

CAPTURA DEL CO₂ ORIGINADO POR EL EMPLEO DE COMBUSTIBLES FÓSILES

Vicente J. Cortés Galeano

Benito Navarrete Rubia

Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla

Fundación Ciudad de la Energía

ABSTRACT

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 requeridas para reducir las emisiones de CO₂ y así mitigar los efectos del cambio climático son múltiples y entre ellas la captura y almacenamiento de dióxido de carbono (CAC) tiene una importancia 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 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.

En este artículo se hará un repaso de las tecnologías de captura de CO₂, los condicionantes económicos y sociales y los esquemas de desarrollo necesarios para su implantación.

1. INTRODUCCIÓN

La era industrial se ha caracterizado por un aumento creciente de la demanda energética, como motor de desarrollo de las sociedades modernas. 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).

Este tipo de fuentes energéticas presenta como principal inconveniente la generación de agentes contaminantes en el proceso de combustión, que posteriormente son emitidos a la atmósfera con el consiguiente perjuicio para el Medio Ambiente. Tal es el caso de las partículas, los óxidos de azufre y los óxidos de nitrógeno, como contaminantes mayoritarios. En las modernas instalaciones de combustión y en la industria del transporte se han realizado importantes esfuerzos en los últimos años para implantar tecnologías que consiguen un adecuado control de estos contaminantes mayoritarios, reduciendo paulatinamente sus emisiones, con el objetivo puesto en la implantación final de instalaciones de cero emisiones.

Adicionalmente los principales constituyentes químicos de los combustibles (carbono e hidrógeno) se transforman durante la combustión en dióxido de carbono (CO_2) y vapor de agua. El CO_2 y el agua son dos componentes naturales de la atmósfera, por lo que, en primera instancia, su emisión no tendría que producir ningún riesgo medioambiental. Sin embargo, ambos compuestos pertenecen al grupo de los denominados gases de efecto invernadero (GEI), que se caracterizan por retener una fracción de la energía que, en forma de radiación infrarroja, emite la Tierra al espacio exterior. La emisión de vapor de agua procedente de la combustión, no obstante, no constituye ningún problema, ya que los aportes a la atmósfera no suponen un aumento de la concentración global media de dicho elemento, como consecuencia de los equilibrios de condensación que se producen en la dinámica climática con la evaporación, formación de nubes y lluvia. Sin embargo, el caso del CO_2 es diferente. Los mecanismos naturales de captura del CO_2 atmosférico (fundamentalmente a través de los océanos, suelos y la vegetación) no han sido capaces de mantener las concentraciones de dicho gas en niveles constantes a lo largo del último siglo, como consecuencia de la continua emisión a la atmósfera de las diferentes fuentes de combustión antropogénicas. Esto ha traído como consecuencia un aumento constante de la concentración de CO_2 atmosférico, desde los 280 ppmv de la época preindustrial a las 387 ppmv medidas este año en el observatorio de Mauna Loa. Entre 1970 y 2000 la concentración aumentó en torno 1,5 ppmv al año, pero desde 2000 el crecimiento medio es de 2,1 ppmv.

Por otra parte, este crecimiento mantenido ha coincidido con un aumento progresivo de la temperatura media global terrestre, lo que se ha venido en denominar calentamiento global. Esto, asociado a la naturaleza del CO_2 como gas de efecto invernadero, parece indicar una relación de causa-efecto entre ambos fenómenos.

La organización de las Naciones Unidas, a través del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), considera que el calentamiento global

es inequívoco y que se debe a la acción humana con una probabilidad superior al noventa por ciento. Este hecho cobra especial relevancia si tenemos en cuenta que la Agencia Internacional de la Energía (IEA, International Energy Agency) predice un importante incremento de la demanda en el consumo de energía primaria hasta el año 2030. Sus estimaciones indican que la demanda se duplicará en el sector de la generación eléctrica, lo que obligará a la instalación de nuevas plantas generadoras hasta un valor conjunto de 5.000 GWe de potencia adicional y supondrá la continuidad de los combustibles fósiles como pieza clave. En España, en particular, el carbón adquiere especial consideración por ser la única fuente autóctona relevante de energía primaria, atendiendo al criterio de independencia energética y seguridad del suministro impulsado por la UE.

Actualmente, más del 50% de la electricidad de la UE procede de combustibles fósiles (carbón y gas natural). A nivel mundial más del 80% del consumo de energía comercial procede de combustibles fósiles no renovables y otro 10% más, de combustibles renovables que también emiten CO₂. En los próximos 20 años, se espera que el carbón suministre una cuarta parte de las necesidades energéticas primarias mundiales, con un incremento del consumo del 60% (dos terceras partes de este incremento en países en desarrollo, especialmente China e India), lo que con las actuales tecnologías supondría un aumento del 20% en las emisiones globales en 2025. Aún más, la producción de energía total se espera que descanse en los combustibles fósiles hasta por lo menos el año 2050, según las previsiones que ha realizado la IEA en su informe 2006.

Por lo tanto, si los combustibles fósiles van a jugar un importante papel en el mix energético, hay que proveer soluciones para limitar el impacto de su utilización y hacerla compatible con los objetivos de sostenibilidad climática.

El problema central es la urgencia de conciliar el cambio climático con la necesidad de asegurar el suministro energético.

Dado que la utilización de combustibles fósiles implica inevitablemente emisiones de CO₂, será necesario compatibilizar su uso con niveles adecuados del mismo en la atmósfera, de acuerdo con los criterios de sostenibilidad y de desarrollo sostenible que deben imperar en la evolución de la actividad humana, para no comprometer el futuro de las siguientes generaciones.

