



30 mai 2020

## **Captage et stockage du CO<sub>2</sub> : un état des lieux**

Jean-Marie Seiler (Sauvons le Climat)

# **Capter et stocker le CO<sub>2</sub> : un état des lieux**

## **Sommaire**

**1 Synthèse et résumé**

**2 Capter et stocker le CO<sub>2</sub> d'origine fossile : un enjeu climatique**

**3 Le captage du CO<sub>2</sub> issu des installations industrielles**

- **3.1 Séparation des gaz de combustion**
- **3.2 Oxycombustion**
- **3.3 Gazéification préalable**

**4 Potentiel de captage du CO<sub>2</sub> d'origine fossile en France**

**5 Extraction du CO<sub>2</sub> par réaction de carbonatation du CaO**

**6 Les cimenteries et leurs émissions de CO<sub>2</sub>**

**6.1 Dégradation du béton et réabsorption du CO<sub>2</sub>**

**6.2 Alternatives pour la fabrication du ciment ?**

**6.3 Alternative au ciment ?**

**7 Extraction du CO<sub>2</sub> de l'air**

**8 Utilisation de CO<sub>2</sub> pour la fabrication d'engrais à base d'urée ?**

**9 Transformation du CO<sub>2</sub> en éthanol ?**

**10 Transformation du CO<sub>2</sub> en méthane ?**

**Stockage de l'hydrogène pour l'obtention d'un vecteur énergétique facile à stocker.**

**11 Technologies de stockage du CO<sub>2</sub>**

**12 Stockage sous forme de biomasse ou de charbon de bois ?**

**Le problème de l'acceptabilité des stockages de CO<sub>2</sub>**

**13 Quel potentiel pour le BECCS ?**

**14 Coût de la séparation et du stockage du CO<sub>2</sub>**

**15 Conclusions.**

## 1. Synthèse et résumé

Si le captage et le stockage du CO<sub>2</sub> d'origine fossile est une idée séduisante, sa réalisation l'est beaucoup moins. Elle se heurte à de nombreux écueils de natures diverses :

- L'essentiel du CO<sub>2</sub> est produit de manière dispersée (transports, chauffage individuel...) et seulement 10 % à 20 % environ de manière centralisée et en quantité suffisante, qui se prêterait à sa capture.
- Les technologies de captage dans les centrales électriques utilisant l'énergie fossile sont gourmandes en énergie, ce qui se traduit par un surcoût de production important (entre 15 et 30 €/MWh électrique quelle que soit la technologie de captage envisagée), qui ne sera envisageable que lorsque la taxe CO<sub>2</sub> atteindra entre 50 et 100 €/tonne CO<sub>2</sub>, selon le type de ressource fossile (gaz naturel ou charbon) utilisée.
- L'extraction du CO<sub>2</sub> de l'air est une technologie très coûteuse en énergie à cause de la faible teneur du CO<sub>2</sub> dans l'air.
- Les technologies de BECCS\*, pour être efficaces, nécessiteraient des surfaces de production importantes (plusieurs centaines de millions d'hectares) qui semblent difficiles à atteindre, surtout dans un contexte de croissance de la population mondiale, qu'il faudra nourrir et dans un contexte de conservation de la biodiversité. En ce qui concerne la production de biocarburants, la voie qui utiliserait le moins de surface est la voie allothermique qui consiste à maximiser la production de carburant par ajout d'hydrogène au moment de la synthèse du carburant. Par ailleurs, avant de penser BECCS, il semblerait logique de commencer par stopper la disparition des forêts existantes suite aux incendies (volontaires ou non) constatés ces dernières années (dévorant, ces dernières années, environ 40 à 50 Mha (millions d'hectares) de forêts par an). Une voie intéressante serait l'exploitation rationnelle des forêts pour le bois d'œuvre plutôt que le chauffage.
- L'utilisation du CO<sub>2</sub> pour la fabrication d'engrais n'est pas une solution puisque le CO<sub>2</sub> est rapidement relâché dans l'atmosphère.
- La transformation du CO<sub>2</sub> en ressource énergétique (éthanol, méthane) est une hérésie d'un point de vue énergétique. Le procédé impliquant le moins de pertes énergétiques est clairement de ne pas produire le CO<sub>2</sub> (donc de ne pas le reformer) et d'utiliser l'énergie alternative directement. Si l'on cherche à greffer de l'hydrogène sur un support permettant l'obtention d'un vecteur énergétique facile à stocker, il faudrait choisir des molécules dont l'enthalpie standard de formation est plus élevée que celle du CO<sub>2</sub> et plus proche de l'enthalpie standard de formation du produit final recherché, comme, par exemple, la biomasse (mais qui pose d'autres problèmes techniques).
- Les technologies de stockage présentent des risques lorsque le CO<sub>2</sub> est stocké sous forme gazeuse et/ou supercritique : fuites, contamination des écosystèmes, acidification. Leur acceptabilité sociale est loin d'être assurée.
- Seule la technologie de stockage sous forme solide (carbonates) semble sûre. Mais il est possible que la technologie de minéralisation en roche basaltique passe d'abord par une dissolution en aquifère salin, qui pose des problèmes de limitation quantitative des possibilités de stockage, ainsi que des risques de pollution et contamination.

Le captage et le stockage de CO<sub>2</sub> sont coûteux et présentent des risques pour l'environnement. Ces technologies ne semblent pas être, pour l'heure, une solution pour résoudre le problème du

réchauffement climatique. Ces technologies permettraient de maintenir les émissions autour de zéro dans le futur pour compenser les émissions des installations utilisant toujours des combustibles fossiles carbonés (pétrole, charbon, gaz), lorsque le monde pourra se passer de ces énergies pour l'essentiel de ses besoins. L'utilisation massive du CO<sub>2</sub> en tant que ressource chimique dans le but de produire un vecteur énergétique (comme, par exemple, du méthane) est, compte tenu des pertes importantes pour les procédés existants, une aberration énergétique et ne semble envisageable que si l'on dispose d'un large excès d'énergie décarbonée.

(\*) BECCS: Biomass Energy Carbon Capture and Storage.

## 2 Capturer et stocker le CO<sub>2</sub> d'origine fossile : un enjeu climatique

Devant les enjeux liés au réchauffement climatique, une voie de mitigation réside dans la possibilité de capture et de stockage du CO<sub>2</sub>.

