



Escuela de  
Ingeniería y Arquitectura  
Universidad Zaragoza



Universidad  
Zaragoza

# INTEGRACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE CAPTURA DE CO<sub>2</sub> EN SISTEMAS DE GASIFICACIÓN

---

Proyecto Final de Carrera

Alumno: David Peña Lamarca

Director: Javier Pallarés Ranz

Ingeniería Técnica Industrial especialidad de Mecánica

DICIEMBRE 2013



# ÍNDICE

---

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
<b>OBJETIVOS</b> .....	<b>3</b>
<b>CAPITULO1: GASIFICACIÓN</b> .....	<b>5</b>
1. INTRODUCCIÓN.....	5
1.1 <i>Estado actual y previsión del futuro de la gasificación</i> .....	7
2. FUNDAMENTOS DE LA GASIFICACIÓN .....	10
2.1 <i>Factores que influyen en los procesos</i> .....	13
2.2 <i>Características del combustible</i> .....	14
2.3 <i>Aplicaciones de la gasificación</i> .....	16
2.3.1 <i>Producción de calor</i> .....	16
2.3.2 <i>Producción de electricidad</i> .....	16
2.3.3 <i>Ciclo integrado de electricidad y vapor</i> .....	17
2.3.4 <i>Celdas de combustibles</i> .....	18
2.3.5 <i>Fabricación de productos químicos</i> .....	18
3. TIPOS DE GASIFICADORES .....	19
3.1 <i>Lecho fijo</i> .....	19
3.2 <i>Lecho fluidizado</i> .....	21
3.3 <i>Lecho arrastrado</i> .....	22
4. TIPOS DE COMBUSTIBLE UTILIZADOS .....	24
4.1 <i>Carbón</i> .....	24
4.2 <i>Hidrocarburos líquidos</i> .....	25
4.3 <i>Biomasa</i> .....	25
4.4 <i>Residuos</i> .....	25
5. EQUIPOS AUXILIARES DE LIMPIEZA DEL GAS.....	26
5.1 <i>Ciclones y filtros</i> .....	26
5.2 <i>Separadores</i> .....	26
5.3 <i>Limpieza de alquitranes</i> .....	27
6. PROBLEMAS DE LA GASIFICACIÓN.....	28
7. CONCLUSIONES DE LA TECNOLOGÍA .....	28
8. REFERENCIAS.....	30
<b>CAPÍTULO 2: CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO<sub>2</sub></b> .....	<b>33</b>
1. INTRODUCCIÓN.....	33
2. CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO <sub>2</sub> .....	35
2.1 <i>Captura de CO<sub>2</sub></i> .....	35
2.2 <i>Compresión y transporte de CO<sub>2</sub></i> .....	37

2.3	<i>Almacenamiento de CO<sub>2</sub></i> .....	39
3.	TECNOLOGÍAS DE CAPTURA DE CO <sub>2</sub> .....	41
3.1	<i>Absorción química</i> .....	41
3.2	<i>Absorción física</i> .....	43
3.3	<i>Adsorción</i> .....	44
3.4	<i>Membranas de separación de CO<sub>2</sub></i> .....	44
3.5	<i>Ciclos de carbonatación – calcinación</i> .....	45
3.6	<i>Destilación criogénica</i> .....	46
4.	APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA SEGÚN EL TIPO DE CAPTURA.....	48
5.	COMPARACIÓN ENTRE TIPOS DE CAPTURA .....	49
6.	CONCLUSIÓN.....	49
7.	REFERENCIAS.....	50
<b>CAPÍTULO 3: INTEGRACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE CAPTURA DE CO<sub>2</sub> EN SISTEMAS DE GASIFICACIÓN .....</b>		<b>51</b>
1.	INTRODUCCIÓN.....	51
2.	CAPTURA DE CO <sub>2</sub> INTEGRADA EN LA GASIFICACIÓN.....	52
2.1	<i>Limpieza y captura del CO<sub>2</sub> en el gas de síntesis</i> .....	53
2.1.1	Sistemas de captura empleados .....	54
2.1.2	Tecnologías emergentes para la separación de CO <sub>2</sub> .....	59
2.2	<i>Captura in situ</i> .....	59
2.2.1	Investigaciones sobre la captura in situ de CO <sub>2</sub> integrada en sistemas de gasificación.....	60
3.	GASIFICACIÓN O REFORMADO POR “CHEMICAL LOOPING” .....	67
4.	CAPTURA DE CO <sub>2</sub> INTEGRADA EN CICLO COMBINADO (GICC).....	69
5.	PLANTAS DE GASIFICACIÓN CON INTEGRACIÓN DE EQUIPOS DE CAPTURA DE CO <sub>2</sub> .....	71
6.	CONCLUSIÓN.....	72
7.	REFERENCIAS.....	74
<b>RESUMEN Y CONCLUSIONES .....</b>		<b>75</b>

# INTRODUCCIÓN

---

Cada vez hay un mayor consumo energético en el mundo. Esto implica que si no se utilizan tecnologías respetuosas con el medio ambiente, al final se notarán las consecuencias.

El uso de fuentes de energías renovables, tiene la ventaja de no producir contaminación a la hora de producir la energía, pero son tecnologías difíciles de controlar debido a que la fuente que utilizan para generar no siempre está disponible.

Por este motivo se intentan desarrollar las tecnologías que utilizan combustibles como carbón, biomasa, hidrocarburos o residuos sólidos, para tener una producción de energía controlada y respetuosa con el medio ambiente.

El desarrollo de estas tecnologías consiste en utilizar sistemas que limpien los elementos contaminantes antes de emitirlos a la atmósfera, siendo el más relevante el CO<sub>2</sub>.

Con el fin de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> se ha desarrollado la tecnología de gasificación, a partir de la cual se transforma un combustible sólido en gaseoso, de forma que se reduce el contenido de carbono, generando un combustible más limpio que producirá menos emisiones de CO<sub>2</sub>. Para conocer más profundamente la tecnología de gasificación, en el capítulo 1 de este proyecto se tratan algunos aspectos relacionados con la gasificación, ¿qué es?, ¿cuáles son sus fundamentos?, ¿cómo son las reacciones y procesos?, a través de los cuales se obtiene un gas de síntesis con un valor energético aprovechable a partir de una materia prima formada por componentes carbonosos.

En el capítulo de gasificación se presentan además, las tecnologías que se utilizan para producir el gas, y los parámetros que influyen en el proceso, dando mejor o peor calidad del gas obtenido según su composición y su valor energético. Se mostrará también algunos aspectos medioambientales, como la emisión de gases producidos, NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub> y SO<sub>2</sub>, que también dependerán de la composición de la materia prima.

La gasificación reduce las emisiones de CO<sub>2</sub>, pero hay muchas otras plantas de generación que producen una gran cantidad de contaminantes y para evitarlo las investigaciones les llevan al uso de sistemas de captura de CO<sub>2</sub>.

Para conocer estas tecnologías de captura de CO<sub>2</sub> se ha desarrollado el capítulo 2 del proyecto, dónde se habla sobre el estado actual del cambio climático, dando lugar al protocolo de Kioto y la solución de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> mediante las tecnologías de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

También se describirán las diferentes técnicas de captura, su funcionamiento, sus características y las ventajas e inconvenientes que aportan en las instalaciones a colocar. Además se verá el tratamiento del CO<sub>2</sub> una vez capturado, el cual será comprimido para su transporte y luego almacenado de diferentes formas o utilizado para determinadas aplicaciones.

Teniendo en cuenta la gasificación como una de las tecnologías más limpias (excluyendo las renovables), y la disponibilidad de capturar el CO<sub>2</sub>, se busca una tecnología que reduzca las emisiones prácticamente a cero. Esta búsqueda lleva al desarrollo de la integración de las tecnologías de captura de CO<sub>2</sub> integradas en sistemas de gasificación.

El capítulo 3 del proyecto se redacta cómo va a ser esta integración, dónde se profundizará en el desarrollo de las tecnologías para capturar el CO<sub>2</sub> mezclado con el gas de síntesis, que como se verá, habrá dos formas de actuación de los sistemas de captura sobre el gas de síntesis.

Una forma consiste en la limpieza del gas de síntesis eliminando la mayor parte de los componentes carbonosos, y la otra forma se basa en el uso de un adsorbente en el mismo reactor de gasificación, de manera que se consiga el gas de síntesis sin componentes carbonosos a la salida del gasificador. Esta última es conocida como captura in situ del CO<sub>2</sub>. El fin de aplicar las tecnologías de esta forma es el mismo, y consiste en obtener un gas de síntesis con una elevada concentración de H<sub>2</sub> listo para su uso.

En este último capítulo del proyecto se mostrarán algunas investigaciones actuales sobre la captura de CO<sub>2</sub> en sistemas de gasificación, y con ellas ver cuáles son las tecnologías más prometedoras, cuáles son sus limitaciones y su estado de desarrollo en la actualidad.

# ***OBJETIVOS***

---

Debido al aumento del consumo energético se quieren desarrollar tecnologías que sean sostenibles.

La idea de conseguir un desarrollo sostenible, engloba tres aspectos fundamentales, la economía, la calidad de vida y el medioambiente. Por lo tanto la sostenibilidad trata de conseguir tecnologías que hagan más fácil y más cómoda la vida de las personas, que sean rentables y que respeten el planeta.

Para conseguir esto, se desarrollan tecnologías cada vez más limpias, así como la gasificación o las centrales de gasificación integrada en ciclo combinado, también debido al gran número de centrales de combustión existentes, se han desarrollado equipos de captura de CO<sub>2</sub>, con el fin de convertir estas plantas en tecnologías limpias y respetuosas con el medio ambiente.

Debido al interés de las tecnologías limpias, un objetivo del proyecto se basa en conocer los sistemas de gasificación y las tecnologías de captura de CO<sub>2</sub>.

Con estos conocimientos se plantea la evolución de obtener una generación con cero emisiones, y esto nos lleva al objetivo principal del proyecto, la integración de las tecnologías de captura de CO<sub>2</sub> en sistemas de gasificación.

Con la combinación de ambas tecnologías, se consigue reducir las emisiones que cada vez hacen más notable el cambio climático, hasta eliminarlas prácticamente, de forma que obtenemos un gran beneficio medioambiental.

Con este proyecto se quiere reflejar cuál es el estado actual de desarrollo de la combinación de ambas tecnologías, destacando en este proceso, la captura in situ.





# ***CAPITULO 1: GASIFICACIÓN***

---

## **1. INTRODUCCIÓN**

El desarrollo de la historia humana está relacionado con el fuego y por lo tanto con los combustibles.

Un primer combustible usado por los seres humanos fue la madera (y aún se sigue utilizando hoy en día), hasta que a mediados del siglo XVIII, fue sustituido por el carbón. El carbón se convirtió en el combustible más importante, aunque con los años la aparición del petróleo desplazó el uso del carbón hacia la generación de electricidad y usos térmicos industriales y domésticos. Hoy en día, el carbón sigue jugando un papel importante siendo una fuente principal de energía primaria. Esto se debe a la amplia distribución de reservas de carbón en todo el planeta, aunque dependiendo de la localización se obtienen diferentes tipos de carbón. Atendiendo a su composición y poder calorífico, existen diversas clasificaciones del carbón, siendo la más utilizada la que diferencia entre: antracitas, hullas, lignitos y turbas. La diferencia que hay entre ellos, corresponde con el grado de maduración geológica en el yacimiento, definido principalmente por su contenido en carbono, volátiles y cenizas. De esta manera, por ejemplo la antracita es la que tiene un mayor contenido en carbono disminuyendo hasta la turba, que presenta un mayor contenido en H, O y humedad. Por lo tanto, la composición del carbón es muy heterogénea dependiendo del yacimiento, y para su óptimo aprovechamiento en procesos térmicos es necesario adecuar la tecnología que maximice su conversión.

Uno de los aspectos más controvertidos de las tecnologías de combustión de recursos fósiles, particularmente del carbón, es la gran cantidad de contaminantes que se generan con efectos adversos hacia el medio ambiente. Entre los contaminantes producidos que se encuentran regulados y limitados por normativas medioambientales se encuentran los óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), óxidos de azufre (SO<sub>2</sub>) y el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), así como la materia particulada que es emitida a la atmósfera. Para ello, en las últimas décadas se ha desarrollado líneas de investigación específicas dirigidas a implementar medias primarias y secundarias que permitan reducir estas emisiones hasta niveles medioambientalmente aceptables, dando lugar a lo que se han denominado tecnologías de uso limpio del carbón.

Si bien los distintos sistemas de reducción de emisiones han alcanzado un desarrollo notable, permitiendo un aprovechamiento “limpio” del carbón mediante procesos de combustión. El desarrollo de procesos de gasificación ha supuesto un paso más hacia una conversión eficiente y de bajo impacto ambiental de los recursos fósiles, consiguiendo una serie de ventajas frente a los procesos de combustión tales como: menor necesidad de aire, menor emisión de partículas, menor contaminación medioambiental, mejores propiedades del gas de combustión respecto a los sólidos, y la posibilidad de almacenamiento del gas y su uso en motores de combustión interna.

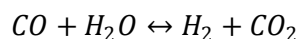
La gasificación es una tecnología que se ha desarrollado a lo largo de la historia. Durante 1920, Carl Von Linde comercializó la separación criogénica del aire, dando procesos continuos de gasificación, usando chorros de O<sub>2</sub> para la producción de un gas de síntesis e H<sub>2</sub>. Esto llevó en los siguientes años al desarrollo de equipos y procesos importantes como: el Winkler proceso de lecho fluidizado (1926), el Lurgi de lecho móvil proceso de gasificación a presión (1931), y la Koppers-Totzek arrastrado de flujo proceso (1940). Esto supuso un gran desarrollo en la gasificación de combustibles sólidos [1].

La primera aplicación de gas industrial fue la iluminación, que más adelante debido al coste fue sustituido por bombillas eléctricas.

También se utilizó para calefacción, pero con la llegada del gas natural y la nafta en la década de 1950, se redujo la gasificación del carbón porque no pudo hacerle competencia debido al bajo coste del gas natural. Además el gas natural se vio favorecido al poder aprovechar las instalaciones de uso doméstico del gas ciudad.

Luego, en la década de 1970, la crisis del petróleo llegó por primera vez y, junto con ella una percepción posible de escasez de gas natural, que sirvió para reavivar el interés en la gasificación de carbón como proceso importante para la producción de combustibles líquidos y gaseosos, que llevó a invertir en el desarrollo de nuevas tecnologías, traducido en un desarrollo de los procesos más antiguos.

Un inconveniente que presentaba el gas ciudad era su bajo poder calorífico debido al bajo contenido de  $H_2$ . Llevando a cabo investigaciones, resultó que dependiendo de las condiciones y las concentraciones de los elementos se obtiene un mayor contenido de CO o de  $H_2$  en el gas, tal como expresa la siguiente reacción de equilibrio:



Esto se hizo posible por la investigación que realizó la industria química por la necesidad de convertir un gas de  $H_2$  o de síntesis (una mezcla de  $H_2$  y CO), en amoníaco y la síntesis de metanol respectivamente, ya que estos procesos requieren una mayor concentración de  $H_2$  en su composición. Un ejemplo de gas de síntesis es la síntesis de Fischer-Tropsch de hidrocarburos, o la síntesis de anhídrido de ácido acético.

El gas de síntesis generado ganó popularidad para la producción de hidrocarburos más ligeros. Muchas grandes plantas de gasificación están ahora dedicadas a la producción de materia prima química a partir de carbón o de otros hidrocarburos. Hidrogenación o hidrogasificación, que implica la adición de  $H_2$  al carbono para producir combustible con un mayor poder calorífico.

Más recientemente, la tecnología de la gasificación cambió su forma de actuar. Entre los años 1980 y 2000, se tomó de manera más seria el aprovechamiento del gas de síntesis a la salida del gasificador por su elevada temperatura para utilizarlo en turbinas de gas, integradas en ciclos combinados y con ello, presentando una mejor eficiencia de estos procesos. Con esto se consiguió otra alternativa para los combustibles sólidos en centrales de gasificación con ciclo combinado (GICC). Esta técnica de aprovechar el gas de síntesis para turbinas de gas llevó a la construcción de plantas de GICC de grandes potencias como en los Estados Unidos (Cool Water, 100MW, 1977, y Plaquemine, 165MW, 1987) y en Europa (Lünen, 170 MW, 1972; Buggenum, 250 MW, 1992, y Puertollano, 335 MW, 1997). Estas plantas han servido de demostración de la tecnología pero hay que tener en cuenta que son muy recientes y son pequeñas potencias respecto a las plantas convencionales de carbón o de ciclo combinado.

Como se ha visto, la gasificación tiene un rango de uso muy amplio, siendo utilizado en turbinas de gas, motores, calderas, ciclos de turbina de vapor, obtención de materias primas en la industria química, en centrales de ciclo combinado... es decir, un uso de energía térmica, eléctrica, química y mecánica.

Además, en los últimos tiempos a partir del año 2000, el calentamiento global y la inestabilidad política de algunos países han dado otro impulso a la gasificación de biomasa, dejando los combustibles fósiles más apartados, y mirando la gasificación como una alternativa de energía renovable. Otro tipo de materia prima, que en la actualidad está cogiendo mucha importancia, es el uso de residuos, tales como plásticos.

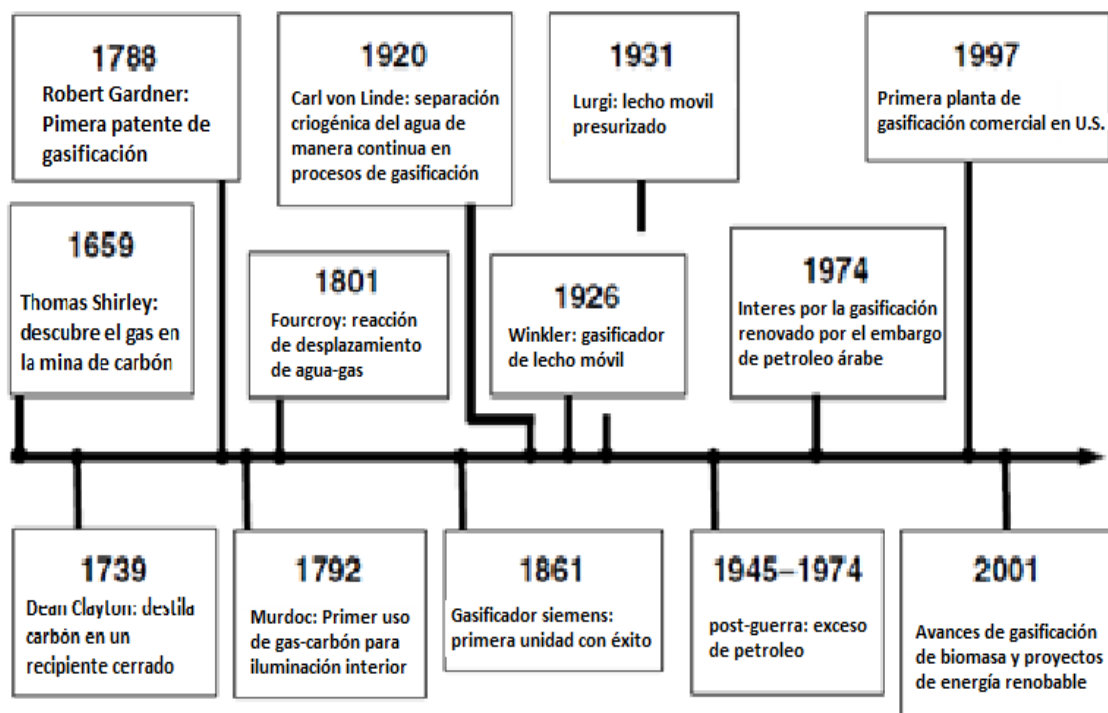


Ilustración 1. Algunos de los hitos importantes en la progresión de gasificación [1].

Otro cambio de estos últimos años ha sido el aumento de gasificación de hidrocarburos pesados en refinerías, debido a la presión de reducir emisiones de azufre. Así, se ha convertido a la gasificación de estos residuos como una herramienta esencial para este problema, con la ventaja de convertir los residuos en  $H_2$  por gasificación y luego usarlo para hidrocraquear otras fracciones de hidrocarburos pesados, transformándolos en ligeros y obteniendo productos como gasolina, gasoil o queroseno, más utilizados, consiguiendo reducir el azufre.

### 1.1 Estado actual y previsión del futuro de la gasificación

La tecnología de gasificación lleva muchos años funcionando en las industrias químicas, petrolíferas y de los fertilizantes, y otros tantos en la industria eléctrica. Se estima un crecimiento aproximado del 20% en la potencia instalada para el 2015, [5]; creciendo en las industrias químicas, de fertilizantes y de combustibles líquidos en China, en generación de  $H_2$  y sustitutos del gas natural en Estados Unidos y de refinería en Europa. En la ilustración 2 se puede apreciar un aumento de la potencia instalada, referido a la tecnología de gasificación.

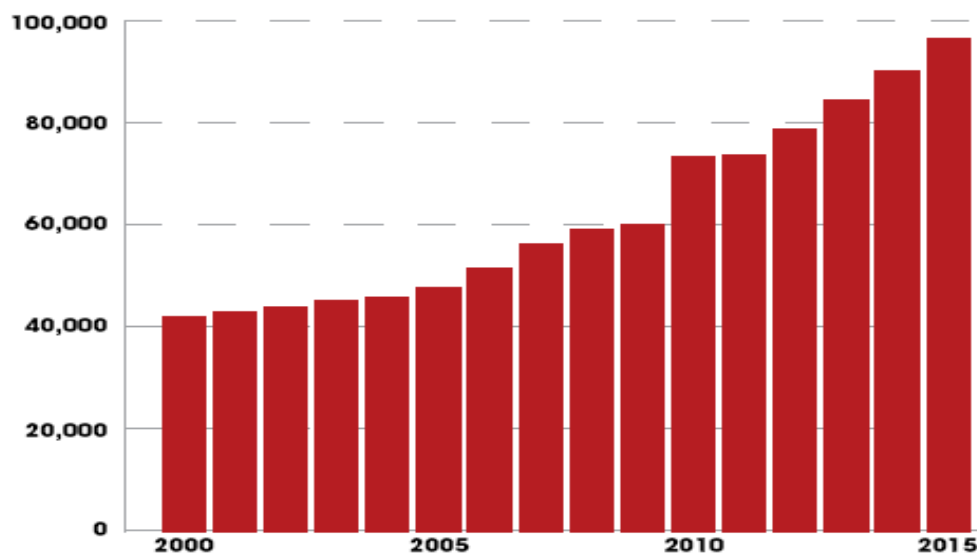


Ilustración 2. Crecimiento de la potencia instalada para la tecnología de gasificación [5].

La gasificación ha dado muy buenos resultados en tecnologías de integración de ciclos combinados, reflejado en plantas con este sistema que hay integradas en el mundo (tabla 1). La ventaja de estas centrales desde el punto de vista comercial y económico es su integración en las refinerías, debido a la posibilidad de utilizar residuos líquidos y coque de petróleo como combustible [14].

Referido a España, hay una planta de gasificación en Puertollano (de 1997), basada en la tecnología de gasificación integrada con ciclo combinado, usando carbón y coque de petróleo como combustible.

Otras empresas están apostando por la tecnología de gasificación con biomasa, como muestra IDAE [8]:

- ENAMORA: usan un gasificador de lecho fluidizado de presión compensada, la empresa que ha desarrollado esta tecnología dispone de una instalación completa de gasificación y generación eléctrica con un moto-alternador. La planta se adapta a cualquier combustible que se quiera testar, y sirve para poner a punto las consignas de operación de los proyectos que se les encargan.
- GUASCOR: la tecnología se centra en un gasificador de tres reactores y una cuidadosa regulación de los caudales de aire que se introduce en cada uno de ellos.
- INERCO: la tecnología está basada en un reactor de lecho fluido burbujeante atmosférico y que emplean como agente gasificante aire ambiente.
- TAIM TFG: consiste en una unidad de gasificación para cogeneración con motor a gas de síntesis equipado con alternador. El gasificador es del tipo downdraft, y emplea aire como agente gasificante.

Otras empresas como BICOTEC también están construyendo una planta de gasificación, incorporando las últimas tecnologías en aprovechamiento energético [6].

GASIFICACIÓN

Propietario / Ubicación	Puesta en marcha	Potencia Neta MW	Combustible	Ciclo Combinado	Tecnología de Gasificación
Cool Water, USA	1984	120	Carbón	GE 107E	Texaco
Nuon, Buggenum, Holanda	1994	253	Carbón / residuos y biomasa	Siemens V94.2	Shell
Wabash River, Indiana, USA	1995	262	Carbón / Coque de petróleo	GE 7FA	E-GAS™
Tampa Electric, Florida, USA	1996	250	Carbón / Coque de petróleo	GE 7F	Texaco
ELCOGAS, Puertollano, España	1997	282.7	Carbón / Coque de petróleo	Siemens V94.3	Lecho arrastrado
SUV, Vresova, República Checa	1996	350	Lignito	2 x GE 9E	Lecho fijo, Lurgi
SVZ, Schwarze Pumpe, Alemania	1996	40	Lignito / residuos	GE 6B	Noell
Rife Energy, Escocia	2003	109	Carbón / residuos	GE 6FA	BGL
Sulcis, Cerdeña, Italia	2006	450	Carbón	-	Shell
Clean Coal Power, Nakoso, Japón	2006	250	Carbón	-	Mitsubishi, aire
Piñon Pine, Nevada, USA	-	100	Carbón	GE 6FA	KRW, aire
Global Energy, Kentucky, USA	-	500	Carbón / residuos	-	BGL
Texaco El Dorado, Kansas, USA	1996	40	Coque de petróleo	GE 6B	Texaco
Motiva, Delaware, USA	2000	240	Coque de petróleo	2 x GE 6FA	Texaco
CITGO, Los Angeles, USA	2006	570	Coque de petróleo	3 x GE 7FA	Texaco
IOC, Orissa, India	2006	180	Coque de petróleo	GE 306B	Shell
Shell Pernis, Rotterdam, Holanda	1997	127	Residuo de visbreaker	3 x GE 6B	Shell
ISAB, Prclo, Italia	1999	510	Asfaltos	Siemens 2 x V94.2K	Texaco
API, Falconara, Italia	2000	260	Residuo de visbreaker	ABB 13E2	Texaco
SARLUX, Cerdeña, Italia	2000	550	Residuo de visbreaker	3 x GE 9E	Texaco
Exxon Mobil, Singapur	2000	180	Crudo pesado	2 x GE 6FA	Exxon
NPRC, Sekiyu, Japón	2003	342	Residuo de petróleo	MHI 701F	Texaco

Tabla 1. Plantas de GICC en funcionamiento, según combustible [14].

En general, el uso de las plantas de gasificación está siendo utilizado para la generación de energía eléctrica principalmente, aunque la disposición de la energía térmica da la posibilidad del uso en plantas de cogeneración, o plantas de ciclo combinado.

El futuro de la gasificación tiene atributos positivos por su capacidad de obtener un gas limpio a partir de una materia prima carbonosa, y la ventaja de poder procesar como materia prima residuos sólidos urbanos, plásticos, biomasa, etc., los cuales tienen un bajo coste. También es una tecnología más limpia y más eficiente que la combustión. Estas características y las regulaciones cada vez más estrictas sobre las emisiones hacen que la gasificación cada vez sea más competitiva en el mercado eléctrico.

## 2. FUNDAMENTOS DE LA GASIFICACIÓN

La gasificación y la combustión son dos procesos termoquímicos estrechamente relacionados, pero hay una diferencia importante entre ellos. La gasificación es un proceso termoquímico en el que un sustrato carbonoso es transformado en un gas combustible de bajo poder calorífico, mediante una serie de reacciones que ocurren a una temperatura determinada en presencia de un agente gasificante (aire, oxígeno y/o vapor de agua) para obtener un aprovechamiento energético de dicho gas obtenido en una etapa subsiguiente, mientras que en la combustión se quema completamente produciendo energía térmica como resultado de las reacciones exotérmicas de oxidación. Entonces, la gasificación se puede definir como la fabricación de un gas con un valor energético disponible para su uso a partir de combustibles carbonosos como carbón, biomasa o plásticos. El poder calorífico del gas dependerá del tipo de sustrato carbonoso y el agente gasificante utilizado.

Para comprender la gasificación es necesario entender los aspectos térmicos y cinéticos de los procesos, así como los parámetros que afectan a su desarrollo tales como las condiciones de operación, el agente gasificante o la propia naturaleza de la materia prima.

El proceso de gasificación consta de una serie de etapas a través de las cuales la materia prima original se transforma cambiando sus propiedades físicas y químicas para dar lugar a tres productos principales: gas, char y alquitranes.

Las etapas, que pueden tener lugar de forma simultánea o secuencial, se pueden dividir en tres: pirólisis, oxidación y reducción [2, 4, 5, 9].

- Pirólisis: Denominada también como descomposición química, carbonización. El combustible es secado por los gases calientes que se encuentran en el interior del gasificador, y cuando las partículas han llegado a una determinada temperatura (dependiendo de la materia prima), comienza la pirólisis, donde el combustible sólido se descompone en una mezcla de residuo carbonoso sólido denominado "char", más líquidos formados en su mayoría por vapores condensables de alto y medio peso molecular a los que comúnmente se denominan "alquitranes", y gases formados por hidrocarburos volátiles de bajo peso molecular.

*Materia prima + calor → char + líquidos + gases*

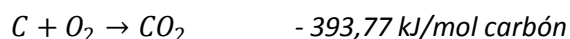
Dependiendo del origen de la materia prima, los volátiles pueden incluir H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, CO, CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, y niveles muy bajos de hidrocarburos insaturados tales como acetilenos, olefinas y compuestos aromáticos y alquitranes. Después de la pirólisis, el char remanente tiene una mayor concentración de carbono que la materia prima seca.

