

CAPTURA, TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DEL CO₂ ORIGINADO POR EL EMPLEO DE COMBUSTIBLES FOSILES

Prof. Dr. Vicente J. Cortés

Prof. Dr. Benito Navarrete

Prof. Mónica Lupión

Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN)

RESUMEN

La disponibilidad de fuentes de energía diversificadas, seguras, asequibles y aceptables medioambientalmente es esencial para un desarrollo sostenible. Posiblemente, el reto más importante al que se enfrenta la comunidad internacional actualmente es el de conseguir dar respuesta a la creciente demanda de energía haciendo frente al mismo tiempo y de forma efectiva a los riesgos del cambio climático global.

Las acciones que se pueden poner en práctica para reducir las emisiones de CO₂ y mitigar así los efectos del cambio climático son múltiples. De entre todas ellas, la captura y el almacenamiento de dióxido de carbono (CAC) puede jugar un papel crucial. La contribución de la CAC, en un escenario de estabilización de emisiones, podría llegar a alcanzar el 20% de la reducción necesaria. Para ello se contempla su aplicación en instalaciones intensivas de producción como centrales térmicas, fundamentalmente de carbón aunque no de forma exclusiva, procesos de combustión en la industria y en el refino y procesado de gas natural. La aplicación al sector del transporte resulta hoy por hoy inviable, dado el extraordinario número de fuentes de emisión, su gran dispersión y los escasos niveles de emisión de cada una de esas fuentes.

En este documento se hará un repaso de las diferentes tecnologías de captura existentes y en desarrollo, su estado actual y las perspectivas de aplicación a los diferentes sectores industriales que las demandan, así como los condicionantes económicos y los esquemas de desarrollo necesarios para su implantación. Se incluyen unas breves consideraciones sobre el transporte y el almacenamiento geológico de CO₂, para completar la cadena de valor de una tecnología que deberá contribuir de forma significativa a la reducción de emisiones, una vez superadas las relativas incertidumbres de índole fundamentalmente financiera existentes en la actualidad.

1. INTRODUCCIÓN

Desde finales del siglo XIX, los países industrializados han mantenido un aumento creciente de la demanda energética. La energía ha actuado como motor de desarrollo de las sociedades modernas y el fuerte crecimiento de la demanda se ha extendido a un buen número de países que se incorporan paulatinamente al modelo de producción occidental. La base de la producción de energía primaria mundial, para dar satisfacción a esa creciente demanda, ha estado constituida mayoritariamente por el uso de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural). El empleo de este tipo de fuentes energéticas ha implicado problemas de índole medioambiental, derivados de la producción, durante el proceso de combustión, de ciertos compuestos químicos que se forman a partir de algunos componentes minoritarios de los combustibles y que actúan como contaminantes atmosféricos, principalmente SO_x , NO_x y partículas. A esta problemática se ha sumado en los últimos años la que deriva del papel del CO_2 como gas de efecto invernadero, cuya concentración en la atmósfera ha pasado desde las 280 ppmv de la era preindustrial hasta las 380 ppmv actuales. Este aumento en las concentraciones de CO_2 como consecuencia de la actividad humana ha sido identificado por el Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC) como el principal responsable del calentamiento global que está experimentando la Tierra en el último siglo.

En este marco, por tanto, la disponibilidad de fuentes de energía diversificadas, seguras, asequibles y aceptables medioambientalmente es esencial para un desarrollo sostenible. Dado que la utilización de combustibles fósiles implica inevitablemente emisiones de CO_2 , será necesario compatibilizar su uso con niveles adecuados del mismo en la atmósfera, de acuerdo con los criterios de desarrollo sostenible que deben imperar en la evolución de la actividad humana, para no comprometer el futuro de las siguientes generaciones.

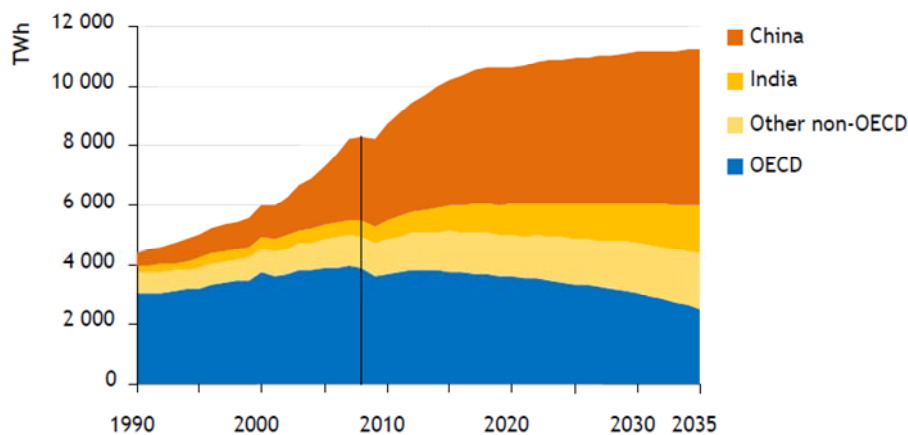
Para intentar dar solución a esta problemática surgen las tecnologías emergentes de captura y almacenamiento geológico de CO_2 con el objetivo de intentar dar satisfacción a la necesidad de alcanzar la sostenibilidad en el uso de los recursos energéticos, partiendo de la evidencia de que, para los combustibles fósiles, el flujo entre sus fuentes y sus sumideros va a estar limitado más por el sumidero atmosférico del CO_2 que por la fuente energética.

Según recoge la Agencia Internacional de la Energía (IEA) en su Escenario de Referencia del World Energy Outlook 2010, la demanda de energía primaria mundial alcanzará aproximadamente los 17 GTep en 2035. Los combustibles fósiles continuarán en esa fecha siendo la fuente principal de energía primaria y el carbón seguirá siendo la columna vertebral de la generación eléctrica mundial,

fundamentalmente derivado de las necesidades de China e India, como grandes potencias emergentes, y a las características propias del carbón, que favorecen su uso en una situación de fuerte aumento de la demanda: disponibilidad, asequible y estabilizador de los mercados energéticos.



Coal-fired electricity generation by region in the New Policies Scenario



A drop in coal-fired generation in the OECD is offset by big increases elsewhere, especially China, where 600 GW of new capacity exceeds the current capacity of the US, EU & Japan

Figura 1. El carbón, columna vertebral de la generación eléctrica mundial

Derivado de lo anterior, en un escenario "business-as-usual", si no se tomasen medidas correctoras, las emisiones de CO₂ asociadas al uso y transformación de energía se incrementarán en un 55% en el mismo periodo, en una situación claramente insostenible.

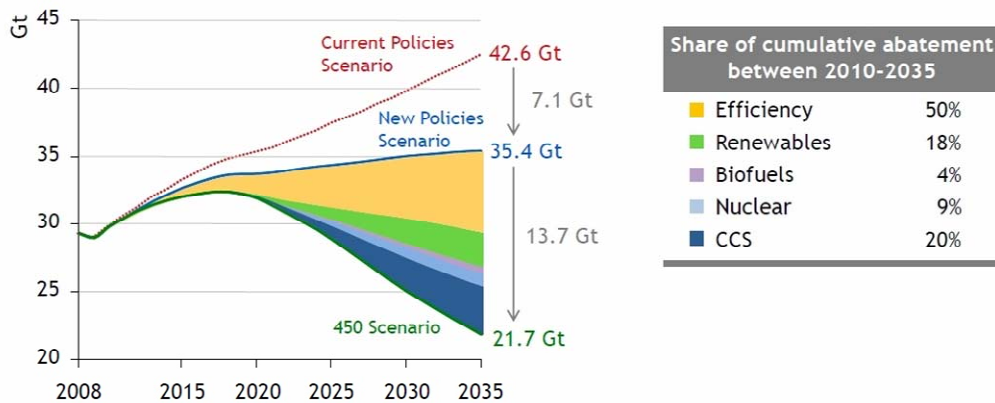
Las acciones requeridas para reducir las emisiones de CO₂ son múltiples (Figura 2) y pasan fundamentalmente por el ahorro y la eficiencia energética, el desarrollo de las energías renovables, el uso continuado de la energía nuclear y la captura y almacenamiento de dióxido de carbono (CAC), entendiéndose por tal la producción de una corriente concentrada de CO₂ susceptible de ser transportada hasta un almacenamiento geológico profundo, en el que pueda ser confinada durante tiempo ilimitado.

La contribución de la CAC, en un escenario de estabilización de emisiones para no superar las 450 ppm de CO₂ en la atmósfera, podría llegar, según el citado informe de la IEA, al 20% de la reducción necesaria. Por economía de escala, el

esfuerzo deberá centrarse en aquellas instalaciones industriales que concentran principalmente los focos más intensivos de emisión de CO₂: a) centrales térmicas, fundamentalmente de carbón aunque no de forma exclusiva, b) procesos de combustión en la industria y en el refino y c) procesado de gas natural. El 25% de este tipo de focos que emiten más de 1 Mt/a son responsables del 85% de las emisiones mundiales de CO₂.