L'objectif de ce document est de faire une synthèse des différentes technologies envisageables dans le but d'en estimer le réalisme, la faisabilité et les coûts. On ne décrira pas en détail ces technologies dans la mesure où il existe de très bons documents (Lecomte et al., 2010). Ce document est aussi un complément au document de B. Durand (2011) et au document de E. Huffer (2008), parus dans le cadre de l'association Sauvons le Climat dans la mesure où l'objectif sera, ici, de revenir aux fondamentaux (bilans d'énergie et de masse) afin d'analyser et de comparer les différents procédés.

*Remarque préliminaire concernant l'impact potentiel du captage et stockage du CO<sub>2</sub> sur l'augmentation moyenne de température :*

L'objectif est d'appréhender, en ordre de grandeur, l'impact potentiel d'un captage et stockage du CO<sub>2</sub> sur la limitation du réchauffement. Pour cela, on part d'une estimation du budget d'émissions de CO<sub>2</sub> restant (à partir de 2016) chiffré par le GIEC qui devrait permettre de limiter l'échauffement à 1,5 °C, par rapport à l'ère préindustrielle. Pour rappel, le cumul des émissions de CO<sub>2</sub> depuis 1850 se situe entre 2000 et 2500 Gt et la concentration de CO<sub>2</sub> dans l'air augmente actuellement d'environ 2 ppm/an (Columbia) (Wang et al., 2014). Le budget d'émission de CO<sub>2</sub> restant est entaché de fortes incertitudes, mais l'ordre de grandeur se situerait entre 300 et 700 Gt de CO<sub>2</sub>. Le taux d'émission de CO<sub>2</sub> en 2018 étant de l'ordre de 40 Gt/an, cela représente donc, au taux d'émission actuel et toujours en ordre de grandeur, entre 8 et 17 années d'émissions. En considérant que les technologies de captage et stockage (CCS en anglais) pour les sources industrielles centralisées (hors captage du CO<sub>2</sub> de l'air et BECCS) permettraient de capter entre 10% et, au maximum, 25 % des émissions (soit entre 4 et 10 Gt CO<sub>2</sub>/an, le reste des émissions étant diffus (voir paragraphe 4)) et en supposant que les émissions restent globalement constantes, cela représenterait un impact extrêmement limité en termes d'années d'émissions supplémentaires (entre 1 et 5 ans environ). Cette considération préliminaire permet d'emblée de mettre en évidence que le captage et le stockage du CO<sub>2</sub> à partir de sources industrielles centralisées ne peut pas constituer une solution au problème du réchauffement climatique, même si les émissions décroissaient fortement. Au mieux, les technologies de captage et le stockage du CO<sub>2</sub> permettraient de maintenir les émissions autour de zéro dans le futur (> 2050 ?) pour compenser les émissions des installations utilisant toujours des combustibles fossiles carbonés (pétrole, charbon, gaz), lorsque le monde pourra se passer de ces énergies pour l'essentiel de ses besoins.

L'AIE (Agence Internationale de l'Energie) prévoit de capter et de stocker environ 5 Gt CO<sub>2</sub> en 2050 (Kerr, 2009) provenant des sources centralisées de gaz naturel, charbon et des industries de l'acier et du ciment. Ce chiffre correspond à ~ 12% des émissions CO<sub>2</sub> en 2020, et environ 25% des émissions de CO<sub>2</sub> projetées en 2050 (émissions globales réduites vers 20 Gt CO<sub>2</sub> en 2050).

Si l'on suppose une croissance linéaire de la masse annuelle de CO<sub>2</sub> captée et stockée, on devrait, en 2020 et selon l'objectif AIE fixé en 2009, stocker environ 1,2 Gt CO<sub>2</sub> par an. Or, la quantité stockée en 2019 est estimée à environ 40 Mt seulement. Par ailleurs, l'essentiel de cette

masse est stocké dans les gisements d'hydrocarbures car ce type de stockage permet de récupérer plus d'hydrocarbures ...

Dans la suite on examinera les cas particuliers de l'extraction du CO<sub>2</sub> de l'air et des technologies de BECCS.

BECCS: Biomass Energy Carbon Capture and Storage.

*Références :*

*Columbia : [www.columbia.edu/~mhs119/CO2Emissions/Emis-moreFigs/](http://www.columbia.edu/~mhs119/CO2Emissions/Emis-moreFigs/)*

*Durand Bernard, 2011 Captage et stockage du gaz carbonique Document Sauvons le climat Avril 2011*

*GIEC 2018 : Résumé à l'intention des décideurs, Réchauffement planétaire de 1,5 °C par rapport aux niveaux préindustriels. V. Masson Delmotte et al., 2018*

*Huffer E., Le captage-stockage du CO<sub>2</sub>. Document Sauvons le Climat (2008).*

*Kerr T., 2009 The IEA CCS Roadmap contributing to Global Climate Goals. OECD/IEA/2009*

*Lecomte F., Broutin P., Lebas E., 2010 Le Captage du CO<sub>2</sub>. Des technologies pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Editions TECHNIP*

*Wang W., Nemani R., 2014 Dynamics of global atmospheric CO<sub>2</sub> concentration from 1850 to 2010: a linear approximation. Biogeosciences discuss, 11, 13957-13983, 2014*

### 3 Le captage du CO<sub>2</sub> issu des installations industrielles

On distingue 3 approches principales (Lecomte al., 2010) :

- A) La séparation par traitement des gaz de combustion, sans traitement préalable avant la combustion.
- B) La séparation post combustion mais après enrichissement précombustion en oxygène (oxycombustion).
- C) La gazéification centralisée de la ressource carbonée, avec récupération du CO<sub>2</sub> et production d'hydrogène, suivie de la combustion de l'hydrogène, qui peut être déportée.

Le procédé B est analogue au procédé A à la différence que le gaz de combustion, qui contiendra moins d'azote, est beaucoup plus concentré en CO<sub>2</sub> et, par conséquent, le captage sera plus efficace.

#### 3.1 Séparation des gaz de combustion

Il existe plusieurs chemins réactionnels, utilisant différents solvants, permettant le captage, puis la séparation du CO<sub>2</sub>. Parmi les principaux procédés figurent :

- Les procédés utilisant des solvants à base d'amines (F. Vega et al.) (Lecomte et al., 2010) :
  - o MEA pour Monoethanolamine,
  - o DGA pour Diglycolamine,
  - o DEA pour Diethanolamine,
  - o DIPA pour Diisopropanolamine,
  - o MDEA pour Methyldiethanolamine.
- L'utilisation d'ammoniac (NH<sub>3</sub>) (point faible : la volatilité de l'ammoniac)
- L'utilisation de carbonate-bicarbonate
- ...

