

62  
Abril  
2020

# CUADERNOS DE ENERGÍA



GARRIGUES



**Deloitte.**

# La captura y uso del CO<sub>2</sub>

## Análisis estratégico, técnico y económico

### Vicente Cortés

Presidente de Inerco Corporación

### Benito Navarrete y Fernando Vega

Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Sevilla

## Perspectiva global

### Concepto

La captura y utilización del CO<sub>2</sub>, (CUC), consiste idealmente en la separación de CO<sub>2</sub> antropogénico de una corriente de gases (hipotéticamente incluso del aire atmosférico) para emplear el CO<sub>2</sub> capturado en un proceso de conversión que origine un producto con valor comercial. Este producto puede reemplazar un producto análogo o a otros con prestaciones similares fabricados actualmente a partir de carbono de origen fósil. Quedan excluidos del ámbito de esta contribución usos del CO<sub>2</sub> en EOR, como refrigerante, en horticultura y la mineralización sin interés comercial.

### Tipos de procesos y contribución a la mitigación del cambio climático

Conceptualmente hablando, los procesos de conversión pueden ser de dos tipos: 1) los que conllevan la apertura energéticamente muy intensiva de uno o dos de los enlaces carbono-oxígeno de la estable molécula de CO<sub>2</sub>, incorporando usualmente hidrógeno para dar origen a productos químicos y combustibles (e-fuels) y 2) los que incorporan directamente el CO<sub>2</sub> en sustancias inorgánicas (mineralización para dar origen a carbonatos)

u orgánicas (polímeros), con un consumo energético eventualmente más reducido.

La CUC no constituye una vía relevante de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> por lo que su contribución efectiva a la mitigación del cambio climático es relativamente modesta. Las razones principales son:

a. Las nuevas cantidades a utilizar (adicionales a las actuales para urea y otros productos) en diferentes escenarios no son elevadas, pues podrían llegar a 0,2Gt/a en productos químicos y 2Gt/a en combustibles (respectivamente el ~0,5% y ~5% de emisiones mundiales)<sup>1</sup>.

b. Una parte de los productos que pueden ser obtenidos no dan origen a una retención del CO<sub>2</sub> durante largos periodos de tiempo, pues dependiendo de su empleo, el carbono incorporado retorna a la atmósfera en cuestión de semanas o meses (combustibles, productos intermedios químicos) o años (polímeros). Tan solo los productos de la mineralización del CO<sub>2</sub> implican una retención por decenas de años.<sup>2</sup>

c. Los procesos de transformación del CO<sub>2</sub> capturado, en particular, los del tipo 1 anterior requieren grandes cantidades de energía de forma directa (electricidad/calor) y/o mediante el empleo de hidróge-

no. El recurso a fuentes renovables resulta absolutamente imprescindible para que el balance de carbono del proceso global de conversión de CO<sub>2</sub> en productos sea negativo, aspecto sobre el que volveremos más adelante.

No obstante, la CUC es una alternativa estratégica potencialmente relevante para reducir las necesidades de materias primas y combustibles fósiles en el ámbito de una economía circular (reutilización una y otra vez de los átomos de carbono) contribuyendo a la seguridad de suministro en la UE y a la reducción de impactos ambientales de diversa índole, distintos de la mitigación del cambio climático.

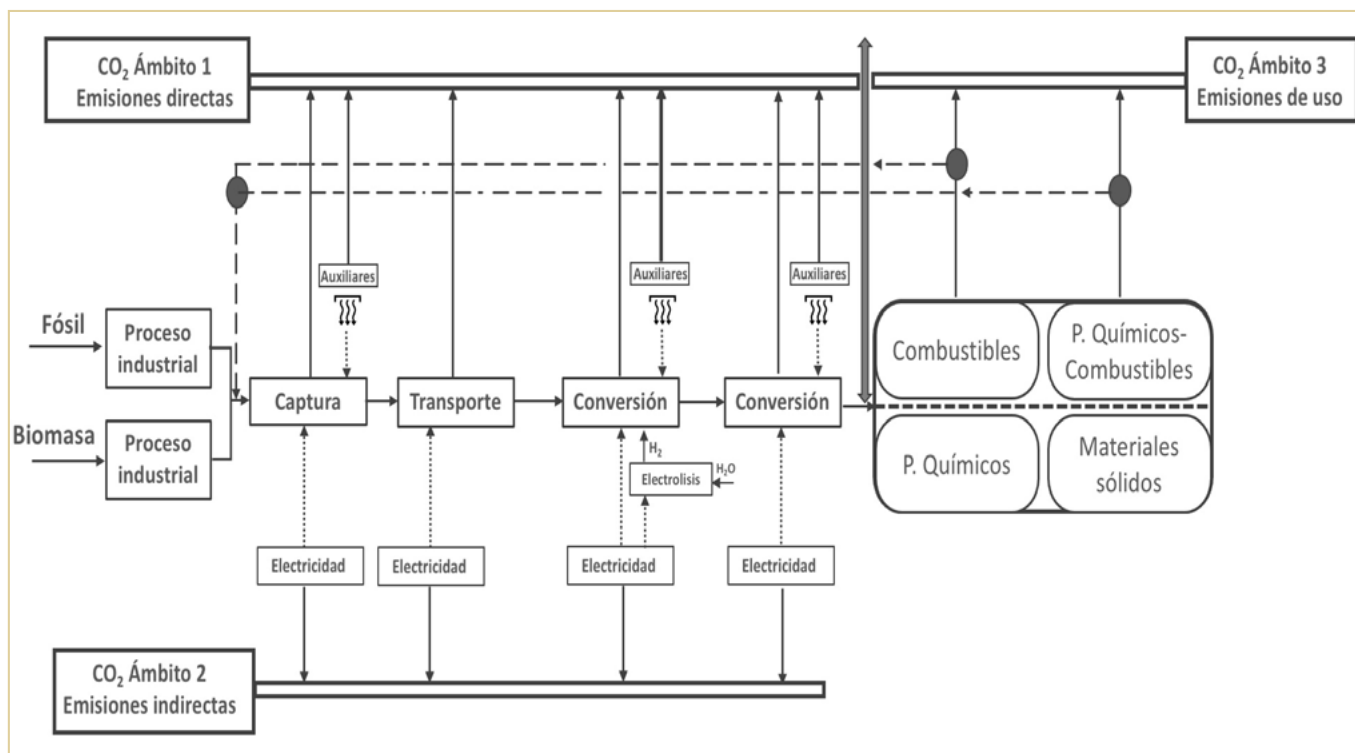
Un punto de vista adicional y no menos importante, es que la CUC y la captura y almacenamiento, CAC, constituyen herramientas de descarbonización efectivas sin necesidad de cambios profundos en las tecnologías de las industrias que emiten CO<sub>2</sub> como parte integral del proceso de fabricación, como cemento, acero y algunos procesos del refino y la petroquímica.

Desde una perspectiva algo distinta, la CUC es una vía para almacenar excedentes de energía eléctrica renovable, mediante lo que se conoce como "Power-to-X" en

1 Carbon Capture, Utilisation and Storage. Market Development Report. Joint Research Center, European Commission, (2019) <https://doi.org/10.2760/89623>

2 An Industry's Guide to Climate Action. The Bellona Foundation, (2018)

**Figura 1. La cadena de valor de la captura y uso del CO<sub>2</sub>**



donde X puede ser metano, metanol, combustibles líquidos sintéticos o químicos intermedios<sup>3</sup>. El transporte relativamente simple de estos productos a grandes distancias permite escenarios en los que la fabricación en zonas geográficas con elevado potencial solar y CO<sub>2</sub> muy puro a bajo coste (de la producción de gas natural) permitiría abastecer mercados en los que las políticas de descarbonización dificulten la actividad industrial.

### La cadena de valor de la CUC

La cadena de valor genérica de la CUC se muestra en la Figura 1. La fuente en prin-

cipio industrial de CO<sub>2</sub><sup>4</sup> deberá idealmente proporcionar elevadas concentraciones de CO<sub>2</sub> y reducidos niveles de impurezas en los gases dada la frecuente naturaleza catalítica de los procesos de conversión. En un "mercado" de CO<sub>2</sub> caracterizado por la sobreoferta y en el que la demanda viene condicionada por el mercado del producto a fabricar, la elección recaerá en aquellas opciones que resulten en principio un menor coste del CO<sub>2</sub> capturado<sup>5</sup>, que dependerá principalmente del grado de pureza del CO<sub>2</sub> de origen y del requerido por la tecnología de captura aplicada y el proceso de conversión, lo que será examinado

más adelante. La planta de captura tiene necesidades de auxiliares (electricidad, entalpía, vapor) para su operación y tiene un rendimiento de captura menor del 100%. Resulta relevante la procedencia del CO<sub>2</sub> capturado, sea de origen fósil o renovable (biomasa) a efectos del balance global de CO<sub>2</sub>, como se detallará más adelante.