El concepto de "sostenibilidad" se definió por primera vez (1987) en el Informe de la Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo (Comisión Brundtland), titulado: *Nuestro Futuro Común*, asociado a la idea de desarrollo sostenible. La definición de este concepto es la siguiente: "el desarrollo sostenible es aquel que satisface las necesidades del presente sin comprometer la posibilidad de que futuras generaciones satisfagan sus propias necesidades".

En este contexto surgen las tecnologías emergentes de captura y almacenamiento geológico de CO₂ para 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 CO₂ que por la fuente energética. Para una fuente no renovable, se propone, como regla para ayudar a definir los límites sostenibles, que la tasa de consumo no sea superior a aquella con la que un recurso renovable pueda sustituirla. Para el CO₂ procedente de la combustión de los combustibles fósiles, la tasa de emisión sostenible no debería ser mayor que la tasa con la que este compuesto pueda ser reciclado, absorbido o neutralizado por un sumidero. Dejando la sustitución del recurso a las tecnologías energéticas renovables, y entendiendo por sumidero el almacenamiento geológico del CO₂, el reto para valorar en qué medida la tecnología de captura y almacenamiento geológico de CO₂ es sostenible consiste en calibrar si existe o no capacidad de almacenar CO₂ a una tasa superior a la de producción, así como durante el tiempo necesario que impone la evolución de la concentración del CO₂ en la atmósfera para mantener aquella por debajo de 450 ppmv, que propone el IPCC TAR (2001).

La Comunicación de la Comisión al Consejo, al Parlamento Europeo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones de 10 de enero de 2007, titulada «Limitar el calentamiento mundial a 2 °C - Medidas necesarias hasta 2020 y después», COM(2007) final, precisa que, en el contexto de la reducción global de las emisiones de CO₂ en un 50 % de aquí a 2050, es necesario reducir en un 30 % las emisiones en el mundo desarrollado de aquí a 2020, y entre un 60 % y el 80 % de aquí a 2050. Señala también que dicha reducción es técnicamente factible y que los beneficios compensan ampliamente los costes, si bien para alcanzar este objetivo es necesario promover todas las opciones de reducción de emisiones.

En este sentido, España ha adquirido compromisos internacionales, ratificando en 1997 el Protocolo de Kyoto, donde se comprometió a reducir sus emisiones de GEI limitando su crecimiento a no más de un 15% respecto al año base (1990). Adicionalmente, con la reciente Propuesta Europea para el Paquete de Directivas Verdes (EU Green Package) del pasado 23 de enero de 2008, España está obligada, para el período 2013-2020, a reducir sus emisiones de GEI respecto al año 2005 en un 21% para los sectores regulados por EU ETS y en un 10% para los sectores difusos. Es un reto importante, ya que en 2005 las emisiones de CO₂ se situaban un 52,2% por encima de 1990, y para 2010 se prevé un impacto económico de 4.500 M€ como consecuencia del incumplimiento del Protocolo de Kioto.

Según recoge la Agencia Internacional de la Energía (IEA) en su Escenario de Referencia del World Energy Outlook 2007 (2), la demanda de energía primaria mundial experimentará un aumento de un 55% entre 2005 y 2030, con un crecimiento medio anual del 1,8 %, hasta alcanzar 17,7 Gtep. Los combustibles fósiles continuarán en esa fecha siendo la fuente principal de energía primaria (alrededor del 80%), y entre ellos el petróleo mantendrá la primera posición, aunque verá reducida su contribución del 35 al 32%. En línea con el crecimiento espectacular de los últimos años, el carbón será el combustible que experimentará el mayor crecimiento en términos absolutos, aumentando del 25 al 28% su aportación a la demanda global. Ello se debe fundamentalmente a las necesidades de China y la India, como grandes

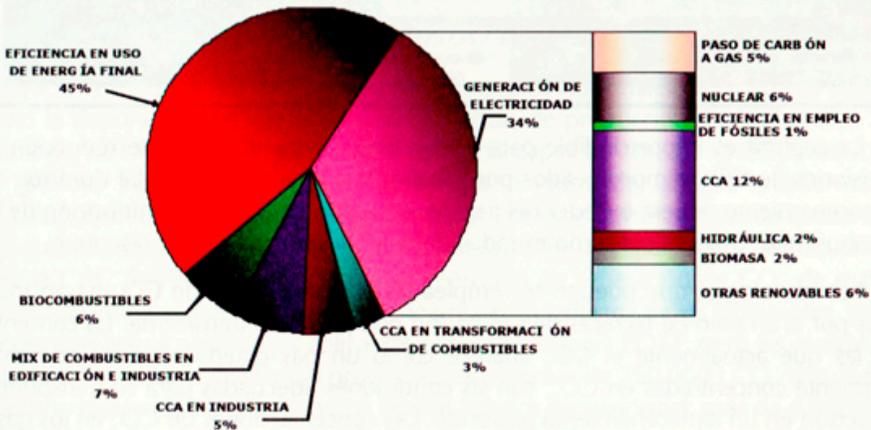
potencias emergentes, y a las características propias del carbón, que favorecen su uso en una situación de fuerte aumento de la demanda: disponibilidad, asequible y estabilizador de los mercados energéticos.