Tous ces procédés reposent sur une étape d'absorption, généralement à basse température et exothermique et une étape de désorption et de régénération du solvant, généralement à plus haute température (et endothermique). Le principal problème est la consommation énergétique des procédés. Les ordres de grandeurs sont donnés dans le tableau 1.

Les procédés les plus utilisés industriellement sont les procédés à base d'amines. Les amines primaires, comme MEA, sont très réactives mais nécessitent une énergie plus importante pour la régénération que les amines secondaires et tertiaires (DGA, DEA, etc.). Cependant pour les fumées de combustion (concentration faible en CO<sub>2</sub>) la réactivité des amines secondaires et tertiaire est trop faible et imposerait des installations beaucoup plus grandes, donc un coût d'investissement plus élevé (Lecomte et al., 2010). Les amines primaires sont également plus sensibles aux impuretés (S, N, O, etc.).

Les différents procédés posent aussi des problèmes de consommation d'eau, de traitements d'effluents, de séparation des espèces mineures (soufre, chlore, ...), de dégradation des solvants, de corrosion des tuyauteries, etc...



Procédé	Energie requise
MEA	De 3 à 5,5 MJ/kg CO <sub>2</sub>
NH <sub>3</sub>	~1,5 MJ/kg CO <sub>2</sub>
Carbonate-bicarbonate	~3,5 MJ/kg CO <sub>2</sub>

Tableau 1 : ordres de grandeur des énergies mises en jeu pour les procédés de séparation de CO<sub>2</sub>

On peut comparer ces chiffres à l'énergie récupérée (énergie utile) des différentes ressources fossiles, en supposant un rendement compris entre 33% et 50%.

	Energie utile récupérée par kg de CO <sub>2</sub> produit Rendement 33% / 50%	% énergie utile consommée par la séparation MEA	% énergie utile consommée par la séparation NH <sub>3</sub>	% énergie utile consommée par la séparation carbonate-bicarbonate
Charbon	3,5 / 5,4 MJ	60 à 150	28 à 43	65 à 100
Pétrole	5,7 / 8,6 MJ	40 à 100	17 à 26	40 à 60
Gaz Naturel	8 / 12 MJ	30 à 70	13 à 20	30 à 45

Tableau 2 : Proportion d'énergie utile nécessaire pour le captage du CO<sub>2</sub> pour deux hypothèses de rendement : 33 et 50%.

Le tableau 2 montre à l'évidence que l'énergie nécessaire pour la récupération du CO<sub>2</sub> est très importante en comparaison de l'énergie utile fournie par les diverses ressources fossiles, en particulier pour le charbon.

Pour ces procédés, il est donc essentiel de se préoccuper de l'intégration énergétique avec l'installation de combustion, qui ne modifie pas les énergies nécessaires, mais permet de récupérer l'énergie basse température pour fournir une partie de l'énergie nécessaire pour le captage du CO<sub>2</sub> (par exemple, en récupérant l'énergie du procédé de combustion pour réaliser l'étape de désorption et régénération du solvant).

L'ensemble de séparation représente cependant un surcoût important, de l'ordre de 30% à 50% des coûts de production d'énergie. Selon (Herzog), pour une usine de production d'électricité à partir de charbon, l'impact d'un captage optimisé de 90% du CO<sub>2</sub> produit serait une baisse équivalente du rendement électrique qui passe de 47% à 35 % (soit une baisse relative d'environ 25% à 30%).

Références :

*Herzog H.J. The economics of CO<sub>2</sub> separation and capture. MIT Energy Laboratory. Cambridge, MA 02139 USA.*

Lecomte F., Broutin P., Lebas E., 2010. *Le Captage du CO<sub>2</sub> Des technologies pour réduire les émissions de gaz à effet de serre*. Editions TECHNIP

Vega F., Cano M., Camino S., Gallego Fernandez L.M., Portillo E., Navarrete B., *Solvents for Carbon Dioxid Capture* <http://dx.doi.org/10.5772/intechopen.71443>

### **3.2 Enrichissement de l'air en oxygène (oxycombustion)**

On citera les travaux de thèse de H. Hagi (2014) (*sic*) : « Malgré une réduction considérable de la consommation énergétique liée au procédé de captage du CO<sub>2</sub> du fait de l'enrichissement des fumées, la consommation énergétique consécutive de l'ASU (Air Separation Unit) pour permettre le fonctionnement en oxycombustion mène à une baisse du rendement énergétique, comparé à celui d'une centrale sans captage, d'environ 10 points (note de l'auteur : i.e. le rendement électrique passe, par exemple, de 47% à 37%). Cette valeur, bien que légèrement inférieure à celle relative au procédé conventionnel de captage post-combustion par absorption chimique utilisant une solution de monoéthanolamine (MEA) comme solvant, est trop élevée pour envisager le captage du CO<sub>2</sub> comme une solution viable dans une optique de production électrique décarbonée. En effet, une pénalité énergétique de 10 points (note de l'auteur : passage de 47 à 37%) de rendement se traduit par une réduction de la production électrique d'environ 21% pour un débit de charbon donné et en considérant les coûts d'investissements additionnels, le coût de l'électricité produite est augmenté d'environ 55% (toujours d'après (Hagi, 2014)). Ainsi, tout comme pour le captage post-combustion, l'enjeu principal relatif au procédé de captage du CO<sub>2</sub> par oxycombustion est la réduction de la pénalité énergétique. (Dans le décompte de l'énergie supplémentaire nécessaire), l'ASU est la principale contributrice à cette large pénalité énergétique (environ les deux tiers) (note de l'auteur : donc responsable d'une baisse de rendement de l'ordre de 6% pts ; i.e. passage de 45 % à 39%). Par conséquent, nombre d'acteurs industriels (...) ont travaillé à la réduction de la consommation énergétique des ASU. D'autre part, différentes configurations (d'intégration procédé) ont été étudiées dans l'optique de minimiser la consommation énergétique liée à cette étape ».

Des travaux sont en cours afin de minimiser les pertes énergétiques avec pour objectif une perte de rendement limitée à 5 points, en particulier à travers une meilleure intégration procédé et une optimisation globale (fonctionnement en pression, par exemple). Le surcoût devrait alors être limité à environ 40 à 70 €/tonne de CO<sub>2</sub> ?