En la siguiente tabla vamos a ver las reacciones que tienen lugar en las diferentes temperaturas de este proceso:

<i>RANGO DE TEMPERATURA</i>	<i>REACCIÓN QUÍMICA</i>
100 – 120	Deshidratación.
250	Desoxigenación y desulfuración.
340	Rotura de enlaces en compuestos alifáticos.
380	Fase de carbonización.
400	Rotura de enlaces C – O y C – N.
400 – 600	Descomposición de los materiales bituminosos, (generación de alquitranes).
600	Cracking de los materiales bituminosos, (generación de hidrocarburos ligeros).
>600	Generación de compuestos aromáticos volátiles.

Tabla 2. PIROLISIS. Reacción de la materia según la temperatura [2].

- Oxidación o combustión: Una vez aplicado el calor necesario para secar el combustible y romper los enlaces químicos en la pirolisis, es necesario mantener la temperatura de reacción y aportar energía que consumen las reacciones de la etapa de reducción. Esto se consigue gracias a la oxidación parcial o total de una fracción de combustible sólido. Se producen, entre otras, las reacciones exotérmicas [9] como por ejemplo:



- Gasificación o reducción: es el conjunto de reacciones químicas mayoritariamente endotérmicas sólido-gas o gas-gas, por medio de las cuales el char, los líquidos y vapores de alto y medio peso molecular, se convierten en gas. Estas reacciones empiezan a ocurrir cuando la temperatura de los residuos sólidos carbonosos alcanza unos 700 °C aproximadamente. La gasificación produce diferentes gases como, H<sub>2</sub>, CO y CH<sub>4</sub> a través de una serie de reacciones. La siguiente tabla muestra las cuatro reacciones principales en la gasificación:

REACCIÓN	VALOR ENERGÉTICO	DESCRIPCIÓN
$C + H_2O \rightarrow H_2 + CO$	+131,38 (kJ/mol carbón)	Oxidación parcial del carbón con vapor de agua que proviene de diferentes fuentes, como el vapor asociado al aire, el agua proveniente del combustible y como medio gasificante.
$CO_2 + C \rightarrow 2CO$	+172,58 (kJ/mol carbón)	El $CO_2$ presente en los gasificadores reacciona con el char para producir CO de acuerdo a la reacción endotérmica de Boudard.
$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$	+41,98 (kJ/mol carbón)	Conversión shift, el poder calorífico del hidrogeno es mayor, así que la reducción del monóxido de carbono con vapor de agua para producir hidrogeno es una de las reacciones más relevantes y es empleado en mayor medida para la producción de gas de síntesis.
$C + 2H_2 \rightarrow CH_4$	- 74,90 (kJ/mol carbón)	Metanación, la formación de metano es preferible cuando los gases producidos en la gasificación son materia prima para otros procesos químicos. Esta reacción puede ser acelerada con un catalizador de base níquel a 1100°C y 6-8 bares.

Tabla 3. GASIFICACIÓN. Descripción de las reacciones principales [9].

La gasificación, requiere un medio de gasificación que interaccione con el combustible según los procesos térmicos de pirólisis, oxidación y reducción descritos con anterioridad con el fin de convertirlo en un gas combustible aprovechable. Por este motivo, la composición del combustible a gasificar dependerá del agente gasificante y los parámetros de temperatura y presión a los que se realiza la transformación. Los principales medios gasificantes son [3, 10]:

- Aire: La reacción de combustión parcial con el aire da lugar a una reacción exotérmica aun gas de bajo poder calorífico debido a que está diluido con el  $N_2$  del aire, y será aprovechado con fines de carácter energético.
- Oxígeno: Se produce un gas de poder calorífico medio, pero de mayor calidad al no estar diluido con  $N_2$ . Además de aplicaciones de carácter energético puede utilizarse como gas de síntesis para la obtención de metanol. Pero tiene el inconveniente de ser caro ya que la generación de  $O_2$  es costosa.
- Vapor de agua y/o oxígeno (o aire): Se produce un gas enriquecido en  $H_2$  y CO que se puede utilizar como gas de síntesis para diversos compuestos (amoníaco, metanol, gasolinas, etc.).
- Hidrógeno: Se produce un gas de alto contenido energético que, por tener altos porcentajes de metano, puede utilizarse como sustituto del gas natural.
- Aire / oxígeno + catalizadores: Aumentan el rendimiento de la conversión, aunque todavía se encuentran en fase de experimentación y tienen un tiempo de vida dentro del reactor demasiado corto.

Una vez gasificada la materia prima se obtienen unos gases formados por diferentes elementos, que son limpiados para conseguir un gas limpio con un mayor valor energético y con elementos menos contaminantes. Además, de cara a su aplicación en un proceso industrial



se requiere que el gas de síntesis mantenga una producción y composición estable, ya que afectaría con ello a la calidad y propiedades del gas y en consecuencia a los equipos que pudieran ir conectados a continuación para la generación de calor o electricidad.

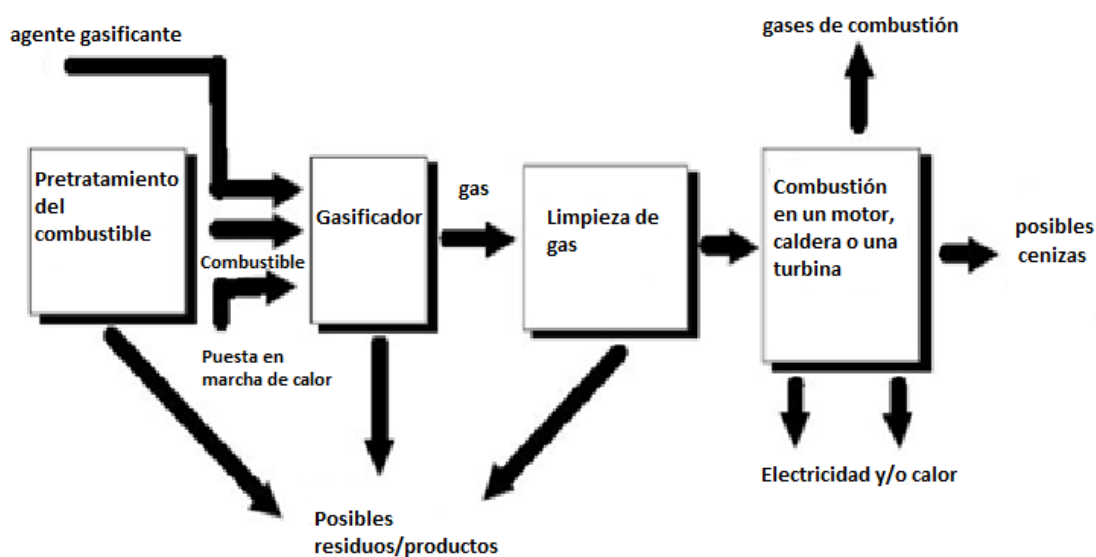


Ilustración 3. Esquema de un proceso de gasificación.

Existen varios factores, tanto en relación a las condiciones de operación como a las características del combustible que van a influir en el proceso de gasificación, modificando algunos aspectos de las etapas anteriormente vistas [4, 10, 13].

## 2.1 Factores que influyen en los procesos

- *Temperatura*

La temperatura es un parámetro importante que afecta en todas las etapas y por lo tanto en el rendimiento al final del proceso. En concreto, las proporciones entre char, alquitranes y gas en los productos obtenidos en la pirólisis dependen estrechamente de la velocidad de calentamiento y de la temperatura final alcanzada.

En la etapa de gasificación, la temperatura influye en los equilibrios de reacción. Se puede decir que aumentar la temperatura favorece el aumento, en el gas producido, de elementos como  $H_2$  y  $CO$ , en disminución de otros elementos como el  $CH_4$ . Además, con las altas temperaturas y mayores velocidades de calentamiento, se disminuye la formación de líquidos y sólidos.

- *Velocidad de calentamiento*

La velocidad de calentamiento, como se ha comentado en el punto anterior, afectará también el producto final.

A mayor velocidad se consigue una mayor cantidad de gas y si la velocidad es menor se tendrá una mayor formación de alquitranes y char.

- *Presión*

La presión también influirá sobre el producto final a obtener. Actúa como la temperatura, de forma que dependiendo de la presión del proceso variarán las proporciones de char, alquitranes y gas de los productos finales obtenidos.

- *Ratio equivalente (ER)*

Se define como la proporción de oxidante que se introduce en relación a las condiciones estequiométricas. Puede variar entre 0,2 y 0,4. Aumentar el ER supone disminuir la cantidad de alquitranes. Aunque por otro lado, valores altos de ER hacen disminuir la producción de gases combustibles ( $H_2$ ,  $CO$ ,  $CH_4$ ), por lo que disminuye el PCI del gas. Valores de ER superiores a 0,45 harían que el gas no fuese útil desde el punto de vista energético. Así se debe utilizar un valor suficientemente bajo como para asegurar un PCI aceptable y lo suficientemente alto como para que el contenido de alquitranes no represente un problema, como por ejemplo  $ER = 0,3$ .

- *Relación entre agente gasificante/combustible*

Es uno de los parámetros más importantes en la gasificación, especialmente cuando se autoabastece energéticamente mediante la oxidación parcial, con aire u oxígeno del residuo tratado. Si los valores de este parámetro son muy bajos, puede que no mantengan el proceso en las condiciones apropiadas, disminuyendo el rendimiento de éste. Si se tiene aire como agente gasificante existe un efecto de dilución por parte del  $N_2$ .

Debido a esto se busca un valor óptimo de la relación gasificante/combustible para cada proceso, que dependerá de la composición de la materia gasificada. Por ejemplo, cuando se trata de biomasa forestal la relación óptima en peso de aire/biomasa se ha comprobado que está entre 0,5 y 1,6 para los gasificadores de lecho fluido, y alrededor de 1,5 para los gasificadores de lecho móvil.

Con éste parámetro se maneja el aumento de temperatura que produce una disminución del residuo sólido y de los condensables generados en la etapa de pirólisis, y por otro lado la disminución de la calidad del gas producido.

## 2.2 Características del combustible

- *Poder Calorífico*

Es el parámetro que da un valor de la cantidad de energía por unidad de masa que puede ser liberada de una materia desde el punto de vista de su uso como combustible. Puede indicarse el superior o el inferior. El superior indica el poder calorífico del combustible cuando su contenido de agua termina el proceso como líquido saturado, mientras que el poder calorífico inferior es cuando el contenido de agua termina como vapor saturado, es decir, sin contar la parte del calor latente del vapor de agua generado en la combustión.

- *Tamaño y características de partícula*

En el proceso de gasificación se debe tener en cuenta que se va a realizar un calentamiento de la partícula, donde tendrán lugar las reacciones entre sólido y gas, el tamaño entonces va a ser un factor importante que va a marcar el tiempo de permanencia necesario para realizar el proceso, y que permite el dimensionamiento del reactor.

Por lo tanto es mejor tener partículas de pequeño tamaño y con alta densidad, para que estén un mayor tiempo dentro del reactor, ocupando un menor espacio y dejando una mayor superficie útil para las reacciones, de forma que se obtengan eficiencias de conversión más elevadas.

Según el tamaño se pueden realizar procesos de densificación o molienda, pero esto incurre en un aumento de los costes por gasto energético y de los equipos necesarios. Por esta razón se busca un compromiso entre el gasto y el tamaño de la partícula.

- *Composición del combustible*

Para determinar la composición y naturaleza la composición de los combustibles, existen varias técnicas de análisis. Estos análisis se realizan mediante unas normas estandarizadas para poder comparar las diferentes materias primas utilizadas como combustibles para estos procesos, con el objeto de mejorar el rendimiento energético de la combustión y de la planta.

- Análisis elemental

Esta técnica permite obtener la composición química en componentes mayoritarios y/o minoritarios del combustible, analizando el peso de cada elemento que lo compone. Es muy utilizado ya que va a ayudar a determinar el comportamiento que va a tener no sólo en la gasificación sino que además en los pretratamientos que pueda recibir.

El análisis se realiza a través de equipos de ensayo de forma sencilla, rápida y fiable. El análisis elemental más común determina la composición de Carbono (C), Hidrógeno (H<sub>2</sub>), Oxígeno (O<sub>2</sub>), Nitrógeno (N<sub>2</sub>) y Azufre (S), medida en porcentaje respecto al peso, de forma que por medio de balances de masa y de energía permiten estimar el ratio de equivalencia, la relación entre el agente gasificante y el combustible y la composición de los gases de salida.

- Análisis inmediato

El análisis inmediato, es un análisis complementario al análisis elemental que da una información muy relevante para comprender el proceso de oxidación. Consiste en calentar, pesar y quemar la muestra, determinando el contenido en humedad, cenizas, material volátil y carbono fijo que compone la muestra.

El contenido de humedad está siempre presente en los combustibles sólidos y tiene un efecto importante sobre los pretratamientos, altos contenidos de humedad aumentan el peso y por tanto el coste del transporte, puede dar lugar a aglomeraciones en el proceso de molienda, encarecer el gasto en el proceso de secado y disminuir el rendimiento de la combustión.

El porcentaje de agua que contiene la materia prima antes de ser gasificada va a influir sobre el balance térmico del proceso, ya que una parte de la energía generada va a utilizarse para conseguir la evaporación del agua que contiene la partícula. También influye sobre la composición del gas de salida, incluso desplazando algunas reacciones. En general se aceptan humedades de entre 10 y 20 % para lechos móviles y hasta el 40 % para lechos fluidos.

El contenido en cenizas permite estimar la cantidad de sólidos que será necesario retirar del gasificador por unidad de masa procesada. Una propiedad importante de las cenizas es su punto de fusión, si este se sobrepasa se pueden formar escorias que ensucien las superficies de intercambio y afecten a las prestaciones y mantenimiento de los equipos. Así mismo, las cenizas, al ser inertes, no intervienen en los equilibrios químicos de las reacciones de gasificación, pero pueden tener un efecto catalítico, y a mayor contenido en cenizas será necesario una mayor eficacia en los equipos de limpieza de gases y depuración de partículas.

El contenido de materiales volátiles es una propiedad importante que proporciona una indicación de su reactividad y su facilidad de ignición. Los volátiles influyen en la combustión, favoreciendo la estabilidad de la llama, a mayor cantidad de volátiles hay una mayor velocidad de quemado del combustible y menores inquemados. Permite determinar el tamaño de la partícula para una combustión

estable, pero un alto contenido de volátiles puede provocar problemas de seguridad en la molienda.

El carbono fijo permite estimar la cantidad de residuo carbonoso que queda tras la etapa de devolatilización de la partícula, y por tanto da una idea del tiempo de residencia para obtener una combustión completa.

### 2.3 Aplicaciones de la gasificación

Debido a la existencia de diversos procesos de conversión, se pueden obtener diferentes productos finales. Las principales aplicaciones del gas obtenido de la gasificación son la producción de electricidad o para la obtención combinada de calor y energía eléctrica en motores, turbinas de gas o pilas de combustibles. El char y las cenizas pueden ser usados normalmente como fertilizantes. En la ilustración 4 se muestra un esquema de estas aplicaciones, y en los siguientes puntos se describen las aplicaciones [5, 14].

#### 2.3.1 Producción de calor

El gas producido se lleva a una cámara de combustión, dónde se mezcla con el comburente para reaccionar y ceder la energía térmica disponible en la combustión. Para obtener el calor bastaría con un simple quemador, con el que se podría calentar agua, aire o cualquier otra sustancia deseada.

#### 2.3.2 Producción de electricidad

El gas de síntesis obtenido de la gasificación será utilizado para obtener energía eléctrica como producto final, tras usarlo para producir una energía mecánica que a través de un alternador generara la energía eléctrica. Para producir la electricidad a través del gas de síntesis se dispone de las siguientes tecnologías:

- Motores de combustión interna

En los motores alternativos de combustión interna (MACI), el gas producido de la gasificación, primero es limpiado y luego se usa para generar energía mecánica en estos motores, que posteriormente se convierte en energía eléctrica a través de un alternador. Los motores son relativamente eficaces en un amplio rango de potencias (100 - 5000 kW). Los gases que abandonan el motor se pueden usar para mover una pequeña turbina, la cual se puede utilizar para alimentar más combustible al motor y a mayor presión. Mediante el uso de esta turbina, se aumentaría la potencia producida y la eficiencia podría alcanzar valores del 40%, frente a los 20-30% habituales. El poder calorífico inferior debe ser mayor de 4,5 MJ/Nm<sup>3</sup> y la temperatura de inyección debe ser menor de 60°C.

- Turbinas de gas

Una turbina de gas simple está compuesta de tres secciones principales: un compresor, un quemador y una turbina de potencia. Las turbinas de gas operan en base en el principio del ciclo Brayton, en donde aire comprimido es mezclado con el gas de síntesis y quemado bajo condiciones de presión constante. El gas caliente producido por la combustión se le permite expandirse a través de la turbina y hacerla girar generando energía mecánica utilizada para producir electricidad. Aproximadamente 2/3 del trabajo producido en la expansión se usa para la compresión del aire. El otro 1/3 está disponible para generar electricidad.

### – Ciclo combinado GICC (Gasificación integrada con ciclo combinado)

En este ciclo sólo se produce energía eléctrica. El gas proveniente de la gasificación es introducido en una turbina de gas y el calor que proviene de la gasificación se aprovecha para un ciclo de vapor con turbinas de vapor. Es el proceso que consigue las eficiencias más altas, en torno a un 40 %.

Las principales ventajas de las centrales GICC se asocian a su mayor eficiencia y a su reducido impacto ambiental. Otra ventaja importante es su capacidad para utilizar distintos combustibles.

Debido a la necesidad de introducir unos sistemas de gasificación, limpieza de gas y una planta de separación de aire, su eficiencia es apreciablemente menor que la de los ciclos combinados de gas natural. Es significativa la gran diferencia que hay entre los rendimientos brutos y netos en las centrales GICC. Esta diferencia se debe al elevado consumo de auxiliares, originado por los compresores de la unidad de separación de aire; por lo tanto, es aún mayor en los diseños no integrados (en los integrados, buena parte del trabajo de compresión lo realiza el propio compresor de la turbina de gas).

Además de la menor emisión debido a su mayor eficiencia, las centrales GICC tienen la ventaja de que permitirían la eliminación del carbono en el gas antes de quemarlo, lo que es más sencillo y económico que capturar el CO<sub>2</sub> de los gases de combustión que se dirigen a la chimenea. La eliminación de azufre antes de la combustión que se realiza en las centrales GICC, permite reducir sustancialmente las emisiones de SO<sub>2</sub> respecto a las centrales de carbón pulverizado con desulfuración de los gases de combustión. La combustión controlada en las cámaras de la turbina permite que las centrales GICC tengan unos reducidos valores de NO<sub>x</sub>, aunque la reducción no es tan notable como en el caso del SO<sub>2</sub>.

Las condiciones de operación de los gasificadores, facilita que las cenizas de las centrales GICC, se fundan y después solidifiquen bajo una matriz vítrea (no soluble), lo que permite su valorización como subproductos útiles con diversas aplicaciones. Finalmente, en las centrales GICC, el azufre contenido en el combustible se obtiene de forma elemental o como ácido sulfúrico, por lo que es un subproducto que se puede comercializar. En las centrales de carbón pulverizado, el azufre se elimina mediante un lavado con una lechada de caliza, lo que origina una gran cantidad de yeso.

El principal inconveniente de esta tecnología es que su coste de instalación es elevado. Una causa de esto es que buena parte de las centrales que están en funcionamiento en la actualidad se han concebido como proyectos de demostración.

De todos modos, no hay que perder de vista que el coste de la inversión es sólo una parte y que hay que tener en cuenta también otros factores como el coste de combustible y los costes de operación y mantenimiento.

### 2.3.3 Ciclo integrado de electricidad y vapor

La generación mixta de energía térmica y energía eléctrica en una instalación da lugar a la tecnología de cogeneración, que es la producción consecutiva de dos tipos diferentes de energía. El gas que proviene de la gasificación es introducido en la turbina o el motor de combustión interna para generar una energía mecánica que después será transformada por medio del alternador a energía eléctrica. Además, se aprovechan los gases de salida de la combustión, proporcionando la energía térmica contenida, antes

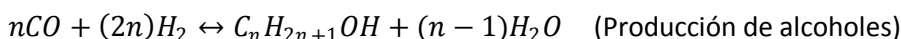
de ser descargados a la atmósfera. Este sistema también se conoce por CHP (Combined Heat and Power).

#### 2.3.4 Celdas de combustibles

Se puede integrar la gasificación con celdas de combustibles para la generación de electricidad. El gas debe ser rico en  $H_2$ . Existen diversos tipos de celdas: de baja temperatura, como las basadas en membranas de intercambio de protones (PEMFC), las de alta temperatura, que consisten en carbonatos fundidos (MCFC) o en óxidos sólidos (SOFC) y las que operan en un rango intermedio de temperaturas, basadas en ácido fosfórico (PAFC).

#### 2.3.5 Fabricación de productos químicos

El gas producto de la gasificación, rico en  $CO_2$  y  $H_2$ , se puede aprovechar como materia prima en plantas químicas con el fin de conseguir determinados productos como pueden ser metanol, etanol,  $H_2$  e hidrocarburos sintéticos, según el proceso de Fischer-Tropsch o el de la reacción agua-gas. A continuación ponemos algunas reacciones de equilibrio utilizadas para producir algunos de los compuestos comentados:



En la siguiente ilustración se muestra un esquema que resume las aplicaciones del gas de síntesis producido a través de la gasificación.

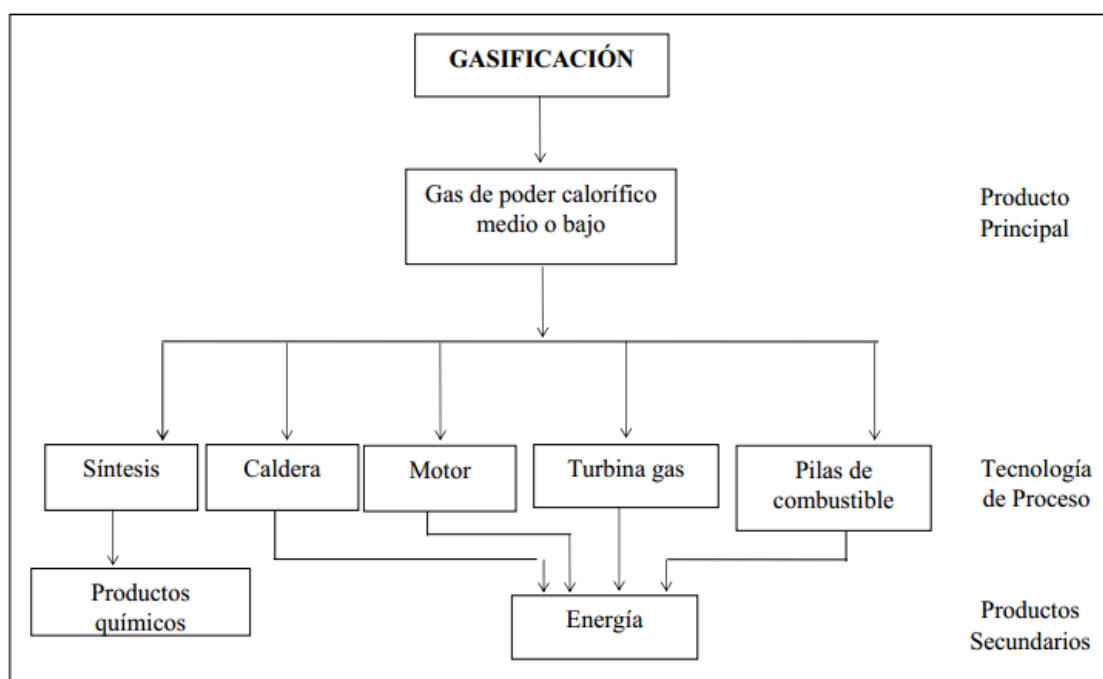


Ilustración 4. Aplicación del gas obtenido [7].

### 3. TIPOS DE GASIFICADORES

Como se ha comentado la gasificación no es una tecnología nueva, sino que se ha desarrollado a lo largo de la historia. Este desarrollo ha dado lugar a diferentes tipos de gasificadores, que varían su diseño y forma de trabajo. Estas diferencias entre los tipos de gasificadores van a condicionar las características del gas a generar, las condiciones de operación del proceso, el tipo de combustible utilizado..., y todos estos parámetros van a condicionar la elección del gasificador. Estos parámetros variarán según la aplicación a realizar [1, 4, 9, 10, 14].

#### 3.1 Lecho fijo

Son sencillos de diseñar y operar, tienen una zona de reacción soportada por una rejilla y se alimentan por la parte superior del reactor. Son adecuados para aplicaciones con pequeños y medianos requerimientos, es decir, pocos MW. A grandes escalas se pueden encontrar problemas como la alimentación del combustible, que da lugar a un flujo irregular de gas debido a la dificultad de conseguir temperaturas uniformes a lo largo del gasificador. La mayoría de los gasificadores de lecho fijo son soplados por aire y producen gases de baja energía, aunque algunos diseños soplados por  $O_2$  son más eficientes. Necesitan alto tiempo de residencia (15 – 60 minutos) y puede alimentarse con partículas gruesas (5 – 30 mm) [14]. Estos tipos de gasificadores se pueden diseñar de diferentes formas:

- *Updraft*: en este tipo de gasificador, el agente gasificante asciende a través de la zona caliente del reactor, a contracorriente del flujo del material sólido. Se generan altas concentraciones de alquitranes, pero bajos niveles de partículas en el gas resultante por no generarse turbulencias. Las cenizas son arrastradas y retiradas de la parte inferior del gasificador. Este tipo consigue un buen intercambio de calor, que permite combustibles con alta humedad. El gas obtenido sale a baja temperatura.

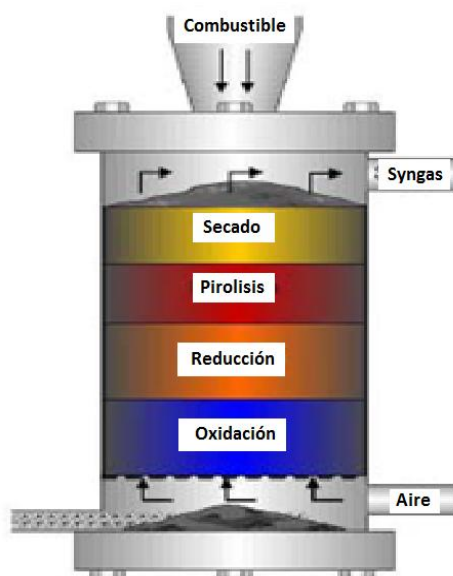


Ilustración 5. Gasificador lecho fijo updraft [4].

- Downdraft*: la gasificación ocurre en la parte inferior del gasificador. El agente gasificante desciende a través del gasificador, de forma paralela con el material sólido. La mayoría del alquitrán en el syngas es destruido por craqueo térmico mientras pasa por la zona de reacción y los niveles de partículas son normalmente bajos por la ausencia de turbulencias. Pero estos gasificadores tienen un alto contenido en cenizas arrastradas junto con el gas producido y requieren combustibles con bajos contenidos en humedad, como máximo un 30% [10].

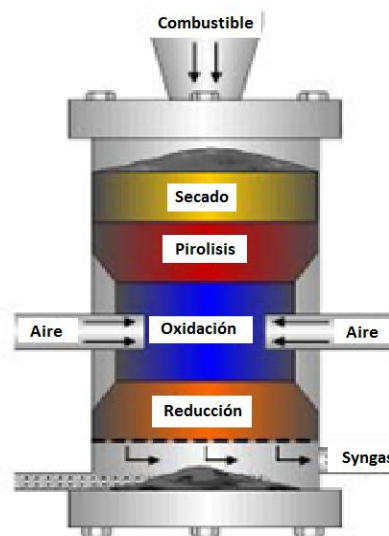


Ilustración 6. Gasificador lecho fijo downdraft [4].

- Crossdraft*: En este caso, el agente oxidante se introduce por un lateral del reactor, saliendo el gas de síntesis por el lado diametralmente opuesto. Las distintas etapas de gasificación ocurren concéntricas a la zona de inyección del agente oxidante, característica que permite operar con reactores a pequeñas escalas. La principal desventaja es el alto contenido en alquitrán obtenido.

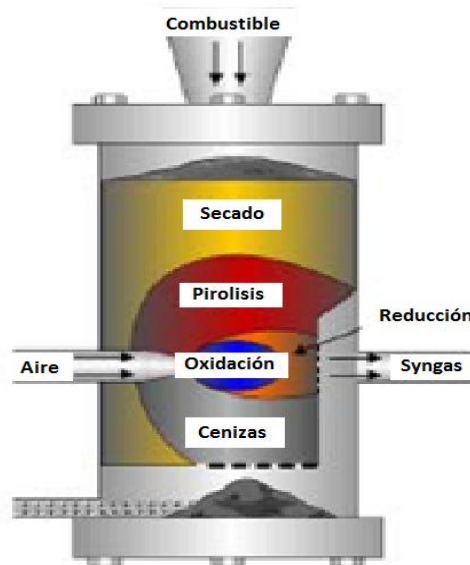


Ilustración 7. Gasificador lecho fijo crossdraft [4].



### 3.2 Lecho fluidizado

Una de las ventajas más importantes de la gasificación en lecho fluidizado es la uniformidad conseguida en la distribución de temperatura en el lecho, puesto que el movimiento de las partículas favorece un mejor contacto gas-sólido, propiciando un mejor mezclado. El gas resultante existente del gasificador típicamente tiene altos niveles de partículas como resultado del arrastre en el reactor. Las partículas consisten en cenizas originadas por el combustible y partículas finas que escapan del lecho. El gas utilizado para fluidizar el material del lecho puede ser aire,  $O_2$ , vapor, o una combinación. Los gasificadores de lecho fluidizado pueden ser dimensionados para instalaciones de mediana y gran escala y son más adecuados para situaciones donde hay una relativa demanda constante del gas resultante.

