas se aplicó una expresión dada por la Universidad de Indiana, que se ha quedado algo obsoleta y se ha sustituido por la del CSLF.

Como ejemplo de la metodología que se está siguiendo en la investigación de las formaciones con agua salada en España se ha expuesto el ejemplo del estudio llevado a cabo en la cuenca de Almazán (Soria). Principalmente se dispone de información de tipo geofísico sísmica a través de sondeos. Las líneas sísmicas en general se encuentran en unos formatos bastante anticuados, por lo que antes de poder usarlos han de ser reprocesados y reinterpretados de cara a los objetivos perseguidos en el almacenamiento de CO₂. Posteriormente se correlacionan los sondeos disponibles buscando las formaciones de interés que son aquellas constituidas por rocas porosas, fundamentalmente areniscas y algunos carbonatos.

Dificultades en la selección de emplazamientos

Las dificultades en la selección de emplazamiento han sido:

- Petróleo y gas:
 - Dificultad de acceso a la información por la oposición de las compañías explotadoras.
 - Como depósito “On-shore” sólo se cuenta con el campo petrolífero de Ayoluengo.
 - En cuanto a las explotaciones “Off-shore” REPSOL está efectuando su investigación y en el resto los costes de la exploración son siempre más caros que en tierra.
- Carbón:
 - Es preciso realizar cubicaciones más precisas que las existentes para las capas no minables a partir de 800 m hasta 1000 - 1100 m.
 - Es preciso determinar con precisión el concepto de lo que es “no minable” y “minable”, lo que a través de las reservas estratégicas el Ministerio de Industria lo ha dejado relativamente claro, pero eso es un concepto dinámico.
- Formaciones con agua salada:
 - A más de 800 m de profundidad la información del subsuelo no es suficiente.
 - En algunas zonas donde se detectaron indicios de petróleo se concentra mucha información, mientras que en otras es inexistente.
 - Dificultad de acceso a dicha información debido a problemas de formatos que requieren un tratamiento digital y nueva ordenación.

Estudios de modelización

A nivel de modelado se está estudiando como parámetro principal la inyectividad, ya que sin ella no puede haber almacenamiento. Se han ido deter-

minando a través de los sondeos disponibles algunos parámetros de permeabilidad, coeficientes de almacenamiento, transmisividades, ... , otros de características del fluido como densidad, viscosidad, compresibilidad, ... Con todo ello se han planteado modelos donde existen diversas estrategias de inyección. Se ha realizado un análisis previo sobre la dimensión de las formaciones de almacenamiento a investigar según cómo sea el comportamiento de la formación almacén respecto a la inyección, desde un almacenamiento completamente elástico a otro completamente inelástico con algunas etapas intermedias de desplazamientos parciales de fluido, etc. Como ejemplo, en un caso de estos intermedios se ha estudiado formulando diversas hipótesis sobre la densidad del fluido a distintas profundidades, la presión de la formación, la eficiencia del almacenamiento, el desplazamiento del agua, etc, qué áreas serían precisas para responder al almacenamiento de todo lo que emita una central durante su vida. Se han obtenido resultados en función de que esta vida útil sea de 25, 50, 75 ó 100 años, resultando entre 6 km² hasta 1600 km², es decir, un abanico bastante importante.

AGRADECIMIENTOS

Este capítulo ha sido elaborado en estrecha colaboración con Isabel Suárez Díaz y Miguel Ángel Zapatero.

REFERENCIAS

- [V-1] IPCC, Special report on carbon dioxide capture and storage. IPCC Special Report. 2005.
- [V-2] CSLF, Phase II Final Report from the Task Force for Review and Identification of Standards for CO₂ Storage Capacity Estimation. Carbon Sequestration Leadership From Report, 2007.
- [V-3] The European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel power Plants (ZEP) (2006). Strategic Research Agenda.
- [V-4] Le Thiez, P. (2005) Dossier: CO₂ Capture and geological Storage: State of the Art. IFP

0

1

BIBLIOTECA
COMILLAS
Ingeniería

La Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas de la Universidad Pontificia Comillas tiene la vocación de servir al debate y la reflexión acerca de la problemática inherente al suministro energético y su sostenibilidad en el medio y largo plazo, así como su solución y la contribución que a ella brindan las Nuevas Tecnologías Energéticas para asegurar el suministro.

El Comité de Energía y Recursos Naturales del Instituto de la Ingeniería de España desde los años 70 ha editado monografías referidas a temas de actualidad y que contienen la experiencia de un grupo de profesionales de reconocido prestigio interesados en la energía.

Fruto de estos intereses mutuos nació el Seminario Permanente de Tecnologías Energéticas, como un foro de encuentro de los profesionales y académicos del sector energético en el que reflexionar sobre las posibles soluciones tecnológicas al problema energético. Este volumen, *Captura y almacenamiento de CO₂*, inaugura las publicaciones del Seminario con las que se pretende presentar a la sociedad las soluciones técnicas disponibles para el abastecimiento energético para que ésta pueda formarse un juicio crítico sobre las mismas.