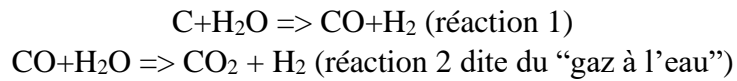
Hagi H., 2014 Optimisation rationnelle des performances énergétiques et environnementales d'une centrale à charbon pulvérisé fonctionnant en oxycombustion. Thèse de docteur Paris Tec. 9 décembre 2014.

### **3.3 Gazéification préalable**

Une gazéification préalable entraîne également des pertes énergétiques importantes. Il suffit, pour s'en convaincre, de faire une analyse énergétique du procédé.

Dans la suite, cette analyse sera réalisée pour le charbon, en ramenant les réactions à une mole de carbone.

Le principe de la gazéification consiste, par exemple pour le charbon, à faire réagir le carbone avec l'eau pour obtenir de l'hydrogène et du CO<sub>2</sub> selon une réaction en deux temps :



D'un point de vue global, on fait réagir une mole de carbone avec 2 moles d'eau pour obtenir deux moles d'hydrogène et une mole de CO<sub>2</sub>. Une approche superficielle pourrait alors conclure à un gain d'énergie puisque le PCI de 2 H<sub>2</sub> (480 kJ) est supérieur au PCI de 1 C (393 kJ). Mais cette approche est bien entendu trompeuse.

(NB : PCI : Pouvoir Calorifique Inférieur)

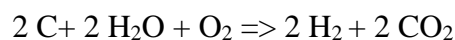
La réaction 1 est endothermique (+ 170 kJ aux conditions standards) et nécessite une température élevée pour qu'elle soit complète, supérieure à 1000°C (chaleur sensible : ~120 kJ), soit un apport d'énergie, à l'équilibre thermodynamique, de 290 kJ environ. Comme le rendement est inférieur à 1 (on supposera un rendement réel de 70%), l'énergie à dépenser est de l'ordre de 415 kJ.

La réaction 2 est faiblement exothermique (-40 kJ) et s'effectue plutôt à basse température. Mais elle n'est pas complète et nécessite des recyclages (donc de l'énergie).

L'apport total d'énergie est donc, a minima de l'ordre de 400 kJ, ce qui, additionné aux 393 kJ de PCI d'une mole de carbone, donne environ 800 kJ pour le total de l'énergie en entrée, à comparer au PCI de 480 kJ pour 2 moles d'hydrogène. On en conclut que le rendement énergétique global pour l'obtention de l'hydrogène est de l'ordre de 50%. On ne retrouve dans l'hydrogène que la moitié de l'énergie qu'aurait apportée la combustion directe du carbone augmentée de l'énergie qu'il a fallu apporter pour transformer ce carbone en hydrogène. En d'autres termes, on retrouve in fine et au mieux, en ordre de grandeur, l'énergie supplémentaire qu'il a fallu apporter pour transformer le carbone en hydrogène.

Comment pourrait être apportée l'énergie nécessaire à la réalisation de la réaction 1 ?

Cette énergie (environ 400 kJ) peut être apportée par une combustion partielle, dans le réacteur de gazéification. Cette combustion consommerait une partie de l'hydrogène (l'oxygène réagira préférentiellement avec l'hydrogène) et du carbone dans le réacteur de gazéification. Globalement, après réalisation de la réaction du gaz à l'eau, on pourrait obtenir :



La réaction de gazéification pourrait être réalisée en réacteur à flux entraîné.

Cette technique nécessite un enrichissement de l'air en oxygène (ASU, l'utilisation d'air nécessiterait une énergie supplémentaire de l'ordre de 150 kJ pour l'échauffement de l'azote) et le captage de 2 CO<sub>2</sub> environ pour une production finale de 2 H<sub>2</sub>. Pour le captage de 2 CO<sub>2</sub>, une technique basée sur la MEA nécessiterait un apport d'énergie supplémentaire de l'ordre de 250 à 400 kJ. Dans ces conditions, si l'on produit, in fine, de l'électricité à partir de l'hydrogène, le rendement global chute en dessous de 20% (énergie électrique finale / somme des énergies

en entrée), sans compter l'énergie nécessaire à l'enrichissement de l'air, et l'énergie pour faire fonctionner les installations.

La technologie de gazéification existe déjà industriellement puisqu'elle sert à transformer le gaz naturel en CO et H<sub>2</sub> en vue de la synthèse de carburants liquides (GTL, plus facile à transporter que le gaz) ou à gazéifier le charbon pour produire des carburants de synthèse (CTL, SASOL, Afrique du Sud).

#### 4 Potentiel de captage du CO<sub>2</sub> d'origine fossile en France et dans le monde :

Pour mettre en œuvre une technologie de captage du CO<sub>2</sub>, il est nécessaire que la production de CO<sub>2</sub> soit centralisée. Pour une consommation totale française de l'ordre de 120 Mtep, la plupart des usages courants des ressources fossiles échappe à cette contrainte :

- Les carburants liquides pour les transports et le chauffage, soit environ 70 Mtep par an,
- Le gaz naturel pour les usages domestiques et le chauffage dans le secteur tertiaire : environ 60 % de la consommation de gaz, soit environ 22 Mtep

En France, il serait possible de récupérer le CO<sub>2</sub> issu de :

- La production d'électricité centralisée à partir de charbon : environ 2% de la production électrique en 2015 soit environ 8 TWh, ce qui correspond à environ 2,5 Mtep de charbon. Cette production devrait disparaître à partir de 2022.
- La production d'électricité centralisée à partir de gaz naturel : environ 10 % seulement de la consommation de gaz, soit de l'ordre de 4 Mtep gaz.
- D'une partie du gaz naturel utilisé pour les usages industriels (environ 30% du gaz naturel consommé, soit ~9 Mtep) pourrait faire l'objet de mise en œuvre d'une technologie de récupération du CO<sub>2</sub>.

Ce bilan nous amène à conclure qu'entre 6 et 15 Mtep des ressources d'origine fossile pourraient, en France, faire l'objet de récupération de CO<sub>2</sub> (dont environ 4 Mtep pour le charbon, le reste pour le gaz naturel), soit de l'ordre de 10% seulement de la consommation annuelle française d'énergie fossile.

Au niveau mondial, IFP, ADEME et BRGM estiment, en 2005, que l'on pourrait récupérer environ 3,5 Gt de CO<sub>2</sub>, ce qui représentait également environ 10% des émissions mondiales.