El CO<sub>2</sub> capturado y depurado debe ser transportado a la instalación de conversión cuya proximidad es importante para la reducción del consumo de energía y de costes. El concepto de simbiosis industrial adquiere importancia en este contexto, en

3 V. Eveloy, T. Gebreegziabher; (2018). A Review of Projected Power-to-Gas Deployment Scenarios. *Energies*. 11 (2018), 1824. <https://doi.org/10.3390/en11071824>

4 La captura de CO<sub>2</sub> del aire (concentración 415 ppm) no se considera en el presente análisis dada la existencia de otras alternativas en principio más económicas para obtener los tonelajes de CO<sub>2</sub> requeridos por procesos industriales.

5 T. Bruhn, H. Naims, B. Olfe-Kräutlein. Separating the debate on CO<sub>2</sub> utilisation from carbon capture and storage. *Env. Sci.&Pol.* 60 (2016), 38-43. <https://doi.org/10.1016/j.envsci.2016.03.001>

el que sin almacenamiento de CO<sub>2</sub> intermedio, la operación de las instalaciones de captura y conversión estará estrechamente vinculada.

La conversión en productos químicos y combustibles requiere energía y un agente reductor, normalmente hidrógeno, para el que la vía actualmente más factible es la producción electrolítica recurriendo a electricidad renovable, razonablemente in situ. El suministro de electricidad debe garantizar su carácter renovable a la vez que su estabilidad dado el carácter continuo de los procesos a que va destinado. Ello puede llevar a la necesidad de almacenamiento de electricidad o de hidrógeno. La planta de conversión requiere también de auxiliares y otros materiales, como catalizadores.

Este conjunto de necesidades energéticas hace indispensable la incorporación de fuentes de origen renovable dentro de la cadena de valor, de modo que contribuyan a reducir la huella de carbono asociada al consumo energético global del proceso.

El producto obtenido puede ser destinado a uso intermedio, como por ejemplo el metanol que es base para la fabricación de gasolina, olefinas y aromáticos<sup>6</sup>, o uso final (combustión o transformación en polímeros). En el primer caso es necesario al menos otro proceso de conversión adicional con sus propios requerimientos energéticos y de materiales.

Las conversiones de mayor valor añadido requieren aportes de hidrógeno muy im-

portantes, como se ha indicado. Ello hace que un desarrollo significativo de la CUC supondrá un elemento tractor de la evolución tecnológica y reducción de costes de la fabricación de hidrógeno por vía electrolítica, a la espera de rutas alternativas. Algunas estimaciones sitúan las necesidades de hidrógeno para la CUC en 2050 en unos 20Mt/a<sup>7</sup>.

### El balance de carbono de la CUC

El cálculo del potencial de mitigación del cambio climático de la CUC en sus diferentes rutas está siendo objeto de análisis<sup>8</sup> pues resulta esencial para el establecimiento de políticas de apoyo en función de la capacidad efectiva de cada ruta de extraer CO<sub>2</sub> neto de la atmósfera.

En la Figura 1 se muestran las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a las distintas etapas en los ámbitos 1 y 2 del GHG Protocol<sup>9</sup> a efectos de contabilización e informe. Ello incluye las emisiones de la captura, de la producción de auxiliares y las asociadas a la energía eléctrica empleada (para el transporte de CO<sub>2</sub>, la producción de hidrógeno y otros). El ámbito 3 de emisiones indirectas incluye fundamentalmente las derivadas de la utilización de los productos.

Parece indispensable establecer el criterio de que el CO<sub>2</sub> *utilizado*, es decir la cantidad neta de CO<sub>2</sub> que es convertida en producto, sea positiva. Dicho CO<sub>2</sub> utilizado es la diferencia entre el CO<sub>2</sub> que entra en el proceso menos las emisiones directas (ámbito 1) e indirectas (ámbito 2).

El cálculo del potencial de mitigación, en base a Análisis de Ciclo de Vida (ACV) debe computar, además de la huella medioambiental global, todas las emisiones de CO<sub>2</sub> indicadas en la Figura 1, que en el caso de uso de combustibles y en menor medida intermediarios químicos retornan a la atmósfera tras cortos períodos de tiempo. Resulta evidente que en el caso de los combustibles, al incorporar las emisiones derivadas del empleo del producto (ámbito 3) el CO<sub>2</sub> *emitido* total es siempre mayor que el *utilizado*. Si el CO<sub>2</sub> de partida es renovable (por ejemplo de combustión de biomasa) la conclusión es distinta y claramente favorable.

De ser factible, la captura y reutilización del CO<sub>2</sub> derivado del uso de los productos (líneas discontinuas en parte superior de Figura 1) permitiría un balance neto carbono muy favorable, en base a los principios de economía circular. Ello supondría una manera de introducir energía (eléctrica) renovable en el flujo global energético y de productos químicos sustituyendo progresivamente el empleo de fósiles. Para ello se requiere avanzar en la competitividad de las rutas que emplean como materia prima el CO<sub>2</sub> capturado.

### El modelo de negocio y las políticas comunitarias

La conversión en productos químicos y combustibles supone un cambio tecnológico profundo para la industria química y petroquímica con procesos que en muy pocos casos están en estado comercial. Las

6 M.R. Gogate (2019) Methanol-to-olefins process technology: current status and future prospects, *Petroleum Science and Technology*, 37:5 (2019) 559-565, <https://doi.org/10.1080/10916466.2018.1555589>

7 Hydrogen scaling up. A sustainable pathway for the global energy transition. Hydrogen Council. 2017

8 Novel carbon capture and utilisation technologies. Group of Chief Scientific Advisors. European Commission. 2019. ISBN 978-92-79-82007-6. <https://doi.org/10.2777/824461>

9 "Scopes", en la terminología del Corporate Accounting and Reporting Standard. The Greenhouse Gas Protocol. <https://ghgprotocol.org/corporate-standard>.

rutas de utilización del CO<sub>2</sub> con TRL<sup>10</sup> más altos no pueden competir con las tradicionales que no recurren a CO<sub>2</sub> capturado. Es preciso recorrer una curva de aprendizaje que permita reducir los CAPEX, que en los casos de utilización de hidrógeno están severamente penalizados por la inversión en electrolizadores. Como esta necesidad es compartida por otras rutas de descarbonización distintas de la CUC, cabe esperar una tasa de aprendizaje elevada. Otras rutas (electroquímicas, fotocatalíticas, fermentaciones anaeróbicas de gas de síntesis) están en TRL más bajos.

Desde el punto de vista del OPEX, los factores relevantes son el precio del CO<sub>2</sub> (derivado de la fuente y del proceso de captura) y sobre todo el precio de la electricidad, que debería ser virtualmente cero según algunas fuentes, para que el coste de fabricación del hidrógeno electrolítico pueda ser competitivo con el procedente de reformado con vapor de metano, estimado en más de un 70% inferior. A resaltar que la obtención de una tonelada de metanol requiere algo menos de 1,5t de CO<sub>2</sub>, 0,2t de H<sub>2</sub> y aproximadamente 12MWh<sup>11</sup>.

Para avanzar hacia la competitividad de la CUC es necesario un marco regulatorio adecuado que elimine barreras y clarifique el tratamiento normativo. En este sentido, la Directiva de renovables<sup>12</sup> define los “combustibles de carbono reciclado” como los combustibles líquidos y gaseosos fabricados a partir de gases residuales

de proceso y gases de escape de origen no renovable producidos en instalaciones industriales (entre otros). Adicionalmente, la Directiva define los “combustibles líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico”, como aquellos que se utilizan en el sector del transporte distintos de los biocombustibles y el biogás, y cuyo contenido energético procede de fuentes renovables distintas de la biomasa. Para el cálculo de la cuota mínima del 14% de energías renovables en el sector del transporte en 2030, los Estados Miembros tendrán en cuenta los segundos y podrán tener en cuenta los primeros. Relevante es el anuncio de que antes del 31 de diciembre de 2021 se aprobarán las metodologías para evaluar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de ambas categorías y el cumplimiento del carácter renovable de la electricidad utilizada para la obtención de los de origen no biológico.