The 450 Scenario: Abatement by technology World Energy Outlook 2010

World energy-related CO₂ emission savings by technology in the 450 Scenario relative to the New Policies Scenario



In moving from the New Policies Scenario to the 450 Scenario, more expensive abatement options such as CCS play a growing role

Figura 2. Contribución relativa de las diversas acciones necesarias para reducir las emisiones de CO₂ en 2035 en el escenario 450

2. TECNOLOGÍAS DE CAPTURA.

Las tecnologías que pueden ser empleadas para la captura de CO₂ pasan todas ellas por el empleo de técnicas de separación que permiten transformar las corrientes en las que actualmente el CO₂ aparece como un gas diluido en otras corrientes altamente concentradas en CO₂, con las condiciones adecuadas para su transporte e inyección en un almacenamiento profundo. Las concentraciones de CO₂ en los gases procedentes de los diferentes procesos varían, expresadas en porcentaje en volumen, entre el 4% (ciclo combinado de gas natural) y algo más del 30% (fabricación de cemento), siendo habitual una media de 12-15% en la combustión del carbón. En todos los casos será necesario someter esas corrientes a un tratamiento para conseguir unas concentraciones mucho más elevadas, con la

finalidad de reducir costes de compresión y transporte y para eliminar las impurezas hasta los niveles que exija la legislación para su almacenamiento geológico.

El esquema de concepto de la captura, transporte e inyección de CO₂ aparece en la Figura 3.

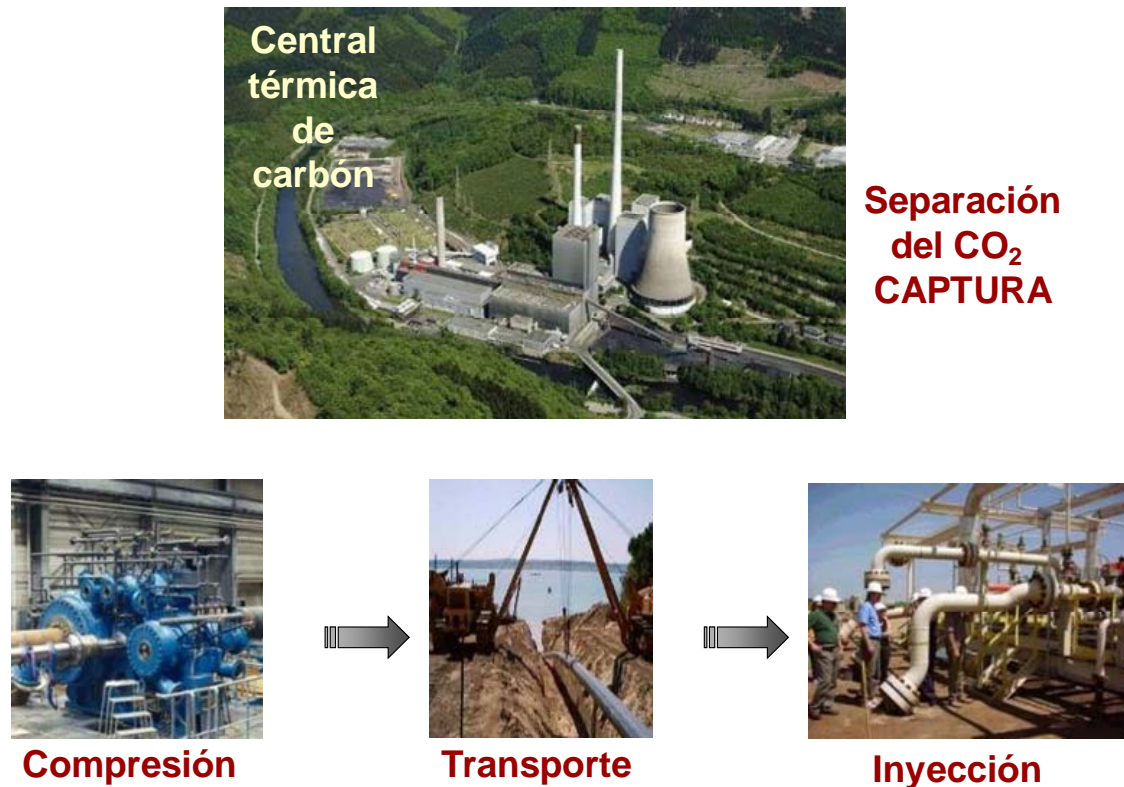


Figura 3. Esquema de concepto de la captura, transporte e inyección de CO₂

Existen tres opciones tecnológicas, todas ellas actualmente en desarrollo, para la captura de CO₂ en procesos industriales (Figura 4):

Postcombustión: Captura de CO₂ aplicable a plantas con tecnología convencional de combustión. Tras los tratamientos adecuados de limpieza y depuración, el CO₂ presente en los gases de salida de caldera es separado mediante técnicas de lavado de gases, principalmente absorción y adsorción (POST en lo que sigue).

Precombustión: Se puede aplicar al gas procedente de un proceso de reformado de gas natural o al producido mediante la gasificación de carbón. En ambos casos se requiere un proceso de limpieza y el tratamiento posterior en un

reactor de desplazamiento para obtener CO_2 e H_2 . El gas procedente del reactor de desplazamiento es sometido a un proceso de separación, normalmente de adsorción física, que consigue una corriente de CO_2 de gran pureza y a presión, si la gasificación opera en esas condiciones. (PRE en lo que sigue). Esta alternativa resulta particularmente interesante en relación al sector del transporte, dado que permitiría producir el combustible que se perfila como una alternativa de futuro en este sector, el H_2 , con emisiones nulas de CO_2 .

Oxicombustión: La combustión tiene lugar empleando oxígeno de pureza variable como comburente, en vez de aire, utilizándose una recirculación de gases de combustión para reducir la temperatura de hogar y facilitar la transferencia de calor (OXI en lo que sigue). En este caso se consigue de forma directa una corriente que está constituida casi exclusivamente por CO_2 y H_2O a la salida de la instalación de combustión, de la que el H_2O puede ser fácilmente eliminado por condensación. En este caso la operación de separación debe ser efectuada previamente para obtener O_2 puro a partir del aire ambiente, normalmente mediante técnicas de destilación criogénica.

Todas las tecnologías implicadas en estas tres opciones están basadas en operaciones de separación, necesarias para retirar el CO_2 , el H_2 o el O_2 de las corrientes que los contienen, dependiendo de la opción tecnológica de captura seleccionada. Las operaciones de separación son ampliamente empleadas en distintos campos de la industria química y de procesos. La separación de CO_2 se realiza con éxito en aplicaciones industriales de indudable interés, como la depuración del gas natural o las plantas de producción de fertilizantes. Sin embargo, no existe aún ninguna planta comercial capaz de capturar el CO_2 producido en grandes instalaciones de combustión por ninguna de las vías anteriormente descritas. Esto viene motivado en primer lugar por el importante salto de escala que la industria debe vencer entre las actuales instalaciones de separación y las requeridas para la CAC. Por ejemplo, las plantas comerciales de separación de CO_2 de mayor tamaño se emplean para la producción de urea en la industria de los fertilizantes. En su concepción actual podrían ser aplicables para la tecnología POST, pero las plantas de mayores dimensiones presentan producciones máximas de 250.000 t CO_2 /año, frente a las que requeriría por ejemplo una central térmica convencional: más de 4.000.000 t CO_2 /año. Además, para lograr alcanzar la escala comercial en las tres alternativas tecnológicas, será necesario acometer grandes esfuerzos de desarrollo e investigación para resolver los problemas técnicos asociados que se plantean y para conseguir la integración y optimización de los nuevos componentes de forma que se reduzca la penalización energética adicional y los costes de separación. Como consecuencia de todo ello, el estado del arte para las tecnologías de captura se encuentra situado en la fase de ensayos a escala piloto, que se están desarrollando principalmente en el marco de grandes proyectos de investigación. En la Unión Europea, incluida España, Estados Unidos, Japón y Australia se están operando un creciente número de unidades piloto grandes, con capacidades térmicas de decenas de MW_t , en cada una de las tres opciones de captura, algunas asociadas también a almacenamiento. En algunos

casos se aventura su disponibilidad comercial entre 2015 y 2020.

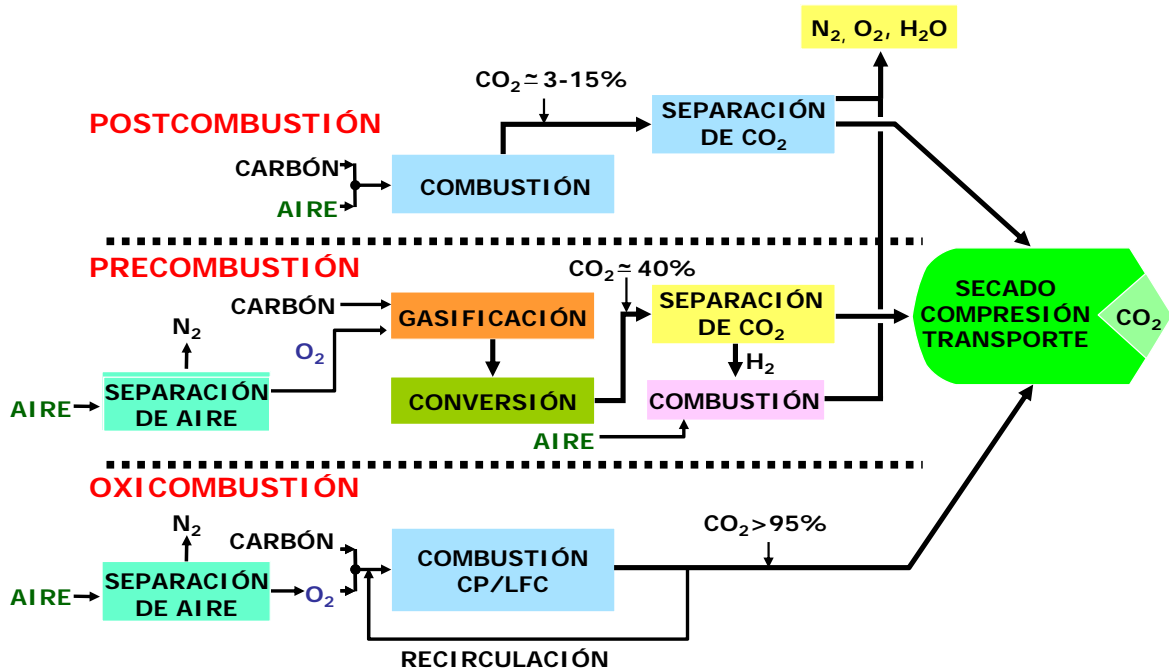


Figura 4. Opciones de captura de CO₂ más próximas a su aplicación comercial

La Tabla 1 compara las diferentes tecnologías a partir de sus características principales, en relación a sus potenciales de aplicabilidad y las necesidades adicionales requeridas.