Derivado de lo anterior, en un escenario "business-as-usual", las emisiones de CO_2 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 CO_2 son múltiples (Figura 1) 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 CO_2 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, podría llegar, según el citado informe de la IEA, al 20% de la reducción necesaria (6,5 Gt/a de CO_2 capturadas y almacenadas a partir de 2050). Por economía de escala, el esfuerzo deberá centrarse en aquellas instalaciones industriales que concentran principalmente los focos más intensivos de emisión de CO_2 : 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 (3). El 25% de este tipo de focos que emiten más de 1Mt/a son responsables del 85% de las emisiones mundiales de CO_2 .

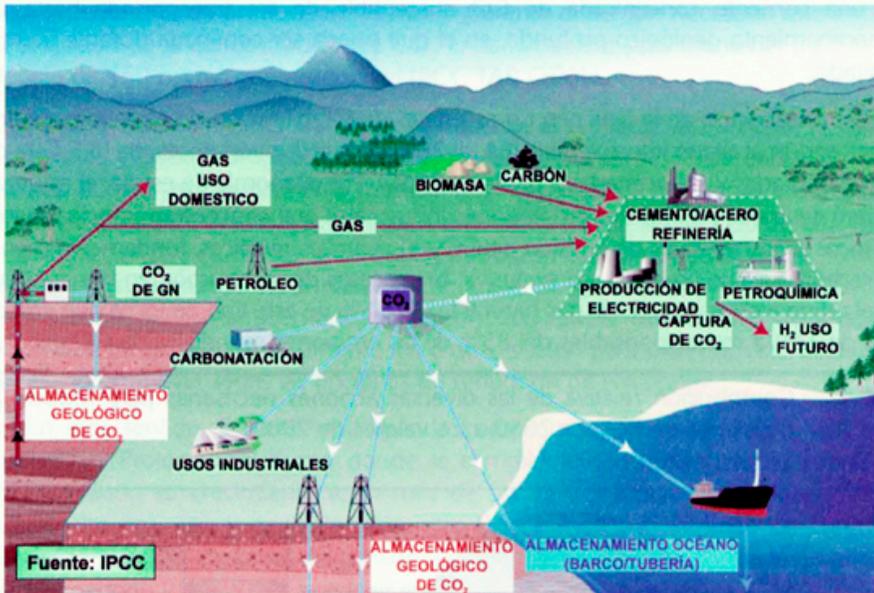
Fig. 1 – Contribución relativa de las diversas acciones necesarias para reducir las emisiones de CO_2 en 2050 a los valores de 2003. Escenario ACT-MAP (IEA)



2. TECNOLOGÍAS DE CAPTURA.

La captura de CO_2 (CAC) es un proceso por el que se separa el CO_2 de los gases de combustión que producen las grandes instalaciones industriales, evitando su emisión a la atmósfera. Una vez capturado, el CO_2 se transporta hasta un lugar adecuado para su almacenamiento geológico en profundidad. En la Figura 3 se representa un esquema general del ciclo de producción, captura y almacenamiento a partir de los combustibles fósiles.

Fig. 2 – Esquema general de la producción, captura y almacenamiento de CO_2 .



La captura es imprescindible para poder alcanzar los objetivos de reducción de emisiones de CO_2 comprometidos por España y la Unión Europea. La duración del almacenamiento deberá exceder del tiempo necesario para que la contribución de los combustibles fósiles al consumo mundial de energía primaria pueda disminuir.

Las tecnologías que pueden ser empleadas para la captura de CO_2 pasan todas ellas por el empleo de técnicas de separación que permiten transformar las corrientes en las que actualmente el CO_2 aparece como un gas diluido en otras corrientes altamente concentradas en CO_2 , con las condiciones adecuadas para su transporte e inyección en un almacenamiento profundo. Las concentraciones de CO_2 en los gases procedentes de los diferentes procesos varían 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.

Existen tres opciones tecnológicas, todas ellas actualmente en desarrollo, para la captura de CO₂ en procesos industriales (Figura 3):

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).

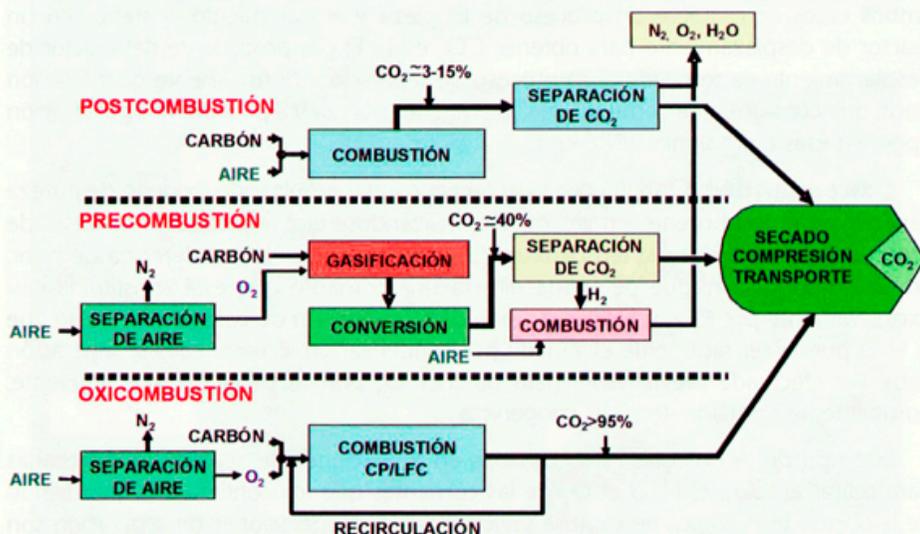
Precombustión: Se puede aplicar al gas procedente de un proceso de reformado de gas natural o al producido mediante la gasificación de carbón. En ambos casos se requiere un proceso de limpieza y el tratamiento posterior en un reactor de desplazamiento para obtener CO₂ e H₂. El gas procedente del reactor de desplazamiento es sometido a un proceso de separación, normalmente de adsorción física, que consigue una corriente de CO₂ de gran pureza y a presión, si la gasificación opera en esas condiciones. (PRE en lo que sigue).