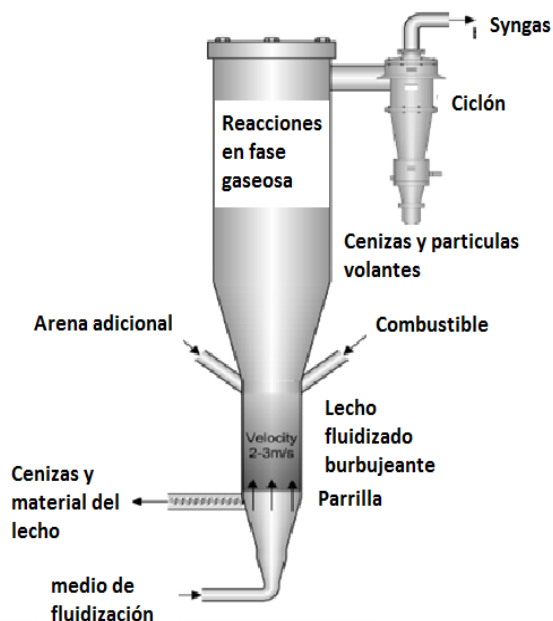


Ilustración 8. Gasificador lecho fluidizado burbujeante [4].

Tiene tiempos de residencia entre 10 y 100 segundos, y utiliza partículas con diámetros inferiores a 5 mm. La temperatura de operación, es inferior a la temperatura de fusión de las cenizas (800 – 1050 °C) [14].

Las instalaciones de grandes dimensiones construidas y probadas en los últimos años, usan diseños de lecho fluidizado. Dentro de esta clasificación, se pueden encontrar gasificadores de lecho fluidizado burbujeante y de lecho fluidizado circulante.

En los gasificadores de lecho fluidizado burbujeante existe una interfase que divide la zona densa del lecho (donde se produce la pirolisis, combustión y parte de la gasificación) y la zona libre donde los gases van ascendiendo hasta salir por la parte superior, donde también se producen reacciones (generalmente de reducción y craqueo). Como consecuencia del mezclado, las distintas etapas de la gasificación comentadas no se distinguen.

La diferencia que suponen los gasificadores de lecho fluidizado circulante es la velocidad del agente gasificante al atravesar el lecho es mayor por lo que se favorece el mezclado y la turbulencia en el reactor pero por contra se arrastran más partículas fuera del reactor, así que se instala un ciclón que devuelve el material arrastrado (este material incluye el material del lecho, cenizas y también combustibles que no haya terminado de quemar) al lecho.

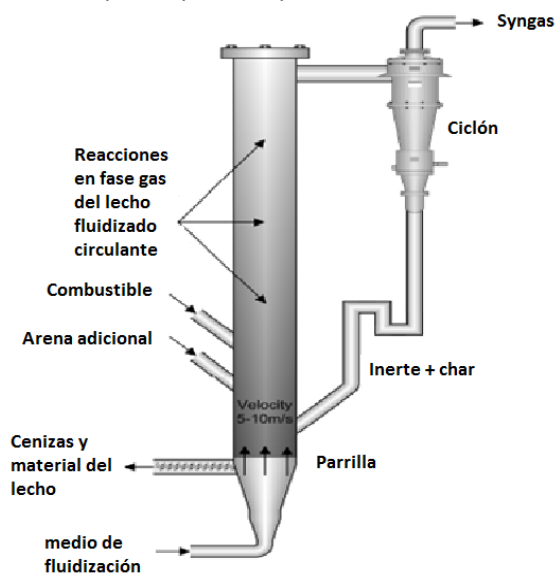


Ilustración 9. Gasificador lecho fluidizado circulante [4].

### 3.3 Lecho arrastrado

En este tipo de gasificadores los sólidos son arrastrados en el flujo de gas, donde el combustible y el agente gasificante fluyen en corrientes paralelas con altas velocidades.

Tiene bajo tiempo de residencia (1 – 5 segundos), al permanecer poco tiempo debe utilizar partículas con diámetros inferiores a 100  $\mu\text{m}$ , que a su vez este tamaño va a limitar el uso de los combustibles, de forma que permite utilizar aquellos que sean fáciles de moler. Debido a éstas características los gasificadores de lecho arrastrado son desaconsejables para el uso biomasa como combustible [14].

Para la obtención de buenas conversiones, se requieren temperaturas de reacción altas, del orden de 1200°C, puesto que el tiempo de residencia de los sólidos es muy corto. Al operar con temperaturas tan altas, se suele operar en modo slagging (con cenizas fundidas) a elevadas presiones.

Estos gasificadores son usados comúnmente con combustibles fósiles, desechos de refinería, etc., ya que al tener el tiempo de residencia muy bajo no puede trabajar con carbones de bajo rango o muy húmedos [9].

La elevada temperatura de salida de los gases es utilizada para sobrecalentar el vapor del gasificador. Todo esto hace que tenga una buena eficiencia y sea muy adecuado para grandes plantas de GICC.

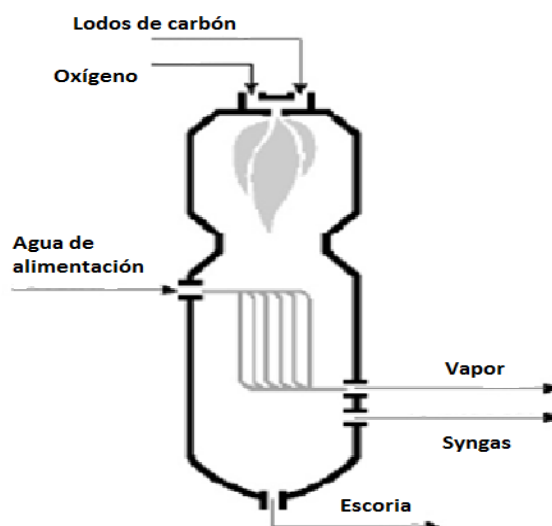


Ilustración 10. Gasificador lecho arrastre [4].

A continuación se presenta una tabla resumen con las ventajas y desventajas de los tipos de gasificadores:

	Ventajas	Desventajas
<b>Corriente paralela (downdraft, crossdraft)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Construcción relativamente sencilla.</li> <li>•</li> <li>• Se produce un gas relativamente limpio.</li> <li>• Bajos niveles de partículas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Posible fusión de cenizas y formación de escorias.</li> <li>• El combustible debe ser previamente preparado.</li> <li>• Alta temperatura de los gases producidos.</li> <li>• Baja eficiencia térmica en la gasificación.</li> <li>• Se requiere baja humedad en los combustibles.</li> </ul>
<b>Contra corriente (updraft)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Simplicidad en su construcción y uso.</li> <li>• Baja temperatura del gas de síntesis producido.</li> <li>• Alta eficiencia en la gasificación.</li> <li>• Puede utilizarse combustible con alta humedad.</li> <li>• Facilidad de operación a bajo régimen.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gran cantidad alquitrán y productos de pirolisis son producidos.</li> <li>• El combustible debe ser previamente preparado.</li> <li>• Altos niveles de partículas.</li> </ul>
<b>Lecho fluidizado</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rendimientos mayores a los gasificadores de "lecho fijo".</li> <li>• Puede trabajar con todo tipo de combustibles.</li> <li>• Buen control de la temperatura y altas velocidades de reacción del sólido.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Formación moderada de alquitranes.</li> <li>• El combustible debe ser previamente preparado.</li> <li>• Mayor cantidad de partículas en el gas de salida que en el lecho fijo.</li> </ul>
<b>Flujo arrastrado</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alcance para grandes capacidades &gt;100MW.</li> <li>• Mayor rendimiento por las altas temperaturas y presiones.</li> <li>• Las altas temperaturas garantizan un menor contenido de breas y alquitranes.</li> <li>• Adecuado para la mayoría de carbones.</li> <li>• Utilización a gran escala.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor consumo de aire primario.</li> <li>• Partículas de alimentación muy finas.</li> <li>• Mayores necesidades energéticas.</li> <li>• El combustible debe ser previamente preparado.</li> <li>• Control de operación complejo.</li> <li>• Menor eficiencia térmica.</li> </ul>

Tabla 4. Ventajas y desventajas de los tipos de gasificadores.

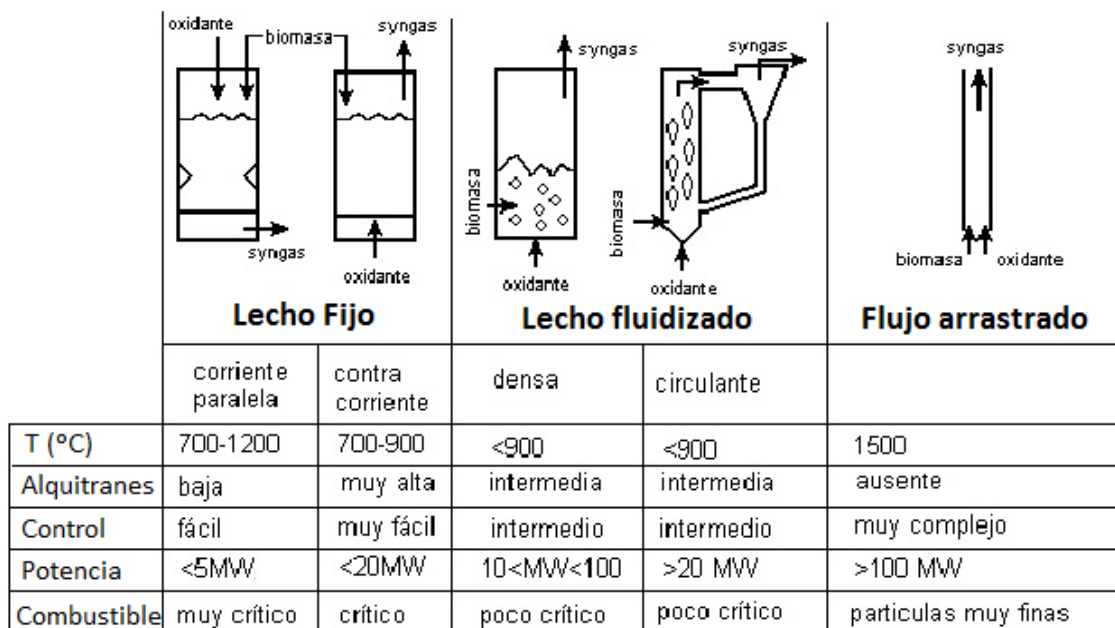


Ilustración 11. Comparación entre los tipos de gasificadores, de los aspectos más relevantes.

#### 4. TIPOS DE COMBUSTIBLE UTILIZADOS

Una vez vistos los tipos de gasificadores que existen, en este apartado se van a presentar los diferentes tipos de combustibles que pueden utilizarse para la gasificación. Se presentan las ventajas e inconvenientes de cada uno de ellos y los criterios que dan lugar a la elección del tipo de gasificador según el tipo de combustible utilizado.

Aunque otros factores como los comerciales son fundamentales, aquí se analizarán los aspectos técnicos, dando importancia al tipo de combustible que se va a gasificar [11, 12].

##### 4.1 Carbón

Los tres tipos de gasificadores (lecho arrastrado, lecho fluido y lecho fijo) pueden utilizarse para gasificar carbón. Entre las características a tener en cuenta para seleccionar uno u otro destacan: contenido en cenizas y punto de fusión de estas, reactividad del carbón y tamaño de la planta.

En los gasificadores de lecho arrastrado y algunos de lecho fijo (BGL) funden las cenizas. Si el punto de fusión es demasiado alto, se añaden elementos como caliza que contribuyen a reducirlo. Como consecuencia de esto, y para evitar la necesidad de añadir mucha caliza, para carbones con alto contenido en cenizas o con cenizas con alto punto de fusión, en principio es aconsejable utilizar gasificadores en los que no se alcanza la temperatura de fusión. Debido a las bajas temperaturas, los gasificadores de lecho fluido son muy apropiados para carbones reactivos (como lignitos) pero poco adecuados para carbones poco reactivos.

Los gasificadores de lecho arrastrado se suelen utilizar en grandes plantas de potencia de alrededor de 300 MW. Por el contrario, los otros tipos de gasificadores son más aconsejables para plantas pequeñas. Un aspecto importante a tener en cuenta en la gasificación del carbón es la utilización de oxígeno o aire como oxidante. La ventaja de utilizar

aire es que no es necesaria una unidad de separación de aire (para producir O<sub>2</sub>) que es una instalación cara y compleja. Sin embargo, se produce un gas de menor poder calorífico, por lo que su aplicación final es más limitada y el tamaño de los equipos de limpieza de gas ha de ser mayor.

### *4.2 Hidrocarburos líquidos*

Para gasificar líquidos viscosos como fuel y aceites pesados, se utilizan únicamente gasificadores de lecho arrastrado. Las temperaturas de operación son elevadas (1250-1450°C) produciendo un bajo contenido en carbono residual. Texaco y Shell dominan el segmento de mercado de este tipo de gasificadores desde mediados del siglo XX, aunque recientemente Lurgi ha introducido una tercera tecnología denominada gasificación multitarea (MPG) especializada en el manejo de los alquitranes producidos.

### *4.3 Biomasa*

La biomasa tiene dos particularidades. En primer lugar, es muy reactiva, y en segundo, es un recurso disperso, por lo que los proyectos tienden a ser pequeños (normalmente <50 MW eléctricos). Para facilitar la alimentación de combustible, se suelen utilizar gasificadores a presión atmosférica.

La temperatura necesaria para la gasificación completa de la biomasa suele estar comprendida entre 800 – 900°C, algo inferior a la del carbón, pero en cualquier caso dentro del mismo orden de magnitud. Existen muchas diferencias entre la gasificación de carbón y biomasa, por las propiedades inherentes a cada tipo de combustible. En primer lugar, la ceniza de la biomasa tiene un punto de fusión bajo y en estado fundido provoca graves problemas de ensuciamiento, escorificación y corrosión. Otro aspecto importante es la alta reactividad de la biomasa. Finalmente, con bajas temperaturas de operación, la biomasa genera una alta cantidad de alquitranes. Con estas premisas, parecería interesante utilizar un proceso de lecho arrastrado para generar un gas limpio, pero la agresiva acción de las cenizas fundidas desaconseja esta opción. Además, este tipo de reactores requieren tamaños de partículas muy pequeños para asegurar una conversión adecuada, difícilmente alcanzable con biomasa de naturaleza herbácea. Las tecnologías de lecho fijo (downdraft), adecuadas para obtener un gas con bajo contenido en alquitranes, debido a la necesidad de tener un control sobre la distribución de las zonas del reactor están restringidas a unidades de pequeño tamaño.

La mayoría de los procesos para gasificación de biomasa utilizan tecnologías de lecho fluido con la problemática de tener que limpiar el gas de alquitranes a la salida del reactor.

### *4.4 Residuos*

Dependiendo de la variada naturaleza del residuo y de su heterogeneidad, existen diferentes opciones para su gasificación. Los residuos líquidos se gasifican en gasificadores de lecho arrastrado. Los residuos sólidos, como los residuos urbanos o los lodos de depuradora se suelen gasificar en gasificadores de lecho fijo o de lecho fluido.

## 5. EQUIPOS AUXILIARES DE LIMPIEZA DEL GAS

La limpieza del gas depende de la fuente de origen del residuo ya que de proceder de vertederos, por ejemplo, puede contener metales alcalinos o halógenos, por lo que la limpieza deberá ser más restrictiva. El nivel de limpieza necesario para el gas producido también depende en gran medida de su uso final. La mayoría de las plantas comerciales utilizan filtros de partículas o lavadores de gases para alcanzar el nivel requerido de la limpieza.

Las diferentes tecnologías de limpieza del gas a utilizar dependerán del tipo de gasificador, ya que como se ha visto, el gas de síntesis producido contiene mayor o menor concentración de partículas según el gasificador utilizado.

### 5.1 Ciclones y filtros

El funcionamiento de un ciclón se basa en el aire o en la corriente gaseosa, entre mezclada con el producto en suspensión, que al entrar tangencialmente en el ciclones sometida a un movimiento circular. Dentro de este movimiento, las partículas más gruesas son obligadas, por el efecto de las fuerzas centrífugas creadas, a proyectarse contra las paredes y desprenderse hacia la salida inferior de descarga. El aire o los gases depurados salen por la parte superior del eje vertical, prácticamente libres de partículas. Algunas partículas ultrafinas o de muy bajo peso específico pueden ser arrastradas por la corriente de aire ascendente. Los ciclones operan a alta temperatura, máxima 900°C, para que no se depositen alquitranes y aceites, ya que son los primeros equipos tras el reactor y el gas puede contener estos compuestos.

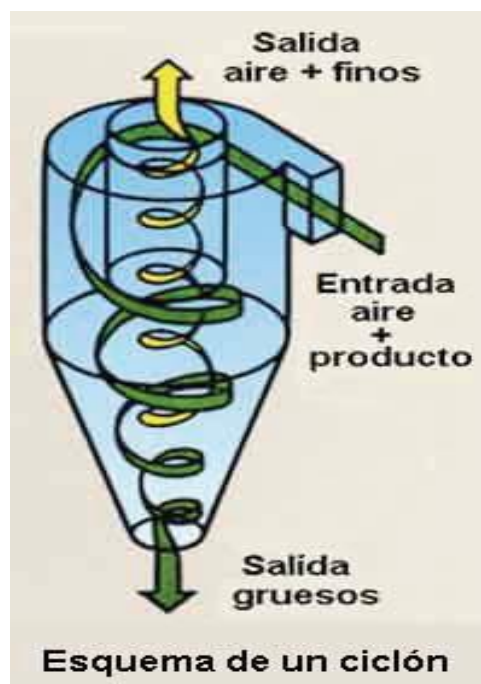


Ilustración 12. Esquema de un ciclón [10].

Los filtros deben trabajar a temperaturas superiores al punto de rocío, de esta manera se evita la condensación de los alquitranes. En los filtros se recogen principalmente partículas del gas no retenidas en los ciclones y char (sustancias carbonosas) que también retienen alquitranes por un proceso de adsorción. Los sólidos capturados pueden ser transferidos de nuevo al gasificador, exceptuando el polvo de los filtros de bolsas.

### 5.2 Separadores

Los separadores acuosos se basan en hacer pasar el gas a limpiar a través de un baño líquido el cual descompone partículas arrastradas por el gas. Entre los gases más nocivos que debe limitarse su concentración se encuentra el  $H_2S$ ,  $NH_3$ ,  $HCN$ . Estos compuestos reaccionan con el líquido que contiene el separador formando otros elementos que los descomponen haciendo que desaparezcan del gas, dando como resultado un gas limpio sin componentes nocivos.

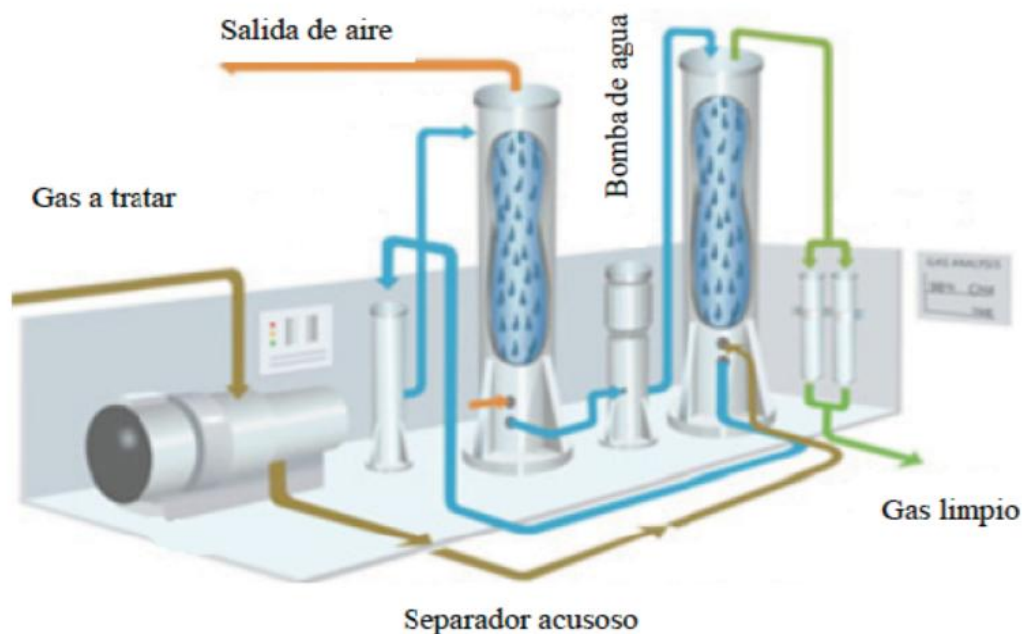


Ilustración 13. Esquema de un separador de gases [10].

### 5.3 Limpieza de alquitranes

Los alquitranes se forman durante la gasificación en una serie de complejas reacciones. Una cantidad sustancial de alquitrán puede ser eliminado del gas en una sección de limpieza posterior a la gasificación.

La importancia del contenido de alquitranes en el gas viene marcada por el uso que va a tener dicho gas, gas ciudad, motores de combustión externa, turbinas de gas, compresores...

Algunos problemas relacionados con los alquitranes pueden ser, la obstrucción y taponamiento debido a la condensación de los alquitranes y a la formación de hollín, problemas en el manejo de la mezcla agua-alquitrán y la contaminación de los flujos residuales. Para minimizar estos problemas, se pueden adoptar dos estrategias:

- Métodos primarios: Optimizando las propiedades del combustible, mejorando el diseño del gasificador y consiguiendo unas condiciones de operación lo más adecuadas posible.
- Métodos secundarios: Aplicando métodos de limpieza aguas abajo. Estos incluyen desde la descomposición térmica de alquitranes hasta el uso de procesos mecánicos tales como el uso de ciclones, filtros. Estos procedimientos son muy efectivos en la mayoría de los casos.

Un hecho remarcable acerca de la formación de alquitranes, es la influencia que tienen la temperatura y la configuración del gasificador en el porcentaje de alquitranes generado. Se ha estudiado que para gasificadores de lecho fluidizado con vapor como agente gasificante, los niveles de alquitranes son de un 15% a 600°C y de un 4% a 750°C; para gasificadores de lecho fluidizado con oxígeno como agente gasificante se da un 4,3% a 750°C y un 1,5% a 810°C; por último, el gasificador de flujo arrastrado, tiene unos niveles de alquitranes del 1% a una temperatura de 1000°C [15].

## 6. PROBLEMAS DE LA GASIFICACIÓN

El gas de síntesis generado por la gasificación generalmente contendrá contaminantes que requieren su eliminación. Los principales tipos encontrados son partículas sólidas, componentes alcali, alquitranes, compuestos con nitrógeno, azufre, e hidrocarburos de bajo peso molecular.

Mientras el material es gasificado, la materia inorgánica procedente de la alimentación puede ser retenida en el lecho del gasificador o arrastrada en el gas de síntesis y salir del reactor. Si se retiene, puede ocurrir que debido a las temperaturas de reacción que sinterice el material del lecho junto con otras sustancias como las cenizas liberadas y aglomeraciones del propio lecho, disminuyendo su punto de fusión, obligando a parar el proceso para extraer sólidos de gran tamaño. Esto puede dar pie a tener que practicar un orificio al reactor ante la imposibilidad de extraerlos de otra forma. Todo esto se traduce en una parada del proceso, costes de reparación y pérdidas económicas.

Cuando el material de alimentación no se gasifica por completo se generan partículas que sufren volatilización y reacciones subsiguientes a temperaturas de gasificación que las hace menos reactivas. El coleccionar este material y la consiguiente reinyección del char en el gasificador pueden incrementar las eficiencias generales de conversión.

La composición actual del alquitrán es compleja y dependiente de la severidad de las condiciones de reacción, incluyendo la temperatura de gasificación, el tiempo de residencia en el reactor y la naturaleza del material gasificado. La cantidad de alquitrán variará también significativamente dependiendo del diseño del gasificador. Los alquitranes en gases resultantes sin tratar pueden crear problemas de manipulación, ya que condensan en componentes fríos aguas abajo del gasificador, taponando y contaminando tuberías y otros sistemas. Los alquitranes, pueden crear problemas de escoriación, polimerización de alquitranes, contaminación de la corriente de purificación o combustión de aerosoles, reduciendo la eficiencia global del proceso de gasificación

El  $\text{NO}_x$  es producido por la reacción de  $\text{N}_2$ , o moléculas que contienen  $\text{N}_2$ , con  $\text{O}_2$  a temperaturas elevadas. Las temperaturas más bajas en gasificación y la naturaleza del entorno reactivo limitan la producción de  $\text{NO}_x$ . El uso del gas de síntesis en vez de la biomasa sólida da la oportunidad de un mejor control del proceso de oxidación, con el que potencialmente se tienen bajas emisiones de  $\text{NO}_x$ .

El material a gasificar puede contener porcentajes de azufre, ventaja y motivo influyente del uso de biomasa frente al carbón, debido a que la biomasa contiene menor porcentaje. Esto nos lleva al uso de equipos desulfuradores que encarecen las instalaciones.

Otro gasto que influye en la rentabilidad de la gasificación es la preparación del combustible sólido, en la que se controla el tamaño de la partícula y el contenido de humedad.

El lecho debe tener un espacio libre encima, para que las partículas gruesas que arrastra la fluidización vuelvan al lecho y no sean arrastradas por la corriente gaseosa.

## 7. CONCLUSIONES DE LA TECNOLOGÍA

Para discutir las ventajas y desventajas entre diferentes tecnologías, se debe establecer una línea de base para poder contrastarlas. Por ello, para comparar la tecnología de gasificación, los otros sistemas deben de producir los mismos productos o utilizar las mismas materias primas.



La tecnología de la gasificación proporciona una alta eficiencia térmica y un buen control del grado de la conversión, además de ventajas económicas sobre otras tecnologías de generación de energía.

Esta tecnología ofrece una alta flexibilidad para acomodarse a diferentes tipos de materia prima, como carbones de distinto rango, residuos, biomasa, y algunos incluso pueden gasificar productos de refinería o coque de petróleo. Ésta variedad reduce el riesgo del proyecto y puede extender su vida útil.

La gasificación también permite el acoplamiento a otras instalaciones, como puede ser un ciclo combinado, uso en motores de gas, en calderas, para producir combustibles líquidos, fertilizantes...

Cuando se compara con los sistemas de combustión, el combustible gaseoso producido por gasificadores presenta menor volumen y temperatura que los productos de combustión completa procedentes del combustor. Estas características dan la oportunidad de limpiar y acondicionar el combustible gaseoso previo a su uso.

Respecto al tema medioambiental, la gasificación ofrece un mejor y más sencillo control de las emisiones, y permite tratar el gas obtenido para limpiarlo y eliminar algunos de los componentes producidos.

El reto de la gasificación, es principalmente el coste de capital y disponibilidad. Los avances en varias áreas de investigación podrían mejorar las perspectivas a largo plazo y la cuota de mercado para esta tecnología.

Algunos Riesgos ambientales y sanitarios de la gasificación son:

- Riesgos Tóxicos: CO
- Riesgos de incendios: elevada temperatura exterior del equipo, riesgos de chispas al recargar el combustible, llamas en la entrada de aire del gasificador o en la tapa de recarga.
- Riesgos de explosión: filtraciones de aire, retroceso de la llama desde el quemador de gases de escape en el arranque.
- Riesgos Ambientales: producción de resinas fenólicas y alquitrán.

La gasificación presenta una mejor perspectiva frente a la combustión ya que requiere poca cantidad de aire, puede alimentar motores de combustión interna, menos emisión de partículas, puede generar energía eléctrica aparte del calor industrial y reduce la contaminación ambiental.

Existen numerosas líneas de desarrollo para esta tecnología. En primer lugar, todos los avances que se realicen en el campo de las turbinas de gas (refrigeración de álabes, etc.) y en ciclos combinados en general se pueden adaptar a las nuevas centrales GICC que se construyan.

Una línea de trabajo muy importante está relacionada con la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y la producción de H<sub>2</sub>. Las centrales GICC tienen la ventaja de que se puede separar el gas antes de la combustión, capturando buena parte del CO<sub>2</sub> y produciendo H<sub>2</sub>.

Un inconveniente de las técnicas de limpieza de gas utilizadas hasta ahora es que han de realizarse a baja temperatura, lo que obliga a enfriar el gas, reduciendo la eficiencia. Por esta razón, hay gran interés en el desarrollo de técnicas de limpieza de gases en caliente.

La separación de aire es uno de los procesos que consume mayor cantidad de energía y supone una elevada inversión. En este sentido, es necesario reducir los costes de inversión y operación y desarrollar nuevas tecnologías, como las basadas en membranas. Otra opción que se ha planteado es desarrollar sistemas de gasificación que funcionen eficientemente con aire.

La combinación de un gasificador de lecho arrastrado que trabaja a alta temperatura con un eficaz sistema de limpieza de gases permite que se puedan aprovechar una amplia gama de combustibles mezclados con el carbón

Finalmente, no hay que olvidar la valorización de los residuos que se producen en la planta, como por ejemplo las cenizas vitrificadas que pueden utilizarse en la construcción.