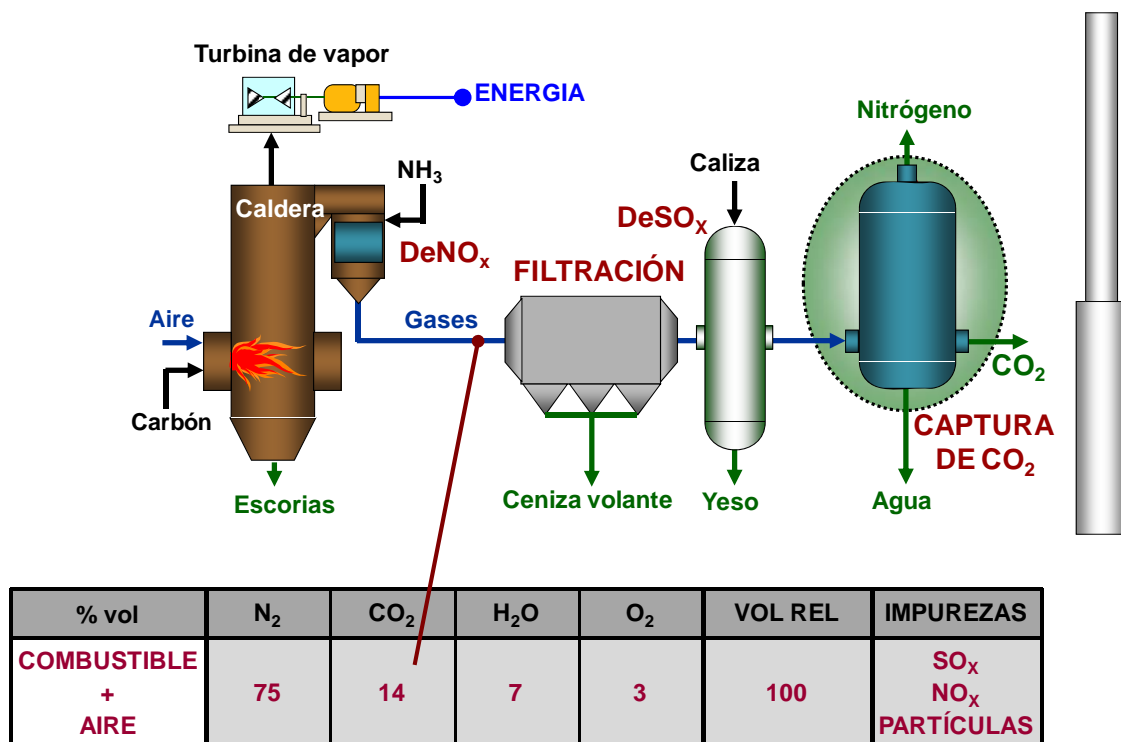
TECNOLOGÍA	APLICABLE A			NO REQUIERE	
	Carbón pulverizado existente	Plantas nuevas preparadas para captura	Fración del caudal de gas de combustión	Oxígeno	Captura de CO ₂ antes de compresión.
POST	X	X	X	X	
PRE		X, poco probable	X, poco probable		
OXI	X, con reservas				X

Tabla 1. Comparación de características principales de las tres vías de captura de CO₂.

3. TECNOLOGÍAS DE CAPTURA EN POSTCOMBUSTIÓN.

La mayor parte de las fuentes antropogénicas estacionarias de emisión de CO_2 se localizan en la actualidad en instalaciones de combustión, como grandes centrales térmicas, fábricas de cemento, plantas siderometalúrgicas, hornos y calderas de procesos industriales, etc. En este tipo de instalaciones a gran escala, la tecnología más económica para extraer y usar la energía química que pueden aportar los combustibles ha sido durante siglos la de la oxidación directa con aire en una cámara de combustión. Esto da idea del papel estratégico tan importante que pueden llegar a jugar las tecnologías de postcombustión para abordar el problema de la captura cuando lo enfrentamos a la realidad industrial de estas fuentes mayoritarias de emisión.

La gran ventaja de las tecnologías de captura en postcombustión es que pueden ser aplicadas a grandes instalaciones convencionales sin modificar el diseño del proceso en sí. Constituirían un elemento más en el tren de depuración de gases, en el que se separaría en último término el CO_2 , tras la eliminación de los contaminantes gaseosos y las partículas. Además también podrían ser aplicados para conseguir la captura de CO_2 en instalaciones más pequeñas, incluyendo las de combustión de biomasa. Un esquema de principio aparece en la Figura 5.



MIT y elaboración propia

Figura 5. La captura de CO_2 por postcombustión

El gran desafío para la captura en postcombustión, como se señaló con anterioridad, radica en la necesidad de adaptarla a la enorme escala de las corrientes de gases que deben ser tratadas. Las plantas térmicas que utilizan combustibles fósiles operan a presión atmosférica. La baja presión, la presencia mayoritaria de nitrógeno introducido con el aire que actúa como comburente y el gran tamaño de las unidades de producción conduce a la aparición de unos caudales de gases efluentes de enormes proporciones, que condicionan unos tamaños de equipos y unos consumos energéticos muy elevados.

En principio, los sistemas de captura en postcombustión pueden ser aplicados a cualquier tipo de combustible. Sin embargo, la presencia y concentración de las diferentes impurezas que pueda contener el combustible condicionan de forma decisiva el diseño y el coste final de la instalación. Los gases de combustión del carbón son los más problemáticos en este sentido. No sólo contienen CO_2 , N_2 , O_2 , H_2O , sino también contaminantes tales como SO_x , NO_x , partículas HCl, HF, mercurio, otros metales y otros compuestos traza de origen orgánico e inorgánico, que deben ser eliminados en una serie de equipos de depuración en postcombustión.

La mayoría de los procesos industriales de separación de CO_2 están basados en la absorción química. Se emplean actualmente en la industria principalmente en procesos de producción de urea, espumas y agentes contraincendio, bebidas carbonatadas y fabricación de hielo seco. Dado que el CO_2 capturado se usa como una "commodity" comercial, el proceso de absorción, aunque caro, resulta rentable por su valor de mercado.

Los procesos de absorción química que se emplearán para la captura en postcombustión responden a un esquema general de basado en columnas de relleno. En la primera de ellas (columna de absorción) el CO_2 se transferiría al líquido que contienen al agente absorbente (normalmente una disolución acuosa del mismo) mediante la disolución y posterior formación de un enlace químico entre ambos. La regeneración del absorbente tendría lugar en otra columna de desorción a la que se conduciría la corriente de líquido cargado, tras pasar por una etapa de calentamiento. Allí, ante las nuevas condiciones de temperatura, del orden de 100-120°C, se libera el CO_2 junto con una fracción de vapor de agua procedente de la corriente de líquido. La corriente de CO_2 y vapor de agua es sometida posteriormente a una operación de condensación en la que se elimina éste último, resultando una corriente final altamente concentrada en CO_2 (por encima del 99%), disponible para poder ser comprimida hasta las condiciones de almacenamiento. El absorbente descargado se enfría hasta 40-65°C y es enviado de nuevo a la columna de absorción para completar el ciclo.

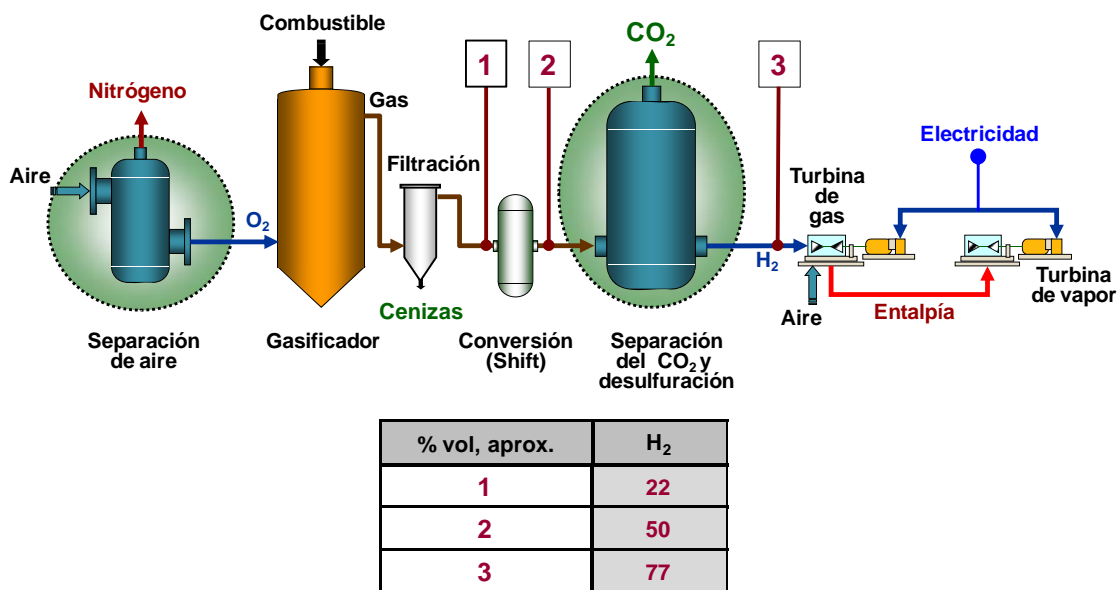
Los tipos de absorbentes más utilizados en la industria para los procesos de absorción de CO_2 son las aminas y dentro de ellas, la monoetanolamina (MEA).