El Sistema de Comercio de Emisiones (ETS) puede y debe constituir un soporte esencial para la viabilidad económica de la CUC. Es imprescindible que el reglamento correspondiente<sup>13</sup> incluya previsiones específicas sobre esta alternativa, como lo hace con la captura y almacenamiento (CAC). En la actualidad, las instalaciones industriales que capturen CO<sub>2</sub> y lo transfieran para su conversión han de entregar derechos de emisión por la cantidad transferida. Parece lógico que tras un ACV y una contabilización rigurosa del balance de carbono para conocer el potencial de reducción en la con-

versión (eventualmente sin contabilizar el uso final, como se hace hoy con los fósiles), debería concederse exención de derechos por el CO<sub>2</sub> efectivamente utilizado, lo que indudablemente se traduciría en un incentivo económico para la CUC.

En el reciente Sistema de Categorización para la economía circular<sup>14</sup> no resulta inmediata la asignación de la CUC a ninguna de las categorías. Cabría pensar que tiene cabida en la categoría ‘3.b Recovery of materials from waste (...)’; si no fuese porque ‘Material recovery means any recovery operation, other than (...) the reprocessing into materials that are to be used as fuels (...)’. La categorización mencionada persigue proporcionar soporte a la Comisión sobre como promover la generación y financiación de proyectos de economía circular.

La propuesta de la Comisión Europea relativa a un reglamento para facilitar las inversiones sostenibles<sup>15</sup> incluye “el aumento (sic) de la captura, el almacenamiento y el uso de carbono” entre las actividades que pueden contribuir a mitigar el cambio climático. No obstante, la Taxonomía, sistema de clasificación de la Comisión para actividades económicamente sostenibles<sup>16</sup> incluye a fecha de hoy la CAC que podrá acceder a mecanismos de financiación verde, pero no a la CUC. Como se ha indicado, con una evaluación rigurosa del balance de carbono y una propuesta de valor límite para las emisiones netas de CO<sub>2</sub> tras

10 Technology Readiness Levels, TRLs. Escala de medida de 1 a 9 del grado de madurez de una tecnología. TRL 7: demostración de sistema en entorno real. TRL 8: Sistema certificado mediante demostración. TRL 9: Sistema probado con éxito en entorno real

11 M. Pérez-Fortes and E. Tzimas; Techno-economic and environmental evaluation of carbon dioxide utilisation for fuel production. Synthesis of methanol and formic acid; EUR 27629 EN; <https://doi.org/10.2790/981669>

12 Directiva (UE) 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de renovables. <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj>

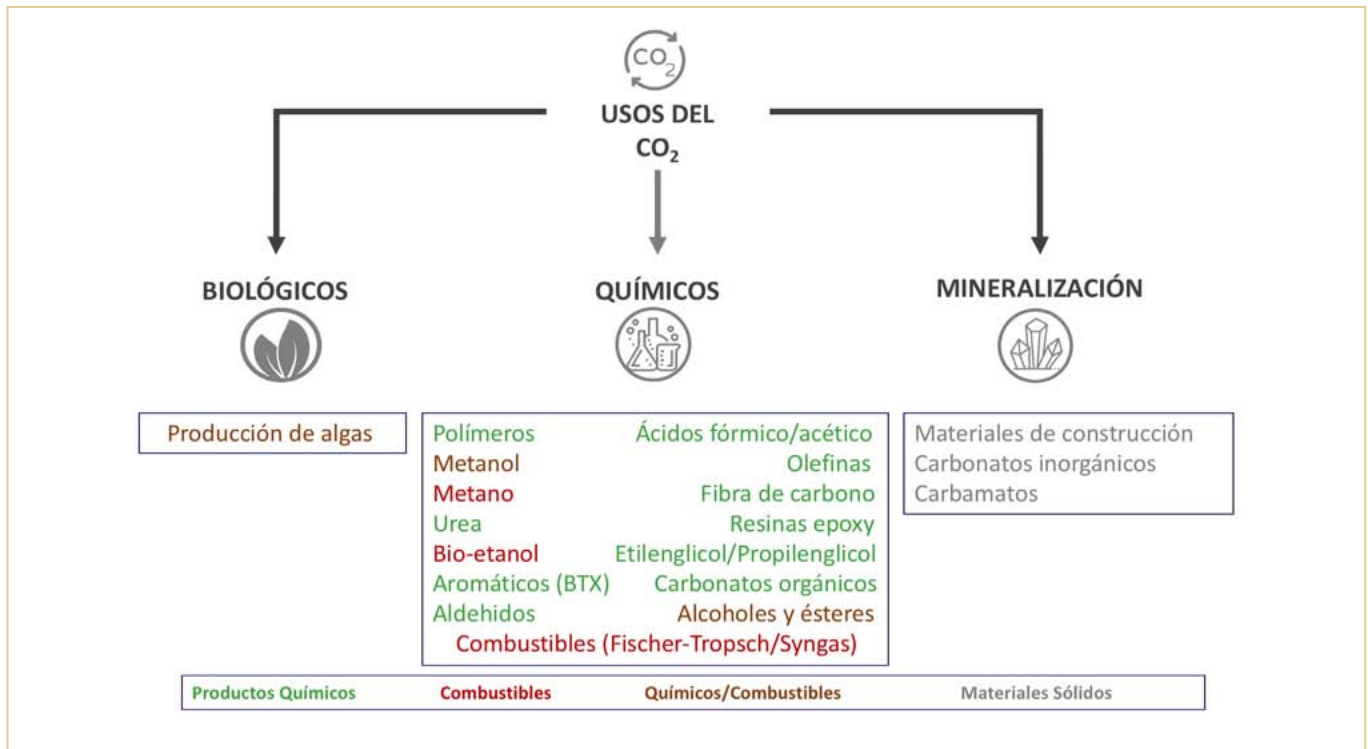
13 Reglamento No 601/2012 sobre el seguimiento y la notificación de las emisiones de GEI.

14 Categorisation System for the Circular Economy. European Commission. DG for Research and Innovation. 2020.

15 Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo sobre el establecimiento de un marco para facilitar las inversiones sostenibles COM (2018) 353 final.

16 <http://inercomunicacion.com/la-taxonomia-llave-para-la-nueva-financiacion-sostenible-de-la-industria-y-la-energia/>

**Figura 2. Categorías de usos del CO<sub>2</sub>**<sup>17,18</sup>



un ACV (como se hace para el resto de actividades) la CUC debería formar parte del listado taxonómico.

En resumen, para que la CUC pueda experimentar un desarrollo acorde con sus posibilidades resulta imprescindible que el marco regulatorio europeo introduzca señales claras de forma que la ruta sea atractiva.

## Usos del CO<sub>2</sub>

### Categorías de usos

Los productos potencialmente obtenibles a partir de CO<sub>2</sub> se pueden clasificar, en función de la tipología del proceso, en

tres grandes grupos: biológicos, químicos (incluyendo todas sus subcategorías) y de mineralización del CO<sub>2</sub>. A su vez, estos productos son clasificados en base a su aplicación posterior en a) productos químicos y *building blocks* para la industria química, b) combustibles, c) productos con aplicación dual como productos químicos o combustibles y d) materiales sólidos (Figura 2).

Desde un punto de vista de la mitigación del cambio climático, los procesos de mineralización resultan en productos que evitan la emisión de CO<sub>2</sub>, dado que pueden dar lugar a una retención permanente del CO<sub>2</sub> utilizado en el propio material. No obstante, son las rutas químicas las que presentan un

mayor interés económico, por la versatilidad de productos de mayor valor añadido, mercado potencial y fomento de la economía circular. Se hace pues imprescindible una adecuada identificación del conjunto de aspectos relevantes cara a la evaluación del impacto medioambiental y económico de las distintas rutas tecnológicas de usos del CO<sub>2</sub> y no solo la cuantificación de la captura neta y almacenamiento (temporal o permanente) de CO<sub>2</sub> durante la vida útil de un determinado producto.

Las rutas de obtención de productos derivados del CO<sub>2</sub> requieren, en menor o mayor medida, energía para llevarse a cabo, dada la elevada estabilidad de la molécula

17 Global status of CCS 2019: Targeting climate change. Global CCS institute | M. Pérez-Fortes and E. Tzimas; Techno-economic and environmental evaluation of carbon dioxide utilisation for fuel production.