Pourtant, (Lecomte et al., 2010) indiquent, pour 2010 au niveau mondial, un potentiel de récupération allant jusqu'à 50% des émissions ; ce potentiel est lié à des sources fixes émettant plus de 0,1 Mt CO<sub>2</sub>/an (*voir Nota*). La moyenne mondiale, calculée d'après différentes sources trouvées sur internet, se situe, en 2018, autour de 40 à 45% (environ 16 Gt CO<sub>2</sub>/an) pour l'ensemble des installations centralisées de production d'énergie et pour l'industrie. Le problème est que l'ensemble de ces installations ne se prête pas à la mise en œuvre des techniques de captage du CO<sub>2</sub>, en particulier pour les petites installations et les installations anciennes (*voir aussi paragraphe 14*). Il est donc très difficile de se faire une idée précise du potentiel réel de captage du CO<sub>2</sub>, mais il est très probablement inférieur à 20% des émissions mondiales.

*Nota : Une installation de production d'électricité émettant 0,1 Mt (100 000 tonnes) de CO<sub>2</sub> par an correspond à une production électrique de 10 MW environ pour du charbon et de 20 MW environ pour du gaz naturel. Il s'agit quand même d'une très petite installation de production d'électricité pour laquelle la mise en œuvre d'une technologie lourde de captage du CO<sub>2</sub> n'est probablement pas envisageable. Le critère d'émission de 0,1 Mt CO<sub>2</sub>/an ne semble donc pas adapté pour le recensement des installations pouvant être équipées de cette technologie.*

*Références :*

*La capture et le stockage géologique du CO<sub>2</sub> IFP, ADEME, BRGM Les enjeux des géosciences, 2005.*

*Lecomte F., Broutin P., Lebas E., 2010 Le Captage du CO<sub>2</sub> Des technologies pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Editions TECHNIP*

## 5 Récupération du CO<sub>2</sub> par réaction de Carbonatation du CaO

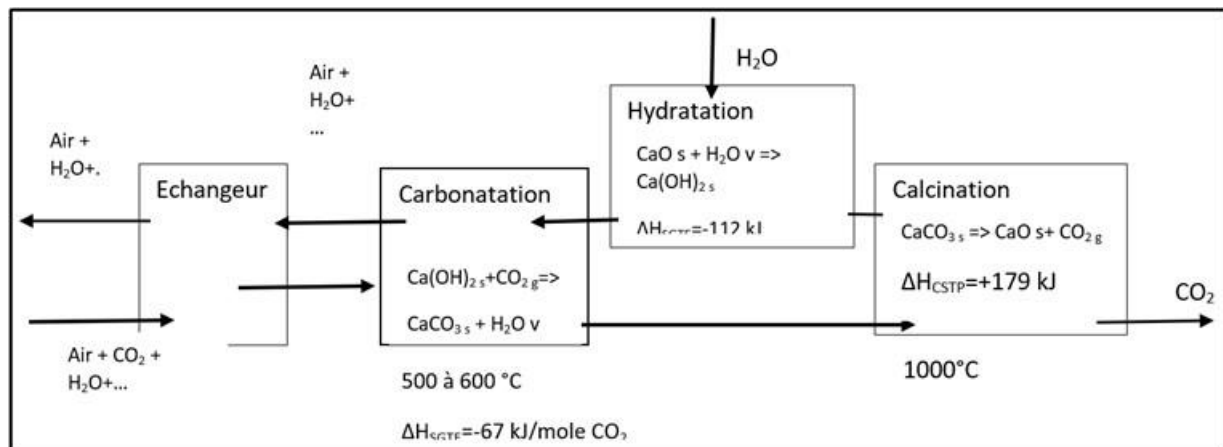
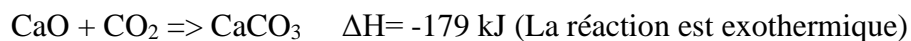


Figure 1 : schéma de principe du procédé de captage de CO<sub>2</sub> par carbonatation et calcination du CaO. Indices : s Solide ; g Gaz, CSTP : conditions standard de température et de pression. Le CO<sub>2</sub> entre à gauche avec les autres gaz, et sort, concentré, à droite en vue du stockage ; le CaO est recyclé.

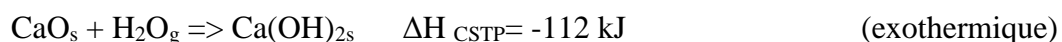
Le principe consiste à réaliser la réaction inverse de celle qui est utilisée pour fabriquer le ciment : l'idée de base est d'utiliser l'oxyde de calcium (CaO) pour capter le CO<sub>2</sub> et le transformer en CaCO<sub>3</sub> qui est du calcaire.



La réalisation industrielle nécessite le recyclage du principe captant : le CaO

On utilise un cycle comprenant un captage (ou Carbonatation), une séparation du CaO (ou Calcination) en passant par une hydratation selon les réactions suivantes :

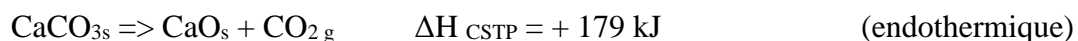
Hydratation:



Carbonatation (T ~500°C):



Calcination (T~1000°C):



Ces enthalpies correspondent aux conditions standard de température (20°C) et de pression (1 bar) et il convient de tenir compte des écarts de température. En ordre de grandeur, il faut rajouter environ 40 kJ pour échauffer une mole de CaCO<sub>3</sub> de 500°C à 1000°C, chaleur qui n'est pas récupérée.

D'un point de vue énergétique, les énergies mises en jeu par ces réactions (~180 kJ + 40 kJ, soit 220 kJ) représentent environ 50% de l'énergie de combustion du carbone (C + O<sub>2</sub> => CO<sub>2</sub> avec ΔH<sub>CSTP</sub> = -393 kJ), soit, en ordre de grandeur, l'énergie utile récupérée au niveau de la

combustion du carbone en tenant compte des rendements de transformation de l'énergie de combustion. On en conclut qu'il faut apporter un soin particulier à la récupération des énergies mises en jeu dans le procédé si l'on ne veut pas dépasser l'énergie utile récupérée au moment de la combustion. Mais cela va s'avérer difficile (voire impossible) car les réactions exothermiques (Carbonatation et Hydratation) s'effectuent à basse température (environ 500°C pour assurer la stabilité du produit de captage) et la réaction endothermique (consommation d'énergie) de Calcination à haute température. C'est le premier problème du procédé.

L'autre problème majeur réside dans le fait qu'il va falloir échauffer les gaz entrants à la température de 500°C. Or, comme le montre le tableau 3, l'énergie mise en jeu pour échauffer ces gaz peut être très importante selon la concentration en CO<sub>2</sub>.