4. TECNOLOGÍAS DE CAPTURA EN PRECOMBUSTIÓN.

Los procedimientos de captura aplicados antes de la combustión, tras los procesos de reformado de algún combustible gaseoso o líquido o tras la gasificación de un combustible sólido, presentan algunas ventajas diferenciales con respecto a las técnicas de postcombustión: a) el CO₂ aún no se encuentra diluido por el aire de combustión y b) la corriente portadora de CO₂ suele estar en condiciones de elevada presión, por lo que los métodos de separación en los que la diferencia de presiones actúa como fuerza impulsora podrán operar más eficientemente.

Así, por ejemplo, los procesos de absorción tipo PSA mediante el uso de absorbentes físicos como metanol o polietilenglicol (comercialmente denominados procesos Rectisol y Selexol, respectivamente) pueden encontrar aquí un uso eficiente.

En los procesos de gasificación de carbón integrada con ciclo combinado (GICC) el combustible primario se gasifica para producir un gas de síntesis compuesto principalmente por CO e H₂. Posteriormente este gas se combina con vapor de agua en un reactor de desplazamiento o "shift conversion", en el que se produce CO₂ y más H₂. A esta corriente se le aplican las técnicas de separación, capturando el CO₂ y dejando el H₂ como gas combustible. Este tratamiento tiene ventajas adicionales, como la de constituir un sistema de producción de H₂ que puede ser empleado para fines diferentes a la combustión en el ciclo combinado, como por ejemplo en pilas de combustible para automoción. La Figura 6 muestra un esquema de principio.



MIT y elaboración propia

Figura 6. La captura de CO₂ via precombustión

Una de las principales barreras que presenta la tecnología GICC para su implantación, y por tanto para la viabilidad de la captura en precombustión, es que la generación de energía eléctrica vía carbón resulta actualmente más barata en instalaciones de combustión de carbón pulverizado, a pesar de los mejores valores de rendimiento de las plantas GICC. Ello es debido principalmente a la complejidad del proceso de gasificación y a los altos índices de indisponibilidad de las plantas GICC actualmente en operación.

Los procesos de captura en precombustión podrían ser igualmente aplicados a las plantas de reformado de gas natural, en el que el combustible reacciona con vapor de agua para producir CO_2 e H_2 . Sin embargo, en los estudios realizados hasta la fecha no queda claro si la tecnología de precombustión puede conseguir mejoras frente a la alternativa de tratamiento en postcombustión.

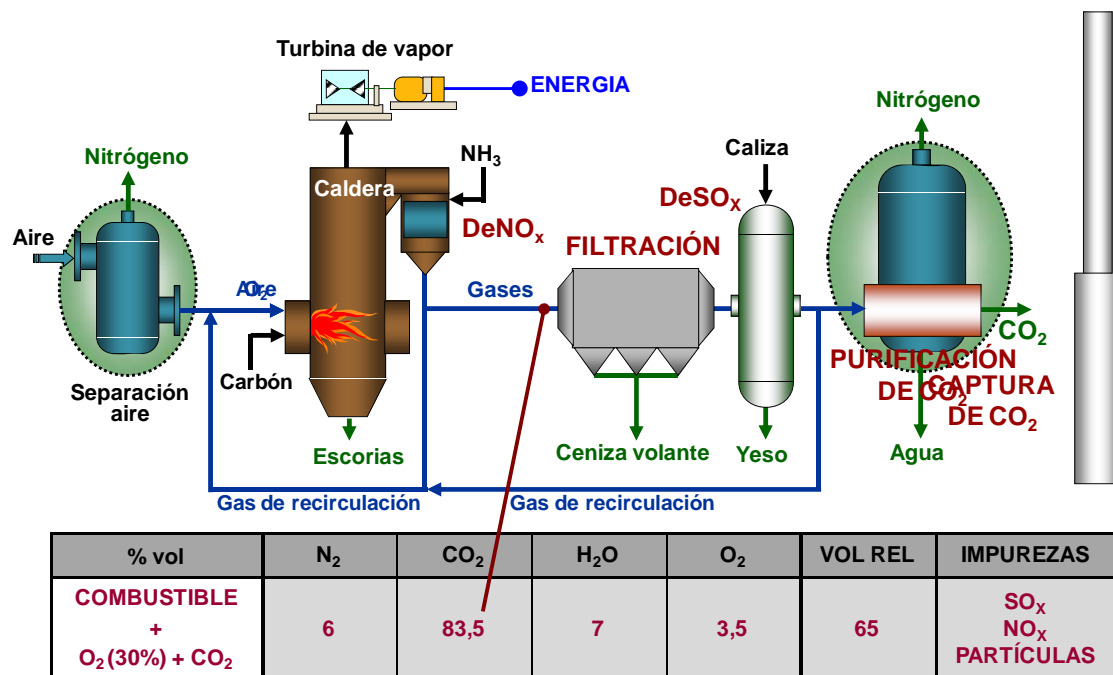
En su variante de aplicación industrial, existen también instalaciones de gasificación de carbón que no tienen como objetivo principal la generación de energía eléctrica, sino la producción de gas de síntesis y otros subproductos de la gasificación. En estas plantas, a la salida del proceso de gasificación, el CO_2 se separa del resto de los componentes tales como metano, hidrógeno o una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono. El gas de síntesis o el hidrógeno se utilizan como materia prima en procesos químicos, como por ejemplo en la síntesis de amoníaco. El CO_2 puede ser empleado como materia prima química, para la fabricación de hielo seco, para el uso con bebidas carbonatadas o para la mejora de la extracción de gas y petróleo en yacimientos parcialmente agotados (Enhanced Oil Recovery: EOR). Como ejemplo de esta aplicación se puede citar la planta Great Plains Synfuel en Dakota del Norte (USA), que gasifica 16.300 t/día de lignito produciendo 3,5 millones de m^3 /día de gas de síntesis y 7 millones de m^3 /día de CO_2 , de los cuáles 2,5 millones de m^3 /día son capturados por medio de adsorción con metanol, comprimidos y transportados a 325 km de distancia hasta el campo petrolífero de Weyburn, donde el CO_2 se utiliza para recuperación de petróleo según las técnicas EOR.

5. TECNOLOGÍAS DE CAPTURA VÍA OXICOMBUSTIÓN.

La combustión convencional de los combustibles fósiles se lleva a cabo utilizando el aire ambiente como comburente. Ello conduce a que el nitrógeno presente en el aire en una proporción del 79% en volumen, constituya también el compuesto mayoritario de los gases de salida del proceso, reduciendo con ello la concentración del CO_2 presente en esos gases hasta valores que pueden variar entre el 5 y el 15%. En cualquier otro proceso industrial susceptible de aplicación de las tecnologías CAC, la concentración de CO_2 no suele sobrepasar el 30% en volumen. Esto, como se ha mostrado con anterioridad, encarece de manera significativa la captura de CO_2 mediante procesos de absorción química, que son los más próximos a estar disponibles en el mercado para este tipo de aplicaciones, dados los elevadísimos caudales de gas a tratar.

Una forma de reducir sustancialmente el caudal de gases de combustión consistiría por tanto en prescindir del N_2 en la corriente de comburente, que al fin y al cabo tiene un papel de mero acompañante del O_2 , ya que no participa en el proceso de combustión. Se denominan procesos de oxicomcombustión a aquellos en los que la combustión tiene lugar cuando se alimenta como gas comburente oxígeno de alta pureza (típicamente 95% en volumen), en proporciones próximas a las estequiométricas en relación a la composición del combustible. De ello se deriva un gas de combustión que contiene fundamentalmente CO_2 (> 90-95% en base seca), vapor de agua, pequeñas cantidades de gases nobles y, en función de la composición del combustible, SO_x , NO_x y cenizas.

Para controlar la temperatura del hogar es necesario recircular una parte de los gases de salida, reintroduciéndolos en la caldera junto con el O_2 entrante. Se consigue con ello asegurar un flujo de gas suficiente para permitir la adecuada transferencia de calor al ciclo de agua-vapor. La recirculación puede ser húmeda (si se toma de la corriente de gases de combustión tras separación del NO_x y/o las partículas) o seca (si se toma tras la condensación del agua y, según los esquemas, exenta o no de SO_x y NO_x). La Figura 7 muestra un esquema conceptual.



MIT y elaboración propia

Figura 7. La captura de CO_2 via oxicomcombustión

La oxicomcombustión, asociada a la separación y compresión del CO_2 es una tecnología de emisiones próxima a cero, que puede ser potencialmente aplicada a

instalaciones tanto existentes como nuevas. Es evidente que se requieren algunas modificaciones de las configuraciones usuales para incorporar la separación de O_2 , tales como la recirculación de gases, secado de gases, separación, compresión, transporte y almacenamiento de CO_2 . Esta opción, según diversos estudios de análisis de costes, resulta más eficiente que la de combustión convencional dotada de captura en postcombustión.