Oxicombustión (OXI): 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. En este caso se consigue de forma directa una corriente que está constituida casi exclusivamente por CO₂ y H₂O a la salida de la instalación de combustión, de la que el H₂O puede ser fácilmente eliminado por condensación. En este caso la separación debe ser efectuada previamente para obtener O₂ puro a partir del aire ambiente, normalmente mediante técnicas criogénicas.

Este tipo de tecnologías están basadas en operaciones de separación, necesarias para retirar el CO₂, el H₂ o el O₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂/año, frente a las que requeriría por ejemplo una central térmica convencional: más de 4.000.000 t CO₂/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, actualmente en las etapas de diseño y/o construcción. En la Unión Europea, Estados Unidos, Japón y Australia se están construyendo 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, lo que será tratado posteriormente.

Fig. 3 – Opciones de captura de CO₂ más próximas a su aplicación comercial.



Compara las diferentes tecnologías a partir de sus características principales

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

TECNOLOGÍA	APLICABLE A			NO REQUIERE	
	CARBÓN PULVERIZADO EXISTENTE	PLANTAS NUEVAS PREPARADAS PARA CAPTURA	FRACCIÓN 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

3. TECNOLOGÍAS DE CAPTURA EN POSTCOMBUSTIÓN.

La mayor parte de las fuentes antropogénicas estacionarias de emisión de CO₂ 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 CO₂, tras la eliminación de los contaminantes gaseosos y las partículas. Además también podrían ser aplicados para conseguir la captura de CO₂ en instalaciones más pequeñas, incluyendo las de combustión de biomasa.

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 CO₂, N₂, O₂, H₂O, 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 CO₂ están basados en la absorción química. Se emplean principalmente en la producción de urea, espumas y agentes contraincendio, bebidas carbonatadas y fabricación de hielo seco. Dado que el CO₂ capturado se usa como una "commodity" comercial, el proceso de absorción, aunque caro, resulta rentable por su valor de mercado.

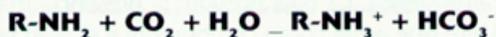
Los procesos de absorción química que se emplearían para la captura en postcombustión responden al esquema general de separación descrito en el apartado 3.1 (Figura 3). En este caso la absorción se realizaría sobre columnas de relleno. En la

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 $100\text{-}120^\circ\text{C}$, 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 $40\text{-}65^\circ\text{C}$ y es enviado de nuevo a la columna de absorción para completar el ciclo.

Los tipos de absorbentes más utilizados para los procesos de absorción de CO_2 son las aminas y dentro de ellas, la monoetanolamina (MEA). Las aminas primarias y secundarias reaccionan con el CO_2 en presencia de agua siguiendo el siguiente esquema preferente, con la formación de carbamato:



Este esquema justifica una capacidad de absorción máxima de 0,5 moles de CO_2 por cada mol de amina, mientras que para el caso de aminas terciarias y aminas con impedimento estérico, el esquema de reacción preferente transcurre mediante la formación de bicarbonato:



Con lo que la capacidad teórica de absorción podría elevarse al doble que en el caso anterior.

Durante el proceso de absorción las reacciones transcurren en el sentido hacia la derecha, mientras que en la regeneración, con el cambio de condiciones termodinámicas, se producen las reacciones en el sentido contrario, hacia la izquierda. El principal consumo energético del proceso tiene lugar en la columna de regeneración. Si a ello se le suman los costes en la refrigeración de la corriente de disolvente de salida de la regeneradora, la impulsión en las bombas y la compresión, se obtiene un elevado input de energía, que repercute negativamente en el rendimiento térmico de la planta, comparado con el que presenta antes de la captura.

Partiendo de este diseño clásico de los procesos de absorción, se está investigando en busca de nuevos desarrollos que permitan reducir los costes fijos y el consumo energético de la instalación de captura, así como el tamaño de las columnas y los equipos auxiliares.

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 aun 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.

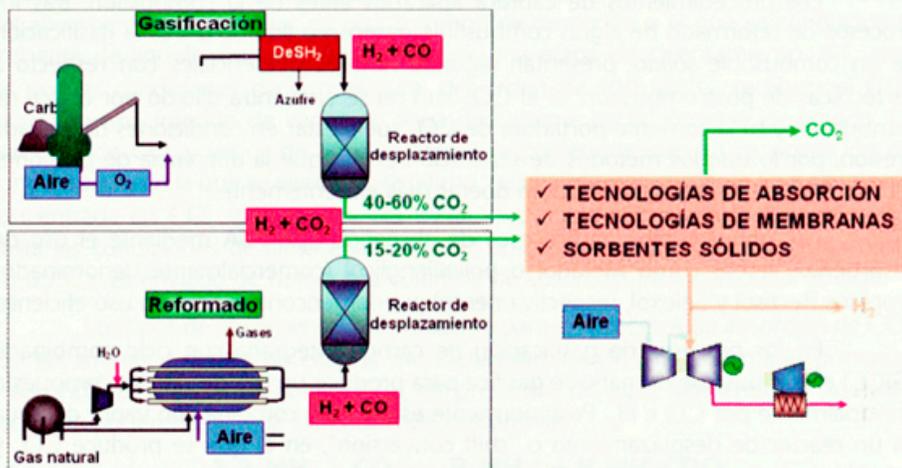
Así, por ejemplo, los procesos de absorción tipo PSA mediante el uso de absorbentes físicos como metanol o polietilenglicol (comercialmente denominados procesos Rectisol y Selexol, respectivamente) pueden encontrar aquí un uso eficiente.