18 <http://carbonnext.eu/Deliverables.html> Deliverable 2.3

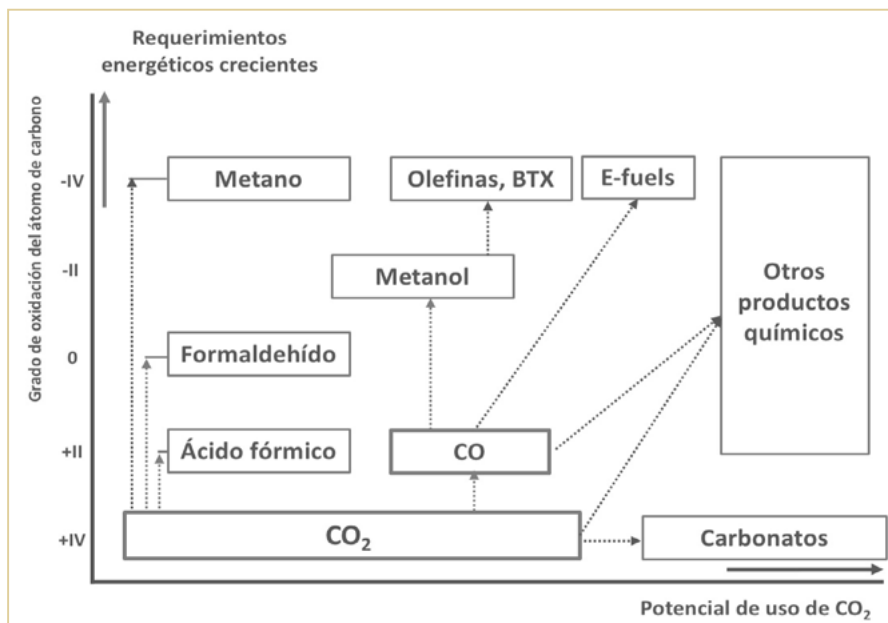
de CO<sub>2</sub>. Como se ha anticipado al principio del artículo, esta energía será menor en aquellos procesos donde ocurra una recombinación del CO<sub>2</sub> dentro de una estructura molecular (orgánica o inorgánica), manteniendo un bajo estado de oxidación. Estos procesos incluyen la mineralización del CO<sub>2</sub> para la obtención de carbonatos y carbamatos o la producción de polímeros mediante la incorporación de moléculas de CO<sub>2</sub>. Por el contrario, las rutas que requieran la transformación de la molécula de CO<sub>2</sub> en productos de mayor estado de oxidación (metanol, metano, olefinas, BTX y e-fuels) están asociados a requerimientos energéticos mucho más elevados.

### Criterios de selección

Se han identificado en la literatura más de 40 productos derivados del CO<sub>2</sub> y más de 70 posibles rutas de obtención, con niveles de desarrollo desde tecnologías emergentes hasta procesos productivos operando a escala industrial (caso de la urea). Por tanto, se hace necesario disponer de criterios de selección que permitan evaluar con garantías el potencial estratégico de cada ruta. Los principales criterios son los siguientes<sup>20,21</sup>:

- Nivel de desarrollo de la tecnología, mediante escala de TRLs.
- Valor de mercado del producto, teniendo en cuenta el precio unitario del producto, el volumen de mercado actual y proyección futura.
- Efectos medioambientales indirectos: reducción de impactos ambientales por

**Figura 3. Escala de requerimientos energéticos en función del tipo de conversión de CO<sub>2</sub>**<sup>19</sup>



sustitución de fuentes fósiles por CO<sub>2</sub> reciclado y aporte a la gestionabilidad y seguridad del suministro de energía eléctrica renovable (almacenamiento vía Power-to-X).

- Aspectos tecnológicos: requerimientos energéticos, consumo de H<sub>2</sub>, pureza necesaria del CO<sub>2</sub> materia prima, eficiencia del proceso y necesidades de insumos de origen fósil.

Estos criterios deben ser complementados con un exhaustivo ACV que pueda concretar el beneficio medioambiental completo de las rutas seleccionadas. Como se ha indicado, ello debe constituir la base para que el marco regulatorio contemple las poten-

cialidades de la CUC y pueda facilitar su implantación y desarrollo. Y ello especialmente para aquellas rutas de potencial mayor valor añadido, que resultan ser aquellas que derivan en productos que proporcionan una retención de corta duración del CO<sub>2</sub>.

La interrelación simbiótica entre procesos emisores y consumidores de CO<sub>2</sub> presenta ventajas estratégicas comerciales y/o medioambientales aunque aparece una interdependencia de los procesos, como se ha indicado anteriormente. Ello es de interés en grandes núcleos industriales, especialmente de naturaleza petroquímica, ya que la mayor parte de los productos obtenidos por conversión de CO<sub>2</sub> permiten obtener *building blocks* para aquella.

19 Adaptado de CCU-Carbon Capture and Utilisation. Zero Emissions Platform. 2015 environmental evaluation of carbon dioxide utilisation for fuel production.

20 <http://carbonnext.eu/Deliverables.html>. Deliverable 5.3

21 Referencia 11

## Principales rutas de conversión del CO<sub>2</sub>

En base a lo anterior, se han identificado aquellas rutas de conversión de CO<sub>2</sub> que presentan un mayor potencial y, por consiguiente, una prioridad alta para su desarrollo e implementación a escala industrial a medio plazo (2030):

### • Urea

La urea se obtiene a partir de amoníaco y CO<sub>2</sub>, en un proceso industrial maduro. La producción mundial se estima en 175 Mt/a y la europea aproximadamente en 5,5Mt/a. Se requieren 0,73t CO<sub>2</sub> por t de urea, por lo que la cantidad de CO<sub>2</sub> utilizada se estima en 128Mt CO<sub>2</sub> al año (0,35% del total de emisiones mundiales de CO<sub>2</sub>). Su uso principal como fertilizante hace que el CO<sub>2</sub> sea emitido a la atmósfera en cuestión de semanas o meses después de su empleo.

### • Metanol

El metanol es el producto derivado de CO<sub>2</sub> con mayor proyección. Además de uso directo como combustible y su empleo en pilas de combustible, es un *building block* de un amplio portfolio de productos químicos y combustibles<sup>22</sup>, lo que justifica las perspectivas. El proceso convencional se basa en la reacción catalítica de gas de síntesis (mezclas de H<sub>2</sub>, CO y CO<sub>2</sub>) procedente, principalmente, de reformado con vapor de metano (gas natural). Actualmente la producción mundial por vías convencionales es cercana a 70 Mt/año con demanda

estimada de 100 Mt en el año 2025<sup>23</sup>. La UE consume aproximadamente 7,8Mt importándose aproximadamente las dos terceras partes.

La hidrogenación catalítica directa de CO<sub>2</sub> mediante H<sub>2</sub> es la ruta en un estado de desarrollo mayor (TRL 7-9) con una planta de 4kt/a<sup>24</sup> en operación desde 2012 en Islandia<sup>25</sup>. La fabricación de metanol es intensiva en CO<sub>2</sub>, requiriéndose unas 1,4t de CO<sub>2</sub> por t, que llegan a ser casi 3,4t si el producto final es benceno. El H<sub>2</sub> debe proceder de fuentes renovables, vía celdas electrolíticas o de estado sólido (SOE)<sup>26</sup> a alta temperatura. La producción de H<sub>2</sub> renovable conlleva un elevado consumo eléctrico, que penaliza fuertemente la competitividad de esta alternativa frente a los procesos convencionales.

### • Combustibles líquidos (gasolina-diésel) y gaseosos (metano)

La conversión en combustibles supone posiblemente la opción potencialmente más atractiva de uso de CO<sub>2</sub>. Ello se debe a la magnitud del mercado de estos productos (como mínimo un orden de magnitud superior de cualquier producto químico en la Figura 2) y al hecho de que por t de combustible líquido se requieren más de 3t de CO<sub>2</sub>. Los procesos Fischer-Tropsch (F-T) y de metanación del CO<sub>2</sub> son las rutas prioritarias para la obtención de este tipo de productos, las cuales se encuentran en un elevado grado de desarrollo tecnológico (TRL 6-8), pues en el siglo pasado la síntesis F-T

ha sido utilizada en Alemania y Sudáfrica. Es necesario indicar que el periodo de almacenamiento de CO<sub>2</sub> es muy corto. La Directiva de Renovables permite computar los combustibles de esta procedencia como renovables, en la medida en que lo sea la energía eléctrica empleada para el proceso. Si el CO<sub>2</sub> procede de la combustión de biomasa (Figura 1), el combustible obtenido puede ser catalogado como renovable, a expensas del ACV del proceso global. En la medida que la taxonomía, el régimen de comercio de emisiones y la categorización para una economía circular den cabida a esta vía, el desarrollo industrial puede ser viable, a expensas de los costes.

### • Policarbonatos y polycarbamatos

Basados en procesos de polimerización de CO<sub>2</sub> para la producción de plásticos o procesos de carbonatación de polioles para la producción de poliuretano, que presentan TRL elevados (6-7). La conversión en polímeros es menos intensiva en energía que las vías anteriores y por tonelada de polímero el CO<sub>2</sub> incorporado es de 0,17 para policarbonatos aromáticos, 0,3 para poliuretanos y 0,5 para policarbonatos de propileno<sup>27</sup>.