En la actualidad no existe ninguna planta comercial que emplee técnicas de oxidación con el objetivo de capturar CO_2 . Las aplicaciones industriales de la oxidación se circunscriben a hornos de producción de cerámica o vidrio de pequeñas dimensiones en comparación con las plantas que nos ocupan, u otras aplicaciones semejantes cuyo fin es la consecución de muy altas temperaturas de operación.

Hasta la puesta en mercado de esta alternativa de captura queda aún por recorrer todo el proceso de desarrollo tecnológico. Actualmente se encuentran en fase de diseño o construcción una serie de plantas piloto de I+D a nivel internacional.. De entre todas ellas destaca la iniciativa española de la Fundación Ciudad de la Energía, que incluye dos calderas, una de carbón pulverizado de 20 MW_t y otra de lecho fluido circulante de 30 MW_t .. Incluye adicionalmente un tren de depuración de gases que cumplirá con las más estrictas exigencias de los procesos de captura en postcombustión, un tren de compresión y una planta de purificación de CO_2 para su transporte. Su puesta en marcha está actualmente en curso (finales de 2011).

Como tecnologías emergentes dentro de la alternativa de oxidación cabe resaltar la que hace uso de los transportadores sólidos de O_2 o chemical looping y las membranas de conducción mixta. La primera consiste básicamente en la utilización de metales que en una primera etapa se oxidan con el oxígeno del aire en un reactor que opera en lecho fluido circulante. Los óxidos así formados son trasladados a un segundo reactor de reducción, del tipo lecho fluido burbujeante, en el que ceden el O_2 a un combustible gaseoso, que puede ser gas natural o gases procedentes de la gasificación de carbón. El combustible se oxida, produciendo CO_2 y agua y el metal se reduce quedando en disposición de volver a ser introducido en el reactor de oxidación. Esta técnica presenta como ventajas: a) que la captura de CO_2 puede llegar a ser prácticamente del 100%, b) que existen numerosos potenciales portadores de O_2 tales como Fe, Ni, Mn, Cu, ..., c) no consume energía en la separación de O_2 y en la captura de CO_2 , y d) no produce NO_x .

En cuanto a las membranas de conducción mixta es de destacar que se fabrican con materiales de tipo perovskita y que conducen el oxígeno iónico y los electrones de forma separada en un proceso con menores requerimientos energéticos que las actuales técnicas de separación de O_2 .

6. IMPLICACIONES ENERGÉTICAS Y COSTES EN LOS PROCESOS DE CAPTURA.

Desde el punto de vista económico, las tres tecnologías llevan asociados unos mayores costes de inversión y de operación, comparados con los correspondientes a las plantas convencionales homólogas, con penalizaciones importantes derivadas de la compresión del CO₂, la separación del oxígeno del aire para PRE y OXI y la captura de CO₂ en POST y PRE.

El aumento de costes, ligado principalmente a las mayores necesidades de consumo energético, se traduce en una reducción neta del rendimiento de la planta, de modo que las instalaciones de producción eléctrica precisarán una mayor cantidad de combustible para generar cada kWh de electricidad producida. Se han publicado numerosos trabajos en los que se analiza el previsible incremento en el consumo de combustible para las diferentes tipologías de plantas de combustión en combinación con las distintas alternativas de captura.

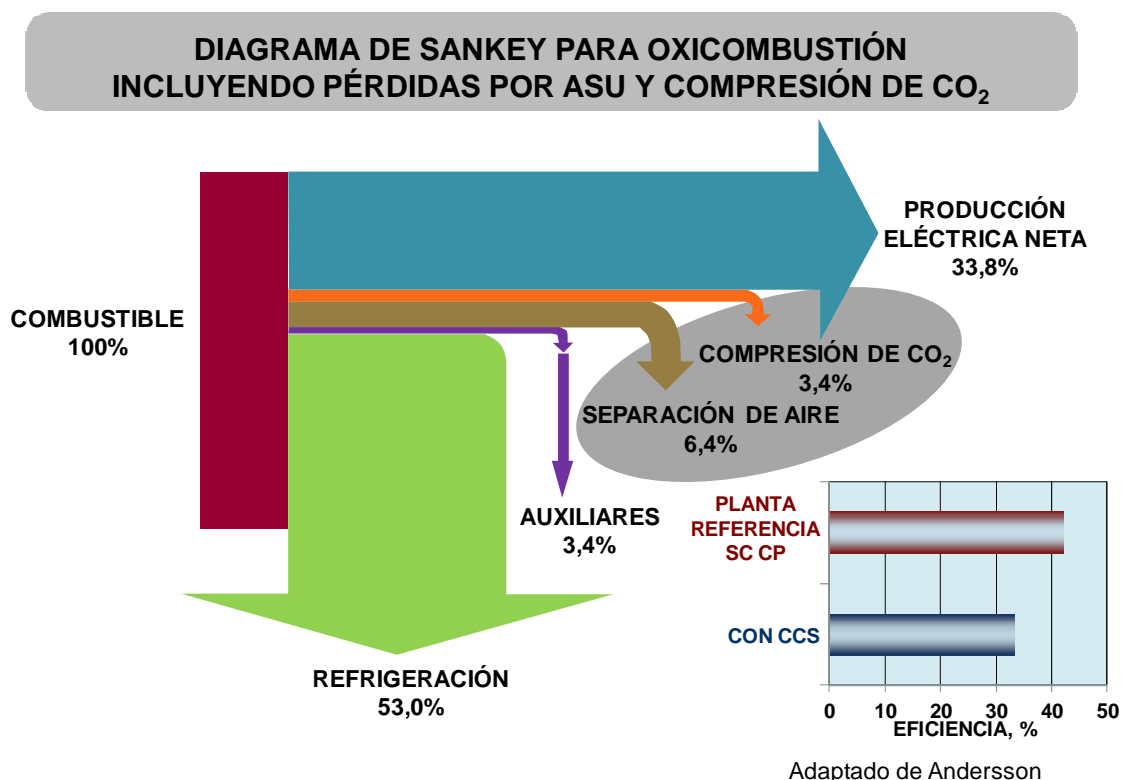


Figura 7. Pérdidas de rendimiento derivadas del proceso de captura para oxicombustión

Como consecuencia de ello, aparecen los conceptos de CO_2 , evitado y CO_2 , capturado utilizados en la cuantificación de los costes, que se ilustran en la Figura 8, siendo el primero menor que el segundo.

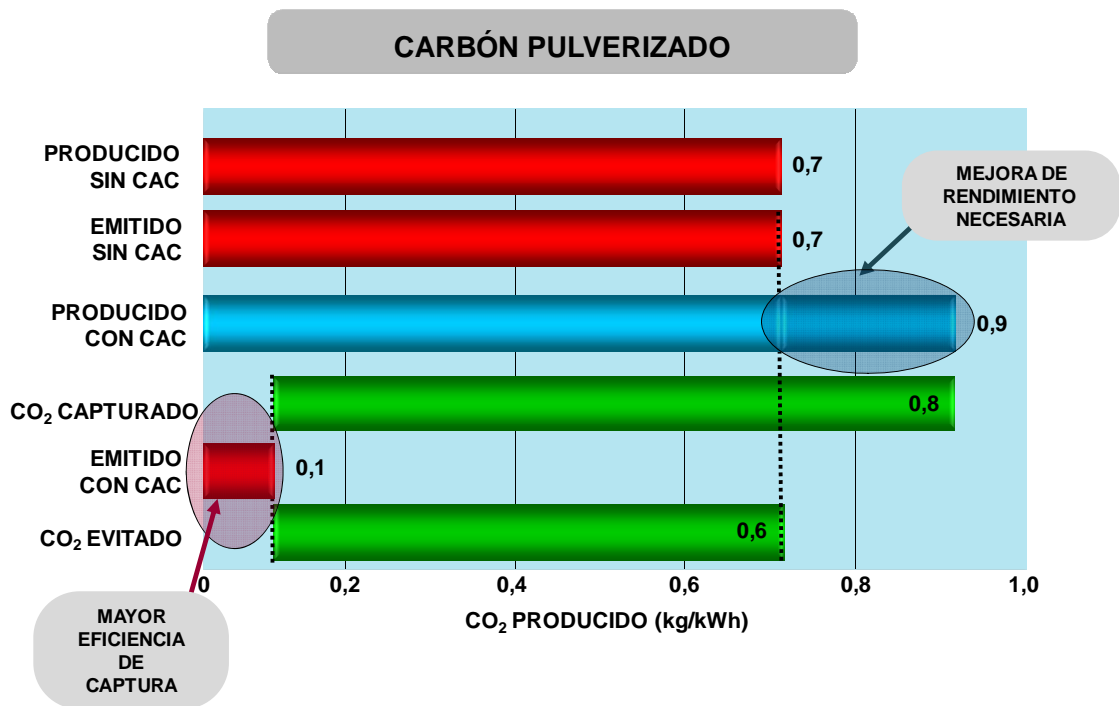


Figura 8. CO_2 evitado y capturado

En base a lo anterior cabe hacer las siguientes observaciones:

1. Las tecnologías de captura deberán encontrar su mejor campo de aplicación en centrales avanzadas, con rendimientos elevados, en las que las penalizaciones son menores en términos relativos.
2. Los trabajos de investigación y desarrollo deben ir dirigidos a reducir el diferencial $\text{CO}_{2,\text{capturado}} - \text{CO}_{2,\text{evitado}}$ mediante la disminución de las penalizaciones en el rendimiento. Por ejemplo, la producción de oxígeno en PRE y OXI requiere en una unidad criogénica convencional avanzada 180 a 160 kWh/t CO_2 frente a los 30 kWh/t teóricamente necesarios para comprimir el oxígeno desde una presión parcial de 0,21 a 1 atm, nivel necesario para separación por membranas.
3. En la medida en que el rendimiento de los procesos de captura en POST y PRE se vea incrementado se reducirá el $\text{CO}_{2,\text{emitido}}$

En relación con los costes, el precio de mercado del derecho de emisión de CO₂ (actualmente por debajo de 8€) hace difícil pensar en la captura como alternativa atractiva, habida cuenta que los costes estimados para capturar, transportar y almacenar serían entre 8 y 10 veces superiores. (Figura 9). Es por ello que en la fase de demostración de las tecnologías resulta imprescindible financiación pública, para avanzar en la curva de aprendizaje.