## 8. REFERENCIAS

- [1] → Biomass Gasification and Pyrolysis. Practical Design and Theory. PrabirBasu.
- [2] → [www.uam.es/personal\\_pdi/ciencias/jaimefa/jaimecuevas/clase8.pdf](http://www.uam.es/personal_pdi/ciencias/jaimefa/jaimecuevas/clase8.pdf)
- [3] → Gasification technologies, John Rezaian y Nicholas P. Cheremisinoff. Taylor & francisgroup.
- [4] → Bull, D. Performance Improvements to a Fast Internally Circulating Fluidized Bed (FICFB) Biomass Gasifier for Combined Heat and Power Plants. University of Canterbury, 2008. [http://ir.canterbury.ac.nz/bitstream/10092/1952/1/BiomassGasificationThesis\\_byDougBull26May2008\\_fulltext.pdf](http://ir.canterbury.ac.nz/bitstream/10092/1952/1/BiomassGasificationThesis_byDougBull26May2008_fulltext.pdf)
- [5]→ Francisco J. Moreno González. Simulación de gasificación de biomasa en Lecho fluidizado burbujeante. 2010.
- [6] → <http://www.energias-renovables.com/articulo/bicotec-construira-su-primera-planta-de-gasificacion>
- [7]→ Gasificación de biomasa, conversión energética. Andrés Cabanillas Cabanillas, CIEMAT.
- [8]→[http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos\\_10737\\_Biomasa\\_gasificacion\\_07\\_d2adcf3b.pdf](http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_10737_Biomasa_gasificacion_07_d2adcf3b.pdf)
- [9]→ [http://zaguan.unizar.es/TAZ/EINA/2011/6739/TAZ-TFM-2011-123\\_ANE.pdf](http://zaguan.unizar.es/TAZ/EINA/2011/6739/TAZ-TFM-2011-123_ANE.pdf)
- [10]→ José Manuel León Santos, Análisis de problemas operacionales en tecnologías de gasificación en lecho fluido de residuos poliméricos. 2010
- [11]→ Sistemas avanzados de generación: gasificación integrada con ciclo combinado, máster online en generación eléctrica.
- [12]→ Estudio de la gasificación para diferentes tipos de combustibles. José Ramón Janeiro Martín. <http://es.scribd.com/doc/83804081/2/Historia-de-la-gasificacion>
- [13]→ Zagan.unizar.es, pfc Elena Subero Pérez, “caracterización de los combustibles sólidos”
- [14]→ Estudio energético comparativo de diferentes configuraciones de ciclo combinado, Javier Martínez Reina. PFC Ingenieros de minas 2013.
- [15]→Diseño de una línea de muestreo de alquitranes para un gasificador de lecho fluidizado alimentado con materiales poliméricos, Alejandro de la Dedicación Rodríguez. Universidad de Zaragoza 2011.

## GASIFICACIÓN

Gasification. Christopher Higman, Maarten van der Burgt. Gulf Professional Publishing. 2003.

Estado del arte del uso de gas de gasificación termoquímica de biomasa (GG) en motores de combustión interna alternativos, Natalia Elizabeth Fonseca González, Universidad de los Andes, 2003.

<http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/gasification/portfolio.html>

[http://www.gasification.org/page\\_1.asp?a=96&b=4](http://www.gasification.org/page_1.asp?a=96&b=4)

Investigation of Laser-Based Technologies to Improve Gasifier Operation Jose Marasigan, *Electric Power Research Institute*. View Presentation

Industrial Application of Two Stage Dry Pulverized Coal Gasification Technology Guangyu Li, *Chine Huaneng Clean Energy Research Institute*. View Presentation

Integrated Gasification Fuel Cell (IGFC) Power Plants Utilizing Solid Oxide Fuel Cells (SOFC). HosseinGhezal-Ayagh, *FuelCellEnergy, Inc.* View Presentation



# ***CAPÍTULO 2: CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO<sub>2</sub>***

---

## **1. INTRODUCCIÓN**

Desde la revolución industrial, muchos países se han desarrollado y han crecido de forma exponencial en todos sus aspectos, población, recursos primarios, consumo de materias, calidad de vida, generación de residuos, consumo de energía, etc. Este crecimiento también ha influido en las emisiones de gases que al ver el aumento durante los años cada vez ha causado una mayor preocupación. Todo esto y el desconocimiento de los problemas, hace que el planeta este entrando en una fase de desequilibrio y que se estén acabando los recursos que obtenemos de él.

El planeta cada vez muestra de forma más visible que está experimentando un cambio, denominado “cambio climático”. Algunas personas dicen que es algo natural, que en la historia se reflejan épocas donde el planeta ha cambiado su estado de equilibrio, otra gente dice que es algo que está provocando el ser humano debido al crecimiento que se ha producido a lo largo de los últimos 200 años. Esto lleva a pensar en que el planeta va a generar un cambio climático que puede ser más drástico que los anteriores debido a la influencia del ser humano, que acelera y aumenta la fuerza del desequilibrio producido.

El mayor impacto producido por el ser humano en el cambio climático es provocado por las emisiones de gases que causan el efecto invernadero. El efecto invernadero se forma debido a la emisión de gases de diferentes compuestos que provocan un calentamiento de la atmósfera en sus capas bajas. Los principales gases de efecto invernadero son producto de la actividad humana, como CH<sub>4</sub> del gas natural, residuos sólidos y aguas residuales, CFC, PFC, SF<sub>6</sub> provenientes de refrigerantes, repelentes y productos en aerosol y el CO<sub>2</sub> producto de la combustión de combustibles fósiles. El CO<sub>2</sub> es el más abundante y el más emitido, como podemos ver en la ilustración<sup>1</sup>.

El ser humano debe de controlar la emisión de gases para evitar en la medida de lo posible la intensidad del cambio, pero ha de solucionarse de manera sostenible, es decir, teniendo en cuenta aspectos medioambientales, sociales y económicos.

Los aspectos medioambientales, referidos al consumo de los recursos del planeta, la atmósfera cada vez más contaminada, la generación de residuos que acaban enterrados en la tierra o contaminando los océanos, la deforestación y los problemas que causan estos aspectos medioambientales.

Los aspectos sociales son aquellos que facilitan la vida y mejoran su calidad, haciendo disponer de materias y tecnologías para que el ser humano se encuentre más cómodo en el planeta.

El aspecto económico se relaciona con un crecimiento de la demanda energética que está ligado al desarrollo de los países desarrollados y en vías de desarrollo, por lo que las proyecciones indican que la necesidad de combustibles energéticos de tipo fósiles seguirá en aumento si no se desarrollan nuevas tecnologías medioambientalmente y económicamente eficientes. Por esto en la actualidad donde los efectos de la contaminación comienzan a visualizarse y proyectarse es necesario controlar las emisiones de estos gases, como el CO<sub>2</sub>, regulándolo con el fin de proteger el medio ambiente.

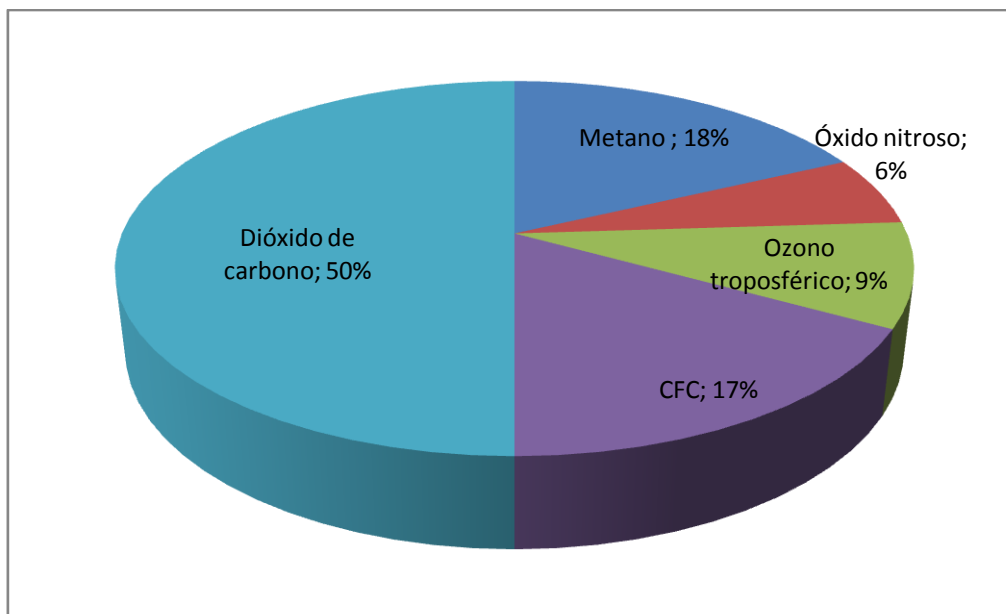


Ilustración 14. Porcentaje de los gases del efecto invernadero [1].

La preocupación por el medioambiente es cada vez mayor, lo que hace que los países propongan medidas o limitaciones para tener un control de los daños causados al medioambiente. Ya en 1987, en la primera Conferencia Mundial sobre el clima, se presentaban indicios que alertaban sobre el efecto de la actividad humana en el clima. En 1990, se publicó el primer informe del Panel Internacional del Cambio Climático (IPCC), confirmando el cambio climático como un peligro real y suponiendo un impulso para la búsqueda de soluciones de manera global. Unos años más adelante la Convención Marco de las Naciones Unidas puso en marcha el protocolo de Kioto, adoptado en Japón en 1997, pero no cogió fuerza hasta 2005, poniendo una primera etapa de control entre 2008 – 2012, en la que los países participantes se comprometían a disminuir las emisiones o a aumentarlas de manera controlada, realizando el cálculo de las emisiones objetivo tomando como base las producidas en el año 1990 [3].

El protocolo deja en manos de los gobiernos la elección de las medidas adoptadas para alcanzar sus objetivos, entre las que se encuentran: la mejora de la eficiencia energética, el fomento de energías renovables, la producción de una agricultura sostenible y la reducción de emisiones en el sector del transporte.

Para cumplir los compromisos adoptados en el protocolo de Kioto se puso en marcha los mecanismos flexibles, que son:

Mecanismo de desarrollo limpio (MDL): consiste en una regulación de las inversiones realizadas por un país de proyectos de reducción de emisiones o de fijación del carbono, recibiendo créditos de reducciones certificadas que permiten alcanzar con mayor facilidad los compromisos adoptados en el protocolo.

Aplicación conjunta (JI): similar al MDL, pero la realización del proyecto se divide en los países que hacen las inversiones, recibiendo unidades de reducción de emisiones, y los países receptores que obtienen inversión extranjera y tecnología avanzada.

Comercio internacional de emisiones: establece la posibilidad de participar en un mercado de derechos para cumplir los objetivos. Los derechos de emisión pueden negociarse con: los certificados de reducción de emisiones (conseguidos a través del Mecanismo de Desarrollo Limpio), las unidades de reducción de emisiones (obtenidas de la aplicación conjunta), y las unidades de absorción (derivadas de proyectos tales como la deforestación).

Actualmente ya ha finalizado la primera etapa del protocolo de Kioto y para continuar con la idea de reducir las emisiones se ha abierto un segundo periodo, 2013 – 2020, pero este pacto ha echado atrás a muchos países del primer compromiso, de forma que los países comprometidos solo llegan a producir aproximadamente al 15% de las emisiones totales del planeta.

## 2. CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO<sub>2</sub>

Debido al gran impacto que producen las centrales de generación de energía, se han llevado a cabo numerosas investigaciones invirtiendo importantes sumas de dinero con el objetivo de implementar tecnologías que puedan reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, mediante tecnologías de captura, secuestro y almacenamiento de este gas. Hoy en día existen multitud de procesos y tecnologías de captura de CO<sub>2</sub> que implican nuevos esquemas en la generación de la energía.

Existen diversas opciones para mitigar las emisiones de CO<sub>2</sub>, entre ellas las mejoras en la eficiencia energética, el cambio a fuentes energéticas de uso de combustibles menos contaminantes, las energías renovables, la energía nuclear, las mejoras en los sumideros biológicos de CO<sub>2</sub>, la reducción de emisiones de otros gases de efecto invernadero y la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

Una amplia aplicación de la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> depende de la madurez de la tecnología, los costes, el potencial global, la difusión y transferencia de la tecnología a países en desarrollo y su capacidad para aplicar la tecnología, aspectos regulatorios, cuestiones medioambientales y percepción pública.

La captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> tiene el potencial para reducir los costes globales de mitigación y aumentar la flexibilidad para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> [2].

Los costes que produce la tecnología, no sólo engloba los equipos necesarios para la captura del gas, además va a producir gastos en el transporte y almacenamiento.

### 2.1 Captura de CO<sub>2</sub>

La captura de CO<sub>2</sub> tiene el objetivo de producir una corriente concentrada de CO<sub>2</sub> que se pueda transportar fácilmente al lugar de almacenamiento, se puede realizar con diferentes tecnologías que son agrupadas en tres tipos de captura, postcombustión, oxicombustión y precombustión. El uso de cada uno de estos métodos dependerá entre otras cosas de la concentración de CO<sub>2</sub>, la presión del gas y el tipo de combustible utilizado.

La postcombustión se basa en la ubicación de los equipos después de un proceso de la combustión, donde los gases emitidos son circulados a través de los equipos de captura separando un flujo de CO<sub>2</sub> que permite atraparlo. En la siguiente ilustración se muestra un esquema de cómo sería un proceso de captura de CO<sub>2</sub> en postcombustión.

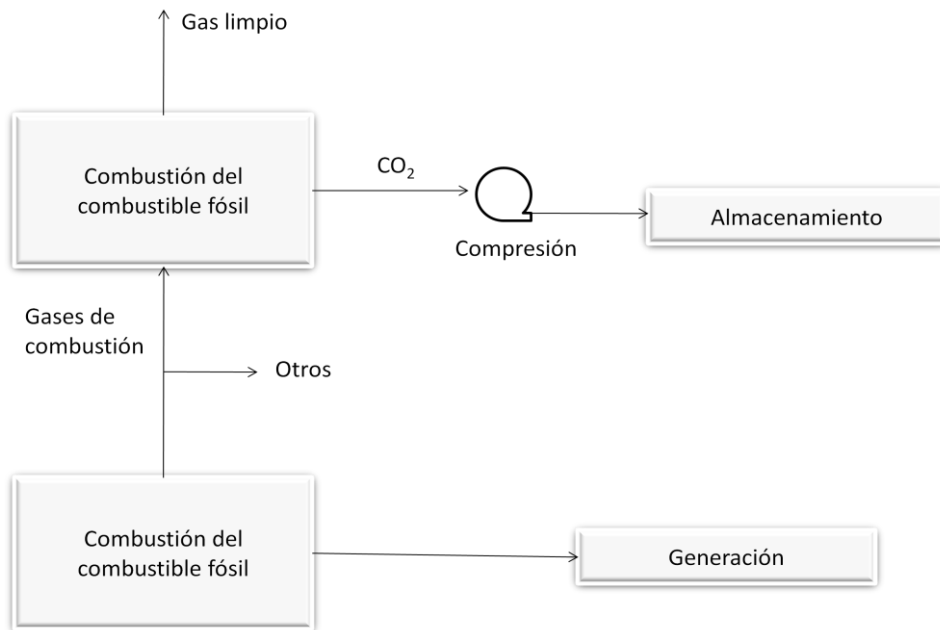


Ilustración 15. Esquema de la captura de CO<sub>2</sub> en postcombustión.

En oxicomcombustión, la oxidación del combustible se realiza utilizando O<sub>2</sub> puro como comburente, de manera que se va a obtener unos gases formados en su mayor parte por vapor de H<sub>2</sub>O y CO<sub>2</sub>, de forma que se facilita la captura del CO<sub>2</sub>, debido a que la separación entre ambos compuestos se puede conseguir mediante la condensación del vapor de agua, quedando solo el flujo de CO<sub>2</sub> para ser comprimido y almacenado. A continuación se ve el esquema del sistema de captura de CO<sub>2</sub> en oxicomcombustión.

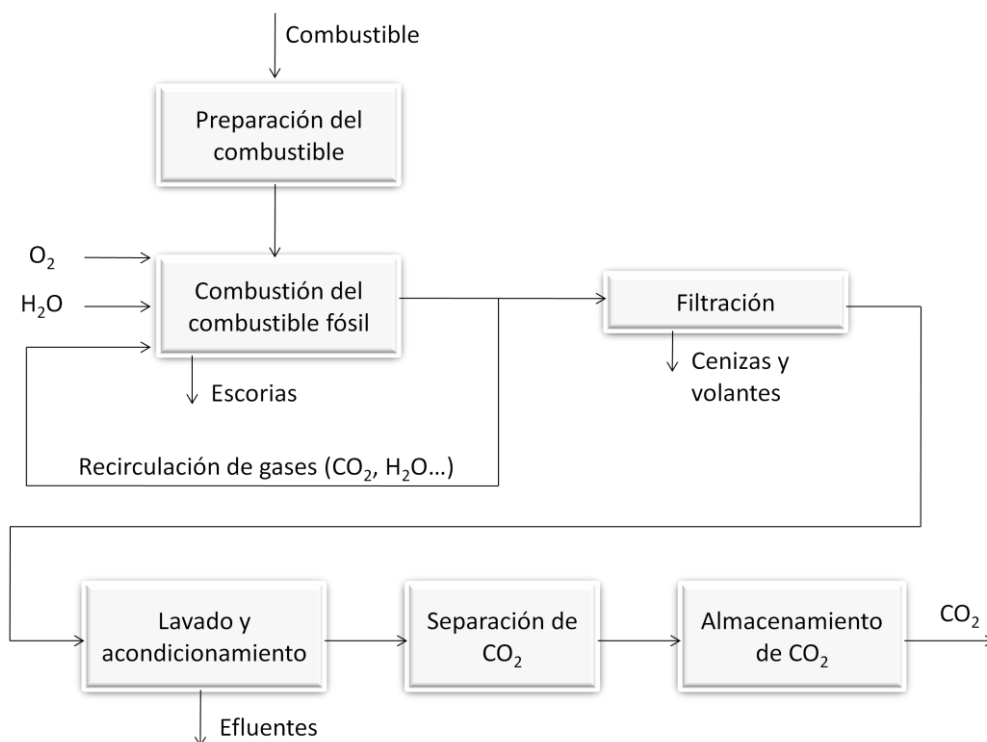


Ilustración 16. Esquema de la captura de CO<sub>2</sub> en oxicomcombustión.



La precombustión está más relacionada con los procesos de gasificación, de dónde se obtiene un gas limpio compuesto por CO y H<sub>2</sub>, que al hacer circular este gas de síntesis a través de un reactor shift se modifica la composición del gas de manera que se obtenga un mayor contenido de H<sub>2</sub> y el CO pase a ser CO<sub>2</sub>, una vez obtenido estos compuestos la corriente de gas atraviesa los equipos de captura de manera que se va a conseguir un gas limpio para utilizar compuesto por H<sub>2</sub>, y otro flujo compuesto por el CO<sub>2</sub> capturado. En la ilustración 17 se ve el esquema para el sistema de captura de CO<sub>2</sub> en precombustión. Uno de los procesos que más se adecúa a las técnicas de precombustión son los GICC. Los ciclos combinados son vías eficientes y limpias, y generan el interés de llegar a tener las penalizaciones y costes más bajos de todas las técnicas de separación de CO<sub>2</sub>.

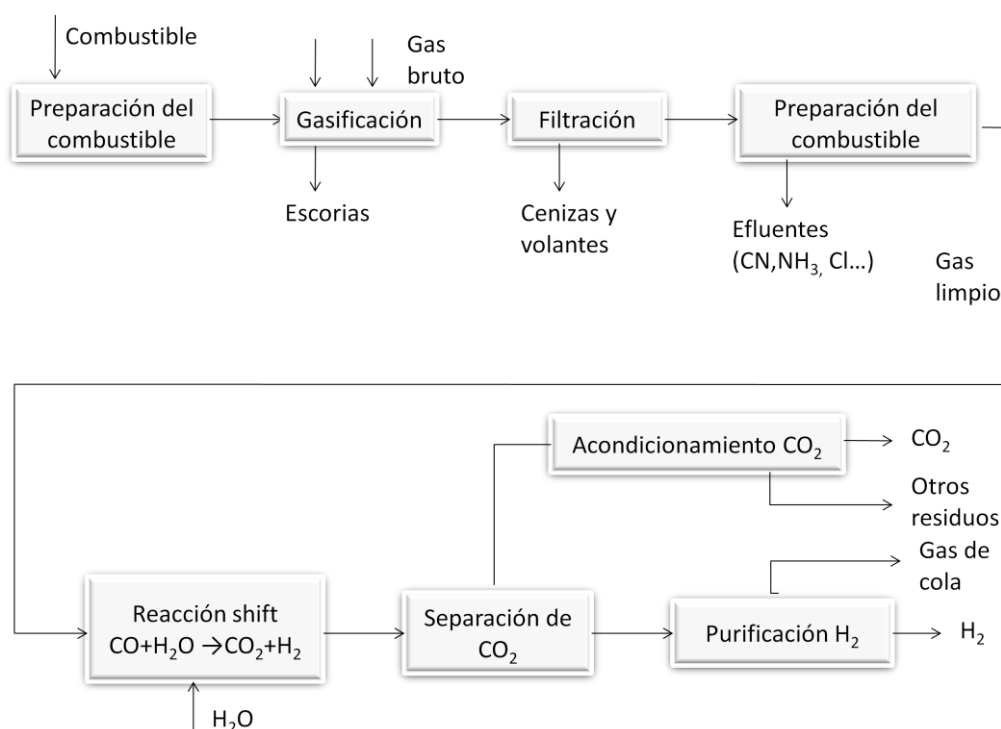


Ilustración 17. Esquema de la captura de CO<sub>2</sub> en precombustión.

## 2.2 Compresión y transporte de CO<sub>2</sub>

Una vez se ha obtenido una corriente de CO<sub>2</sub>, se debe de procesar y preparar para realizar su transporte al lugar de almacenamiento.

Ésta etapa supone el 25% del coste de capital de toda la cadena de captura y almacenamiento, y unos costes energéticos entre 90 y 120 kWh/t<sub>CO2</sub> [4].

Las condiciones de salida del gas después del proceso de captura, son a presión atmosférica y temperaturas entre 100 y 170°C, dando una densidad entre 1.4 y 1.2 kg/m<sup>3</sup>. Para realizar el transporte en estas condiciones es necesario un gran volumen, por ejemplo para 1t<sub>CO2</sub>, se necesitaría un volumen de 800 m<sup>3</sup>, y una central térmica de 300 MW produce cerca de 1.9 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año [4].

Para evitar el gran volumen requerido por la captura se necesitan equipos para cambiar la fase del gas a sólido o líquido aumentando su presión y disminuyendo la temperatura, como podemos ver en la ilustración 2, que muestra los cambios de fase del CO<sub>2</sub> en función de la presión y la temperatura.

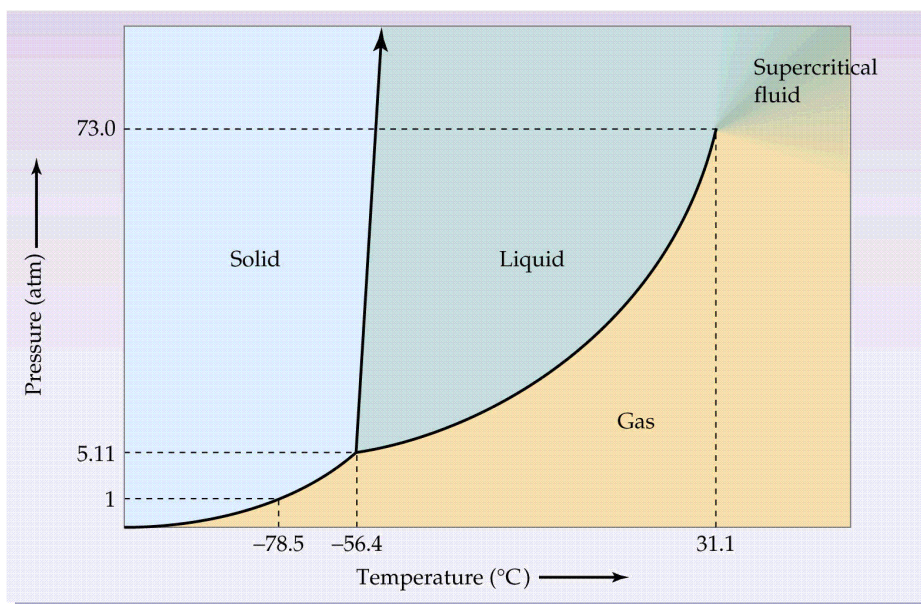


Ilustración 18. Diagrama de fases del CO<sub>2</sub>.

En la ilustración se ve el punto supercrítico a una presión de 73 atm y 31.1°C, donde al cambiar las condiciones se consigue que el gas pase a fase líquida aumentando su densidad hasta los 1000 kg/m<sup>3</sup>, reduciendo en gran cantidad el volumen requerido.

Al comprimir el gas se debe tener en cuenta que puede contener en su composición pequeños porcentajes de otros elementos como puede ser agua, y esto hace que aumente la corrosividad, lo que es recomendable condensar el agua contenida en el gas antes de comprimirlo y hacerle un proceso de deshidratación en la última etapa de compresión. A continuación se muestra un esquema de cómo sería el proceso de compresión.

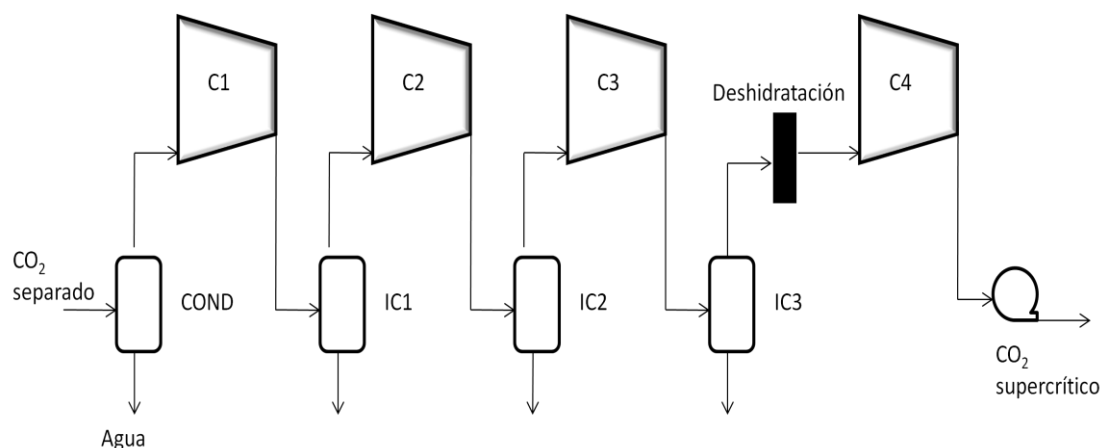


Ilustración 19. Esquema del proceso de compresión del CO<sub>2</sub>

Una vez comprimido se ha de llevar a los puntos de almacenamiento, y se puede hacer de manera continua o discontinua, ambos requiriendo recursos sustanciales en términos de costos y de energía.

En el transporte continuo es realizado a través de tuberías, también llamados gaseoductos. Son el método más común para el transporte de CO<sub>2</sub>, ofreciendo un mejor control de la velocidad y la cantidad de flujo, regulado a través de válvulas, de manera que se consigue mayor estabilidad y es más rápido que otros medios de transporte.

El transporte discontinuo almacena el gas en barriles o depósitos que luego serán transportados por medios como el barco o el tren. Es un medio de transporte más lento, y el control de las condiciones a las que se encuentra el CO<sub>2</sub> es más complicado.

### 2.3 Almacenamiento de CO<sub>2</sub>

Una vez se ha capturado y transportado el CO<sub>2</sub> hay que almacenarlo de forma segura. El almacenamiento de CO<sub>2</sub> se bifurca en tres conceptos:

- El almacenamiento en depósitos geológicos.
- El almacenamiento biológico de CO<sub>2</sub> a través de procesos naturales como la fotosíntesis.
- La reutilización del CO<sub>2</sub> para la obtención de productos inertes.

El almacenamiento geológico se debe realizar en lugares idóneos donde se favorezca la acumulación de forma estable y segura con el tiempo, esto nos lleva a considerar como principales formaciones geológicas:

- Yacimientos hidrocarburos (petróleo o gas natural): estos yacimientos tienen la ventaja de haber acumulado experiencia del comportamiento del fluido en los depósitos. En estos yacimientos predomina la técnica EOR (Enhanced Oil Recovery, recuperación mejorada del petróleo), que consiste en la inyección del CO<sub>2</sub> en los yacimientos con el fin de aumentar la capacidad de producción y prolongar su explotación. Al inyectar el flujo de CO<sub>2</sub> se consigue aumentar la presión y disminuir la viscosidad de los hidrocarburos mejorando la eficiencia de la explotación. Otra ventaja que presenta estos yacimientos es el conocimiento de la región y la posibilidad de reutilizar las instalaciones existentes.
- Minas de carbón: da lugar a la técnica ECBM (Enhanced Coal Bed Methane, mejora de explotación de metano en los yacimientos de carbón), que debido a la inyección del CO<sub>2</sub> en las minas se pueda extraer el metano que ha quedado atrapado al formarse el carbón. De esta forma el CO<sub>2</sub> queda atrapado en la mina liberando una corriente de metano que puede ser aprovechada. Esta técnica no cuenta con la experiencia de los yacimientos de petróleo y se encuentra todavía en fase de estudio.
- Acuíferos salinos: son depósitos geológicos que se encuentran en las rocas situadas debajo de la corteza terrestre o en el fondo marino. La roca es impermeable la mayoría de las veces, de forma que permite retener el CO<sub>2</sub> evitando su fuga a la atmósfera. Estos depósitos tienen un gran potencial para almacenar grandes cantidades de CO<sub>2</sub>, pero todavía están en fase de investigación [5].