### • Carbonatos inorgánicos y materiales de construcción

La obtención de productos sólidos a partir de CO<sub>2</sub> tiene su principal atractivo en el almacenamiento permanente del mismo. La obtención de carbonatos a partir de residuos industriales, su uso en procesos de

22 Olefinas (TRL 8-9), Aromáticos (TRL 7), carbamatos (TRL 9), éteres (TRL 9)

23 H. Zhang, U. Desideri. Techno-economic optimization of power-to-methanol with co-electrolysis of CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>O in solid-oxide electrolyzers Energy 199 (2020) 117498. Doi.org/10.1016/j.energy.2020.117498

24 El tamaño medio de las plantas comerciales es de 1.200kt/a

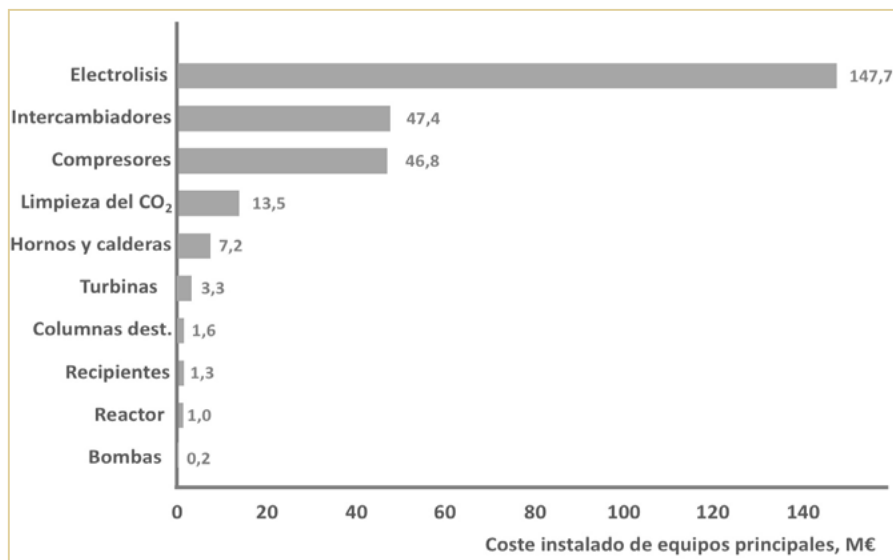
25 D.S.Marlin, E.Sarron, Ó. Sigurbjörnsson. Process Advantages of Direct CO<sub>2</sub> to Methanol Synthesis. Front. Chem.6:446. (2018). doi:10.3389/fchem.2018.00446

26 J.P.Stempiena, Q. Sunc, S.H. Chan. Solid Oxide Electrolyzer Cell Modeling: A Review. Journal of Power Technologies 93 (4) (2013) 216–246

27 Green carbon dioxide : advances in CO<sub>2</sub> utilization. G. Centi, S. Perathoner, ed. John Wiley&Sons, 2014



**Figura 4. Coste de equipos principales en la fabricación de metanol a partir de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub> electrolítico**



curado de hormigón o la producción de materiales sólidos que puedan usarse en construcción presentan desarrollos tecnológicos elevados (TRL 6-9), mostrando el mercado más amplio en tonelaje. Además de los menores requerimientos energéticos que las rutas precedentes, las exigencias en cuanto condiciones operativas son mínimas, ocurriendo la mayoría de los procesos en condiciones ambiente de presión y temperatura. No obstante, el valor añadido unitario de estas aplicaciones es bajo comparativamente con el de las rutas anteriores.

### Análisis técnico-económico de la producción de metanol por conversión de CO<sub>2</sub>

Vista la importancia del metanol en el ámbito de la CUC, se incluye a continuación información sobre los costes de inversión

y de producción de metanol por la ruta del apartado "Principales rutas de conversión del CO<sub>2</sub>". La vía tecnológicamente más madura de generación del hidrógeno es la que emplea electrolizadores alcalinos (AEM) aunque una alternativa potencial es el empleo de electrolizadores de óxido sólido (SOE) que tienen un consumo eléctrico aproximadamente un 25% inferior.

EL CAPEX de la vía convencional a partir de gas natural para plantas de 450kt/a es de 860€/t de capacidad que se comparan desfavorablemente con los 1260€/t para el caso de conversión de CO<sub>2</sub> empleando H<sub>2</sub> de electrolizadores alcalinos (AEM)<sup>28</sup> y con los 2380€/t para producción de H<sub>2</sub> vía electrolizadores SOE<sup>29</sup>. El porcentaje de la inversión total en equipos principales que corresponde a la unidad de H<sub>2</sub> es del 55% para AEM (Figura 4) y del 75% para SOE.

Se puede concluir que la sección de electrolisis AEM (y por supuesto la de SOE) es más cara que la de producción de gas de síntesis por reformado con vapor, habida cuenta que el resto del proceso es similar.

En cuanto a OPEX, las necesidades de electricidad renovable para la obtención de H<sub>2</sub>, suponen el factor que lastra en mayor medida la competitividad de las rutas de conversión de CO<sub>2</sub>. El consumo eléctrico se estima en algo menos de 12MWh/t y 9,6 MWh/t de metanol para AEM<sup>30</sup> y SOE, respectivamente. En cierta medida, el menor consumo eléctrico de la ruta SOE compensaría en parte, aunque no suficientemente, la mayor inversión necesaria en comparación con la vía AEM. Para este segundo caso, el consumo eléctrico supone el 90% del OPEX y para SOE el 83%, en ambos casos para precios de CO<sub>2</sub> entre 36 y 40€/t. Es importante mencionar que el proceso necesita como materia prima 2t de agua desmineralizada por tonelada de metanol.

Los elevados CAPEX y OPEX se traducen en un coste de producción del metanol vía AEM entre tres y cuatro veces superior al de la vía convencional (300€/t FOB Rotterdam, marzo 2020) y superiores para la vía SOE. La Tabla 1 efectúa una comparación entre los parámetros principales del proceso a partir de CO<sub>2</sub> y el convencional a partir de gas natural.

El balance de CO<sub>2</sub> del análisis del JRC de la Comisión Europea<sup>31</sup> concluye en una reducción del 77% de las emisiones de CO<sub>2</sub> para la vía CUC ( directas, ámbito 1, más indirectas, ámbito 2) dejándose de emitir 0,6t de CO<sub>2</sub>/t de metanol con respecto a la vía convencional, asignando emisión de CO<sub>2</sub> cero para la electricidad renovable.

28 Referencia 11

29 Referencia 23

30 T.Wich,W.Lueke, G.Deerberg, M.Oles: Carbon2Chem®-CCU as a Step Toward a Circular Economy. *Frontiers in energy research* 7 (2020), Art. 162, 14 pp. doi: 10.3389/fenrg.2019.00162

31 Referencia 11

Utilizando un valor conservador de 30g de CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub><sup>32</sup>, el CO<sub>2</sub> no emitido en comparación con la vía convencional sería la mitad del indicado. Como se ha señalado el ahorro de gas natural mostrado de la Tabla 1 es una de las fortalezas potenciales del metanol por CUC y sostendría el criterio de que la captura y uso es una alternativa estratégica para reducir las necesidades de fósiles.

A la vista del análisis anterior, es evidente que la reducción de CAPEX por menores costes de los electrolizadores y de OPEX por menor precio de la electricidad renovable resultan ser los factores esenciales para la competitividad del metanol vía CUC. El JRC estima que se necesitan escenarios con precios de la electricidad virtualmente cero para introducción de esta vía en la UE.

Los valores anteriores están basados en un número elevado de horas de operación anuales (8000 para AEM, 7200 para SOE), en los que se requiere un suministro ininterrumpido de electricidad renovable dotado de sistemas que aseguren gestionabilidad, lo que eventualmente requerirá tecnologías adicionales.

### Alternativas de captura de CO<sub>2</sub>

Existe una amplia variedad de fuentes para capturar CO<sub>2</sub> para la producción de combustibles, productos químicos o minerales. Dado que, globalmente hablando, la demanda de CO<sub>2</sub> es limitada en comparación con la oferta potencial, la selección debería priorizar fuentes que generen caudales de emisión acordes a los requerimientos del proceso de conversión, con altas concentraciones de CO<sub>2</sub>, y menor impacto medioambiental y costes más reducidos del proceso de captura. Resultaría particularmente ventajoso el empleo de fuentes que se alimenten de biomasa como combustible.