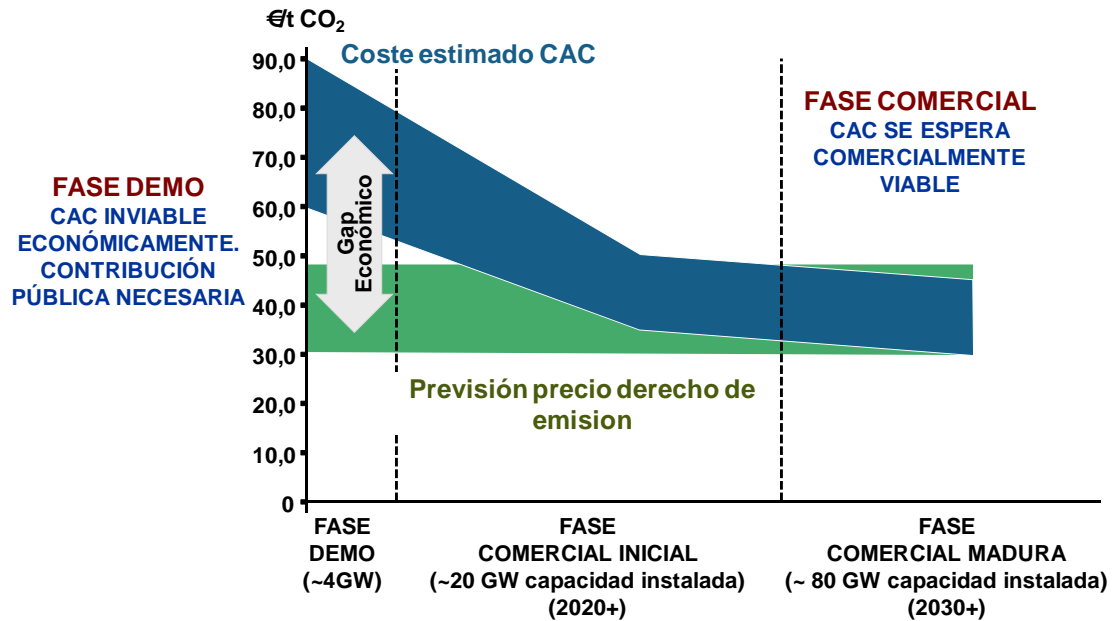
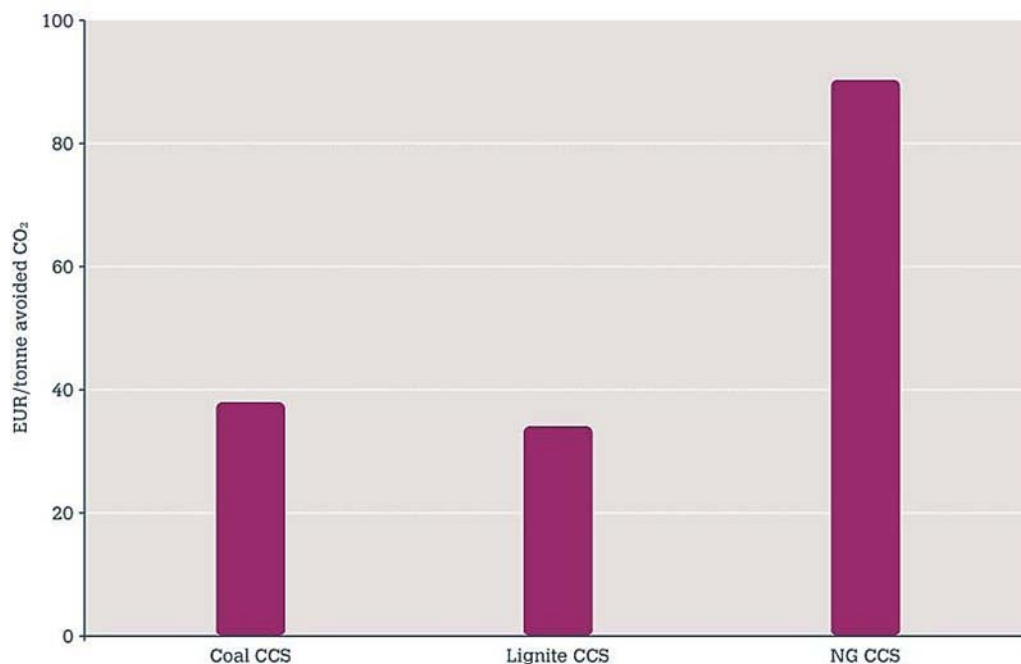


Figura 9. Evolución esperable del coste de la CAC

Recientemente, la Plataforma Europea de Cero Emisiones ha publicado un completo estudio de costes que concluye que para la segunda generación de plantas optimizadas, el precio del derecho de emisión para acometer la inversión en una central CAC debería estar en aproximadamente 40€/t para carbón y en 90 para gas natural (Figura 10).



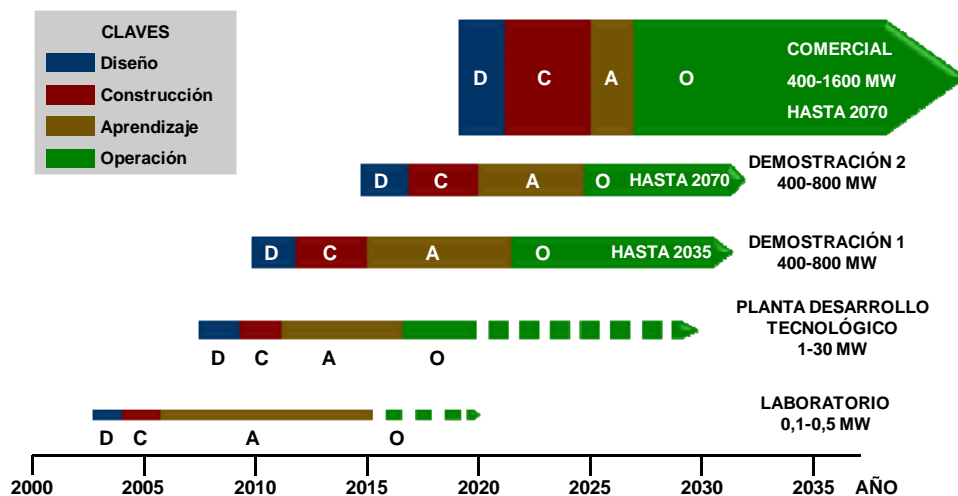
ZEP

Figura 10. Precio del derecho de emisión para acometer la inversión en una central CAC

8. ANÁLISIS DE LOS HORIZONTES TEMPORALES DE IMPLANTACIÓN.

Como se indica en la Tabla 1, existe una diferencia clara entre la vía POST y las opciones PRE y OXI, que se concreta en la aplicabilidad de la primera a centrales de carbón pulverizado existentes (la inmensa mayoría del parque instalado en el mundo) y a plantas nuevas que se construyan de aquí al 2020 que deberán estar preparadas para captura en la UE.

Se considera que el lanzamiento global de las tecnologías de CAC (con la óptica de la captura de CO₂ más que con la del desarrollo de la tecnología) deberá ir precedida de dos tramos de acción previos de proyectos de demostración para aprendizaje ("learning-by-doing") basados en los resultados de plantas de desarrollo tecnológico actualmente en puesta en marcha u operación. (Figura 11)



Adaptado de Haszeldine

Figura 11. Ciclo de aprendizaje para primera central comercial con CAC

9. EL TRANSPORTE DE CO₂

Existe en EEUU una importante experiencia de transporte de CO₂, destinado a la recuperación asistida de petróleo de yacimientos. La red tiene más de 300 km y transporta al año unos 44 Mt, con el CO₂ a presiones superiores a 8 MPa para densidad elevada y evitar flujo bifásico. (Figura 12)



<http://www.nicholas.duke.edu/thegreengrok/co2pipeline>

Figura 12. Red de transporte de CO₂ en EEUU

El diagrama de fases del CO₂ puro es bien conocido, y en él se sitúan las condiciones de transporte, que además de por tubería puede realizarse en condiciones próximas a las de los GLP, a presiones de 0,7 MPa, aproximadamente (Figura 13).