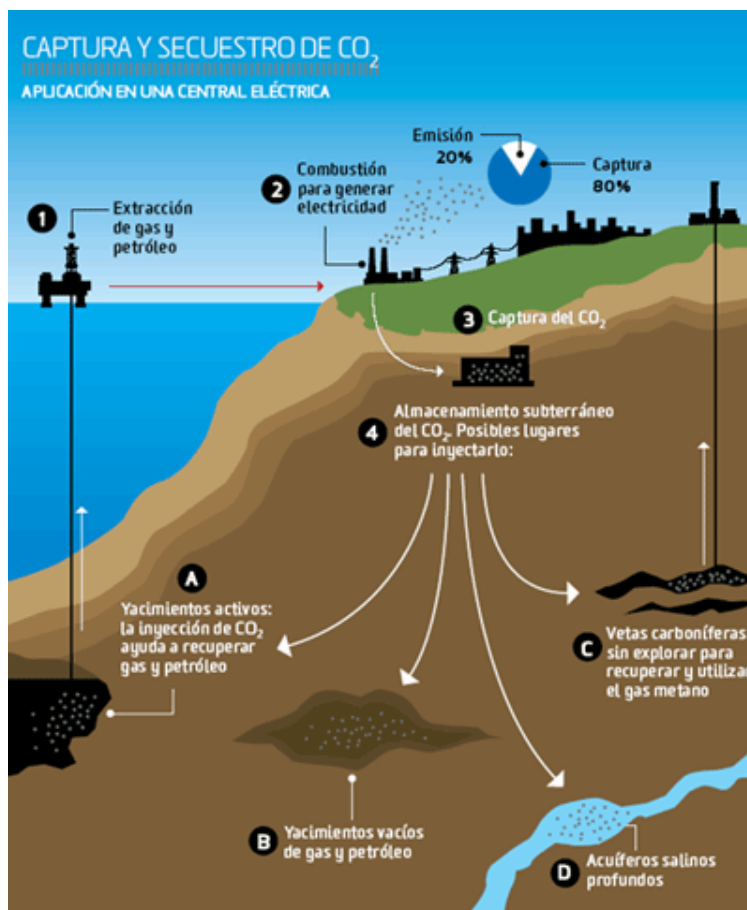


Ilustración 20. Almacenamiento en depósitos geológicos.

La ilustración 20 muestra las diferentes formas de almacenamiento del CO<sub>2</sub> en depósitos geológicos que se ha hablado anteriormente. Se ve en los puntos A y B el aprovechamiento en yacimientos de hidrocarburos, facilitando la extracción del gas y petróleo o rellenando los vacíos. El punto C representa las minas de carbón, donde se consigue recuperar el metano atrapado. Y el punto D que representa los acuíferos salinos.

El almacenamiento biológico hace referencia a los procesos naturales terrestres y marítimos capaces de absorber el CO<sub>2</sub> de la atmósfera, de esta manera se evita el uso de equipos de captura y transporte de CO<sub>2</sub>. El proceso natural más conocido es la fotosíntesis.

El almacenamiento biológico terrestre hace referencia al CO<sub>2</sub> absorbido por ecosistemas como bosques, los cuales deben ser protegidos y cuidados reduciendo la descomposición de la materia orgánica o aprovechándola como biomasa. El almacenamiento en ecosistemas marinos presenta una gran capacidad que tiene de captar el CO<sub>2</sub> el océano a través de la fotosíntesis realizada por organismos marinos y el ciclo de disolución del CO<sub>2</sub> que se produce en las aguas frías y densas del Atlántico Norte que después transporta a los océanos Índico y Pacífico donde es devuelto a la atmósfera, estimando un largo periodo de tiempo del ciclo aproximado a los 1000 años [4].

Por último la reutilización del CO<sub>2</sub> transformándolo en productos inertes o comerciales. Un ejemplo de estos productos pueden ser los carbonatos de magnesio o de calcio. El problema que presenta es encontrar la reacción más adecuada para tener menor gasto y una mejor rentabilidad del proceso.

### 3. TECNOLOGÍAS DE CAPTURA DE CO<sub>2</sub>

En este apartado, se presentan diferentes tecnologías que son aplicadas en los diferentes tipos de captura, postcombustión y precombustión.

En oxidación la separación de CO<sub>2</sub> se simplifica debido que al realizar la combustión con O<sub>2</sub> los gases de combustión están formados principalmente por CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O, facilitando la separación mediante condensación. Una parte de la corriente de los gases de salida se recirculan para controlar la temperatura de la llama en la combustión y favorecer la transferencia de calor. Además en oxidación se reduce el flujo de gases de combustión debido a la reducción de N<sub>2</sub> que se separa del aire para quemar solo con el O<sub>2</sub>, evitando a su vez la formación de NO<sub>x</sub>, y se consigue tener menos pérdidas de energía en los gases de escape y menos inversión y mantenimiento de los equipos de tratamiento de los gases de escape.

Los métodos utilizados para la separación del O<sub>2</sub> y la captura de CO<sub>2</sub> son principalmente físicos, evitando reactivos o disolventes que implican costes de operación y problemas medioambientales. La gran desventaja del proceso de oxidación es el coste que implica el sistema de producción del O<sub>2</sub>, en pequeñas plantas el oxígeno puede proceder de tanques y en plantas de mayor tamaño utilizarán Unidades de Separación de Aire (USA).

La USA es una tecnología conocida y probada, pero las nuevas tecnologías de captura se desarrollan también para mejorar la separación de O<sub>2</sub> del aire. Entre estas tecnologías, para oxidación se pueden utilizar equipos de adsorción, membranas, o la destilación criogénica.

#### 3.1 Absorción química

La base de todos estos procesos de absorción química es la reacción de una base alcalina, normalmente aminas (MEA), en un medio acuoso con un gas ácido.

El proceso consiste en la separación de uno o varios componentes de una mezcla gaseosa con la ayuda de un solvente líquido formando una solución. Implica un proceso de transferencia de masa con un proceso de reacción química. La reacción que tiene lugar en la columna de absorción es exotérmica, mientras que la desorción o regeneración es endotérmica.

Antes del proceso de separación del CO<sub>2</sub> es necesario que la corriente sea enfriada y limpiada de partículas e impurezas en la medida de lo posible, entonces la corriente es introducida en la columna de absorción donde se pone en contacto con el solvente químico y da lugar a la reacción, la temperatura en el reactor se encuentra entre 40°C y 60°C. Después el solvente que ha capturado el CO<sub>2</sub> es transportado a la columna de regeneración, donde se aplica calor para invertir las reacciones y obtener una corriente de CO<sub>2</sub> que será comprimido para su transporte y almacenamiento. La regeneración del solvente se lleva a cabo a elevadas temperaturas (100°C- 140°C) y presiones no mucho mayores que la atmosférica [7]. El calor aportado en la regeneración supone una penalización energética.

Es posible reducir la concentración de CO<sub>2</sub> a la salida del absorbedor a valores muy bajos, pero estos valores de concentración conllevan a aumentar la altura de la columna de absorción, que a su vez aumenta el coste de inversión, ya que el absorbedor es el equipo más representativo de estos costes.

A continuación se muestra un esquema general de los procesos de absorción.

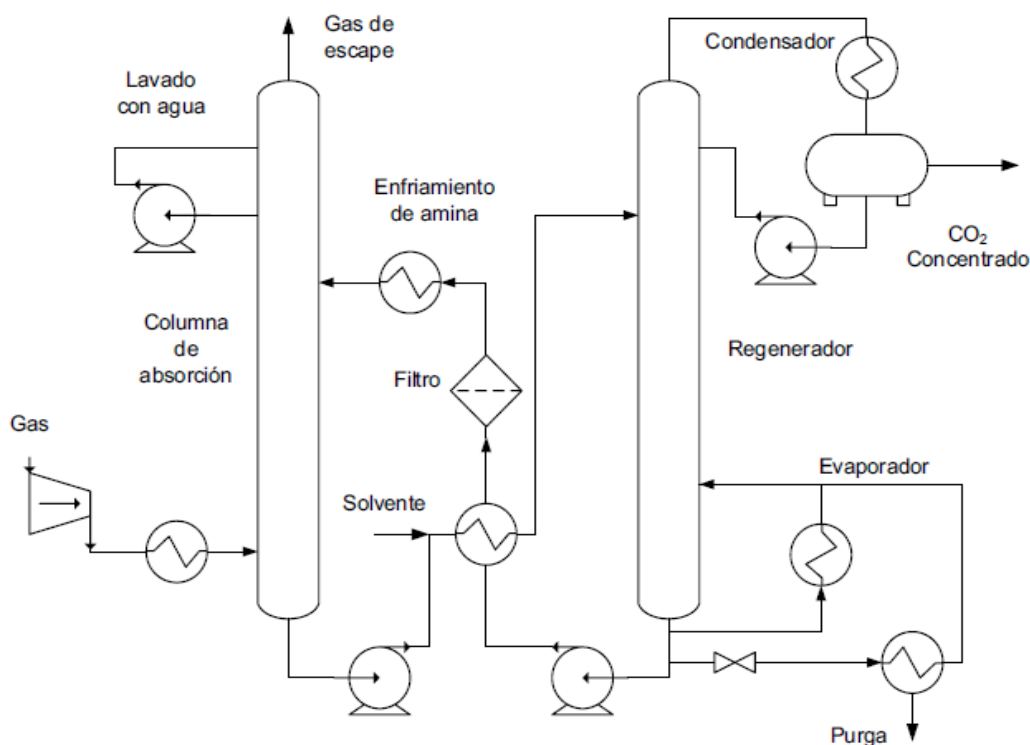


Ilustración 21. Esquema general de los procesos de absorción.

Existen dos tipos de absorción química: [4]

- *Absorción química con reacción reversible*: tiene lugar la reacción química entre el componente gaseoso a separar y la fase líquida, formando enlaces débiles. El análisis es complicado debido a la no linealidad de la curva de equilibrio y al efecto de la velocidad de reacción en el coeficiente de absorción.
- *Absorción química con reacción irreversible*: la sustancia reacciona con un compuesto de la fase líquida y forma un compuesto que no puede descomponerse para liberar la sustancia absorbida. El análisis del sistema se simplifica por la ausencia de presiones de vapor de equilibrio del compuesto absorbido en la disolución.

Frente a la ventaja que presenta esta tecnología de su madurez tecnológica, existen varios factores perjudiciales para el proceso: [4]

- Baja presión parcial de CO<sub>2</sub>: los solventes utilizados requieren determinadas presiones parciales para su uso, por lo que esta baja presión supone un problema en esta tecnología. (Presiones parciales del CO<sub>2</sub> entre 3-15 kPa, hacen las aminas en solución acuosa el mejor sorbente).
- Energía necesaria para la regeneración: La regeneración del absorbente para su reutilización en el ciclo supone un elevado consumo de energía.
- O<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, presente en el gas: son compuestos que se forman en la combustión y nos van a generar problemas de corrosión y degradación en los equipos.
- Cenizas volantes: que son arrastradas con los gases de combustión y pueden producir erosión y corrosión en las columnas.
- Hollín: es la formación de una nube de amina en la parte superior de las columnas, requiere la incorporación de un eliminador de niebla especial.

- Elevadas temperaturas del gas de combustión: pueden degradar el absorbente y disminuir la eficiencia del proceso.

La absorción química es en estos momentos la mejor opción para la captura de CO<sub>2</sub> en postcombustión, ofreciendo una alta eficiencia y costes y consumos energéticos inferiores a otras tecnologías de captura en postcombustión. Los ratios de recuperación del solvente pueden ser del 98% y la pureza del CO<sub>2</sub> separado puede llegar al 99% [4].

Estos sistemas de absorción se encuentran ya de forma comercial como sistemas de captura de CO<sub>2</sub>. Los procesos comerciales de absorción son los siguientes: [7]

- Kerr-McGee/ABB Lummus Crest: Tiene la capacidad más grande existente, es de 800 t<sub>CO2</sub> diarios.
- Fluor Daniel @ ECONAMINETM: Está pensado para corrientes con un alto contenido de O<sub>2</sub>. La capacidad más grande existente es de 320 t<sub>CO2</sub> diarios.
- Kansai Electric Power Co. y Mitsubishi Heavy Industries, Ltd: Su capacidad más grande existente es de 200 t<sub>CO2</sub> diarios. Se trata de una tecnología muy asentada con altos rendimientos y pureza del CO<sub>2</sub> separado.

### 3.2 Absorción física

Es un proceso basado en la absorción del CO<sub>2</sub> en un disolvente siguiendo la ley de Henry. La absorción física por el contrario que la química, es favorecida por las altas presiones parciales, lo que hace que se emplee en procesos a alta presión (presiones parciales del CO<sub>2</sub> con un valor mínimo aconsejable de 7 bar, [7]), además hay que tener en cuenta que la temperatura también influye en la solubilidad de los gases en líquidos siendo más soluble a menor temperatura (T < 60°C) [7]. Es un proceso simple y reduce costes de operación.

Una ventaja de este proceso es que trabaja con bajas temperaturas y el solvente no es corrosivo, de forma que permite el uso de materiales más económicos en los equipos y disminuye el consumo de energía para desorber los gases. También se evita la degradación del solvente al no existir reacciones químicas.

Por el contrario es un proceso que requiere altas presiones, en algunos procesos es necesario el uso de un gas inerte para la regeneración y en ocasiones requiere el lavado de los gases para evitar las pérdidas de solvente en los gases venteados.

El proceso de absorción física puede complicarse realizando absorción selectiva en etapas, desorción en varias etapas y recirculaciones.

En general la configuración de este proceso es similar a la absorción química, llevando la corriente de gases a un absorbedor, y luego se pasa el solvente rico al sistema de regeneración.

En este proceso las formas más sencillas para regenerar un sorbente físico son mediante expansión a presión atmosférica o en vacío, o separación con un gas inerte. La configuración más simplificada consta de un absorbedor, un reactor flash atmosférico y una bomba de recirculación [4].

Según el tipo de regeneración que se va aplicar al proceso podemos diferenciar regeneración flash, separación con gas inerte y la regeneración térmica.

El diseño de este proceso dependerá del flujo del solvente circulando, el flujo de gas recirculado y las acumulaciones de agua.

### 3.3 Adsorción

Es una tecnología madura, aunque en el ámbito de captura de CO<sub>2</sub> está todavía en desarrollo.

Consiste en la acumulación de una molécula gaseosa sobre la superficie de otra generalmente sólida. Este proceso depende de la masa del adsorbente, la presión, la temperatura, la naturaleza del gas y de la superficie sólida, y es limitado por la capacidad de adsorción que ofrece el adsorbente [4].

Se distinguen dos tipos de adsorción:

- Adsorción física: es un fenómeno fácilmente reversible, resultado de las fuerzas intermoleculares de atracción entre las moléculas del sólido y la sustancia adsorbida. Es un proceso rápido que tiene una dependencia lineal con la temperatura.
- Adsorción química: es el resultado de la interacción química entre adsorbente y adsorbato. Libera una gran cantidad de calor, comparable con una reacción química, haciendo el proceso irreversible. Un ejemplo es el proceso de carbonatación – calcinación. Es un proceso lento y tiene una dependencia exponencial con la temperatura.

Uno de los inconvenientes muy importante que presenta la adsorción es la gran superficie necesaria por unidad de masa o de volumen de gas adsorbido.

La investigación para la mejora de este proceso se basa en la búsqueda de materiales que reúnan las siguientes características:

- Elevada porosidad.
- Alta capacidad de adsorción de CO<sub>2</sub>.
- Adsorbentes sólidos que se regeneren fácilmente.
- Alta selectividad al CO<sub>2</sub> en la mezcla gaseosa.
- Diferencia de temperatura de adsorción y desorción relativamente estrecha.

Además otro factor importante es la regeneración de adsorbentes, ya que tiene una gran importancia en la penalización energética de una planta. Según unas investigaciones de una planta piloto, se obtiene como resultado que la energía producida por la planta disminuye un 21%, de 708 kWh/t<sub>CO2</sub> a 560 kWh/t<sub>CO2</sub>, recuperando una concentración de CO<sub>2</sub> del 99% [7].

### 3.4 Membranas de separación de CO<sub>2</sub>

Es una tecnología relativamente sencilla, la membrana actúa como un filtro a través del cual se hacen circular los gases. La separación se logra debido a que el transporte de un componente a través de la membrana es más rápido que los otros.

Los factores que determinan el comportamiento de la membrana son la permeabilidad y la selectividad, dependiendo del gas y el tipo de material usado en la membrana. Los materiales para una separación efectiva deben de conseguir aspectos como, el aumento de ratio de difusión de captura de CO<sub>2</sub> a través de la estructura de la membrana e incrementar la solubilidad del CO<sub>2</sub>.



Según la estructura de la membrana el mecanismo de transporte será diferente:

- Membrana densa: no porosa, el gas o los compuestos pasarán a través de ella por difusión o solubilidad.
- Membrana líquida soportada: cuenta con unos agentes portadores que son los encargados de capturar y transportar las moléculas a través de la membrana.
- Membrana porosa: estas membranas actúan separando las partículas según su tamaño y el del poro.

En la actualidad existen diversos tipos de membranas formadas por diferentes materiales que van a aportar diferentes características a su aplicación, entre otras existen: membranas poliméricas, inorgánicas, de carbono, de alúmina, de sílice, de zeolita, híbridas, de absorción... [4], siendo los mecanismos más eficientes para la separación del CO<sub>2</sub>, las membranas poliméricas y las inorgánicas, aunque las poliméricas presentan gran desgaste con la temperatura y la concentración de CO<sub>2</sub> en los gases debe ser baja y las inorgánicas debido a la baja permeabilidad en membranas densas se limita la aplicación en comparación con las membranas porosas.

Las membranas suponen un mayor consumo energético que los procesos de absorción química, además de tener unos valores de recuperación de CO<sub>2</sub> inferiores [7].

### 3.5 Ciclos de carbonatación – calcinación

El funcionamiento de este ciclo consiste en circular los gases por un reactor poniéndolos en contacto con el sorbente (carbonatación), haciéndolos reaccionar y capturando el CO<sub>2</sub>. Luego se separa fácilmente la parte sólida de la corriente de gases limpios. La parte sólida es llevada a otro reactor donde tendrá lugar el proceso de regeneración (calcinación), donde separamos el CO<sub>2</sub> capturado del sorbente de forma que se libera la corriente de CO<sub>2</sub> para almacenarla y el sorbente es recirculado cerrando el ciclo. En la siguiente imagen vemos un esquema de cómo sería este ciclo.

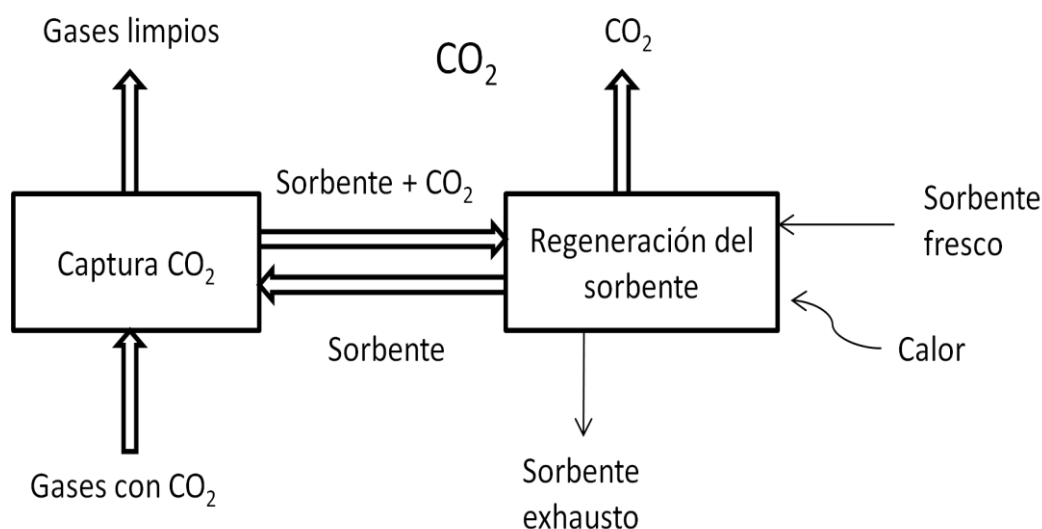
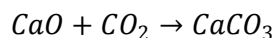


Ilustración 22. Esquema de captura de CO<sub>2</sub> por adsorción - desorción.

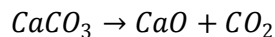
Los sorbentes investigados son óxidos y carbonatos de sodio y potasio, aunque los sorbentes con base de litio y calcio son adecuados. Actualmente el sorbente más usado se podría decir que es el CaO (óxido de calcio).

El uso de CaO como sorbente genera una reacción muy rápida a una  $T > 600^{\circ}\text{C}$ , y la regeneración del mismo es favorecida a una  $T > 900^{\circ}\text{C}$ .

El proceso de carbonatación sigue la siguiente reacción de equilibrio exotérmica, que se produce a temperaturas entre  $600 - 700^{\circ}\text{C}$ :



El proceso de calcinación sigue la siguiente reacción de equilibrio endotérmica, que se favorece a  $T > 900^{\circ}\text{C}$ :



Como las anteriores tecnologías mencionadas, la rapidez de las reacciones depende de la temperatura y la presión parcial de los compuestos.

Se han analizado gran cantidad de materiales obteniendo una gran variedad de resultados, pero los criterios que determinan la potencialidad del sorbente son: [4]

- Altas velocidades de reacción en el rango de temperatura de los gases de combustión emitidos.
- Baja diferencia de temperatura entre el reactor de carbonatación y calcinación, para minimizar las pérdidas energéticas.
- Bajo coste específico del material.
- Elevada capacidad de adsorción del sorbente, disminuyendo la cantidad de sólido y reduciendo el consumo energético al mismo tiempo.
- Estabilidad química y mecánica para aguantar un elevado número de ciclos sin degradarse.

La captura de  $\text{CO}_2$  por carbonatación representa una solución potencial de aplicación tanto para plantas nuevas como para plantas existentes. A diferencia de lo que sucede en los procesos de absorción química, la penalización energética en la captura de  $\text{CO}_2$  con el proceso de carbonatación se reduce drásticamente por la posibilidad de generar energía adicional de varias fuentes de alta temperatura presentes en el sistema. No obstante, la captura de  $\text{CO}_2$  por carbonatación sigue teniendo una importante penalización energética con respecto al proceso sin captura. Por este motivo, cualquier avance que permita mejorar la eficiencia energética de la captura puede resultar importante para promover la progresiva implantación de estos sistemas.

Otra ventaja de este sistema es que permite eliminar de forma conjunta las emisiones de  $\text{CO}_2$  y de  $\text{SO}_2$ , ya que esta tecnología también puede capturar estos compuestos con el uso de caliza [7].

### 3.6 Destilación criogénica

La separación criogénica consiste en que el  $\text{CO}_2$  se separa físicamente de la corriente de gas condensándolo a bajas temperaturas produciendo  $\text{CO}_2$  líquido, listo para su transporte y almacenamiento.

La separación criogénica es un proceso que se divide en las siguientes etapas: [4]

- Compresión: es la etapa donde los gases serán comprimidos hasta la presión de trabajo del proceso.

- Purificación: los gases son limpiados de sustancias contaminantes peligrosas que pueden afectar a los intercambiadores o a la columna de destilación, consiguiendo de esta forma una mayor seguridad en el proceso.
- Intercambio de calor: en esta etapa los gases son enfriados hasta su punto de rocío.
- Refrigeración: debido a las bajas temperaturas requeridas (-150 / -160°C) se utilizan turbinas de expansión, que mediante la caída de presión producida disminuye bruscamente la temperatura.
- Destilación criogénica: los componentes de los gases son separados en una o varias columnas de destilación.

Ahora se muestra un esquema de las etapas que forman la separación criogénica.

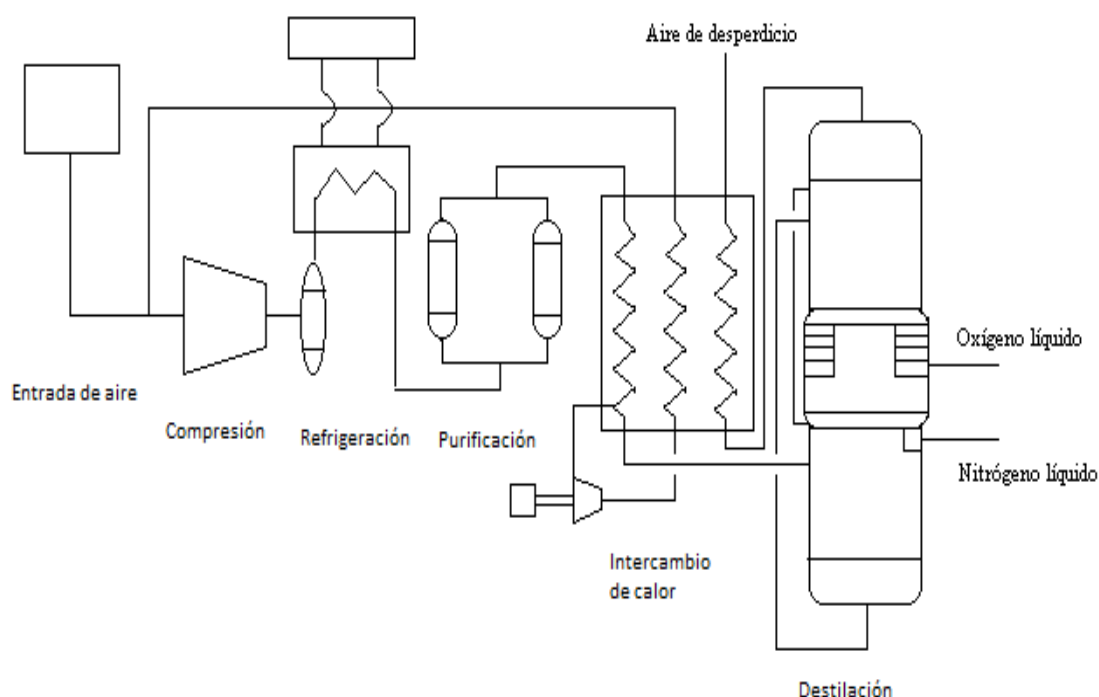


Ilustración 23. Esquema de las etapas de la tecnología de separación criogénica.

Es una tecnología que permite obtener una alta pureza en la separación de los compuestos, con un bajo mantenimiento y facilidad de operación, debido a que permite una alta automatización del proceso.

La principal ventaja de este proceso es que permite obtener directamente CO<sub>2</sub> líquido facilitando considerablemente el transporte, que es uno de los principales problemas que tienen las diversas etapas de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Por el contrario, una de las desventajas más importantes que presenta esta tecnología es la gran cantidad de energía requerida para llevar a cabo el proceso. Además, otra de las desventajas sería la necesidad de retirar algunos de los componentes de las corrientes, como el agua, previamente a su enfriamiento, con el fin de evitar bloqueos en el sistema.

#### 4. APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA SEGÚN EL TIPO DE CAPTURA

Las tecnologías a utilizar para la captura de CO<sub>2</sub> variarán según el tipo de captura que se quiera realizar en el proceso, por ello se van a dividir en los tres tipos anteriormente mencionados (postcombustión, oxicomustión y precombustión) [4, 6, 7].

TECNOLOGÍA	POSTCOMBUSTIÓN	OXICOMBUSTIÓN	PRECOMBUSTIÓN
<b>Absorción química</b>	Gran madurez tecnológica, empleado de forma comercial en industrias.	-	Es una tecnología apropiada y madura, apta para este tipo de captura.
<b>Absorción física</b>	No es una tecnología muy adecuada en este tipo de captura, aunque se investiga en su desarrollo.	-	Es una tecnología prometedora para la precombustión, y la más adecuada.
<b>Adsorción</b>	Está limitado por la capacidad de adsorción y las temperaturas de los materiales adsorbentes, está en desarrollo y no se encuentra de forma comercial.	Producción de pequeños caudales de O <sub>2</sub> .	Se ha basado su desarrollo en la obtención de una corriente de H <sub>2</sub> pura.  Es una buena alternativa para la separación de los gases.
<b>Membranas</b>	Es una tecnología sencilla que se encuentra con el problema del volumen de los gases, por ello está en fase de estudio.	Esta tecnología está en proceso de investigación, tiene el fin de reducir el consumo energético provocado y mejorar la capacidad de producción del O <sub>2</sub> .	Son eficientes y se están estudiando para su desarrollo debido a la sencillez.
<b>Criogenización</b>	-	Tecnología ampliamente extendida para la producción de O <sub>2</sub> .  Su capacidad de producción dependerá del tamaño de los equipos.	Supone un gran consumo de energía y una elevada inversión, por lo que la aparta un poco del desarrollo de las tecnologías para precombustión.
<b>Carbonatación – calcinación</b>	Es una tecnología de adsorción.  Se encuentra en desarrollo y no existen plantas comerciales.  Se investiga en la integración de la cámara de combustión con el calcinador.	-	Permite el uso de sus reacciones para la eliminación in situ del CO <sub>2</sub> .  En fase de estudio, pero con conceptos prometedores para su aplicación.

Tabla 5. Estado de las tecnologías de captura de CO<sub>2</sub> según el tipo de captura realizado.

## 5. COMPARACIÓN ENTRE TIPOS DE CAPTURA

Comparando las tecnologías de postcombustión, la mejor opción por la alta eficiencia y selectividad, con costes y consumos inferiores a otras tecnologías es la absorción química. La absorción física se encuentra con el problema de las condiciones de los gases de combustión, haciéndola menos apropiada. La adsorción tiene la característica de que el sorbente aguanta más ciclos y se regenera mejor que en los procesos de absorción química. Las membranas son sencillas y eficientes, aunque producen una mayor penalización energética que la absorción química. Y la carbonatación – calcinación tiene un concepto muy prometedor para aplicaciones de captura de CO<sub>2</sub> en postcombustión debido a sus características de aprovechamiento energético y el uso de equipos desarrollados y eficientes.

En la oxicomustión, las diferentes tecnologías dependerán del uso o la aplicación que se desee. La adsorción es utilizada en pequeña producción, apartándose de la aplicación de generación en plantas industriales, mientras que las membranas se plantean de forma similar pero dan mejores soluciones y aún se están desarrollando. La criogenización es el mejor método para obtener grandes caudales de O<sub>2</sub>, aunque en su contra lleva el gran consumo energético requerido por las etapas de compresión, disminuyendo la eficiencia del ciclo, además de un elevado coste.