**Tabla 1. Comparativa de parámetros para fabricación de metanol vía CUC y convencional**

	Unidad CUC	Convencional
Electricidad, MWh/tMeOH	11,954	0,147
Agua de refrigeración, tH <sub>2</sub> O/tMeOH	92,26	90,0
CAPEX, €/(tMeOH/a)	1281,77	862,28
OPEX variable, €/tMeOH	1120,45	364,66
OPEX fijo, €/tMeOH	70,44	43,63
Emisiones directas de CO <sub>2</sub> , tCO <sub>2</sub> /tMeOH	0,09	0,695
Emisiones indirectas de CO <sub>2</sub> , tCO <sub>2</sub> /tMeOH	0,09	0,073
CO <sub>2</sub> de alimentación, tCO <sub>2</sub> /tMeOH	1,46	-
Ahorro de gas natural, tGN/a	264.702	-

### Fuentes potenciales de CO<sub>2</sub> para captura

Dentro de las fuentes industriales, la mayor parte del CO<sub>2</sub> procede del uso de combustibles fósiles para producir energía eléctrica o calor industrial, y de otras en las que la producción de CO<sub>2</sub> es inherente al propio proceso y se genera a) como consecuencia de las reacciones químicas que tienen lugar, como descarbonatación (cementeras), reformado de gas natural o naftas con producción de hidrógeno (refinerías, petroquímica y amoníaco) y procesos de fermentación (producción de etanol) y b) del tratamiento de gas natural. En algunos casos el CO<sub>2</sub> de proceso y de combustión se generan conjuntamente en el mismo equipo, aunque es posible conseguir ahorro de costes si se aplicasen técnicas para separar ambas corrientes con objeto de alcanzar elevadas concentraciones de CO<sub>2</sub> para la captura en la etapa de proceso.

El sector más intensivo en emisiones de CO<sub>2</sub> ha sido habitualmente el de generación de

electricidad y el industrial. Las actividades más importantes en este sentido son:

- Producción de energía eléctrica con combustibles fósiles. Este segmento del sector eléctrico es el responsable de casi el 50% de las emisiones globales de CO<sub>2</sub> en el planeta. Opera principalmente con gas natural y carbón en centrales térmicas y ciclos combinados.
- Refinerías de petróleo, que cuentan con un cierto número de fuentes de emisión, en lugar de un foco centralizado, lo que dificulta la captura. Las unidades más relevantes en este contexto son el *cracking* y el reformado catalíticos y el reformado con vapor para producir hidrógeno.
- Producción de etileno. El *cracking* con vapor de agua de hidrocarburos requiere un notable aporte de calor obtenido habitualmente por combustión de gases de distinta procedencia, lo que se traduce en importantes emisiones de CO<sub>2</sub>.

32 Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Solar Photovoltaics. NREL/FS-6A20-56487, 2012 National Renewable Energy Laboratory, US DOE

- d) Plantas de cemento. Alrededor del 60% del CO<sub>2</sub> emitido procede del proceso de calcinación del carbonato cálcico que se emplea como parte de la materia prima. El resto procede de los procesos de combustión.
- e) Producción de acero. Se utiliza en horno alto coque como combustible y como reductor del mineral de hierro que es procesado a continuación en un segundo horno de afino. Los altos hornos emiten CO<sub>2</sub> procedente de la combustión del coque y de proceso.
- f) Óxido de etileno. Fabricado por oxidación de etileno, bien con aire o con oxígeno. Las emisiones de CO<sub>2</sub> se producen como consecuencia de la oxidación de parte de la carga de etileno para producir CO<sub>2</sub> y agua.
- g) Producción de hidrógeno. Más del 90% del H<sub>2</sub> utilizado industrialmente se produce a partir del reformado de metano con vapor, fundamentalmente en refinerías y plantas de amoníaco. Se precisa un calentamiento adicional que se genera por combustión, con las correspondientes emisiones adicionales de CO<sub>2</sub>.
- h) Producción de amoníaco. El proceso incluye la producción de H<sub>2</sub> a partir de reformado con vapor, y de N<sub>2</sub> a partir de destilación de aire.
- i) Procesado de gas natural. El gas natural es tratado en los yacimientos a pie de pozo para la separación del CO<sub>2</sub> presen-

te. Es uno de los procesos de producción de CO<sub>2</sub> más económicos y simples.

- j) Producción de etanol por fermentación. La fermentación convierte la glucosa en etanol y CO<sub>2</sub>, que se separa en una corriente de gas que contiene un 98-99% de este componente. Aproximadamente el 35% del CO<sub>2</sub> emitido por este tipo de plantas procede de la combustión y el 65% restante de la fermentación.

### Evaluación de alternativas de captura

Para establecer una base de referencia a la hora de evaluar las fuentes que pueden resultar más interesantes, es conveniente tener en cuenta la concentración de CO<sub>2</sub> en la corriente a procesar, el coste de la captura y balance de CO<sub>2</sub> de cada una de las alternativas.

### Costes de la captura

El principal capítulo de costes se deriva del consumo de energía necesario para separar el CO<sub>2</sub> del resto de componentes presentes en los gases (gases de combustión o gases de proceso). Desde el punto de vista termodinámico ésta es una operación en la que se precisa invertir una cantidad de energía muy elevada, aportando calor y trabajo para conseguir la separación. Tanta más energía, y por tanto mayor coste de separación, cuanto más diluido se encuentre el CO<sub>2</sub> en la mezcla de gases, por lo que interesa partir de fuentes lo más concentradas posible en CO<sub>2</sub>.

Para determinar los costes de captura en las diferentes fuentes, Bains<sup>33</sup> ha realizado un

estudio en el que se hizo una estimación del trabajo termodinámico mínimo<sup>34</sup> que sería necesario aplicar para la separación. Este trabajo mínimo aporta indicación de cómo se ordenarán los costes mínimos finales a los que tenderán cada una de las técnicas de captura a medida que vayan alcanzando su más alto grado de madurez y por consiguiente de eficiencia. Bains aplica un análisis de regresión tipo Sherwood para estimar los costes de cada opción basándose en las concentraciones de CO<sub>2</sub> en cada aplicación y en los costes de tecnologías de separación conocidas y maduras (Figura 5).

Para poder interpretar adecuadamente esta estimación de costes, hay que tener en cuenta que las técnicas de captura en numerosos casos aún se encuentran en su etapa temprana de desarrollo y, por tanto, es de esperar que los costes se vayan reduciendo a medida que se avance en la curva de aprendizaje y en el desarrollo de las tecnologías de base, con la consiguiente mejora de diseño y eficiencia. Sin embargo, para procesos industriales en los que se realiza rutinariamente esa separación (hidrógeno, producción de gas natural), la tecnología está en un grado de madurez muy avanzado.

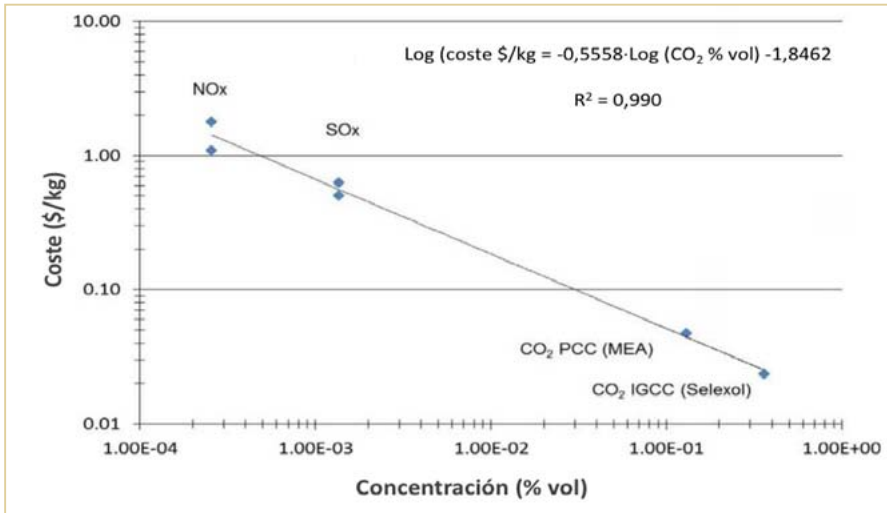
En la Tabla 2 se recoge el resultado de estos análisis, donde se detallan por una parte los valores característicos de concentración en que se presenta el CO<sub>2</sub> en las diferentes fuentes, la mínima energía necesaria para la separación del CO<sub>2</sub> y el intervalo de costes esperados en función de la concentración aplicando la técnica Sherwood para el CO<sub>2</sub> capturado. Se incluye una columna adicional de otra fuente<sup>35</sup> con costes de CO<sub>2</sub> evita-

33 P.Bains, P.Psarras, J.Wilcox. CO<sub>2</sub> capture from the industry sector, *Progress in Energy and Combustion Science*, Vol 63 (2017) 146—172

34 Estimación del mínimo trabajo necesario para producir la separación del CO<sub>2</sub> de la mezcla de gases a partir de la evaluación de la diferencia de la Energía de Gibbs entre las corrientes de alimentación y de productos del proceso de captura que sería necesario aplicar para un proceso isotermino e isobárico en cada fuente..