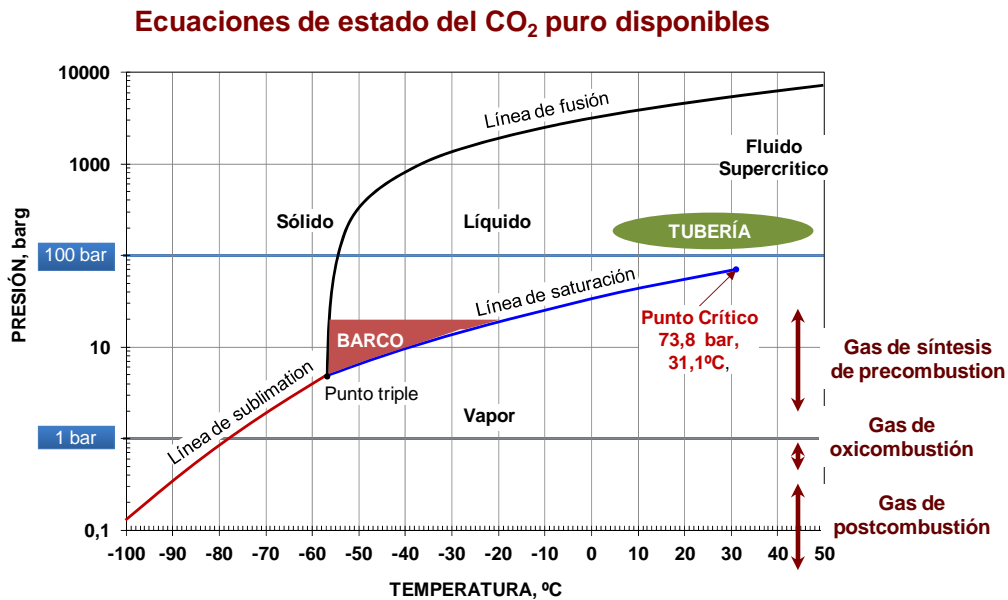


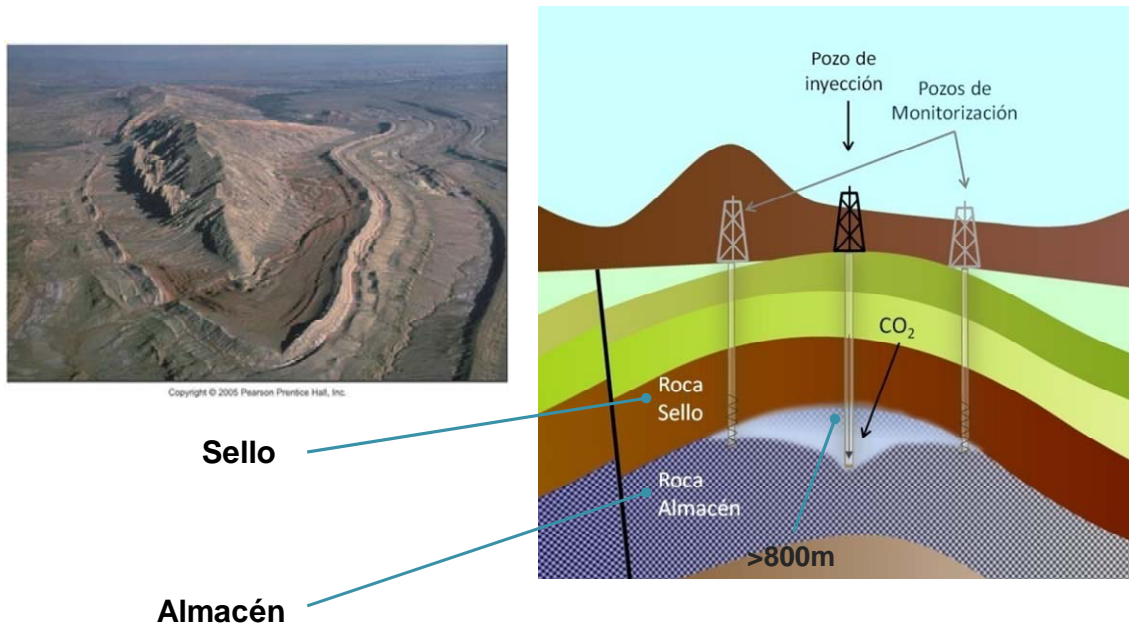
Figura 13. Diagrama de fases del dióxido de carbono

Sin embargo, el CO₂ de captura incorpora un conjunto de compuestos que pueden estar presentes en el rango de %, como por ejemplo N₂, NO_x, SO_x, Ar, O₂ (típicamente de oxidcombustión), H₂, CO, H₂S (típicamente de precombustion), siendo difícil predecir las composiciones futuras. A la fecha no existe experiencia en el transporte de CO₂ con Ar y O₂ por encima de ppm, SO_x, H₂ y NO_x a niveles de % y mezclas de diversos componentes. Adicionalmente, la incorporación a la conducción de corrientes de fuentes distintas puede generar mezclas complejas cuyo comportamiento es desconocido.

En consecuencia, es preciso resolver un conjunto de cuestiones técnicas que afectan a la selección de materiales, accesorios, condiciones de flujo y equipos de compresión, impulsión y recompresión.

10. EL ALMACENAMIENTO DE CO₂

El almacenamiento geológico de CO₂ requiere el recurso a estructuras que reúnan dos rasgos geológicos complementarios, un sello impermeable y un almacén muy poroso (Figura 14)



CIUDEN

Figura 14. Almacenamiento geológico de CO₂

Teóricamente las alternativas son cuatro, centradas en formaciones salinas profundas, campos de petróleo o gas agotados y lechos de carbón no extraíble. En la mayor parte de la Europa continental, incluida España, la primera es la única opción aplicable.

El almacenamiento se realiza a una profundidad mínima de 800 m habida cuenta que el volumen específico del CO₂ se reduce muy considerablemente y en consecuencia, las cantidades de CO₂ que es posible almacenar por m³ de roca son considerablemente mayores. (Figura 15)

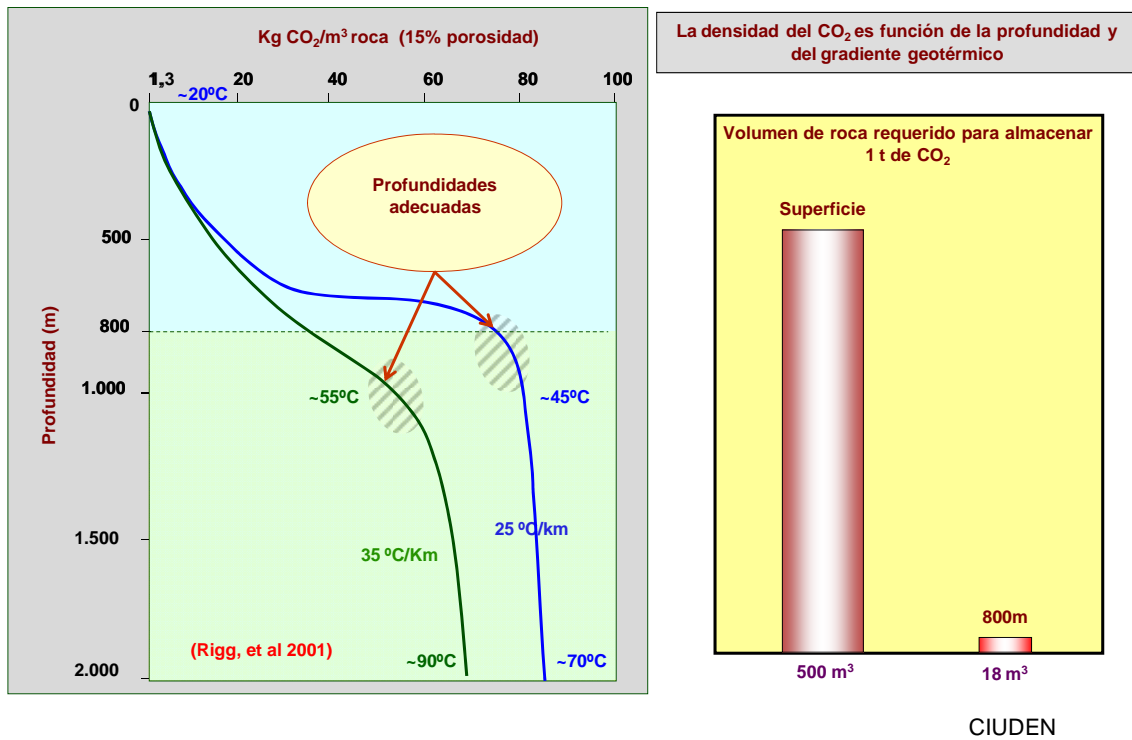
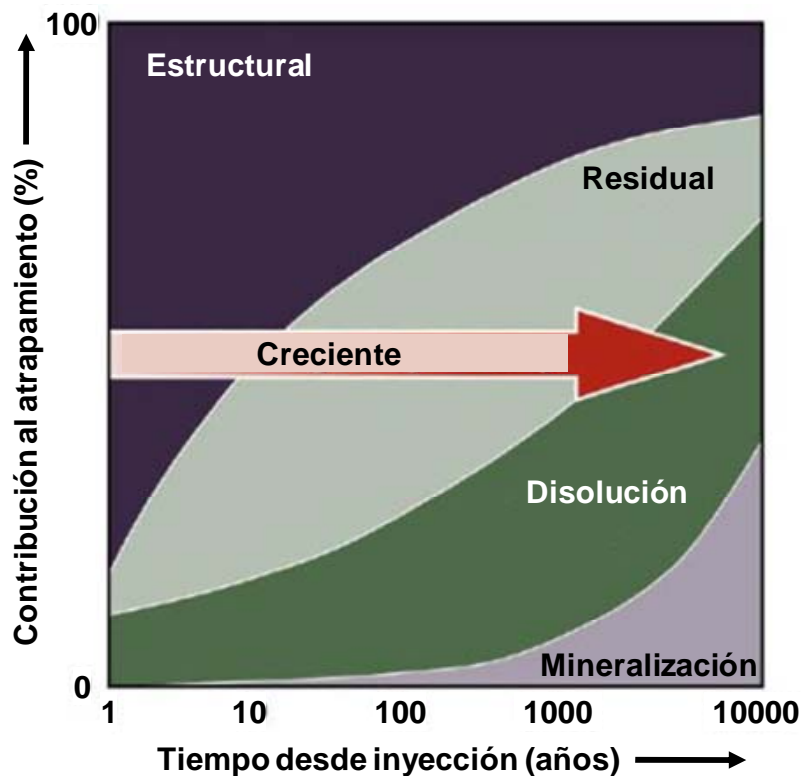