En la precombustión la absorción física y química y la adsorción son las tecnologías más prometedoras para los procesos de captura de CO<sub>2</sub>. La separación criogénica presenta el gran problema del consumo y coste, y las membranas como se ha dicho está en estudio para encontrar un material con unas características óptimas.

Comparando los tres tipos de captura, la oxicomustión es el más apropiado debido a la sencillez que ofrece para la captura del CO<sub>2</sub>, además, al quemar con O<sub>2</sub> se reduce el tamaño de equipos de combustión y de tratamiento de los gases, así como las pérdidas energéticas de estos gases en la chimenea por la reducción del flujo másico, pero presenta un elevado coste que hace disminuir la rentabilidad de este sistema. La postcombustión presenta facilidad para la integración de estos sistemas de captura, pero el inconveniente es tener que controlar las condiciones de los gases de combustión, y los tratamientos previos de limpieza. La precombustión es una técnica que se aplica en los sistemas de GICC como una de las mejores soluciones, debido al uso de gas como combustible de alta calidad haciendo la tecnología limpia y eficiente. El gas es obtenido de combustibles sólidos o líquidos mediante gasificación, y la tecnología de captura permite la limpieza del gas evitando los componentes carbonosos antes de la entrada a la combustión. La ventaja de este gas frente a los gases de combustión es que está formado por menos componentes y resulta más sencillo limpiarlo. Otra ventaja es la posibilidad que ofrece la tecnología de precombustión de realizar la captura de CO<sub>2</sub> in situ en la cámara de combustión.

## 6. CONCLUSIÓN

La tecnología de captura de CO<sub>2</sub> potencia el uso de combustibles fósiles, como el carbón que es más abundante que el petróleo y el gas y tiene un menor coste.

Todos sistemas de captura y sus tecnologías implican una disminución en la eficiencia del proceso, pero debido al cambio climático son medidas que se deben ir desarrollando.

La postcombustión solo puede mejorar en la tecnología de captura, disminuyendo el consumo y aumentando la capacidad de los sistemas, así como la oxicomustión solo ofrece la posibilidad de conseguir equipos más eficientes de producción de O<sub>2</sub>, mientras que la

precombustión estudia la mejora de las tecnologías de captura y a su vez la integración en los equipos de gasificación.

Los costes de la tecnología de captura disminuye la rentabilidad de las plantas, debido a los costes de equipos, mantenimiento, consumos energéticos y la menor eficiencia de la planta donde se instala.

Se tienen los medios para conservar el medioambiente y crecer de forma sostenible, pero la parte económica limita este desarrollo, frenando la posibilidad de implantar estas tecnologías en plantas nuevas y ya existentes debido a su coste y baja rentabilidad.

Por otro lado hay que decir que la rentabilidad de estas plantas ha sido demostrada en algunos casos, y según aumente el control de las emisiones y suba el precio de los derechos de emisión, la rentabilidad mejorará dando lugar a una producción de energía más limpia y respetuosa con el medioambiente.

Según el Informe del Panel Intergubernamental para el Cambio Climático de Naciones Unidas (IPCC) la Captura y Almacenamiento de CO<sub>2</sub> contribuiría entre el 15 y el 55% al esfuerzo mundial de mitigación acumulativo hasta el 2100, presentándose, por tanto, como una tecnología de transición que contribuirá a mitigar el cambio climático.

## 7. REFERENCIAS

[1] →<http://ecowlogic.blogspot.com.es/>

[2] →Yongping, Y., Rongrong, Z, Liqiang, D., Kavosh, M., Patchigolla, K., Oakey, J., Integration and evaluation of a power plant with a CaO-based CO<sub>2</sub> capture system, International Journal of Greenhouse Gas Control 4, 603–612 (2010).

[3] →[http://unfccc.int/kyoto\\_protocol/items/2830.php](http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php)

[4] →Luis Miguel Romeo, Luis Ignacio Díez, Pilar Lisbona, Ana González, Isabel Guedea, Carlos Lupiañez, Ana Martínez, Yolanda Lara e Irene Bolea. “Captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>”. Universidad de Zaragoza.

[5]→Hernán Morales, Cristian Torres. “Tecnologías de captura y secuestro de CO<sub>2</sub>”. Pontificia universidad católica de Chile.

[6]→<http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4355/fichero/ANALISIS+DE+LA+TECNOLOGIA+DE+REDUCCION+EFFECTIVA+DE+EMISIONES+DE%25252F3.+TECNOLOGIA+DE+CAPTURA+DE+CO2.pdf>

[7]→<http://www.fundacionenergia.es/PDFs/Carb%C3%B3n%20Futuro/Cap%C3%ADtulo%206.1.pdf>

Fernando Etayo Rillo, “Simulación del proceso de carbonatación – calcinación para captura de CO<sub>2</sub>. Estrategias de mejora del proceso”: Universidad de Zaragoza. Organización Meteorológica Mundial, (OMM). Boletín sobre los gases del efecto invernadero, 2012. [http://www.wmo.int/pages/mediacentre/press\\_releases/documents/GHG\\_Bulletin\\_No.8\\_es.pdf](http://www.wmo.int/pages/mediacentre/press_releases/documents/GHG_Bulletin_No.8_es.pdf)

# ***CAPÍTULO 3: INTEGRACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE CAPTURA DE CO<sub>2</sub> EN SISTEMAS DE GASIFICACIÓN***

---

## **1. INTRODUCCIÓN**

El importante crecimiento económico en la sociedad desde mediados del siglo pasado ha estado asociado a un notable aumento del consumo energético, basado en un modelo energético centrado en el uso de combustibles fósiles, lo que ha conllevado un aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). La problemática generada como consecuencia del aumento del CO<sub>2</sub>, principal gas causante del efecto invernadero, ha obligado a tomar iniciativas que traten de reducir o evitar que las emisiones de CO<sub>2</sub> de las grandes plantas alcancen la atmósfera.

El uso de energías renovables como medio de producción de energía limpia es una opción para mitigar el cambio climático, pero para cumplir la demanda energética supone algunos problemas que no dan fiabilidad al sistema eléctrico para conseguir una producción estable. Esto se debe a que no hay una disponibilidad de energía primaria igual cada día, es decir, no todos los días hace el mismo aire, la disponibilidad de agua en las presas no es todos los años igual y respecto a la energía solar también hay diferentes variaciones a lo largo del año de la radiación emitida por el sol. Todo esto es el principal problema de estas tecnologías que hacen que no se pueda tener un control de ellas para ponerlas en funcionamiento. Debido a esto, aparte de las energías renovables se requieren otras tecnologías limpias de producción capaces de ser controladas para producir lo que se necesita.

En centrales de combustión se emite una gran cantidad de CO<sub>2</sub>, que como ya se ha visto en el capítulo anterior, puede ser reducido mediante sistemas de captura, de manera que se disminuyen estas emisiones a la vez que se pierde eficiencia en el proceso, pero no se podría considerar como producción de energía limpia, ya que aunque se capture el CO<sub>2</sub> no se reduce la cantidad de gases generados.

El otro sistema es la gasificación, un proceso mediante el cual pueden eliminarse los contaminantes antes de la combustión del gas. Además este gas se puede quemar en un ciclo combinado con un rendimiento muy elevado, reduciendo las emisiones de CO<sub>2</sub> por unidad de energía eléctrica producida. Sin embargo, la gasificación y la limpieza del gas encarecen el coste de la energía producida.

Si se quiere tener una generación de energía limpia y que pueda ser controlada, la gasificación representa una buena alternativa frente a las energías renovables y centrales térmicas de combustión. Es un proceso de generación limpio y que permite tener un control de su producción.

A continuación se verá las diferentes formas de integración de los sistemas de captura de CO<sub>2</sub> en las instalaciones de gasificación.

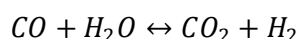
## 2. CAPTURA DE CO<sub>2</sub> INTEGRADA EN LA GASIFICACIÓN

Las técnicas de captura en precombustión combinan un proceso de separación del carbono del combustible con un proceso de captura de CO<sub>2</sub>. La descarbonización se realiza mediante la gasificación de combustibles sólidos y la separación mediante las tecnologías vistas el capítulo de captura de CO<sub>2</sub>.

Como se ha visto en la primera parte del proyecto, con la gasificación se obtiene un gas de síntesis donde sus principales compuestos son CO, H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O e impurezas dependiendo del combustible primario utilizado. Por otro lado se encuentra el char, que será la parte carbonosa eliminada del combustible gasificado, evitando un mayor contenido de partículas de carbono.

Con el fin de eliminar la mayor parte de los componentes carbonosos del gas de síntesis producido para evitar la generación de CO<sub>2</sub> en el proceso de combustión, el gas de síntesis producido es reformado a través del sistema "Water Gas Shift" (WGS).

Como en el gas de síntesis contiene una alta concentración de CO, mediante el sistema de reformado WGS se hace reaccionar con agua para obtener H<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>, cumpliendo la siguiente reacción de equilibrio denominada "water – gas reaction" o "shift conversión":



Esta reacción es de carácter exotérmico, las temperaturas bajas favorecen la conversión del CO, de forma que se obtiene en la mezcla un mayor compuesto de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>. Sin embargo, un aumento de la temperatura según el punto de vista termodinámico provoca la disminución de la conversión de los compuestos, y desde punto de vista cinético se produce un incremento de la velocidad de la reacción.

Para que esta reacción se produzca de una manera controlada, es necesario la utilización de catalizadores, en función de los cuales, la reacción se produzca a altas temperaturas (350-450°C) o bajas temperaturas (160-250°C). En el primer caso, los catalizadores comienzan a reaccionar a partir de 300°C, mientras que en el segundo, se activan en un ambiente más frío [4].

La reacción se puede producir en ambos sentidos y, de hecho, se produce hasta que se alcanza el equilibrio. Si se quiere forzar la reacción para producir una mayor cantidad de CO<sub>2</sub>, es necesario retirar parte del CO<sub>2</sub> generado para romper el equilibrio y forzar a que se forme una mayor cantidad de este compuesto.

El CO<sub>2</sub> se retira con las técnicas utilizadas en la captura de CO<sub>2</sub> en los procesos de precombustión y se comprime para su transporte y almacenamiento.

Después de esta reacción, los componentes principales del gas serán CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>, con una concentración de CO<sub>2</sub> que varía entre el 15% y el 60% (base seca) [1]. Una vez conseguido el gas formado por estos compuestos, se separa el CO<sub>2</sub> del H<sub>2</sub>, de forma que se obtenga un gas de H<sub>2</sub> limpio de componentes carbonosos, y listo para su uso. Por otro lado se capturará el CO<sub>2</sub> separado que será comprimido, transportado y almacenado o aprovechado para otras aplicaciones.

Como resultado de la mezcla de gasificación con sistemas de captura, se produce un combustible limpio que al ser usado en un proceso de combustión no va a generar elementos contaminantes.

Ahora se investiga la eficiencia y la mejor opción para integrar estos sistemas. Por ello se van a presentar dos formas de juntar estos procesos, la primera que se comentará se denominará como "limpieza y captura del CO<sub>2</sub> en el gas de síntesis", que consistirá en producir el gas de síntesis por medio del gasificador y luego conducirlo a los diferentes equipos necesarios para al



final obtener un gas limpio con un gran porcentaje de H<sub>2</sub> y bajo contenido de componentes carbonosos. La otra opción es llamada como “*captura in situ*”, esta técnica se basa en introducir en el gasificador elementos que reaccionen con el CO<sub>2</sub>, de forma que se obtenga dos flujos a la salida del gasificador, uno de ellos será el gas limpio con un alto contenido de H<sub>2</sub>, y la otra corriente será el compuesto utilizado para la captura del CO<sub>2</sub>, esta corriente se conducirá hacia un regenerador, para separar el CO<sub>2</sub> del compuesto, liberando una corriente de CO<sub>2</sub> lista para comprimir y transportar. El elemento utilizado para la captura del CO<sub>2</sub> se recircula hacia el reactor de gasificación cerrando su ciclo.

## 2.1 Limpieza y captura del CO<sub>2</sub> en el gas de síntesis

El proceso más adecuado para la combinación de las tecnologías de gasificación y captura de CO<sub>2</sub> en precombustión es el de las centrales GICC. Son un caso particular en el cual el gas de síntesis se utiliza para producir electricidad mediante un ciclo combinado.

Los ciclos combinados son las vías más eficientes y limpias de generar electricidad en centrales térmicas, sin embargo están limitados a combustibles de alta calidad como el gas natural, debido a que los gases de combustión deben atravesar el expansor de la turbina de gas y la caldera de recuperación. Por ello la integración de la gasificación en estos ciclos permite la transformación de combustibles difíciles, ya sean sólidos o líquidos viscosos, en un gas, que una vez limpio puede ser utilizado de forma eficiente en el ciclo combinado.

La tecnología GICC con captura en precombustión es la opción más prometedora para alcanzar el objetivo de cero emisiones en plantas de generación eléctrica.

Para integrar los equipos de captura de CO<sub>2</sub> que actúan sobre el gas de síntesis producido en una planta de gasificación, se deben realizar algunas modificaciones en la instalación, añadiendo equipos de limpieza, reactor WGS y sistemas de captura de CO<sub>2</sub>. El funcionamiento de los cambios que se aplican es explicado a continuación:

- Una vez sale el gas de síntesis del gasificador, contiene partículas sólidas que han sido arrastradas por la propia corriente del gas. Para eliminarlas, se circula el flujo de gas a través de un filtro que retira estas partículas.
- Teniendo el gas limpio de partículas es conducido hacia el reactor WGS, donde se añade vapor de agua para que reaccione con el gas de síntesis y obtener una mayor concentración de H<sub>2</sub>, como ya se ha comentado anteriormente.
- Terminados los anteriores pasos, el siguiente consiste en eliminar los contaminantes contenidos en el gas, como SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, H<sub>2</sub>S... Para esto se utilizan equipos como el desulfurador, que capturan estos elementos contaminantes transformándolos en otros o destruyéndolos. Al salir de este equipo, el gas de síntesis está formado en su mayor parte por H<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>, que es lo que se desea para después aplicar la captura de CO<sub>2</sub>.
- El siguiente paso hace circular el gas por los sistemas de captura de CO<sub>2</sub>, de forma que se obtendrán dos flujos de salida. Un flujo con una elevada concentración de H<sub>2</sub> y otro compuesto por un alto porcentaje de CO<sub>2</sub>.
- Para terminar, el flujo de H<sub>2</sub> será conducido a depósitos para almacenarlo o dirigido directamente hacia una turbina o motor donde se empleará como combustible. La corriente de CO<sub>2</sub> será comprimida, para su posterior transporte y almacenamiento.

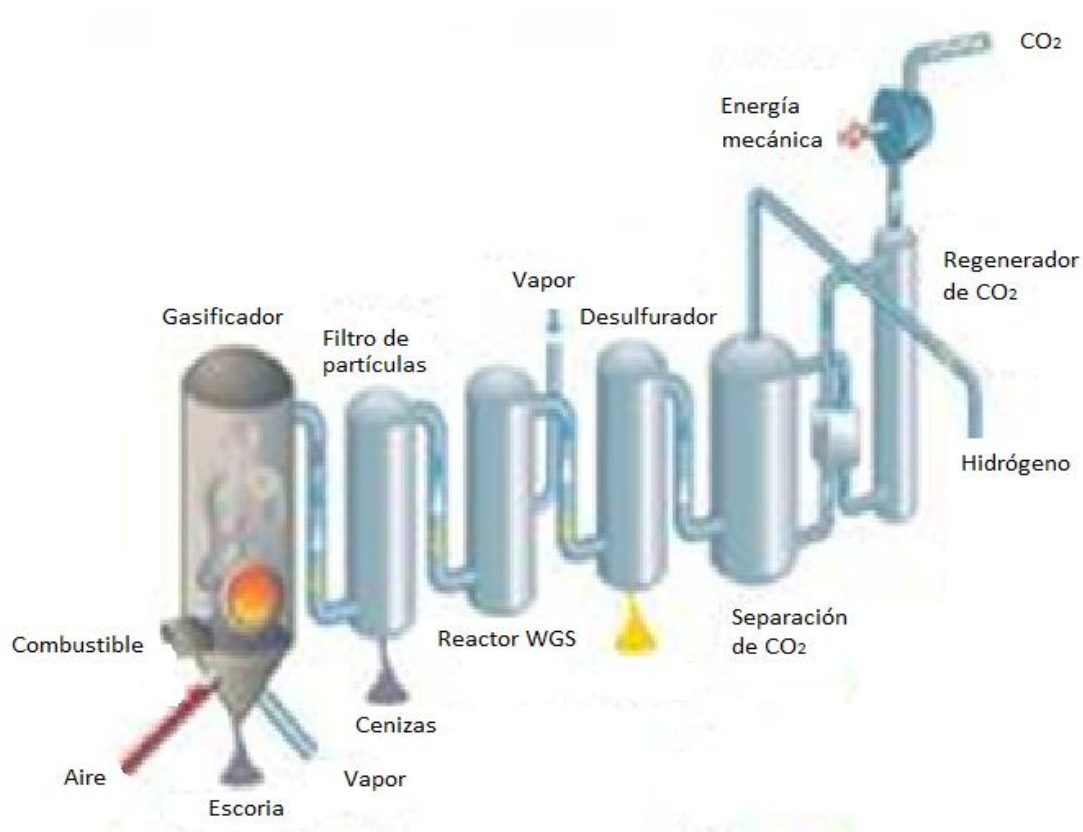


Ilustración 24. Equipos necesarios para la limpieza y captura de CO<sub>2</sub> del gas de síntesis obtenido de la gasificación.

### 2.1.1 Sistemas de captura empleados

En la etapa de separación del CO<sub>2</sub> se pueden aplicar diferentes técnicas, que se ajustarán en mayor o menor medida según el gas de síntesis producido. Estas técnicas han sido comentadas en el capítulo anterior de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Ahora se compararán entre ellas y su forma de actuación al integrarlas en una instalación de gasificación.

- Absorción química

Los absorbentes químicos se usan para eliminar el CO<sub>2</sub> del gas de síntesis a presiones parciales por debajo de 1,5 MPa y son métodos similares a los usados en la captura en postcombustión. Se elimina el CO<sub>2</sub> del gas de síntesis, tras el proceso *shift*, por medio de una reacción química que puede invertirse por reducción de presión y por calentamiento. El proceso más usado a nivel industrial es el basado en aminas MDEA (MetilDiEtanol Amina), por su alto rendimiento [2].

Ésta tecnología permite alcanzar ratios de captura del 98%, alcanzando grados de pureza del 99% del gas capturado [4].

Actualmente es la tecnología más cara, y necesita equipos de grandes dimensiones. Las investigaciones para mejorar la eficiencia se basan en reducir el consumo de energía y desarrollar nuevos absorbentes.

Algunos de los absorbentes que pueden utilizarse son:

Absorbente	Pros	Contras
Monoetanolamina (MEA)	Técnica probada. Tasa de absorción elevada.	Gran cantidad de energía consumida. Degradación de los absorbentes.
Piperazina/aminas terciarias (MDEA)	Técnica probada. Tasa de absorción elevada. Menor consumo de energía.	Más cara que la MEA. Degradación de los absorbentes. Marca registrada.
Otras aminas bajo patente	Técnica probada. Tasa de absorción elevada. Menor consumo de energía. Menor degradación.	Más cara que la MEA. Degradación de los absorbentes. Marca registrada.
Amoniaco refrigerado	Absorbente barato. Insensible a las impurezas del gas.	Necesidad de refrigeración. Exceso de amoniaco. Baja tasa de absorción.

Tabla 6. Ventajas y desventajas de diferentes absorbentes.

- Absorción física

En la absorción física, el CO<sub>2</sub> se absorbe de acuerdo a la ley de Henry, lo que significa que depende de la presión y temperatura, produciéndose el proceso a elevadas presiones parciales de CO<sub>2</sub> y bajas temperaturas. La ventaja de este proceso es que requiere una cantidad de energía relativamente pequeña, pero la presión parcial del CO<sub>2</sub> debe ser muy elevada, por lo que es especialmente indicada para los procesos de precombustión. Los gases de alimentación de un proceso de estas características se encuentran en un rango comprendido entre las 20 y las 130 atm, con una concentración de CO<sub>2</sub> en volumen entre el 5 y el 60%. La eficiencia del proceso se sitúa aproximadamente en un 90 % [4].

La regeneración del disolvente se produce por liberación de presión en una o más etapas. Si se necesita más regeneración se puede purgar el disolvente por calentamiento. El consumo energético es moderado, porque sólo es necesaria la presurización del disolvente (bombeo de líquido).

Los procesos comerciales más extendidos son el Rectisol y Selexol. Para realizar una captación conjunta de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S se ha desarrollado el Sulphinol [2]. La mayoría de los disolventes utilizados en la absorción física son orgánicos con puntos de ebullición elevados y bajas presiones de vapor.

- Adsorción PSA

Es el método más usado para purificar el gas de síntesis para obtener H<sub>2</sub> puro. Sin embargo, no es selectivo a la hora de separar el CO<sub>2</sub> del resto de gases purgados, por lo que para separarlo será necesaria una unidad adicional previa a la purificación del H<sub>2</sub>.

Los ciclos de separación del proceso PSA (Pressure Swing adsorption) se componen básicamente de dos pasos: adsorción (proceso que requiere alta presión y baja temperatura), extrayéndose selectivamente de la corriente de gas las especies más adsorbibles, y regeneración o desorción de dichas especies del adsorbente para poder reutilizarlo en el siguiente ciclo de adsorción. La regeneración del adsorbente se puede realizar por disminución de presión o por purga con un gas poco adsorbible [2].

- Adsorción TSA

En general, los procesos de adsorción gaseosa son exotérmicos, o sea, hay liberación de calor dada la transferencia de las moléculas de la fase fluida para la fase adsorbida. De este modo es esencial el conocimiento de la entalpía de adsorción para la predicción de los efectos térmicos asociados a las unidades de separación. Por ejemplo, ésta variable permite determinar el perfil de temperatura en el interior de la columna y la energía necesaria para regenerar el adsorbente, ya que esta es la operación más costosa en las unidades del tipo TSA (Thermal Swing Adsorption).

Como la adsorción es un proceso exotérmico, una gran disminución en la concentración de la fase adsorbida en equilibrio con una concentración específica del fluido puede ser alcanzada con un aumento moderado en la temperatura. Esto significa que a elevadas temperaturas se convierten en menos favorable para la adsorción y más favorables para la desorción.

Los elementos a captura se pueden dividir en dos: el producto refinado (la especie menos fuertemente adsorbida, como el  $\text{CO}_2$ ) y el producto extracto (la especie más fuertemente adsorbida, como el CO). Siempre que el adsorbente tenga una adecuada selectividad, ambos, el producto refinado y el producto extracto, pueden ser recuperados. Sin embargo, mientras el producto refinado es recuperado con alta pureza, el producto extracto siempre tiende a contener una pequeña concentración adsorbente utilizado.

A causa de que la temperatura es una variable más eficaz que la presión para cambiar el potencial termodinámico, TSA es generalmente preferido para especies fuertemente adsorbidas. Sin embargo, repetidos ciclos térmicos pueden reducir substancialmente la vida de un adsorbente y cuando se involucran hidrocarburos reactivos, la exposición a altas temperaturas durante el ciclo de desorción puede conducir a la formación de coque.

Los costes de energía asociados con las operaciones por TSA no son insignificantes y los tiempos requeridos para el calentamiento y enfriamiento del lecho hacen que tales sistemas no sean de ciclos rápidos.

La versión más simple del proceso TSA opera con dos lechos, dónde los tiempos de los ciclos de adsorción y desorción (incluyendo los pasos de calentamiento y enfriamiento) deben ser iguales [5, 6].

Tanto para la adsorción PSA, como TSA, los tipos de adsorbentes que pueden utilizarse se reflejan en la siguiente tabla, dónde se comentarán sus ventajas y desventajas.

Absorbente	Pros	Contras
Zeolitas	Material conocido. Gran capacidad de adsorción.	El aumento de temperatura o la presencia de humedad reducen notablemente la capacidad de adsorción.
Carbones activos	Son conocidos como las zeolitas. Gran capacidad de adsorción física. Bajo coste.	El aumento de temperatura o la reducción de presión parcial, disminuye la capacidad de adsorción. Presenta una selectividad baja hacia el CO <sub>2</sub> en presencia de vapor de agua.
Óxidos metálicos	Alta selectividad y capacidad de adsorción del CO <sub>2</sub> .	Temperatura de trabajo elevada.
Zirconatos de litio	Gran selectividad y capacidad de adsorción para el CO <sub>2</sub> .	Trabaja con temperaturas entre 400-600°C
Hidrotalcitas	Permite mayores temperaturas y alcanzar mayor selectividad.	Capacidades de adsorción relativamente bajas.
Estructuras metal-orgánicas (MOFs)	Selección y tamaño de los poros. Mejor capacidad en procesos de alta presión.	Algunos no permiten trabajar con humedad. Capacidades de adsorción limitadas.

Tabla 7. Ventajas y desventajas de diferentes adsorbentes [17].

- Membranas

La separación de gases mediante membranas no requiere un cambio de fase, por lo que significa un ahorro energético significativo. Adicionalmente, las unidades de separación de gases suelen tener un tamaño menor que otras instalaciones de captura de CO<sub>2</sub>, por lo que su impacto medioambiental también es menor. Las técnicas de separación de gases mediante membranas se pueden considerar un proceso intermedio entre la adsorción y la absorción.

Las membranas adsorben el gas deseado en una de las caras, generalmente a altas presiones. La molécula es entonces absorbida por la membrana hacia la otra cara donde se desadsorbe bajo condiciones de baja presión. Durante el proceso de separación de gases mediante membranas se distinguen tres corrientes de gases diferentes:

- Gas de entrada: es una mezcla de gases a altas presiones que circulan a lo largo de una cara de la membrana.
- Gas permeable: donde las moléculas que atraviesan la membrana son barridas por una corriente de gases en la otra cara de la membrana.
- Gas residual: formado por las moléculas no permeables que permanecen en la cara por donde se alimenta la membrana.

La mayor parte de las veces, el proceso de permeabilidad está dirigido por la diferencia de presión entre ambas caras de la membrana.

Las membranas de separación de CO<sub>2</sub> de otros gases constituyen un campo activo de investigación para mejorar la penalización energética y reducir costes, permitiendo así su implantación a gran escala.

Las principales características de las membranas son su permeabilidad y su selectividad, siendo ambas propiedades inversamente proporcionales, cuando una aumenta, la otra disminuye y viceversa.

Incrementar la permeabilidad de una membrana significa reducir la presión necesaria para la separación de gases, reduciendo la penalización energética y también el área efectiva de la membrana. En el caso del CO<sub>2</sub>, sin embargo, es también necesario que la capacidad de selección de la membrana también sea alta para obtener una corriente de gases pura en CO<sub>2</sub>. En este caso se puede utilizar un sistema de membranas en una fase o multifase. El segundo consiste en hacer circular el gas a través de una cascada de membranas hasta obtener la pureza requerida.

Las membranas son aplicadas comercialmente para la separación de H<sub>2</sub>, pero se requiere mayor desarrollo antes que las membranas puedan ser usadas en una escala suficientemente grande. La selectividad de membranas comercialmente disponibles para CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub> es también muy baja [3].

- Separación criogénica

En la cual el CO<sub>2</sub> es separado físicamente del gas de síntesis condensándolo a temperaturas criogénicas para producir CO<sub>2</sub> en estado líquido, listo para almacenamiento.

La separación de CO<sub>2</sub> de otros gases implica una muy baja temperatura, -56,6°C y alta presión. En consecuencia, se trata de un proceso intensivo en energía, con un consumo teórico de 1,9 kJ/kg de CO<sub>2</sub> [4].

Este consumo de grandes cantidades de energía eléctrica para el enfriamiento, hace que no haya un gran interés para el desarrollo de esta tecnología.

Otro de los inconvenientes es el hecho de que es necesario eliminar el agua de los gases antes del enfriamiento para evitar que se forme una masa sólida arruinando el proceso.

<b>Método</b>	<b>Comentarios</b>	<b>Coste captura (€/t CO<sub>2</sub>)</b>
Absorción	Regeneración compleja. Múltiples procesos probados comercialmente. Alta selectividad y eficiencia.	29 – 44
Adsorción	Baja capacidad y selectividad de adsorbentes. Alto coste.	~ 75
Membranas	Tecnología en desarrollo. Baja selectividad.	40 – 54
Criogenia	Muy alto consumo energético.	-

Tabla 8. Tabla resumen de las tecnologías de captura [7].

### 2.1.2 Tecnologías emergentes para la separación de CO<sub>2</sub>

A continuación, se citan las diversas tecnologías que se están planteando como alternativas a las comercialmente existentes y que se encuentran generalmente en fase de ensayos de laboratorio o en plantas de demostración de escala de laboratorio:

➤ Reactores de membrana para producción de H<sub>2</sub> con captura de CO<sub>2</sub>

Algunas membranas inorgánicas ofrecen la posibilidad de combinar los procesos de reacción gas-agua y separación a alta presión y temperatura.

La combinación de la separación y de la reacción en reformado de vapor en membrana y/o conversión shift en membrana ofrece alto grado de conversión debido a la separación del H<sub>2</sub>. Con esta técnica se pueden reducir las temperaturas de reformado a 500-600°C, produciéndose la conversión shift en ese mismo rango de temperaturas [2].

➤ Conversión de metano a H<sub>2</sub> y carbono

Es una reacción de cracking térmico o pirolisis en la que el metano (CH<sub>4</sub>), produce carbono e H<sub>2</sub>:

La ventaja es que se produce directamente un gas limpio (sin CO<sub>2</sub>) que podría usarse directamente como combustible, pero su problema principal es que se deja de obtener la energía que produce la oxidación del carbono. Se debe suministrar energía para la reacción, porque el cracking es endotérmico. Con conversión total del metano, se obtiene un 60% de su poder calorífico como H<sub>2</sub>, y un 49% como carbono (el 9% extra es por el calor externo aportado) [2].