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.

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 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 CO₂ e H₂. 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 la Figura 4 se recoge un esquema de las instalaciones de este tipo aplicadas a un GICC de carbón y al reformado de gas natural.

Fig. 4 – Esquema de proceso de las instalaciones de captura en precombustión

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 CO₂ 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 CO₂ 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 m³/día de gas de síntesis y 7 millones de m³/día de CO₂, de los cuales 2,5 millones de m³/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 CO₂ 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 CO₂ presente

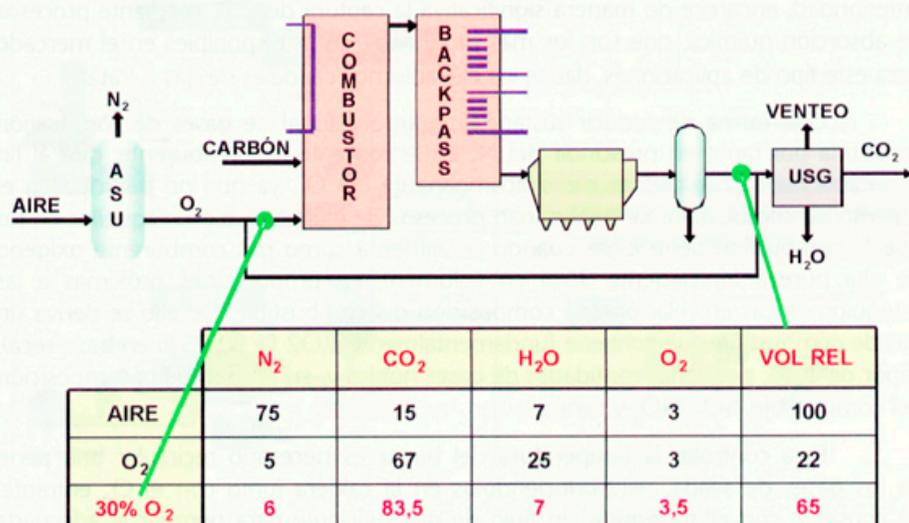
en esos gases hasta valores que pueden variar entre el 5 y el 15%. En cualquier otro proceso industrial susceptible de aplicación de las tecnologías CAC, la concentración de CO₂ no suele sobrepasar el 30% en volumen. Esto, como se ha mostrado con anterioridad, encarece de manera significativa la captura de CO₂ 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 N₂ en la corriente de comburente, que al fin y al cabo tiene un papel de mero acompañante del O₂, ya que no participa en el proceso de combustión. Se denominan procesos de oxicomustión 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 CO₂ (> 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 O₂ 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 oxicomustión, asociada a la separación y compresión del CO₂ 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 O₂, recirculación de gases, secado de gases, separación, compresión, transporte y almacenamiento de CO₂. Esta opción, según diversos estudios de análisis de costes, resulta más eficiente que la de combustión convencional dotada de captura en postcombustión.

En la Figura 5 se muestra el esquema de una instalación de captura vía oxicomustión aplicada a una caldera de carbón pulverizado, con la composición que presentarían los gases en caso de combustión convencional con aire, oxicomustión sin recirculación y oxicomustión con recirculación. Se puede apreciar la alta concentración en CO₂ que alcanzan los gases en el caso con recirculación y la notable reducción de caudal que se consigue frente a la opción de combustión convencional (en torno al 35%).

Fig. 5 – Esquema de proceso de una instalación de captura para oxidación de carbón pulverizado

En la actualidad no existe ninguna planta comercial que emplee técnicas de oxidación con el objetivo de capturar CO₂. 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, que se recogen en la tabla 2. De entre todas ellas destaca la iniciativa española de la Fundación Ciudad de la Energía, que montará dos combustores, uno de carbón pulverizado de 20 MW_t y otro de lecho fluido circulante de 30 MW_t. Contará con varios tipos de quemadores y operará con diferentes tipos de carbón, incluyendo antracita autóctona de la zona del Bierzo. 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 captura de CO₂ con aminas en postcombustión. Su puesta en marcha está prevista para mediados de 2010.

Tabla 2 – Principales iniciativas internacionales de I+D+d en oxidación.

GRANDES PLANTAS PILOTO INTEGRADAS						
PROYECTO	LOCALIZACIÓN	MWt		PUESTA EN MARCHA	COMBUSTIBLE	OBSERVACIONES
		CP	LFC			
VATTENFALL	ALEMANIA	30		2008	LIGNITOS	QUEMADORES 1
TOTAL	FRANCIA	30		2009	GN/HC	QUEMADORES 1 CALDERA INDUSTRIAL
CIUDEN	ESPAÑA	20	30	2010	ANT./ BIT./ COQUE	QUEMADORES 2+2
INSTALACIONES DE ENSAYO DE QUEMADORES						
B&W	E.E.U.U.	30		2007	BIT., SUB B, LIGN.	QUEMADORES 1
OXY-COAL UK	REINO UNIDO	40		2008		QUEMADORES 1
RETROFITTINGS DE CALDERAS EXISTENTES EN CENTRALES T						ÉRMICAS
PEARL PLANT	E.E.U.U.	66		2009	BITUMINOSOS	TECNOLOGÍA JÚPITER
CALLIDE	AUSTRALIA	90		2010	BITUMINOSOS	RETROFITTING