35 The potential for CCS and CCU in Europe. Report to the thirty second meeting of the European Gas Regulatory Meeting. (2018). [https://ec.europa.eu/info/files/31st-madrid-forum-conclusions-workshop\\_en](https://ec.europa.eu/info/files/31st-madrid-forum-conclusions-workshop_en)

**Figura 5. Análisis de correlación para la estimación de costes de captura en función de la concentración de CO<sub>2</sub> en la corriente**



**Tabla 2. Costes de CO<sub>2</sub> capturado y evitado para distintas fuentes industriales**

	Contenido CO <sub>2</sub> , % vol	Trabajo mínimo kJ/mol CO <sub>2</sub> capturado	Coste, \$/t CO <sub>2</sub> capturado	Coste, €/t CO <sub>2</sub> evitado (37)
Ciclo combinado de GN natural	3-5	10,7-12,7	75-100	73
Carbón	10-15	7,8-11,3	41-51	-
Refinerías	3-20	7,4-15,5	35-100	52-62, 82
Producción de etileno	7-12	9,4-12,8	46-62	57
Producción de cemento	14-33	5,2-12,6	26-42	39
Acerías	16-42	3,7-7,1	23-39	54
Producción de óxido de etileno	30, 98-100	-	-	12
Producción de hidrógeno	30-45, 98-100	-	-	29
Fabricación de amoníaco	98-100	-	-	20
Procesado de gas natural	96-99	-	-	13
Etanol por fermentación	98-99	-	-	13

do<sup>36</sup>, unidad habitual para procesos de CAC. Se observa como la captura resulta mucho más económica en aquellos procesos que generan corrientes concentradas de CO<sub>2</sub>.

Es necesario destacar que el precio del CO<sub>2</sub> para la mayoría de los procesos se sitúa actualmente por encima del precio de los derechos de emisión ETS de la

UE y, por tanto, necesitará de un importante apoyo para su implantación a corto plazo.

Las fuentes de CO<sub>2</sub> de mayor concentración corresponden al procesado de gas natural, la producción de hidrógeno a partir del reformado de gas natural y la producción de amoníaco y etanol. Muchas tecnologías de captura actuales y emergentes están diseñadas para separar el 80% - 90% del CO<sub>2</sub> del gas de proceso, pero es posible alcanzar tasas de captura más altas. Un trabajo reciente del IEAGHG<sup>37</sup> indica que se pueden lograr tasas de captura del 99% en los ciclos combinados de gas natural con un incremento de coste de menos de un 10%.

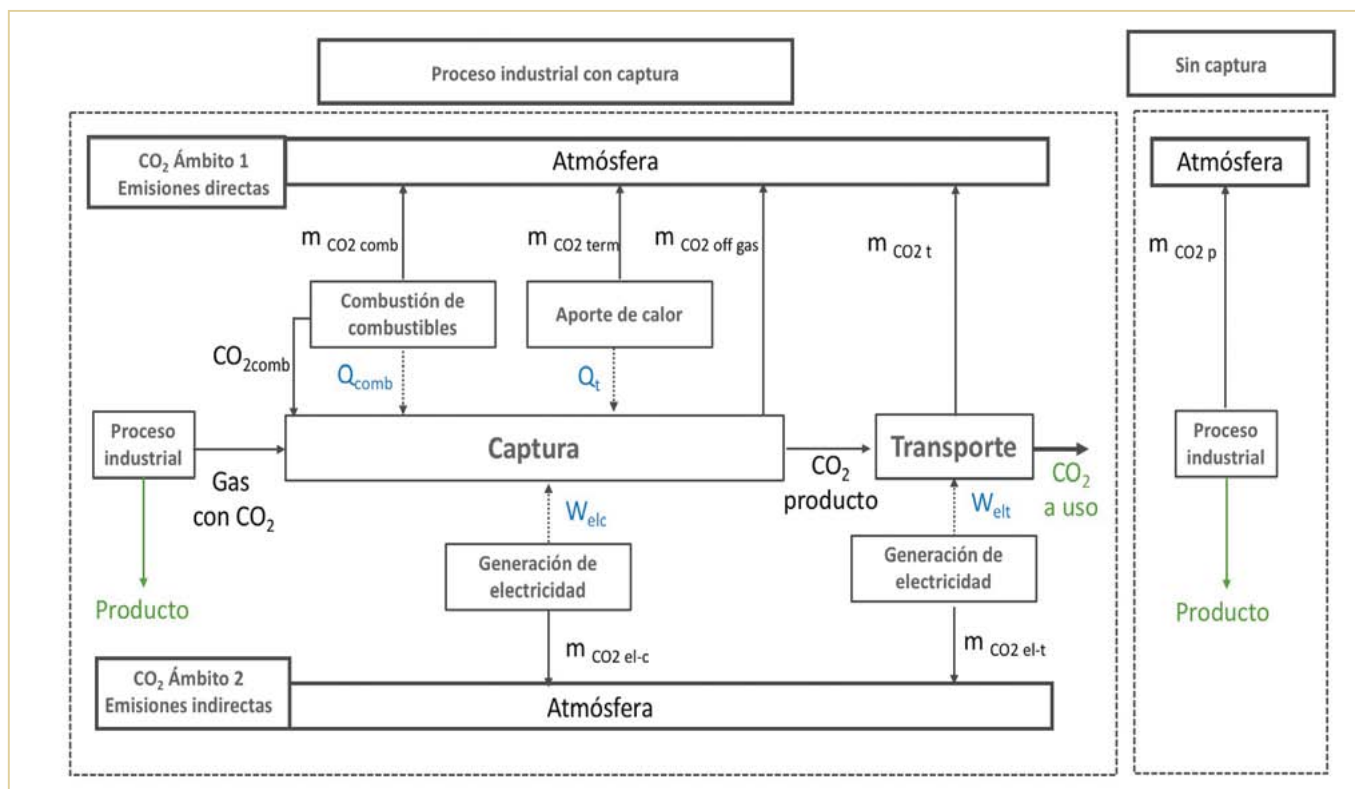
#### Selección de opciones de captura en base a huella de carbono

La demanda de energía requerida para la captura de CO<sub>2</sub> es el factor determinante para establecer las opciones de mayor interés. En este sentido es importante identificar el potencial de cada una de las fuentes de CO<sub>2</sub> analizadas para reducir las emisiones de este gas de efecto invernadero y ahorrar consumo de combustibles fósiles. Ello se puede visualizar a través de las llamadas curvas de Orden de Mérito Medioambiental según los autores, aunque en puridad están centradas exclusivamente en emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente. Para su elaboración es preciso determinar para cualquier proceso industrial al que se dote de captura, los consumos energéticos y las emisiones de CO<sub>2</sub> que se añaden en todas las etapas de la captura, incluyendo el consumo adicional de fósiles, el consumo eléctrico con su huella de carbono asociada, la generación de calor y el trans-

36 CO<sub>2</sub> evitado = (CO<sub>2</sub> emitido sin captura - CO<sub>2</sub> emitido con captura)

37 Global Costs of Carbon Capture and Storage, Global CCS Institute, 2017

**Figura 6. Detalle de consumos energéticos y emisiones de CO<sub>2</sub> de proceso industrial con y sin captura de CO<sub>2</sub>**



porte, de acuerdo con el esquema de la Figura 6, que proporciona un grado de detalle adicional sobre la sección de captura de CO<sub>2</sub> de la Figura 1:

Una vez obtenidos estos datos para cada una de las opciones de captura disponibles, se puede calcular el CO<sub>2</sub> marginal en términos de toneladas CO<sub>2</sub> emitidas por el proceso de captura como suma del CO<sub>2</sub> directo, ámbito 1 (combustible adicional, calor, CO<sub>2</sub> no capturado en off gas) más el CO<sub>2</sub> indirecto, ámbito 2, con respecto a las toneladas de CO<sub>2</sub> producto destinadas posteriormente a los diferentes usos en CUC.

El escenario ideal (irreal) sería aquel en el que el CO<sub>2</sub> emitido tanto directo como indirecto fuese cero.

Tomando como referencia los resultados del estudio citado sobre la demanda energética de las distintas opciones de captura, referido a las condiciones medias de las tecnologías aplicables a cada una de las fuentes industriales de CO<sub>2</sub> consideradas Europa, se pueden establecer unos valores para el CO<sub>2</sub> marginal emitido por cada fuente. Estos resultados se recogen en la Figura 7.