Figura 15. La ventaja principal del almacenamiento subterráneo de CO₂

Una vez inyectado, el CO₂ queda atrapado en la roca entrando en juego cuatro mecanismos que aseguran su retención en el subsuelo, a saber:

- Estructural, no puede ascender, se lo impide la roca sello
- Residual, queda retenido en los poros de la roca almacén
- Disolución en el agua de la roca almacén y hundimiento por mayor densidad
- Mineralización por reacción con la roca almacén formando sustancias que tapizan sus poros

La puesta en juego de estos mecanismos contribuye de manera eficaz a la seguridad del almacenamiento geológico, como se muestra en la Figura 16



CO2CRC

Figura 16. Seguridad en el almacenamiento geológico de CO₂

El proceso de selección de emplazamientos requiere un análisis de las capacidades del país, una evaluación a escala de cuenca, la caracterización del emplazamiento y la implantación de la infraestructura de inyección. Las técnicas de prospección, sondeos, preparación de pozos y monitorización comparten numerosos elementos comunes con la industria del petróleo y gas natural y ello permite disponer de numerosos desarrollos tecnológicos de aplicación directa.

No obstante, es preciso distinguir entre yacimientos agotados (algunos de los cuales conservan infraestructuras en principio recuperables) y las formaciones salinas profundas. En relación con estas últimas la experiencia es relativamente limitada, aunque algunas acciones en curso podrían contribuir a disponer de técnicas aplicables en un plazo de tiempo compatible con las necesidades para almacenamiento a escala industrial.

11. LAS TECNOLOGÍAS CAC Y SU ESTADO ACTUAL DE DESARROLLO

La industria europea está trabajando intensamente en el desarrollo de diferentes tecnologías comercialmente viables que den solución al problema de mitigación del cambio climático. Las actividades de investigación y desarrollo en tecnologías CAC tienen como objetivo inmediato la generación eléctrica y/o de calor industrial a gran escala con emisiones reducidas de CO₂ a partir de carbón, biomasa y otros combustibles fósiles con sistemas de mínimo coste, seguros y sostenibles desde el punto de vista medioambiental. El desafío en el campo de la captura de CO₂ se centra en la reducción de los costes de inversión, en minimizar el consumo de auxiliares, con el objetivo de obtener unos costes reducidos para la tonelada de CO₂ evitada y en alcanzar eficiencias de captura superiores al 90%. En cuanto al impacto sobre el rendimiento, los desarrollos buscan elevar el rendimiento de los ciclos termodinámicos, de manera que ello compense las pérdidas de energía por los procesos intrínsecos a la captura. El desafío en el campo del almacenamiento geológico es generar confianza a través de proyectos de demostración que permitan comprobar la fiabilidad a largo plazo de los tipos de almacenamiento que se están considerando.

Para facilitar el desarrollo tecnológico se están poniendo en práctica diferentes estrategias a nivel internacional. Por su parte, la Comisión Europea publicó en noviembre de 2007 el SET Plan, un documento de visión y estrategia sobre el uso de las diferentes fuentes de energía, cuyo principal objetivo es acelerar el desarrollo y la aplicación en Europa de tecnologías energéticas bajas en carbono para hacer frente a los retos íntimamente relacionados, relativos al cambio climático, seguridad de abastecimiento y precios competitivos de la energía. Y ello ante la constatación de la escala insuficiente del esfuerzo actual en innovación en este campo. Con posterioridad, en marzo de 2011, ha presentado el Roadmap 2050, Hacia una economía sostenible baja en carbono, que contempla la decarbonización de la electricidad hasta en un 99% en la fecha citada.

Entre las necesidades tecnológicas identificadas en el SET Plan se encuentra la de alcanzar la disponibilidad comercial de tecnologías de captura, transporte y almacenamiento de CO₂ a través de unidades de demostración, que presten especial atención a la mejora de rendimientos de los sistemas globales.

En este sentido, la UE ha realizado ya una apuesta decidida para demostrar la viabilidad de centrales térmicas con capacidad de acometer captura y almacenamiento a escala industrial, incluyendo la aceptación social de la tecnología. El primer paso se ha dado en 2008 a través del Programa de Recuperación Económica que seleccionó seis proyectos entre los que se encuentra la iniciativa española que lideran Endesa y la Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN). Se trata del único proyecto español y el único de los seleccionados que se ocupa de la tecnología de oxicombustión en lecho fluido circulante y abarca la construcción y operación del Centro de Tecnologías de Captura de CO₂, en Cubillos del Sil, León y en la Planta de Almacenamiento de CO₂ que se encuentra en fase de ingeniería, hasta el diseño, construcción y puesta en marcha de una planta de demostración de 300

MW_e, que incluirá la captura y el almacenamiento geológico. Con posterioridad un nuevo programa de ayudas, el denominado NER 300 pretende aportar financiación a un conjunto de proyectos que recibirían fondos públicos en función de las toneladas de CO₂ efectivamente almacenadas, en un esquema financiero algo complejo.

En las circunstancias actuales, un conjunto de factores apuntarían a una cierta ralentización del proceso de implantación de unidades de demostración impulsado por la Comisión. Entre ellas cabe indicar razones económico-financieras, incertidumbres sobre rentabilidad de los proyectos y del precio del derecho de emisión de CO₂, insuficiente apoyo económico comunitario y de los EEMM e inicios de aparición de contestación social. En este escenario parece que el objetivo de la Comisión de tener hasta 8 proyectos CAC en 2015 con una combinación adecuada de tecnologías sería difícil de alcanzar. No obstante, en opinión de los autores la implantación a escala comercial de la CAC, a pesar de la posible ralentización, terminará siendo una realidad como vía de contribución efectiva a la reducción de emisiones de CO₂.

REFERENCIAS.

1. IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005
2. Reducing Greenhouse Gas Emissions. The Potential of Coal. *Coal Industry Advisory Board. International Energy Agency. 2005.*
3. World Energy Outlook 2010. *International Energy Agency. 2007.*
4. Near-Term Opportunities for Carbon Dioxide Capture and Storage. Global Assessment Workshop. In Support of the G8 Plan of Action. *CSLF/IEA 2007.*
5. Wall, T. F.: Combustion processes for carbon capture. *Proceedings at the Combustion Institute 31 (2007) 31-47.*
6. ZEP: Final Report from WG1, Power Plant and Carbon Dioxide Capture. *Oct 2006.*
7. Carbon Capture & Storage: Assessing the Economics. Mc Kinsey & Company. *Septiembre 2008*
8. Kavouridis, K. Koukouzas, N.: Coal and Sustainable energy supply challenges and barriers. *Energy Policy (2008), 36 ,2 , 693-703.*
9. Commission of the European Communities: Technology Map. Accompanying document to the Communication from the Commission (...) A European Strategic Energy Technology Plan. *SEC (2007) 1510, 22.1.2007.*
10. The future of Coal. Massachusetts Institute of Technology (MIT), 2007.
11. Bohm, M.C., et al.: Capture-ready coal plants. Options, Technologies and Economics. *Int. J. Greenhouse Gas Control I (2007) 113-120.*
12. ZEP: Recommendations for RTD, support Actions and International Collaboration Activities within FP7 energy Work Programmes and National RTD Programmes. *4th Draft. ZEP TF on Technology 10th Jan.*

2008.

13. A program to Accelerate the Deployment of CO₂ Capture and Storage (CCS): Rationale, Objectives and Costs. Kuuscra, V.A.. *Pew Center on Global Climate Change, Diciembre 2007*.
14. Buhre, B.J.P., Elliott, L.K., Sheng, C.D., Gupta, R.P., Wall, T.F., 2005. Oxy-fuel combustion technology for coal-fired power generation. *Progress in Energy and Combustion Science* 31 (4), 283–307.
15. European Climate Foundation: Roadmap 2050. Financing for a zero-carbon power sector in Europe. 2011.
16. GCCSI, 2010. The Global Status of CCS, 2010.
17. Haszeldine, R.S. Carbon Capture and Storage. How Green Can Black Be?". *Science*, 25 Sept 2009, Vol. 325. no. 5948, pp. 1647 - 1652
18. Scheffknecht, G., et al., Oxy-fuel coal combustion—A review of the current state-of-the-art. *Int. J. Greenhouse Gas Control* (2011), doi: 10.1016/j.ijggc.2011.05.020
19. Toftegaard, M.B. Oxy-fuel combustion of solid fuels. *Progress in Energy and Combustion Science* 36 (2010)581 - 625
20. Wall, T, et al. Demonstrations of coal-fired oxy-fuel technology for carbon capture and storage and issues with commercial deployment. *Int. J. Greenhouse Gas Control* (2011), 5S, S5–S15