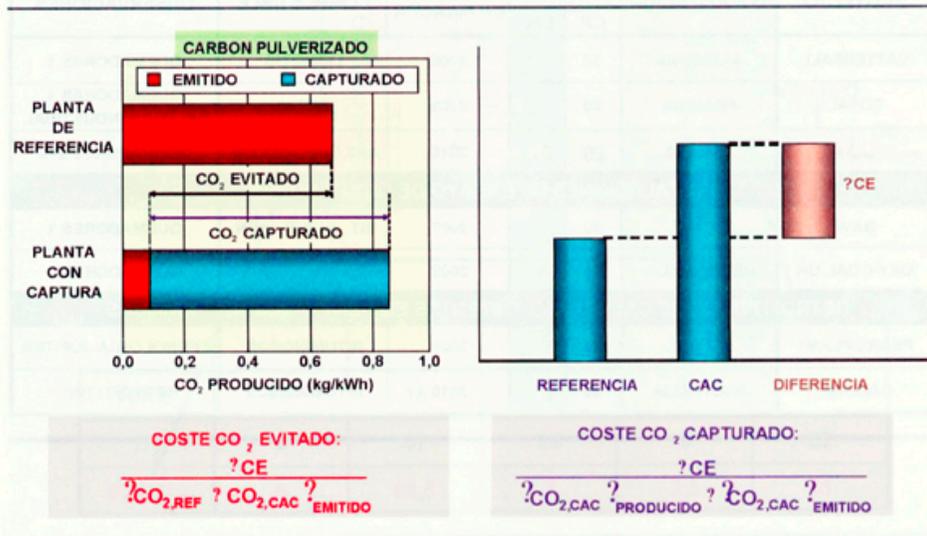
6. COSTES ECONÓMICOS EN LOS PROCESOS DE CAPTURA.

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. Tomando como referencia el kWh eléctrico producido en plantas que utilicen las mejores técnicas disponibles para la captura del 90% del CO₂ producido, se manejan cifras que oscilan entre un 24 y un 40% para nuevas plantas de carbón de ciclo supercrítico, de un 11 a un 22% para ciclos combinados de gas natural y entre un 14 y un 25% en sistemas GICC de carbón, siempre comparadas con plantas homólogas sin captura. En términos de pérdida de rendimiento de ciclo, se han cuantificado las penalizaciones citadas en valores que oscilan entre un 7 y un 10% según las alternativas. El resultado final es que los

rendimientos sobre PCI son típicamente del 33 + 35% en las plantas que incorporen cualquiera de las tres tecnologías.

Fig. 6 – CO₂ evitado, capturado y sus costes



La Figura 6 ilustra la definición de los términos CO_{2, evitado} y CO_{2, capturado} utilizados en la cuantificación de los costes. Los datos de costes más actualizados procedentes del informe Mc Kinsey, que ha sido elaborado a instancias de la Plataforma Europea de Cero Emisiones con fecha de Julio de 2008 cuantifican la captura en el entorno de los 30-45 €/t CO_{2, capturado}.

El aumento de las necesidades de combustible ligado a la captura conlleva asimismo un aumento en la producción de contaminantes por cada kWh generado, lo que se traduce en un encarecimiento de los procesos de control empleados para su eliminación. Se producirá un aumento del consumo unitario de NH₃ y caliza para el tratamiento de NO_x y SO_x y un incremento de la producción de cenizas volantes.

Con respecto a estas consideraciones de tipo económico 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 CO_{2, capturado} - CO_{2, 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 o VPSA convencional 200 kWh/t CO₂ frente a los 30 kWh teóricamente necesarios para comprimir el oxígeno de 0,21 a 1 atm, nivel necesario para separación por membranas.

3. En la medida en que el rendimiento en los procesos de separación en POST y PRE se vea incrementado se reducirá el diferencial (CO_{2, CCA}) producido - (CO_{2, CCA}) capturado.

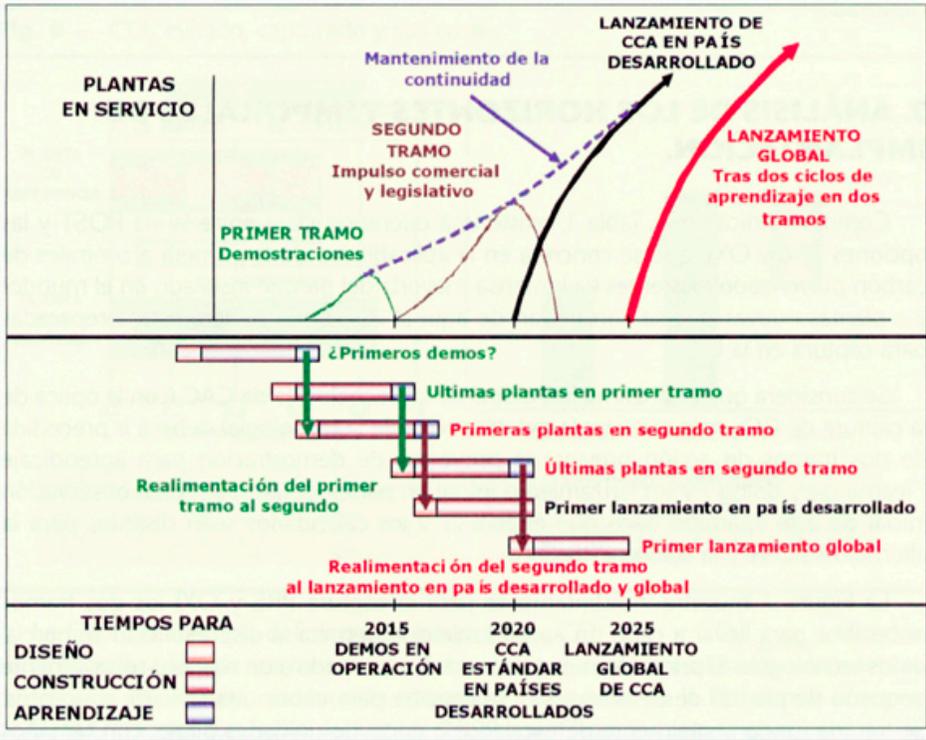
7. ANÁLISIS DE LOS HORIZONTES TEMPORALES DE IMPLANTACIÓN.