## 2.2 Captura in situ

Consiste en el uso de un lecho empaquetado que contiene una mezcla de catalizador y adsorbente selectivo para eliminar el CO<sub>2</sub> de la zona de reacción a alta temperatura. A través de esta técnica se consigue limpiar el gas de síntesis, de forma que el gas obtenido a la salida del reactor de gasificación esté listo para su uso, formado por un elevado contenido en H<sub>2</sub>.

El desarrollo de esta tecnología se centra en el uso de adsorbentes, dónde el más usado es el CaO, basado en la reacción de carbonatación de la cal a altas presiones y temperaturas. Por lo tanto, la tecnología de gasificación con captura in situ integrará la gasificación del combustible, la reacción de conversión shift (usando como agente gasificante vapor de agua) y la eliminación in-situ del CO<sub>2</sub>.

En el capítulo anterior, se ha visto la tecnología de captura calcinación - carbonatación, pero se utilizaba como un equipo de limpieza de gases, actuando una vez se ha gasificado el combustible y limpiado los gases de salida.

En la captura in situ, lo que interesa es la adición del adsorbente en el lecho, de forma que el reactor de gasificación actúe como carbonatador.

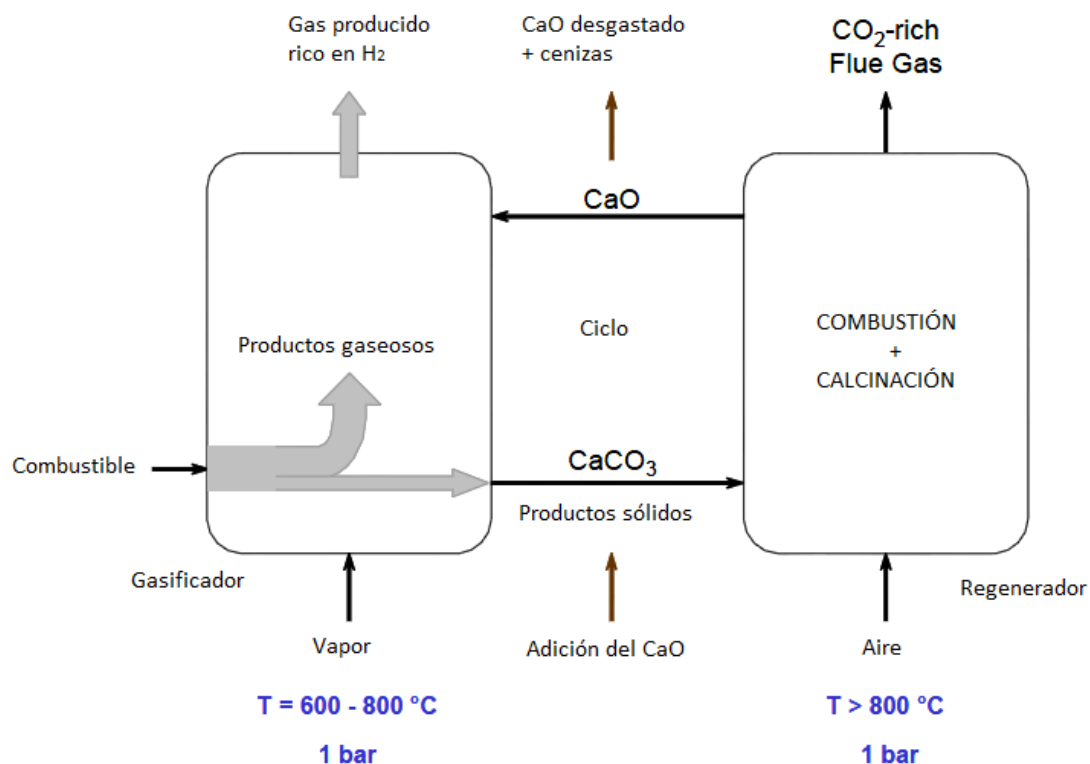


Ilustración 25. Esquema del proceso de captura in situ de CO<sub>2</sub> integrada en sistemas de gasificación.

La captura de CO<sub>2</sub> mediante ciclos de carbonatación – calcinación, se puede llevar a cabo en distintas configuraciones del proceso. Todas las configuraciones presentan una serie de características que hacen a estos procesos muy atractivos. A continuación se describen algunas de las ventajas de estos procesos:

- El material utilizado como sorbente, la piedra caliza (precursor de CaO), es barato, abundante y está bien distribuido geográficamente.
- El CaO tiene una cinética de reacción rápida con el CO<sub>2</sub> a temperaturas en torno a los 700°C, por lo que se requerirán reactores compactos.
- El CaO, además de reaccionar con el CO<sub>2</sub>, presenta la posibilidad de reducir el azufre del gas de síntesis mediante su reacción con el SO<sub>2</sub>.
- El CaO es un material conocido y manejado a gran escala por su uso en cementeras.
- Los equipos empleados son similares a lechos fluidizados circulantes, reactores utilizados a gran escala.

A continuación se mostrarán algunas investigaciones realizadas sobre la integración de la captura in situ de CO<sub>2</sub> integrada en los sistemas de gasificación, que nos proporcionaran información sobre diferentes partes de la tecnología.

#### 2.2.1 Investigaciones sobre la captura in situ de CO<sub>2</sub> integrada en sistemas de gasificación

- *Mejora de la conversión a largo plazo del adsorbente de CaO para la captura in situ de CO<sub>2</sub> en un reactor de lecho fluido. (Improved Long-Term Conversion of Limestone-Derived Sorbents for In Situ Capture of CO<sub>2</sub> in a Fluidized Bed Combustor) Robin W. Hughes, Denis Lu, Edward J. Anthony, Yinghai Wu. *Industry & Engineering Chemistry Research* [10].*



Esta investigación trata los ciclos de carbonatación y calcinación para la captura de CO<sub>2</sub> en procesos de combustión y gasificación. Se someten las partículas adsorbentes, con tamaños entre 600 – 1400 µm, a múltiples ciclos de captura a presión atmosférica para obtener un mapeo de la superficie de conversión sobre la base de calcinación y las temperaturas de carbonatación.

La hidratación del adsorbente CaO, aumenta el área y volumen del poro, mejorando la conversión y el rendimiento a largo plazo del adsorbente, estimando que el aumento en la conversión ha mejorado la economía del proceso propuesto hasta el punto donde la comercialización es atractiva. Se demuestra que cuando el rango de temperaturas de carbonatación está entre 700°C y 740°C, y las temperaturas de calcinación entre 700°C y 900°C, se puede utilizar CaO sin reducir seriamente la conversión para la captura de CO<sub>2</sub>, a través de múltiples ciclos.

Se espera que los procesos basados en este enfoque sean capaces de reducir hasta en un 85% las emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por el carbón y el coque de petróleo utilizado como combustible, evitando la excesiva sustitución del adsorbente.

➤ *Gasificación de biomasa en lecho fluidizado con limpieza in situ del gas en caliente. (Biomass fluidized bed gasification with in situ hot gas cleaning) Dr. Michael Specht. ZSW [11].*

El objetivo de este proyecto es la conversión de la biomasa en un gas producto con alta concentración de H<sub>2</sub>, de alto valor calorífico y bajo contenido de alquitranes, álcali y azufre, mediante la limpieza in situ integrada en el proceso.

El procedimiento propuesto utiliza la captura de CO<sub>2</sub> in situ (AER, Absorption Enhanced Reforming, Reformado con Absorción Mejorada). Es más eficiente que la gasificación convencional debido a:

- La integración in situ de la reacción de absorción del CO<sub>2</sub> y la reacción agua-gas son ambas exotérmicas, aportando calor al proceso de gasificación.
- El reformado interno de alquitranes primarios y secundarios, que interrumpen la formación de alquitranes superiores. Por lo tanto, la energía química de los alquitranes permanece en el gas producto.

Debido a la baja temperatura de funcionamiento (hasta 700°C) y debido a los materiales del lecho que contienen CaO, el proceso propuesto permite el uso de materias primas problemáticas tales como la biomasa con alto contenido de humedad, por ejemplo, paja, lodo de aguas residuales, etc., lo que lleva a un aumento del potencial de mercado para los procesos de gasificación de biomasa. La proyección del desarrollo de materiales adsorbentes con alta estabilidad de desgaste y propiedades de craqueo de alquitrán se lleva a cabo en este trabajo.

Como resultado de la eliminación del CO<sub>2</sub> in situ, en las reacciones de equilibrio se desplazan hacia la producción de H<sub>2</sub> y a su vez se consigue una reducción en la concentración de alquitranes.

El trabajo que llevaron a cabo durante el proyecto se dividió en cinco paquetes

- Desarrollo y caracterización del adsorbente de CO<sub>2</sub>.
- Análisis de los alquitranes de formación/descomposición de los procesos.
- Evaluación de la calidad de la materia prima.
- Marcha experimental con la planta de 8 MW en Güssing.
- Análisis económico, técnico y de mercado de la planta de 8 MW<sub>t</sub> con proceso AER.

Los principales logros del proyecto se resumen a continuación:

- Prueba de la ampliación de la adaptación de la planta de energía existente en Güssing (8 MW<sub>t</sub> en un gasificador con biomasa), a la tecnología AER.
- El conocimiento fundamental del proceso de diseño futuro de las plantas gasificación AER
- La prueba de la generación de energía a partir de gas rico de H<sub>2</sub> producido por la adaptación del motor de gas existente en Güssing.
- La producción de un gas de alta calidad a partir de biomasa
- Tar bajo (<1 g/Nm<sup>3</sup>), bajo contenido de azufre (<50 ppm H<sub>2</sub>S), y disminución del contenido de álcali.
- El aumento de la concentración de H<sub>2</sub> (>80% vol.), y de alto valor calorífico (14-15 MJ/Nm<sup>3</sup>).
- Disponibilidad de adsorbente de CO<sub>2</sub> con una alta estabilidad mecánica y química de ciclo, así como para mejorar la actividad catalítica de las reacciones homogéneas de conversión en el gasificador, especialmente la eliminación de alquitrán.
- Desarrollo del método de pre-tratamiento térmico para mejorar la estabilidad mecánica de la cal sin destruir la reactividad.
- La viabilidad de nuevos métodos para mejorar los absorbentes de CO<sub>2</sub> (revestimiento, aglomeración, etc.) aplicables a escala industrial.
- Disponibilidad de material de bajo costo (cal) para aplicaciones de lecho fluidizado: ocho diferentes calizas fueron utilizados con éxito en AER gasificación DFB.
- La compatibilidad de la tecnología con diferentes combustibles, en concreto paja y madera, este último con varias humedades
- Prueba de ventajas económicas y energéticas de la tecnología innovadora.

En este proyecto, el proceso de AER fue transferido con éxito a escala comercial haciendo funcionar el gasificador en Güssing en el modo de AER. Así, es posible hacer funcionar el gasificador en ambos modos de funcionamiento, estándar (a temperaturas superiores a 800°C) y AER (a temperaturas inferiores a 800°C, lo que permite la absorción de CO<sub>2</sub> in situ).

Esto minimiza el riesgo de un inversionista con miras a su lanzamiento al mercado. A pesar de que la conversión de la biomasa en el gasificador Güssing estándar no fue tan alta como en el modo AER.

Respecto a los costes de la planta de gasificación, la inversión de un gasificador AER podría ser mayor debido a que el reactor de gasificación debe ser más grande en comparación con el gasificador Güssing (debido a velocidades de reacción más pequeñas debido a temperaturas más bajas). Por otro lado, los costes de funcionamiento se reducen, ya que el material basado en CaO está disponible a costos más bajos.

La tecnología tiene el potencial de mejorar la tecnología de gasificación debido a las siguientes ventajas importantes:

- Gas producido de alta calidad.
- Limpieza in situ de gas caliente, lo que simplifica el proceso, sobre todo para la poli-generación.

- Compatibilidad multi-combustible.

A continuación se muestran algunas imágenes de las anteriores investigaciones, dónde muestran resultados obtenidos.

En la siguiente imagen se ve como disminuye la capacidad de absorción de diferentes tipos de caliza probados en un número de ciclos.

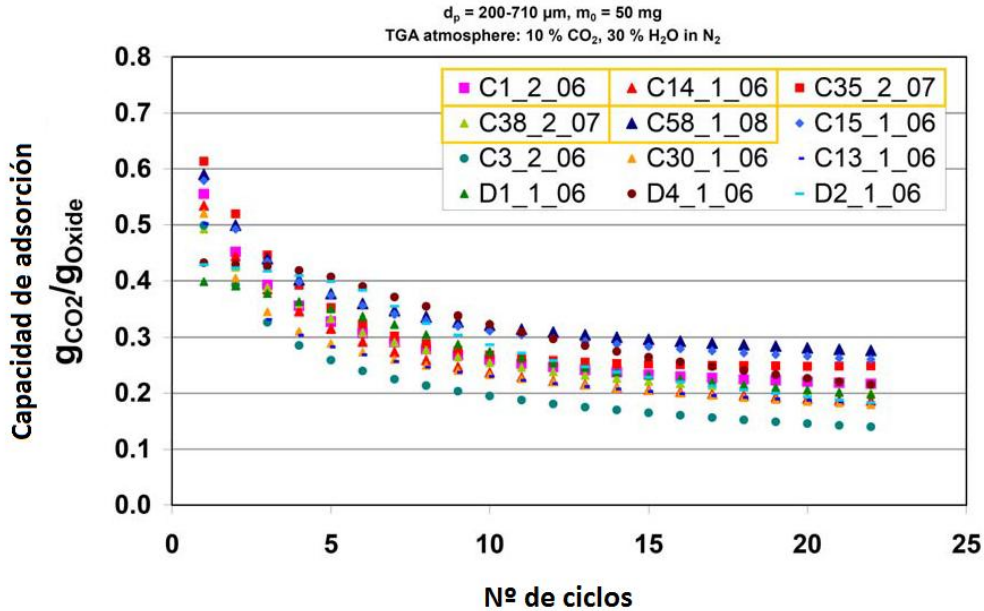


Ilustración 26. Capacidad del adsorbente según el número de ciclos [11].

En la siguiente ilustración están los valores obtenidos de las diferentes concentraciones en volumen de los elementos formados en el gas de síntesis. En ella se compara los resultados con el gasificador de Güssing en modo estándar y en modo AER, y también los datos que se obtuvieron en la planta experimental de menor tamaño.

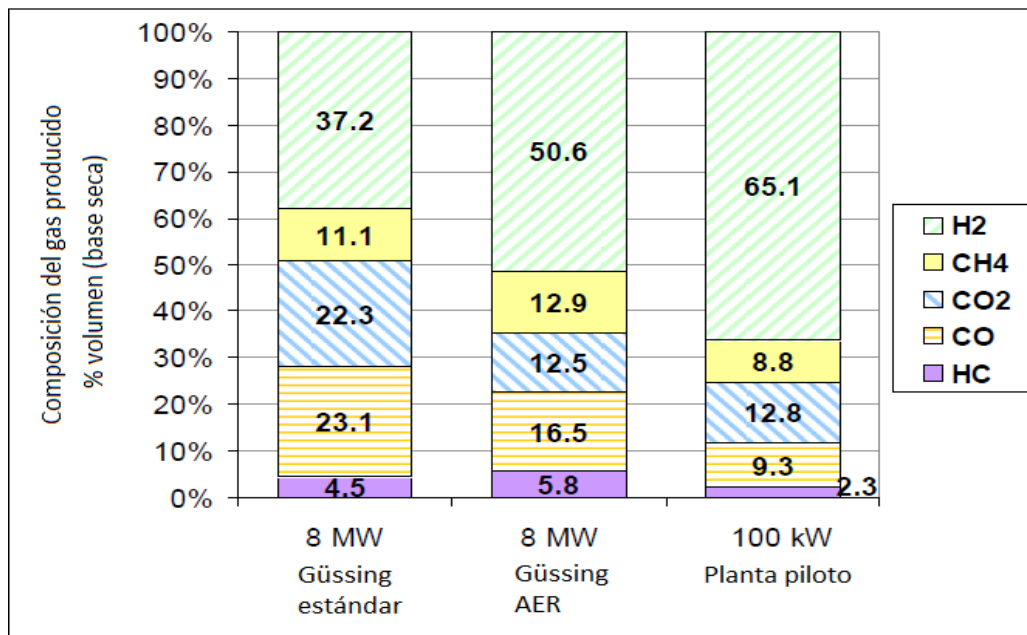


Ilustración 27. Comparación de la diferente composición de los gases obtenida en las diferentes maneras de operación [11].

- *Investigación experimental de AER con biomasa en un sistema doble de lecho fluidizado de 20kW<sub>t</sub> (Experimental Investigation of the Absorption Enhanced Reforming of Biomass in a 20kW<sub>t</sub> Dual Fluidized Bed System)* Karolina Swiecki, Alexander Charitos, Craig Hawthorne, Mariusz Zieba, Günter Scheffknecht. Universidad Stuttgart [15].

En este trabajo se muestra como se ha obtenido mediante tecnología AER un gas producto de la gasificación con un alto contenido en H<sub>2</sub>, más del 75% en volumen de base seca, de biomasa utilizada como combustible.

Los experimentos se llevaron a cabo con pellets de madera y piedra caliza griega como un sorbente de CO<sub>2</sub>. El trabajo experimental muestra una clara influencia de la relación del ciclo de CaO en el proceso de AER. También muestra que más allá de un cierto valor de este parámetro, el alquitrán y la composición del gas se estabiliza.

El equilibrio en la reacción entre CO<sub>2</sub>/CaO, depende en gran medida de la temperatura del proceso y las condiciones atmosféricas. La captura de CO<sub>2</sub> se produce entre 450°C y 750°C, por encima de 750°C, el CO<sub>2</sub> puede no ser capturado. A una temperatura por encima de 800°C, el CaCO<sub>3</sub> se regenera en CaO, y se libera el CO<sub>2</sub>. La temperatura de gasificación debe ser tan alta como sea posible desde el punto de vista de la conversión de carbono y la formación de alquitranes. Sin embargo, las condiciones de contorno termodinámicas del equilibrio entre el CO<sub>2</sub>/CaO para la captura de CO<sub>2</sub> conduce a una ventana de operación entre 650°C y 725°C.

Además, mediante el uso de CaO, la captura de CO<sub>2</sub> libera calor en el gasificador que disminuye la necesidad de energía térmica que se transporta por el material de lecho circulante. La regeneración es endotérmica y se lleva a cabo en la cámara de combustión entre 850°C y 900°C. El calor necesario para la regeneración se suministra por la combustión del carbono sin convertir, que se transfiere junto con el material del lecho (mezcla de CaO, CaCO<sub>3</sub> y cenizas).

La eficiencia de un proceso de producción de H<sub>2</sub> a través de la gasificación, es analizada mediante la eficiencia térmica, método basado en la eficiencia química y se define como la relación de la salida de energía obtenida a partir del H<sub>2</sub> producido y la entrada de energía de la biomasa para el sistema.

En este trabajo se evalúa la efectividad del proceso de AER sobre la base de la eficiencia del gas frío (Cold Gas Efficiency, CGE), teniendo en cuenta la composición del gas, el rendimiento de gas, y la concentración gravimétrica de alquitrán en el gas producido.

La calidad del gas y de la eficiencia del proceso se ve afectada por una variedad de parámetros de proceso, como: temperatura de gasificación, la composición de la biomasa y del lecho, proporción de vapor y el carbono de la biomasa (S/C), relación CaO/C.

Uno de los parámetros clave para el proceso de AER con DFB es la tasa de ciclos del material sorbente entre el gasificador y la cámara de combustión. Este parámetro influye sobre la eficiencia, los rendimientos, la composición del gas y la concentración de alquitranes.

Como se ha mostrado en otros estudios, la reacción de carbonatación no es completamente reversible y una partícula absorbente exhibe una máxima conversión de carbonatación que decae con el aumento de los ciclos de carbonatación - calcinación. Por otra parte, la conversión de carbonatación real de una partícula sorbente durante el proceso de AER es siempre menor que la máxima conversión.

La reactividad del sorbente ha demostrado ser el factor clave para influir en la velocidad de reacción de carbonatación y por lo tanto la eficiencia de la captura de CO<sub>2</sub>. Otra variable muy importante es el tiempo de rotación del material del lecho. El tiempo de rotación, está

interconectado con la tasa de ciclos de CaO (flujo de masa de CaO introducida al gasificador) y la masa total de material del lecho en el gasificador. Una alta tasa de ciclos de CaO entre los lechos y por consiguiente un pequeño tiempo de rotación podría dar lugar a un tiempo de residencia mínimo de la biomasa en el gasificador.

El objetivo de este trabajo experimental fue determinar la relación de los ciclos de CaO mínimos necesario para garantizar la captura de CO<sub>2</sub> suficiente para conseguir el máximo rendimiento del gas producido de H<sub>2</sub> y la concentración mínima de alquitrán durante el proceso de AER en un DFB. Por consiguiente, la relación de bucle de CaO adimensional se varió en este trabajo en el intervalo de 2 al 12 mol CaO/mol C, lo que resulta en un tiempo de rotación del material del lecho entre 1 y 10 minutos.

➤ *Captura de CO<sub>2</sub> con base de cal en los conductos de gases (Lime-based CO<sub>2</sub>-capture from flues gases)* Anja Schuster. Instituto de procesos de ingeniería y planta de tecnología de la universidad de Stuttgart [16].

En este documento la investigación ha sido realizada mediante la construcción de carbonatadores de lecho fluidizado, uno a escala de laboratorio con calentador externo y una instalación de DFB de 200 kW<sub>t</sub>, de múltiples usos para la investigación como el AER y los ciclos de carbonatación.

En esta documentación se encuentran algunos datos numéricos obtenidos experimentalmente. A continuación se reflejarán los valores obtenidos.

Pruebas semi-batch bajo presión: 40 min en estado estacionario:

- H<sub>2</sub> ≈ 85% volumen.
- CO<sub>2</sub> < 8 vol. - %
- Bajo contenido de alquitrán (0,5-2 g/Nm<sup>3</sup>)
- Poder calorífico ≈ 10-12 MJ/Nm<sup>3</sup>
- Más de 10 calizas probados, la mayoría muestran un comportamiento similar

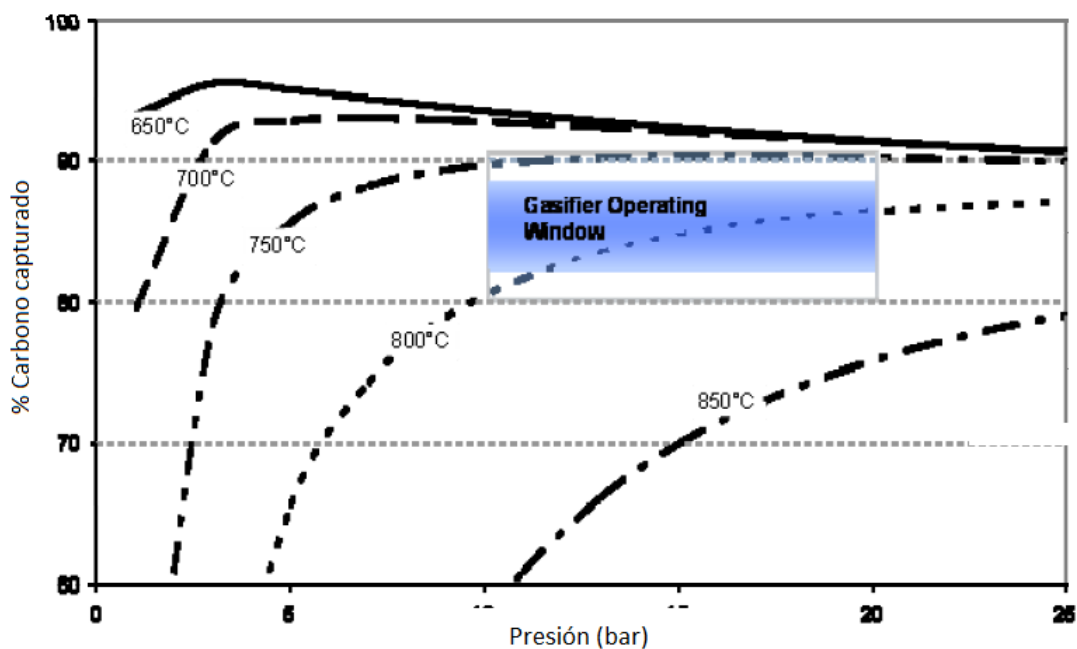


Ilustración 28. Porcentaje de CO<sub>2</sub> capturado en función de la temperatura y la presión.

Como se ve en la ilustración, para favorecer la captura del CO<sub>2</sub>, en temperaturas inferiores a 750°C se trabajaría a presiones bajas, teniendo valores máximos de porcentaje de captura, mientras que a temperaturas mayores, a mayor presión va mejorando la captura pero sin alcanzar los valores obtenidos con temperaturas más bajas.

Según el estudio las condiciones recomendadas para la conversión suficiente de carbón, captura de CO<sub>2</sub> y la calidad del gas, son unas temperaturas entre 750°C y 800°C, y presiones entre 10 bar y 20bar.

Ventajas de esta tecnología:

- Material absorbente Natural.
- Penalización de la eficiencia menor al 6%.
- Captura cuesta menos de 20 €/t<sub>CO2</sub>.
- No hay cambios en el diseño de la caldera es necesario.
- Adecuado para la reconversión.
- La producción de energía adicional para el caso de reequipamiento.

Un modelo básico del reactor requiere un diseño preliminar del lecho fluidizado con el fin de alcanzar valores de la captura de CO<sub>2</sub> entre 70% y 85%.

La activación de CaO libre (fa) tiene una mayor influencia en la captura de CO<sub>2</sub>.

La masa del lecho del carbonatador es un parámetro de diseño importante, teniendo repercusiones negativas si la masa del lecho es demasiada.

Para lograr una eficiencia de captura,  $\epsilon$ , entre el 70% y 80%, se tienen las siguientes características:

- La temperatura entre 600-650°C
  - El ratio de activación de CaO libre debe ser lo más bajo posible para minimizar la demanda de calor del regenerador. Rango realista: 0,075-0,15
  - Ratio CaO/CO<sub>2</sub> recomendado entre 2,5 y 13 para reducir al mínimo el calor de regeneración.
- *Producción de H<sub>2</sub> a partir de biomasa con captura in situ de CO<sub>2</sub> usando como adsorbente el CaO. (Enhanced hydrogen production from biomass with in situ carbon dioxide capture using calcium oxide sorbents) Nicholas H. Florin, Andrew T. Harris. Laboratory for Sustainable Technology, School of Chemical and Biomolecular Engineering, the University of Sydney [12].*

La gasificación de la biomasa con vapor, en presencia de CaO como adsorbente para capturar el CO<sub>2</sub>, es una vía prometedora de la producción renovable y sostenible de H<sub>2</sub>.

En esta investigación muestra los adsorbentes de CaO como el material más adecuado para la captura in situ.

Al introducir el CaO en el lecho del reactor de gasificación, debido a la captura del CO<sub>2</sub>, la concentración del volumen de H<sub>2</sub> en el gas de síntesis obtenido aumenta de un 40% (sin adición) a un 80% (con adición) en base seca.

Se examinan el efecto de las variables clave, enfocando los resultados fundamentales con el diseño y ampliación de los reactores de biomasa. Las características que influyen son:

- Temperatura de reacción.
- Presión.

- Relación de vapor/biomasa.
- Tiempo de residencia.
- Carga del adsorbente para la captura del CO<sub>2</sub>.

Además se muestra como resultado la duración y límites de los adsorbentes a la conversión máxima alcanzable y la decadencia de la reactividad tras varios ciclos de captura.

Adopta mejoras para la reactividad del adsorbente, como: optimizar las condiciones de calcinación y la hidratación del adsorbente ya comentada también en la anterior investigación comentada.

En la investigación, se sostiene que un adsorbente resistente al deterioro físico y manteniendo una alta reactividad química durante los ciclos de captura y liberación es el paso que limita la operación del proceso y la comercialización de esta tecnología.

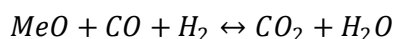
### 3. GASIFICACIÓN O REFORMADO POR “CHEMICAL LOOPING”

Otro sistema que se está investigando para la producción de gas de síntesis es el de “chemical looping”. Ésta tecnología se basa en aportar el O<sub>2</sub> mediante la reducción de óxidos metálicos. Los óxidos metálicos más utilizados en este tipo de sistemas son los óxidos de Fe, Cu, Co, Ni, Mn.

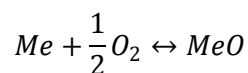
Cuando la cantidad de O<sub>2</sub> aportada por los óxidos de metal al reactor reductor está por debajo de la estequiométrica, se produce la reacción del combustible hacia CO y H<sub>2</sub>. Luego se convierte el CO a CO<sub>2</sub> de forma similar al proceso general (shifting).

Debido al bajo coste de captura de CO<sub>2</sub> que posee es una tecnología prometedora para centrales térmicas de combustibles fósiles.

En CLC el O<sub>2</sub> se transfiere al combustible con un transportador sólido, es decir, a través de un elemento metálico, haciendo que circule entre dos reactores de lecho fluidizado: el de reducción y el de oxidación. En el reactor de reducción, el combustible gaseoso se oxida mientras el óxido metálico se reduce a metal u óxido de menor valencia. La siguiente reacción de equilibrio representa lo que sucede en esta fase de reducción:



En el segundo reactor, el de oxidación, se genera el óxido metálico con aire según la reacción que se presenta a continuación, pudiendo utilizarse nuevamente en el reactor de reducción.



En la siguiente ilustración se ve un esquema del proceso CLC.