En el eje de ordenadas se refleja el valor del CO<sub>2</sub> equivalente marginal emitido por cada tonelada de CO<sub>2</sub> producto procedente de cada una de las fuentes consideradas. El ancho de las barras en el eje de abscisas muestra la cantidad disponible (Gt/a) para cada una de las fuentes.

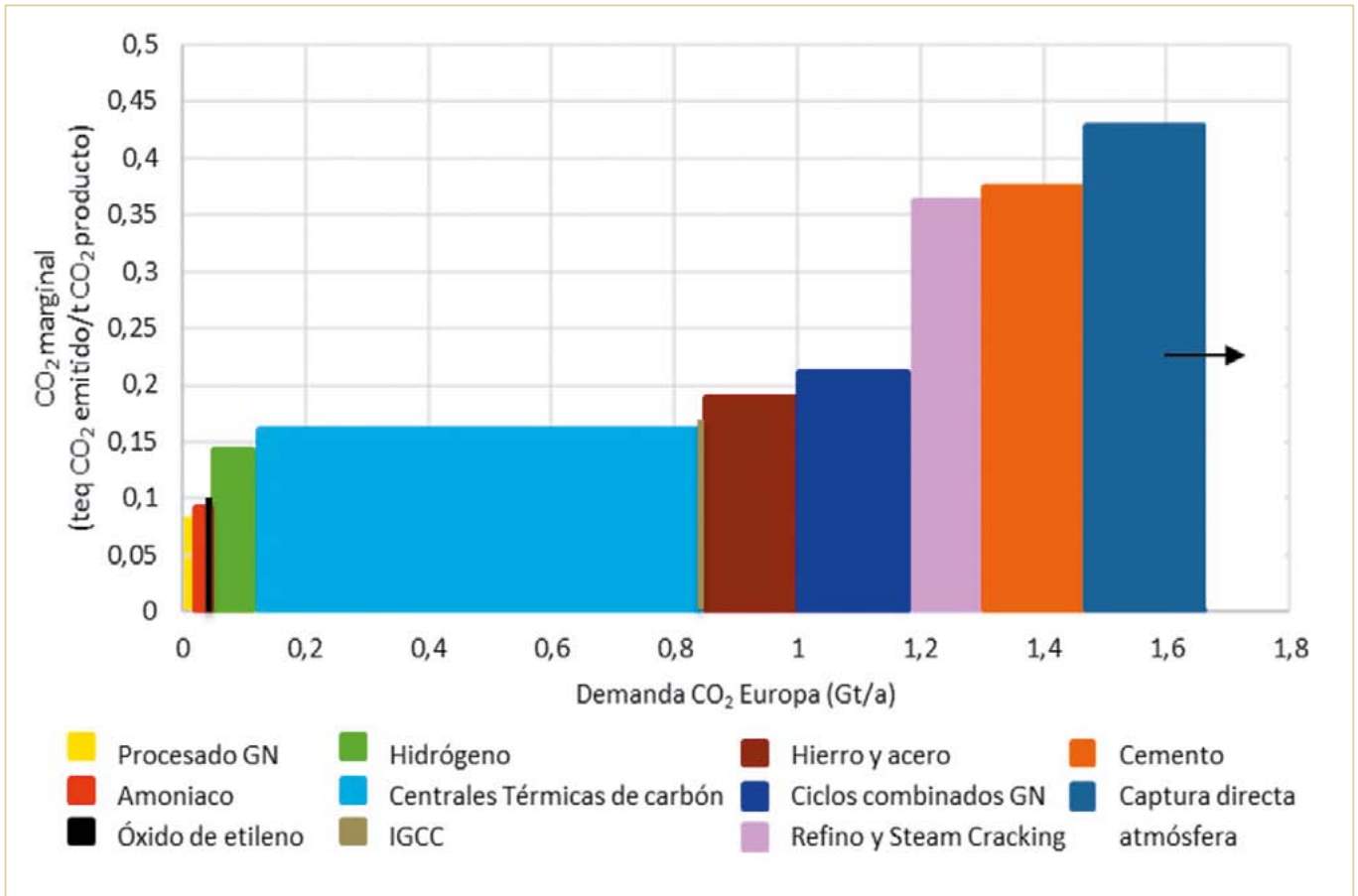
Los resultados de CO<sub>2</sub> marginal emitido por cada tonelada de CO<sub>2</sub> producto disponible

para su utilización varían entre 0,09 y 0,43 para las opciones estudiadas. Es decir, para cada tonelada de CO<sub>2</sub> capturada el propio proceso de captura podría llegar a ser responsable de la emisión de hasta 0,43 toneladas de CO<sub>2</sub> que anteriormente no se generaban en el proceso sin captura.

Las emisiones marginales más bajas se consiguen a partir de las corrientes casi puras de CO<sub>2</sub> que se obtienen en el procesamiento de gas natural, la producción de hidrógeno, amoníaco y óxido de etileno. La captura en plantas de producción de energía eléctrica vía carbón y ciclos combinados de gas natural y los altos hornos de producción de acero alcanzan valores de entre 0,17 y 0,22.

La media para refinerías y procesos de *cracking* con vapor de agua estaría en tor-

**Figura 7. Curva de Orden de Mérito Medioambiental para CO<sub>2</sub> marginal emitido frente al producido para su uso. Valores medios estimados para Europa.**



no a 0,36, aproximadamente equivalente a la media para la fabricación de cemento (0,37). Se sigue una tendencia global que tiene cierta similitud con las curvas de evolución de costes, aunque no plenamente coincidente.

Por lo tanto, la Figura 7 puede servir de guía para la selección, desde el punto de vista de las emisiones de CO<sub>2</sub> marginal, de las fuentes más adecuadas para CUC, que de-

berían ir entrando en mercado en función de la demanda global, priorizando aquellas que resultan en menores emisiones de CO<sub>2</sub> en la captura.

Es evidente que este criterio debe ponderarse con otros, como por ejemplo, distancia entre instalaciones productoras y consumidoras de CO<sub>2</sub>, naturaleza y condiciones de operación de las mismas a raíz de la interdependencia que se origina y otras.

En cualquier caso, el criterio de selección de la fuente de CO<sub>2</sub> para captura debe incluir un conjunto de parámetros técnicos, económicos e incluso medioambientales generales (más allá del relativo exclusivamente a mitigación del cambio climático) que deben ser examinados y ponderados caso a caso sin olvidar la consideración la naturaleza y capacidad del proceso o procesos de conversión aguas abajo que completa la cadena de valor de la CUC.

## Conclusiones

1. En términos cuantitativos, la captura y uso del CO<sub>2</sub> (CUC) no constituye una vía relevante de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, sino más bien una alternativa estratégica para a) reducir las necesidades de materias primas y combustibles fósiles en una economía circular, b) posibilitar la descarbonización efectiva de ciertos sectores industriales y c) incorporar energía eléctrica renovable en el flujo global de combustibles y productos químicos.
2. La CUC puede utilizarse para obtener productos químicos y *building blocks* para la industria química, combustibles, productos con aplicación dual como químicos o combustibles y materiales sólidos.
3. Una parte de los productos obtenidos vía CUC no dan origen a una retención del CO<sub>2</sub> durante largos periodos de tiempo, pues dependiendo de su empleo, el carbono incorporado retorna a la atmósfera en cuestión de semanas o meses (combustibles, productos intermedios químicos). Tan solo los productos de la mineralización suponen la retención al menos por decenas de años.
4. Se han identificado en la literatura más de 40 productos derivados del CO<sub>2</sub> y más de 70 posibles rutas de obtención, con niveles de desarrollo desde tecnologías emergentes hasta procesos productivos operando a escala industrial (caso de la urea).
5. Los procesos de conversión, especialmente para dar productos químicos y combustibles son intensivos en energía, particularmente eléctrica renovable, para producir hidrógeno. Cuando es así, ello implica CAPEX y OPEX elevados que dificultan la competitividad de las vías CUC. La reducción de costes de electrolizadores, el desarrollo de tecnologías alternativas y la reducción drástica del precio de la electricidad resultan ser factores indispensables para esta competitividad.
6. La selección de actividades industriales para captura de CO<sub>2</sub> debe priorizar fuentes que generen caudales acordes a los requerimientos del proceso de conversión, con altas concentraciones, con reducido impacto medioambiental, bajos costes y que minimicen el coste del transporte de CO<sub>2</sub>. El empleo de CO<sub>2</sub> "renovable" de la transformación de biomasa es de particular interés.
7. Es necesario que el marco regulatorio europeo contemple la CUC como alternativa válida para contribuir a los objetivos del punto 1 de estas conclusiones. Ello incluye principalmente la Directiva de Comercio de Emisiones, la taxonomía, la categorización para la economía circular y la normativa asociada a la Directiva de Renovables.■