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 deberá 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") y un lanzamiento inicial en países desarrollados. La observación inicial de este apartado hace que el análisis y los calendarios sean distintos para la alternativa POST y la opción PRE/OXI.

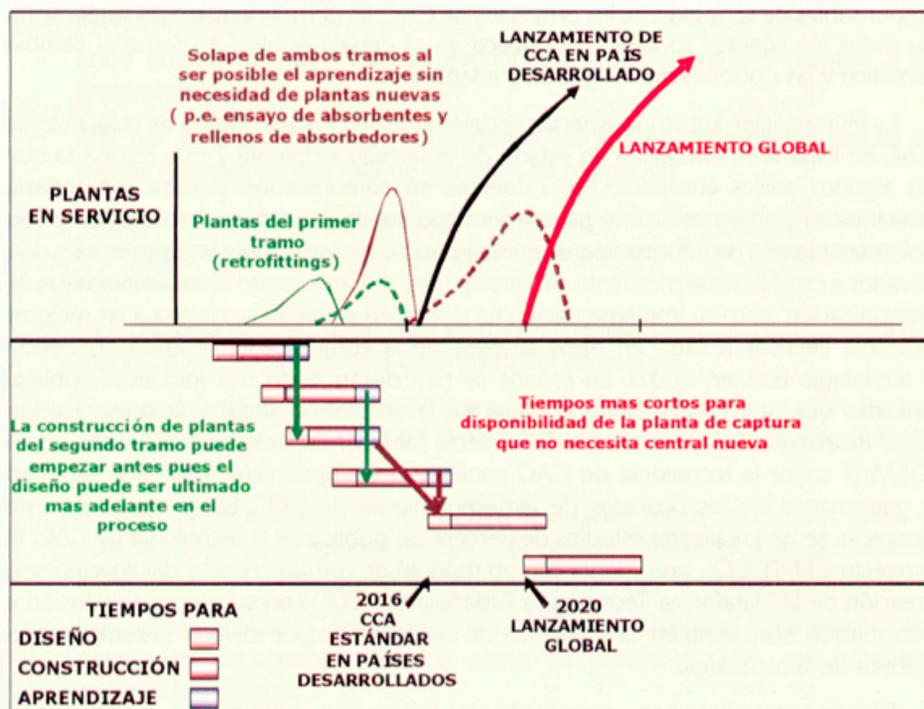
La Figura 7 muestra indistintamente para la captura PRE y OXI los dos tramos necesarios para llevar a cabo un aprendizaje que permita la disponibilidad comercial de las tecnologías. El primer tramo, que puede ser asociado a un número relativamente pequeño de plantas de demostración, se concibe para cubrir una serie de conceptos. Se trataría fundamentalmente de escalados a partir de unidades piloto, con tamaños algo menores que las unidades comerciales. A continuación se produce un segundo tramo, basado en el aprendizaje del primero, que incorpora mayor número de unidades de capacidad también mayor. Estas tecnologías requieren presumiblemente una central térmica completa (especialmente la OXI), por lo que los tiempos de diseño y construcción son típicamente 5 años. Con el aprendizaje acumulado es posible el lanzamiento en país desarrollado en 2020 y lanzamiento global en 2025.

Fig. 7 – Esquema de desarrollo de la captura en pre y oxicombustión



La Figura 8 muestra para la captura en postcombustión la entrada en servicio relativamente temprana de un conjunto de plantas especialmente en "retrofitings" y un segundo tramo que solapa con él dadas las características de la tecnología. Tras el aprendizaje derivado de los dos tramos se podría abordar el lanzamiento de la tecnología en países desarrollados en 2016 y en 2020 de forma global. Ello supone un adelanto potencial de 4/5 años sobre las opciones PRE y OXI, lo que explicaría que el concurso abierto por el Gobierno británico para contribuir a la financiación y costes de operación de una unidad de demostración favorezca aunque sin excluir la OXI, la opción POST.

Fig. 8 – Esquema de desarrollo de la captura en postcombustión



Es conveniente poner en relación las fechas anteriores (2016 y 2020) con las exigencias derivadas de la Directiva sobre CAC que se encuentra en vías de aprobación en el Parlamento Europeo, para poner de manifiesto que los plazos son ya extraordinariamente ajustados. Cualquier dilación significativa comprometería gravemente los compromisos de reducción de emisiones de la Unión Europea, que necesitan inexcusablemente la contribución de los procesos de captura y almacenamiento de CO_2 .