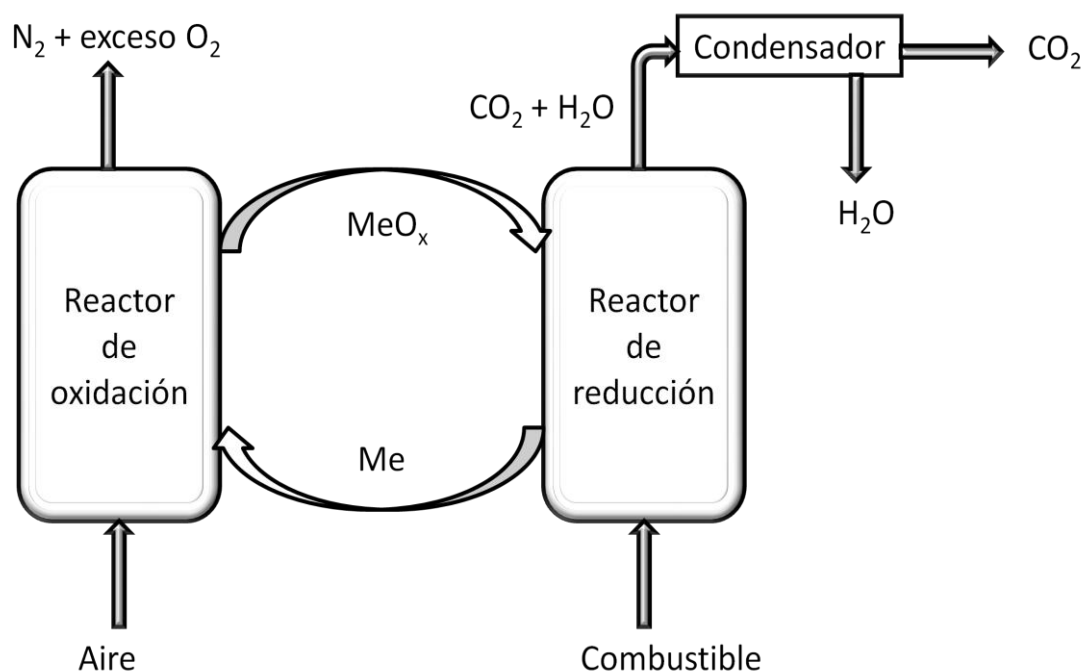


Ilustración 29. Esquema del proceso CLC, ciclo de los transportadores sólidos.

De esta manera se evita el contacto directo entre el combustible y el aire, obteniendo una corriente de  $\text{CO}_2$  separada del  $\text{N}_2$  del aire.

Si el transportador es utilizado para oxidar los productos de la gasificación, se denomina CLC con gasificación integrada (IG-CLC). La eficacia de la captura de  $\text{CO}_2$  depende de la gasificación del residuo carbonoso o char.

Según un estudio, [8], de la eficacia del proceso IG-CLC con diferentes carbones (desde lignito hasta antracita), en plantas de 500  $\text{W}_t$  y 10  $\text{kW}_t$ , variando diferentes parámetros de operación:  $T^a$  del reactor de reducción, tamaño de partícula, velocidad de recirculación de sólidos, alimentación de carbón y flujo y tipo de gasificante. Los resultados de dicho estudio determinaron que para conseguir capturas de  $\text{CO}_2$  elevadas es necesario trabajar a temperaturas altas (por encima de  $950^\circ\text{C}$ ), y tener suficiente tiempo de residencia en el reactor de reducción para aumentar la conversión del char en la gasificación. También resultó preferiblemente el uso de  $\text{H}_2\text{O}$  como agente gasificante para aumentar la conversión del char en la mayor parte de los carbones.

Respecto a la captura de  $\text{CO}_2$  se vieron grandes diferencias en función del tipo de carbón, obteniendo mayores capturas para carbones de menor rango por ser más reactivos y gasificarse más rápidamente.

Ej.: A  $900^\circ\text{C}$ , con un tiempo medio de residencia de sólidos de 14,4 minutos y usando vapor como agente gasificante, las capturas de  $\text{CO}_2$  fueron:

- 90% para lignito.
- 48% para carbón bituminoso colombiano.
- 54% para carbón bituminoso sudafricano.
- 29% para antracita.



La eficacia de la combustión en el reactor de reducción estuvo en todos los casos por encima del 70%. Además la adición de caliza en el lecho, aporta una ligera mejora en la conversión.

Para optimizar el proceso IG-CLC, se encontró muy beneficioso aumentar el inventario del transportador de sólidos hasta 1000-2000 kg/MW<sub>t</sub>, pero un mayor incremento no da una mejora relevante.

Debido a la baja velocidad de gasificación, para conseguir altas capturas de CO<sub>2</sub> se debería de añadir un sistema de separación de carbono que separase el char sin convertir y lo retornase al reactor de reducción. Tener un sistema eficiente de separación de carbono es determinante en el proceso y puede llegar a dar valores en la captura de CO<sub>2</sub> por encima del 90%.

También se observó que el contacto de la materia volátil con el transportador de O<sub>2</sub> debería de mejorarse con soluciones de diseño.

En conjunto, los buenos resultados obtenidos en dicho estudio confirman la viabilidad de la tecnología IG-CLC.

La gasificación por CLC es más rápida que en un proceso habitual de gasificación, ya que el CO y el H<sub>2</sub>, que son inhibidores del proceso, desaparecen de la atmósfera en la que se produce la gasificación al reducirse con el transportador generando CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O, que favorecen el proceso.

Una de las causas que dificultan el desarrollo de esta tecnología es la presencia de cenizas procedentes del combustible. Estas cenizas no deberían entrar en el "looping" de los transportadores de O<sub>2</sub>, por lo que hay que separarlas.

#### 4. CAPTURA DE CO<sub>2</sub> INTEGRADA EN CICLO COMBINADO (GICC)

El gas de síntesis tras pasar por los diversos sistema de limpieza pasa a denominarse gas limpio se envía a una turbina de gas para producir electricidad y el calor que contienen sus gases de escape se aprovecha en una caldera de recuperación de calor donde se genera más vapor para mover la turbina de vapor, produciendo de nuevo electricidad, constituyendo un ciclo combinado.

Para adaptar un proceso GICC, capturando el CO<sub>2</sub> y conseguir una central con emisiones cero (ZEGICC), sería necesario implantar las siguientes modificaciones:

- 1) Conversión de CO (ya comentada anteriormente) en CO<sub>2</sub> para poder capturarlo.

Este proceso se puede hacer antes o después de la eliminación del azufre, denominándose respectivamente *shift* ácido o dulce. Ambas variantes han sido probadas a escala comercial en la industria química.

- 2) Captura del CO<sub>2</sub> con disolventes por procesos químicos o físicos.

Una opción que se está planteando en Estados Unidos, y haciéndose en Canadá, es la posibilidad de separar de forma conjunta el H<sub>2</sub>S y el CO<sub>2</sub> (la concentración del H<sub>2</sub>S en la corriente de CO<sub>2</sub> puede estar entre el 1 y 5 %) y en este caso la inversión adicional para añadir el módulo de separación de CO<sub>2</sub> a una planta GICC disminuiría drásticamente, pues habría que añadir equipos (reacción gas agua, separación de CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>, y compresión), pero se eliminarían las unidades de desulfuración y recuperación de azufre necesarias en los GICC y otras plantas actuales.

Si se decide almacenar de forma conjunta el  $H_2S$  y el  $CO_2$ , sólo haría falta una unidad de absorción, separándose conjuntamente en la misma unidad el  $CO_2$  y el  $H_2S$  y resultando corrientes de  $CO_2$  con un contenido de  $H_2S$  inferior al 1,5 %, lo que supone una reducción importante de los costes de captura, del orden del 50% [2].

Los compuestos de azufre ( $COS$  y  $H_2S$ ) del gas de síntesis se deben eliminar por razones comerciales en las plantas de combustibles o productos sintéticos y por cuestiones medioambientales en las plantas de GICC. El  $H_2S$  se absorbe más rápido que el  $CO_2$ , por lo que se podría separar en una primera unidad, y en un proceso posterior separar el  $CO_2$ . A partir del  $H_2S$  se puede obtener azufre puro en una planta Claus. Otra opción sería recuperar el azufre en forma de ácido sulfúrico.

### 3) Turbina de gas.

Si se quisiera utilizar la turbina de gas no integrada en GICC con la corriente de  $H_2$  obtenida en el proceso (80 - 90% de pureza), y con eficiencias y emisiones similares a las existentes con gas natural como combustible, sería necesario una optimización o adaptación de los quemadores de turbinas que los grandes fabricantes tienen en sus líneas de investigación y desarrollo. Por el contrario, integrada en un GICC se requerirían sólo adaptaciones menores en la cámara de combustión, y en general en la turbina, al diluir y moderar la combustión con el  $N_2$  sobrante de la unidad de aire con concentraciones de  $H_2$  de 40-45% [2].

Las mejoras en los materiales y técnicas de refrigeración son importantes para elevar los rendimientos en el equipo como lo son con cualquier combustible o tecnología que se use. En el caso de una central que se alimente con gas natural, la gasificación se sustituye por un proceso de reformado y se puede prescindir de las etapas de eliminación de cenizas, para configurar una central de reformado integrado en ciclo combinado con cero emisiones (ZEIRCC). Hasta la fecha no existe ninguna central de ciclo combinado con reformado integrado, ya que son más competitivas económicamente las centrales convencionales de ciclo combinado que alimentan la turbina directamente con gas natural. Su aparición podría justificarse por la necesidad de capturar el  $CO_2$ , por lo que existen algunos proyectos planteados (Escocia, California, Australia). En los 90 se construyeron cuatro GICC de demostración que utilizan carbón como combustible principal y son operadas por compañías eléctricas. Adicionalmente se han construido otros muchos GICCs integrados en refinerías, generalmente para aprovechamiento de residuos del petróleo, que son operadas por la industria química. Ninguna incorpora un sistema de captura de  $CO_2$ , y en todas se ha demostrado su utilidad para el aprovechamiento de manera eficiente y limpia de combustibles difíciles, a la vez que se puede producir  $H_2$ , gas de síntesis, y vapor además de electricidad.

La implantación de la tecnología GICC en la generación de energía eléctrica tiene dos barreras fundamentales [2]:

- Mayor coste de inversión por kW instalado (2.000 -2.600 €/kW<sub>e</sub>) dependiendo del combustible considerado. Sin embargo los costes finales de electricidad, en un escenario financiero estable y confiable, se igualan con otras tecnologías por su mayor eficiencia y uso de combustibles más baratos y sostenibles; y serán sensiblemente inferiores a otras cuando las legislaciones medioambientales, no solo en emisiones de  $CO_2$ , sino también en otros contaminantes, avancen consecuentemente.
- La disponibilidad de estas centrales es inferior a otras tecnologías. Debido fundamentalmente a la falta de madurez de los diseños de plantas a gran escala. Si en la primera generación se han conseguido disponibilidades entre 60 y 80%, en las siguientes es previsible que sean superiores al 80%, que son las disponibilidades de los GICC operados por la industria química con residuos de refinería en lugar de carbón.

## 5. PLANTAS DE GASIFICACIÓN CON INTEGRACIÓN DE EQUIPOS DE CAPTURA DE CO<sub>2</sub>

Hay 4 plantas GICC de demostración a gran escala que se alimentan con carbón, dos en Europa y otras dos en Estados Unidos, todas ellas utilizan gasificadores de lecho arrastrado [2]:

- En 1994 entró en operación la planta de 250 MW de Demkolec en Buggenum (Holanda), actualmente propiedad de Nuon Power Buggenum, que se basa en tecnología de gasificación Shell con turbina de gas Siemens modelo V94.2. Esta planta consume 2000 toneladas métricas de carbón al día. En 1997 mejoraron el diseño para mejorar el funcionamiento y en los últimos años ha incluido la biomasa junto con el carbón en el proceso de gasificación [13].
- En 1995 se puso en marcha la planta de 260 MW de Wabash River en Indiana (EE. UU.), que utiliza tecnología de gasificación Conoco Phillips E-Gas y una turbina de gas GE 7FA.
- En 1996 arrancó la central de 250 MW de Tampa en Florida (Estados Unidos), con tecnología de gasificación GE (original de Texaco) y una turbina de gas GE 7FA.
- En 1998 entró en funcionamiento con gas de síntesis la planta ELCOGAS de 335 MW ubicada en Puertollano (España), con tecnología de gasificación Krupp-Uhde y turbina de gas Siemens V94.3. Procesa carbón tipo hulla y coque de petróleo. También puede funcionar con gas natural, utilizado en el arranque y las paradas de la central. La unidad tiene una eficiencia neta de 42.2% [13].

En los últimos años se han posicionado varias compañías para ofrecer incluso centrales GICC con garantías contractuales de funcionamiento (GE, Siemens, MHI) y equipos propios, y el auge de la gasificación en China se plasma en el desarrollo de tecnología propia de gasificación (ECUST, TPRI), a escalas relevantes. Actualmente existen numerosos proyectos planteados en el mundo que no terminan de empezar su construcción, con la excepción de la planta de Duke en Edwardsport (EEUU), y la de Huaneng en Tianjin (China), que empezaron su construcción en 2008 y 2009 respectivamente. Ambas incorporan proyectos de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> con mayor o menor capacidad, pero sin alcanzar la capacidad total.

También hay una planta de combustión de biomasa a escala industrial con carácter experimental, acogida por la ciudad de la energía, CIUDEN, con el objetivo de obtener un gas a partir de biomasa de forma sostenible e innovadora. El proyecto trata de investigar dos puntos, el primero tiene el objetivo de demostrar y optimizar la generación eléctrica a partir de un reactor de lecho fluido burbujeante, mientras que el segundo se basará en la oxicomustión para capturar el CO<sub>2</sub> mediante condensación como se ha visto en los sistemas de captura por oxicomustión [14].

Además de estas plantas, hay otros centros y empresas que están llevando a cabo los estudios para el proceso de captura en precombustión. Algunas de ellas son:

CIEMAT: estudia distintos absorbentes sólidos para el tratamiento de gases en caliente de distintos procesos. Opera desde condiciones ambientales hasta temperaturas de 750°C y 30 bar.

INCAR-CSIC: investiga procesos no comerciales de separación de CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub> basados principalmente en el uso de adsorbentes sólidos. Se trata del proceso denominado Lime Enhanced Gasification of Solids (LEGS), basado en la gasificación con captura de CO<sub>2</sub> in situ.

UCLM: investiga nuevos catalizadores y adsorbentes para eliminar el CO<sub>2</sub> en un reactor WGS.

SEWGS: (Sorption Enhanced Water Gas Shift), igual que UCLM, investiga la combinación de la reacción del reactor WGS con un adsorbente. La regeneración del adsorbente del lecho la realiza reduciendo la presión (PSA).

## 6. CONCLUSIÓN

El uso de tecnologías cada vez más limpias y respetuosas con el medioambiente es la forma de crear un desarrollo sostenible.

La integración de la captura de CO<sub>2</sub> en los sistemas de gasificación consigue crear una tecnología capaz de utilizar diferentes tipos de combustibles, tanto sólidos como líquidos y de una gran variedad, además de la ventaja de la captura del CO<sub>2</sub> para cuidar el medioambiente.

Las tecnologías de captura del CO<sub>2</sub> en estos sistemas de precombustión se podrían dividir en dos, una parte del desarrollo dedicado a equipos de captura preparados para integrarse en plantas existentes de gasificación, de forma que haciendo unos cambios en la instalación y agregando una etapa en la limpieza del gas para la captura se reduzcan las emisiones producidas. Por otro lado la tecnología de captura in situ, un poco menos avanzada debido a la mayor complejidad de las reacciones que ocurren dentro del reactor de gasificación, va enfocada hacia encontrar el diseño y los valores de los parámetros que influyen en las reacciones, para en un futuro construir estas instalaciones a gran escala y si es posible también realizar modificaciones en plantas operativas para adaptar los procesos.

La instalación de equipos de captura supone una disminución en la eficiencia de las plantas, debido al consumo producido por la regeneración del sorbente, pero según se desarrolla esta tecnología cada vez reduce a menos estos valores.

Cuando se utilizan los equipos de captura fuera del reactor de gasificación, las investigaciones son muy variadas probando diferentes tecnologías de captura, (absorbentes, adsorbentes, membranas, destilación criogénica...), mientras que en la captura in situ todos los proyectos y trabajos se basan en la adición de un sorbente en el material del lecho del carbonatador, coincidiendo además que el mejor adsorbente para ello es la CaO.

Estos estudios para la captura in situ buscan un sorbente con mejores resultados para la integración pero no dan con él, de forma que buscan la optimización del proceso para tener como principales características de los resultados:

- ✚ El mayor porcentaje de H<sub>2</sub> contenido en el gas producido.
- ✚ El mayor porcentaje de CO<sub>2</sub> capturado.
- ✚ La reactividad del sorbente y su desgaste durante el mayor número de ciclos posibles.

Respecto al tema económico de las instalaciones, se podría decir que los equipos de captura no van a generar un beneficio económico sino medioambiental, pero como se ha visto en el capítulo 2, el protocolo de Kioto tiene la finalidad de penalizar económicamente aquellos que destruyen y no toman interés por la sostenibilidad del planeta. Por lo tanto dependiendo de las emisiones producidas y el precio de la t<sub>CO2</sub> la tecnología va a ser viable o no.

Por lo tanto para que una instalación de captura de CO<sub>2</sub> salga rentable en estos momentos el precio de la tonelada de CO<sub>2</sub> debería de ser aproximadamente unos 20€, de forma que generaría un gran interés en ahorrar ese dinero y la rentabilidad de estos equipos sería segura, y de forma colateral se conseguiría un mayor respeto hacia el medioambiente.

En la siguiente gráfica se muestra el coste de la t<sub>CO2</sub> durante los últimos años. Aquí podemos ver que en 2008, los precios de la tonelada de CO<sub>2</sub> estaban por encima de los 20€,

pero según entro la crisis estos derechos de emisiones comenzaron a bajar sus precios, debido a que al reducirse el consumo había menos emisiones, y esto aumento el número de derechos de emisiones en el mercado reduciendo su precio.

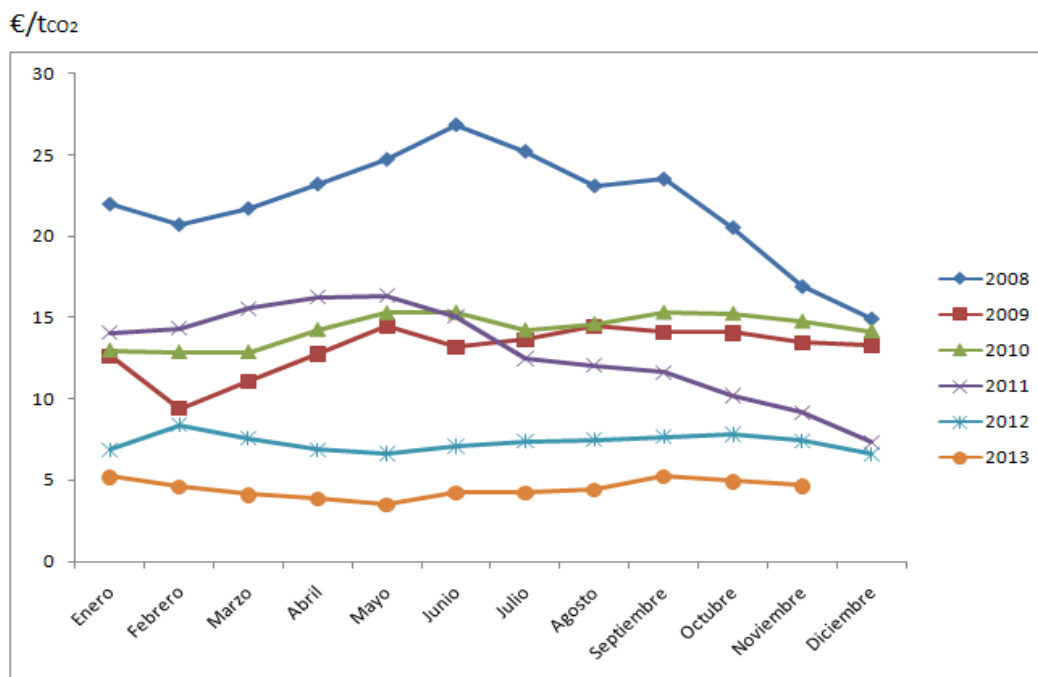


Ilustración 30. Gráfica del coste de la tonelada de CO<sub>2</sub> en los últimos años.

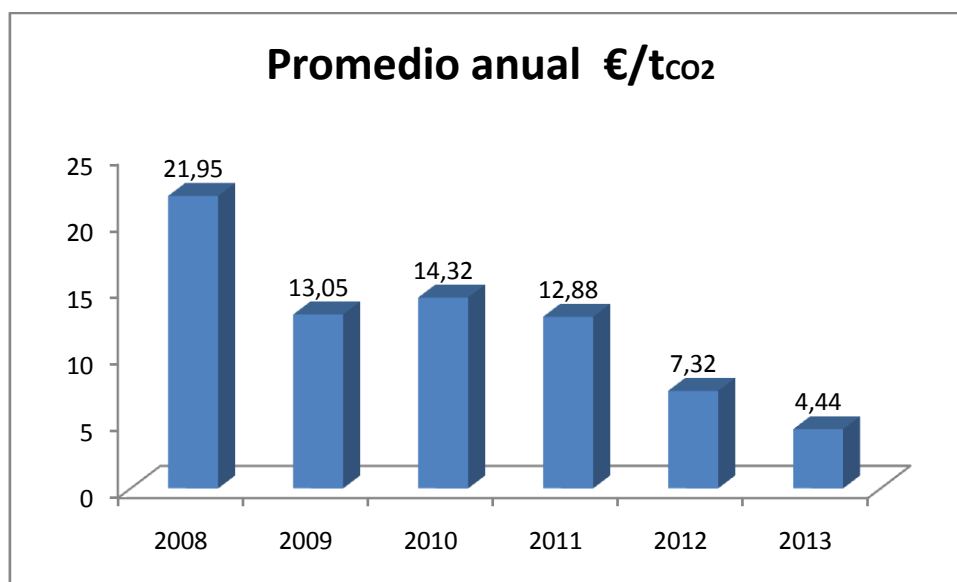


Ilustración 31. Gráfica con los valores promedio anuales del coste de la tonelada de CO<sub>2</sub>.

## 7. REFERENCIAS

- [1] → Ismael Prieto Fernández. “Captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> procedente de instalaciones de combustión para la generación de energía eléctrica”. Grupo de investigación de Ingeniería Térmica.
- [2] → Ángel Cámara. “Captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>”. Documento de trabajo de conama10.
- [3] → <http://web.ing.puc.cl/~power/alumno08/co2capture/Precombust.html>
- [4] → César Bartolomé Muñoz, Pedro Mora Peris, José David Recalde Rodríguez. “Estado del arte de las tecnologías de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> en la industria del cemento”.
- [5] → <http://www.buenastareas.com/ensayos/Adsorci%C3%B3n-Por-Variaci%C3%B3n-De-Temperatura-Tsa/4024559.html>
- [6] → [http://www.conicet.gov.ar/new\\_scp/detalle.php?keywords=&id=20938&inst=yes&congresos=yes&detalles=yes&congr\\_id=1042122](http://www.conicet.gov.ar/new_scp/detalle.php?keywords=&id=20938&inst=yes&congresos=yes&detalles=yes&congr_id=1042122)
- [7] → Francisco García Peña. “Producción de H<sub>2</sub> de gasificación”. Universidad de Castilla La Mancha. 2005
- [8] → Ana Cuadrat Fernández, Juan Adánez Elorza, Alberto Abad Secades. “Chemical looping combustion of coal using ilmenite as oxygen carrier”. Universidad de Zaragoza.  
<http://www.tdx.cat/handle/10803/80977>
- [9] → <http://web.ing.puc.cl/~power/alumno08/co2capture/Precombust.html>
- [10] → <http://pubs.acs.org/doi/pdf/10.1021/ie034260b>
- [11] → Dr. Michael Specht, “Biomass Fluidised Bed Gasification with in-situ Hot Gas Cleaning”. ZSW, 2009.
- [12] → <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0009250907007300?np=y>
- [13] → <http://web.ing.puc.cl/~power/alumno10/mitigacion/CO2.html>
- [14] → <http://www.bioenergyinternational.es/noticias/News/show/tecnologa-espaola-de-gasificacin-y-captura-de-co2-394>
- [15] → Karolina Swiecki, Alexander Charitos, Craig Hawthorne, Mariusz Zieba, Günter Scheffknecht, “Experimental Investigation of the Absorption Enhanced Reforming of Biomass in a 20kW<sub>t</sub> Dual Fluidized Bed System”. Universidad Stuttgart, 2012.
- [16] → Anja Schuster, “Calcium Looping activities at IVD”. Instituto de procesos de ingeniería y planta de tecnología de la universidad de Stuttgart, 2007.
- [17] → <http://www.grin.com/es/e-book/229627/captura-de-co2-mediante-adsorbentes-siliceos-mesoestructurados-funcionalizados>  
[http://noticiasdelaciencia.com/not/3208/evitar\\_que\\_el\\_co2\\_se\\_libere\\_a\\_la\\_atmosfera\\_es\\_mucho\\_mas\\_barato\\_que\\_capturarlo\\_posteriormente/](http://noticiasdelaciencia.com/not/3208/evitar_que_el_co2_se_libere_a_la_atmosfera_es_mucho_mas_barato_que_capturarlo_posteriormente/)  
<http://www.uni-stuttgart.de/forschung/projekte/fp7.html>  
<http://es.scribd.com/doc/95916433/Sinergias-GSC-y-El-Almacenamiento-de-CO2-final>  
<http://www.cenit-sostco2.es/es/actividad-5>  
[http://www.energiasostenible.net/emision\\_cero\\_05.htm](http://www.energiasostenible.net/emision_cero_05.htm)

# ***RESUMEN Y CONCLUSIONES***

---

Este proyecto se ha dividido en tres partes.

En la primera se desarrollan los sistemas de gasificación, donde se explica el proceso y las reacciones que tienen lugar en él. También se habla de cómo se ven afectados estos sistemas según los parámetros del proceso y las características del combustible.

Para poder operar con diferentes parámetros y combustibles existen diferentes tipos de gasificadores que se adaptarán según la aplicación para la que vayan a ser utilizados.

La gasificación frente a las tecnologías de combustión, ofrece unas ventajas como: menor necesidad de aire, menor emisión de partículas, menor contaminación medioambiental, mejores propiedades del gas de combustión respecto a los sólidos, y la posibilidad de almacenamiento del gas y su uso en motores de combustión interna.

Además, la gasificación tiene la ventaja de poder gasificar diferentes materiales, como carbones de distinto rango, biomasa, y algunos incluso pueden gasificar productos de refinería o coque de petróleo, además permite la gestión de residuos tanto orgánicos como inorgánicos, proporcionando a la gasificación otro tipo de materia prima para extraer el valor energético del producto que sino terminaría en un vertedero. Esta ventaja reduce el coste de la materia prima y el riesgo del proyecto, pudiendo extender su vida útil.

La gasificación permite obtener un combustible en forma de gas, que presenta más ventajas frente a los combustibles líquidos y sólidos, ya que permite comprimirlo reduciendo su volumen y haciendo más fácil su transporte. También el gas de síntesis es más limpio porque en la gasificación se eliminan la mayor parte de los contaminantes.

En la segunda parte del proyecto se habla de las tecnologías existentes para reducir las emisiones producidas en su mayor parte por los combustibles fósiles, y de esta manera potenciar su consumo.

En este capítulo se describe el proceso del tratamiento del CO<sub>2</sub>, donde se describen las tecnologías utilizadas para la captura (absorción, adsorción, membranas, ciclos de carbonatación – calcinación y destilación criogénica), las cuáles van a dar un caudal de CO<sub>2</sub> que se ha evitado emitirlo a la atmósfera pero debe de almacenarse en algún sitio. Por ello la corriente de CO<sub>2</sub> es conducida hacia un proceso de compresión, donde se reduce el volumen para transportarlo y luego almacenarlo en los yacimientos petrolíferos, en minas de carbón o en acuíferos salinos.

En la última parte se realiza un estudio sobre las investigaciones que se están llevando a cabo sobre la integración de las tecnologías que hemos hablado en los dos capítulos anteriores.

Se habla de la transformación del gas de síntesis mediante el reactor WGS, a un gas formado por CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>, para después conducirlo hacia un equipo de captura de forma que se elimina el CO<sub>2</sub> y se obtiene un flujo de H<sub>2</sub>.

También se estudia otro método que se está desarrollando que mediante la adición de un adsorbente en el lecho del gasificador se produce la captura in situ del CO<sub>2</sub>.

En este capítulo también se describe otras tecnologías limpias como la gasificación por chemical looping, donde el O<sub>2</sub> es aportado a través de unos transportadores sólidos o la integración de los sistemas de captura en centrales de GICC.

Como conclusión final, en el proyecto se ha visto que la tecnología de gasificación es prometedora para un futuro sostenible, aparte de las ventajas que se han visto, facilita la captura del CO<sub>2</sub> a los equipos debido a un menor contenido de elementos en la composición del gas a limpiar.

Frente a las investigaciones, el desarrollo para la integración de ambos sistemas, en general, se basa en encontrar el adecuado sorbente y los parámetros óptimos para su funcionamiento, poniendo como el mejor adsorbente el CaO.

Por otro lado el conjunto de ambas tecnologías supone una penalización energética que disminuye el rendimiento de la planta, haciendo que la rentabilidad disminuya, aunque en algunas investigaciones se ha demostrado que la integración de ambos sistemas, pese a reducir la eficiencia, aumentar la inversión de equipos, costes de mantenimiento, consumos energéticos, los proyectos son viables tanto técnicamente como económicamente hablando.

Por lo tanto la integración de las tecnologías de captura de CO<sub>2</sub> en sistemas de gasificación genera una instalación para producir energía de forma limpia y sostenible.