Concentration volumique du gaz entrant (air) en CO <sub>2</sub>	Energie d'échauffement pour la capture d'une mole de CO <sub>2</sub>
300 ppm	50 MJ
1%	1,5 MJ
5%	300 kJ
10%	150 kJ
30%	50 kJ

Tableau 3 : Ordre de grandeur de l'énergie d'échauffement des gaz en entrée pour le captage d'une mole de CO<sub>2</sub>

On s'aperçoit que cette énergie est, pour les faibles concentrations (i.e. inférieures à ~10%), très supérieure aux énergies mises en jeu dans le procédé ainsi qu'à l'énergie qui a pu être fournie au moment de la formation du CO<sub>2</sub>.

Bien entendu, on pourra utiliser un échangeur de chaleur permettant de récupérer l'énergie des gaz sortants. Cependant, il faudrait que cet échangeur soit extrêmement performant si l'on veut que l'énergie qui reste à fournir soit de l'ordre de 10% (soit environ 20 kJ) des énergies mises en jeu par ailleurs dans le procédé. On se rend alors compte que ce procédé ne peut raisonnablement traiter que des gaz déjà concentrés en CO<sub>2</sub> (i.e. une concentration volumique supérieure à 10 ou 20 %) en entrée de procédé.

Ces aspects énergétiques constituent un handicap très important pour ce type de procédé.

Le procédé souffre, par ailleurs, d'autres problèmes comme :

- Une perte de réactivité du CaO due au frittage des particules,
- Une perte de CaO due à la pollution liée au soufre (formation de CaSO<sub>4</sub> stable à 1000°C).

## 6 Les cimenteries et leurs émissions de CO<sub>2</sub>

Les cimenteries sont des installations émettant beaucoup de CO<sub>2</sub>. Leurs émissions correspondent à, environ, 5% de la production de CO<sub>2</sub> d'origine fossile mondiale annuelle (soit du même ordre de grandeur que le transport aérien).

L'origine du CO<sub>2</sub> est double :



- Le CO<sub>2</sub> provenant de la décomposition du calcaire en chaux vive, qui constitue la base du ciment :



- Le CO<sub>2</sub> en provenance du combustible qui est utilisé pour réaliser cette réaction, qui se produit vers 1000°C. Pour des raisons de coût, ce combustible est généralement d'origine fossile et de faible qualité (charbon, houille, fuels lourds, etc.).

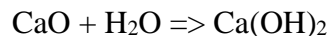
Le ciment est, in fine, constitué d'un mélange de chaux vive et d'autres oxydes (en particulier la silice (SiO<sub>2</sub>) ou l'alumine (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>)) qui lui confèrent des propriétés spécifiques, selon l'utilisation.

En principe, un ciment est constitué d'au moins 2 CaO pour 1 SiO<sub>2</sub>.

En ordre de grandeur, la fabrication d'une tonne de ciment implique le relâchement d'une tonne de CO<sub>2</sub> dont l'origine est liée, toujours en ordre de grandeur, pour moitié à la décomposition du calcaire et pour moitié au combustible utilisé pour le chauffage.

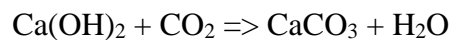
1 tonne de ciment ~1 tonne de CO<sub>2</sub>

Réaction de base lors du mélange avec l'eau pour la fabrication de béton :



## 6.1 Dégradation du béton et réabsorption du CO<sub>2</sub>

L'hydroxyde de calcium se dégrade naturellement en CaCO<sub>3</sub> selon la réaction :



Tous les bétons se dégradent (Rashita Abd Rashid et al., 2016) (B. Lagerblad,2005), il ne s'agit que d'une question de temps. La cinétique de dégradation a été étudiée et dépend de très nombreux facteurs parmi lesquels :

- La porosité du béton,
- La composition de l'air environnant,
- L'humidité de l'air,
- L'état du béton (la réaction est plus rapide après destruction des édifices car la fragmentation du béton augmente la surface réactionnelle),
- ...

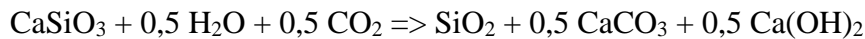
On estime que cette dégradation représenterait, au total, une absorption de quelques (4 à 5 ?) Gt de CO<sub>2</sub> entre les années 1950 et 2020. In fine (échéance de plusieurs siècles ?), environ la moitié du CO<sub>2</sub> émis par la fabrication du ciment devrait être réabsorbée par la dégradation du béton.

## 6.2 Alternatives pour la fabrication du ciment ?

Des recherches sont en cours pour créer des ciments émettant moins de CO<sub>2</sub> lors de leur fabrication.

Une voie consiste à utiliser une ressource qui existe à l'état naturel : la wollastonite (CaSiO<sub>3</sub>)

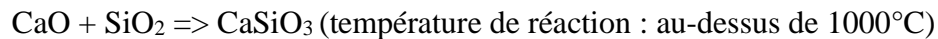
L'intérêt avancé serait que le ciment à base de wollastonite formerait un béton nécessitant, lors de la prise, l'absorption de CO<sub>2</sub> (Svensson, 2018), selon une réaction qui pourrait s'approcher de la réaction suivante :



Il s'agirait donc de réaliser naturellement la réaction de carbonatation d'un produit oxyde existant à l'état naturel.

Bien entendu, la réaction nécessite une réduction en poudre de la wollastonite, mais cette énergie pourrait être d'origine électrique non génératrice de gaz à effet de serre (nucléaire, par exemple).

Le vrai problème, c'est que la Wollastonite n'existe pas en quantité suffisante à l'état naturel (on trouve des chiffres indiquant une possibilité de couverture de 5 à 10% des besoins). Aussi, on évoque la possibilité de la fabriquer artificiellement, selon la réaction (Rashita Abd Rashid et al., 2014) :



Ceci nécessite de l'énergie pour :

- Le broyage du calcaire CaCO<sub>3</sub>
- La réalisation de la réaction de calcination vers 1000°C
- Le broyage de la silice SiO<sub>2</sub>
- La réalisation de la réaction de production de la wollastonite au-dessus de 1000°C
- Le broyage final du clinker de wollastonite

Finalement, ce procédé revient à fabriquer un ciment nécessitant moins de CaO, donc moins de relâchement de CO<sub>2</sub>.

In fine, si l'on tient compte de la réabsorption de CO<sub>2</sub> à long terme par le béton, la différence, au niveau du bilan global CO<sub>2</sub>, entre un ciment normal et une wollastonite fabriquée apparaît comme faible.