8. ACEPTACIÓN SOCIAL DE LA CAC

La creación de un marco político y regulatorio adecuado y la existencia de una opinión pública favorable, son factores determinantes en el papel que la CAC pueda jugar en el conjunto de opciones de mitigación del cambio climático. Se considera, por tanto, necesario el inicio de acciones de difusión y comunicación pública. La comunicación debe establecerse en las fases iniciales del desarrollo de la tecnología y estar basada en un intercambio abierto y honesto de información y argumentos entre todos los actores implicados. Los objetivos fundamentales de la estrategia de

comunicación deben ser: i) incrementar la comprensión pública de la tecnología, ii) la creación de confianza mutua entre los distintos agentes sociales y las organizaciones responsables de la gestión de los proyectos de CAC, iii) permitir una mayor implicación de todos los agentes sociales y el público en el debate público en torno al cambio climático y las opciones de mitigación y adaptación.

La investigación sobre los aspectos sociales y de percepción pública de la tecnología CAC en España se encuentra en estado de desarrollo incipiente y más retrasada que en algunos países europeos. Los esfuerzos en comunicación pública son todavía limitados. El público está muy poco informado sobre esta opción tecnológica y son pocas las fuentes de información disponibles así como los esfuerzos de comunicación llevados a cabo hasta el momento. En otros países, se han iniciado diversas iniciativas de comunicación, pero su implementación ha sido poco sistemática y lejana a las mejores prácticas llevadas a cabo en otros ámbitos de la comunicación pública en ciencia y tecnología (Reiner, 2007). En España se han desarrollado tres iniciativas público-privadas que han contemplado el papel de la aceptación social y la comunicación en el despliegue de la tecnología. El Proyecto Singular Estratégico coordinado por el CIEMAT sobre la tecnología de CAC contiene un subproyecto sobre aceptabilidad y gobernanza de los procesos de almacenamiento de CO_2 . En el marco de este proyecto, se han realizado estudios de percepción pública de la tecnología de CAC. El proyecto CENIT CO_2 , que cuenta con un módulo de comunicación y divulgación, y la creación de la Plataforma Tecnológica Española del CO_2 , con su grupo de difusión e información, son, también, una muestra de los esfuerzos por mejorar la comprensión pública de la tecnología.

Diversos estudios han examinado la percepción pública de la captura y almacenamiento de CO_2 en los países avanzados. Como en el caso de otras tecnologías emergentes, el conocimiento público de la tecnología parece ser muy limitado (Reiner et al., 2006; Asworth et al., 2006). Estudios recientes a partir de encuesta muestran que el porcentaje de personas que ha oído hablar de la tecnología en España es tan solo del 15%, un porcentaje ligeramente inferior a la media de la UE (21%) (Comisión Europea, 2007; Solà et al., 2007). Las actitudes iniciales ante la tecnología y el modo en que estas se modifican con la provisión de información son cuestiones que han recibido especial atención a través de estudios cuantitativos y cualitativos. Algunas de las ideas más significativas que se extraen de los distintos estudios realizados desde las ciencias sociales hasta la fecha son:

- Existencia de un conocimiento público de la tecnología muy limitado
- Preferencia pública por las energías renovables y la eficiencia energética. Existencia de una oposición inicial reducida a la CAC
- El grado de oposición a las tecnologías de CAC es significativamente reducido cuando los individuos poseen información técnica
- Alto grado de aceptación pública de la tecnología. La tecnología se percibe menos peligrosa que otras actividades industriales

- La reacción inicial ante la tecnología es entre negativa y neutra. Riesgos percibidos: fugas, impactos en los ecosistemas y la salud humana, no solución al problema real
- Entre el público informado, la reacción inicial oscila entre el rechazo y la ambivalencia
- Tras dar a los participantes información sobre la CAC, esta opción resulta la menos apoyada de una lista de opciones de mitigación
- La actitud de rechazo está motivada, en parte, por los riesgos percibidos (poco familiares y potencialmente catastróficos) y la preferencia por otras tecnologías energéticas
- La tecnología de CAC se percibe, en mayor medida, como una excusa para no modificar los modos actuales de producción de energía
- El conocimiento de los riesgos de la tecnología disminuye su aceptación. Parece existir una menor aceptación del almacenamiento de CO₂ que de la tecnología en general.

A partir de la revisión de los estudios realizados sobre percepción social y actitudes ante la tecnología de CAC, es posible establecer algunos factores individuales con influencia en la aceptación pública de la tecnología. Estos son:

- Preocupación pública significativa por el cambio climático. Que exista una percepción del cambio climático como un problema serio, que requiere acciones inmediatas.
- Percepción de los beneficios de la tecnología. Que se perciban con claridad los beneficios potenciales de la CAC en la solución al cambio climático.
- Percepción de la CAC como parte de una estrategia más amplia, que no limite las renovables.
- Percepción de cómo es gestionada y comunicada al público la tecnología. La existencia de confianza social en una correcta gestión y vigilancia de la seguridad de la tecnología es un elemento clave en la aceptación.

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 2007. *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. UNESA: Prospectiva de Generación Eléctrica 2030. *Disponible en <<http://www.unesa.es>>*.
13. EP: 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*.
14. Gibbins, J., Chalmers, H.: Preparing for global rollout: A 'developed country first' demonstration programme for rapid CCS deployment. *Energy Policy (2008), 36, 2, 501-507*.
15. A program to Accelerate the Deployment of CO₂ Capture and Storage (CCS): Rationale, Objectives and Costs. Kuuscrea, V.A.. Pew Center on Global Climate Change, Diciembre 2007.