Par ailleurs, les propriétés des bétons à base de wollastonite resteraient encore largement à établir (Villani et al., 2014) :

- Cinétique de prise, cinétique d'absorption du CO<sub>2</sub>
- Propriétés mécaniques
- Comportement au vieillissement.

### 6.3 Alternative au ciment ?

A noter, l'existence d'une technologie nouvelle permettant de remplacer ciment et béton : il s'agit de la technologie CarbonFiberStone (ref : Technocarbon) « qui est un matériau composite fait de fibre de carbone et de pierre, suffisamment solide, flexible, léger et durable pour remplacer béton, acier et aluminium. Cette technologie (ref « Technocarbon » ci-dessous) permettrait des économies d'énergie et de ressources naturelles », que l'auteur n'a pas pu chiffrer par manque d'informations.

#### Références

D. Bakiker M. Ahlstrand, 2019. Experimental Study of Mineral Carbonation of Wollastonite for Increased CO<sub>2</sub> Uptake. KTH DEGREE PROJECT IN TECHNOLOGY, FIRST CYCLE, 15 CREDITS STOCKHOLM, SWEDEN 2019

B. Lagerblad, 2005 Swedish Cement and Concrete Research Institute ISBN 91-976070-0-2 SE-100 44 Stockholm ISSN 0346-8240 CBI Report 2:2005 Carbon dioxide uptake during concrete life cycle – State of the art

Rashita Abd Rashid, Roslinda Shamsudin\*, Muhammad Azmi Abdul Hamid, Azman Jalar, 2014, Low temperature production of wollastonite from limestone and silica sand through solid-state reaction School of Applied Physics, Faculty of Science and Technology, 43600 Universiti Kebangsaan Malaysia, Bangi, Selangor, Malaysia Journal of Asian Ceramic Societies 2 (2014) 77–81

Shubham Dahiphale, Kabir Khan, Kshitij Tikhe, 2018. Properties of Concrete Containing Wollastonite. ISSN (Online) 2456-1290 International Journal of Engineering Research in Mechanical and Civil Engineering (IJERMCE) Special Issue.inSIGHT'18, 4 th National Level Construction Techniques Conference Advances in Infrastructure Development and Transportation Systems in Developing India.

Technocarbon: <https://www.tctf.eu/index.html>

K. Svensson, A. Neumann, F. Feitosa Menezes, C. Lempp and H. Pöllmann, 2018. The Conversion of Wollastonite to CaCO<sub>3</sub> Considering Its Use for CCS Application as Cementitious Material Appl. Sci. 2018, 8, 304; doi:10.3390/app8020304

C. Villani, R. Spragg, R. Tokpatayeva, J. Olek, and W. J. Weiss, 2014. Characterizing the Pore Structure of Carbonated Natural Wollastonite. 4th International Conference on the Durability of Concrete Structures 24–26 July 2014 Purdue University, West Lafayette, IN, USA Department of Civil Engineering.

Warda Ashraf, Jan Olek, and Vahit Atakan, 2016. Carbonation Reaction Kinetics, CO<sub>2</sub> Sequestration Capacity, and Microstructure of Hydraulic and Non-Hydraulic Cementitious Binders Fourth International Conference on Sustainable Construction Materials and Technologies <http://www.claisse.info/Proceedings.htm> Las Vegas, USA, August 7-11, 2016

## 7 Extraction du CO<sub>2</sub> de l'air :

Comme il est difficile de récupérer le CO<sub>2</sub> qui est émis de façon diffuse (transports, avions, chauffages individuels, etc.) l'idée est alors d'extraire le CO<sub>2</sub> de l'air. Le problème est, bien entendu, que le CO<sub>2</sub> est très dilué dans l'air.

Plusieurs techniques d'extraction du CO<sub>2</sub> de l'air sont proposées dans la littérature. (Fasihi et al., 2019) en proposent une synthèse technique associée à une évaluation économique et une projection jusque vers 2050. Les technologies sont, pour l'essentiel, les mêmes que celles utilisées dans la séparation du CO<sub>2</sub> au sortir des installations industrielles.

On distingue, pour l'essentiel les technologies de séparation à haute température (exemple : cycle CaO – CaCO<sub>3</sub>) et les technologies basses température (exemple : solvants amines). De manière surprenante, l'énergie nécessaire (électrique + thermique) est similaire et est comprise, pour les deux types de procédés, entre 1,5 et 2,5 MWh par tonne de CO<sub>2</sub> (NB1)

Ces chiffres doivent être comparés à l'énergie utile (rendement supposé de 40%) tirée de la ressource fossile produisant 1 tonne de CO<sub>2</sub> :

Charbon : 270 kg, soit un PCI de 2,25 MWh (8,1 GJ) ou une énergie utile de l'ordre de 0,9 MWh (3,2 GJ).

Méthane : 320 kg, soit un PCI de ~ 5,3 MWh (18 GJ) ou une énergie utile de l'ordre de 2,1 MWh (7,2 GJ).

On en conclut que, pour le charbon, l'énergie nécessaire est largement supérieure à l'énergie utile fournie lors de la combustion du charbon. Elle est du même ordre de grandeur, voire également supérieure, à l'énergie utile tirée du méthane.

Il est donc essentiel de chercher à intégrer ce type de procédé dans des installations disposant de chaleur perdue pour couvrir une partie de l'énergie nécessaire. Comme cette chaleur perdue est en général à basse température, les techniques d'extraction les moins gourmandes semblent être les technologies basse température.

Les coûts d'extraction du CO<sub>2</sub> de l'air sont actuellement estimés entre 150 € et 400 € par tonne de CO<sub>2</sub> (même référence). Les auteurs estiment que ces coûts devraient passer en-dessous de 100 € par tonne de CO<sub>2</sub> entre 2025 et 2035 et pourraient passer sous 50 € par tonne de CO<sub>2</sub> vers 2050. La baisse des coûts serait essentiellement due à un effet d'apprentissage et à l'effet d'échelle. Cette technique pourrait donc être compétitive à cette échéance, mais il ne s'agit, pour l'instant, que d'une prospective. Les auteurs signalent cependant que l'évolution des coûts dépendra de l'évolution du coût de l'électricité.

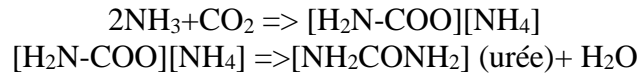
*NB1 : Une analyse plus détaillée permet de séparer les besoins en apports électriques et les besoins en chaleur, en particulier pour les procédés basse température pour lesquels la chaleur perdue est bien entendu moins chère que l'électricité. La répartition entre électricité et chaleur est très variable, mais il se dégage tout de même une tendance claire : Les procédés les moins énergivores correspondent à une consommation maximale d'électricité (~1,5 MWh élec/tCO<sub>2</sub>) alors que les procédés utilisant beaucoup la chaleur basse température sont les procédés les moins performants (exemple : 0,3 MWh élec pour 1,5 à 2,2 MWh chaleur/tCO<sub>2</sub>). Les coûts de captage calculés ne varient cependant pas énormément entre les différentes solutions.*

Référence :

Fasihi M., Efimova O., Breyer C., 2019 Techno-economic assessment of CO<sub>2</sub> direct air capture plants.  
Journal of Cleaner Production 224 (2019)

## 8 Utilisation de CO<sub>2</sub> pour la fabrication d'engrais à base d'urée

Quadrelli et al. (2011) décrivent l'utilisation de CO<sub>2</sub> dans la fabrication d'urée par la réaction :



L'urée est utilisée comme engrais fertilisant agricole ou dans les procédés de piégeage des NO<sub>x</sub>

Lorsque l'urée est utilisée comme engrais la réaction inverse d'hydrolyse de l'urée dans le sol entraîne sa décomposition en CO<sub>2</sub> et en ammoniac. Le relâchement de CO<sub>2</sub> serait pratiquement total (T. Brown, 2016).

Il en est de même lors de la réaction de conversion des NO<sub>x</sub>, utilisant de l'urée.

On en conclut que du point de vue du stockage ou destruction du CO<sub>2</sub>, cette utilisation ne présente pas d'intérêt puisque le CO<sub>2</sub> est restitué à l'atmosphère après utilisation du produit.

De plus, (T. Brown (2016) conclut que l'empreinte carbone liée la production d'urée est de l'ordre de 5,15 tonnes de CO<sub>2</sub> par tonne d'urée. Celle-ci dépasse largement la masse de CO<sub>2</sub> (~0,7 tonne) liée à la seule hydrolyse de l'urée.

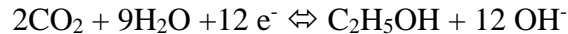
Références :

Elsje Alessandra Quadrelli, Gabriele Centi, Jean-Luc Duplan, and Siglinda Perathoner (2011) Carbon Dioxide Recycling: Emerging Large-Scale. Technologies with Industrial Potential. ChemSusChem 2011, 4, 1194 – 1215

[Trevor Brown](https://ammoniaindustry.com/urea-production-is-not-carbon-sequestration/) (2016) Urea production is not carbon sequestration. April 22, 2016. Lien: <https://ammoniaindustry.com/urea-production-is-not-carbon-sequestration/>

## 9 Transformation du CO<sub>2</sub> en Ethanol ?

D'après Song et al. (2016) la réaction est la suivante :



L'analyse globale énergétique du procédé n'est pas présentée dans la publication. Un simple bilan enthalpique de cette réaction permet de se rendre compte qu'elle est, de fait, très énergivore :

*Données : Enthalpies standards de formation :*

*OH<sup>-</sup> : -230 kJ/mol*

*Ethanol liquide : -277 kJ/mol*

*H<sub>2</sub>O liquide : -285 kJ/mol*

*CO<sub>2</sub> aqueux : -420 kJ/mol*

Le bilan enthalpique, hors énergie électrique, aboutit à + 368 kJ (réaction endothermique)

L'énergie électrique apportée (pour une différence de potentiel de 1,2 Volt) est de  $12 * 1,6 * 10^9 * 6 * 10^{23} * 1,2 = 1,38$  MJ par mole éthanol

L'énergie totale dépensée pour réaliser cette réaction est donc de ~1,7 MJ par mole de C<sub>2</sub>H<sub>5</sub>OH. De plus il faut compter, a minima, avec une réaction partielle (63 % du CO<sub>2</sub> converti en éthanol ?) et avec l'énergie de séparation de l'éthanol et autres besoins en énergies annexes du procédé ....

Cette énergie est à comparer au PCI de l'éthanol qui est 28 MJ/kg ou 1,25 MJ par mole

L'énergie nécessaire pour la réaction (a minima 1,7 MJ) est donc, tout à fait logiquement, très supérieure à l'énergie de combustion de l'éthanol qui serait de 1,25 MJ/mole.

La production d'éthanol à partir de CO<sub>2</sub> est donc très énergivore et présente peu d'intérêt.

Reference

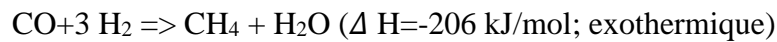
Y. Song et al., 2016 High selectivity Electrochemical Conversion of CO<sub>2</sub> to Ethanol using a Copper Nanoparticle/N-doped Graphene Electrode.

Chemistry Select \_ <https://doi.org/10.1002/slct.201601169>

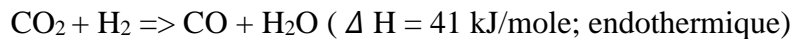
## 10 Transformation du CO<sub>2</sub> en méthane ?

Il s'agit d'une autre idée dont on entend parler.

La réaction de Sabatier est la suivante :



Le CO est obtenu via la réaction inverse du « gaz à l'eau » :



On pourrait croire que la réaction est globalement très intéressante puisque, en plus de fournir du méthane, elle est exothermique (argument souvent entendu) !

Mais ce serait ignorer qu'il faut dépenser de l'énergie pour produire les quatre moles de dihydrogène nécessaires, qui, à elles seules, représentent environ 1,5 MJ par mole de CO<sub>2</sub> traitée (en supposant un rendement d'électrolyse de l'ordre de 66%). Quand on sait que l'énergie utile récupérée lors de la formation du CO<sub>2</sub> n'est que de l'ordre de 160 kJ, on se rend compte que l'énergie qu'il faut dépenser pour le reformage du CO<sub>2</sub> en méthane est très supérieure à cette énergie utile fournie lors de la formation du CO<sub>2</sub> (lors de la combustion).

In fine, le rendement énergétique de production du CH<sub>4</sub> peut être de l'ordre de 40%. Le méthane peut être utilisé directement comme gaz combustible.

Dans l'hypothèse où l'on brûlerait ensuite ce méthane (Power to Gas to Power) pour produire de l'électricité (rendement de l'ordre de 40%), on en déduira que le rendement global de l'opération dépassera difficilement 16% (ce chiffre pourra atteindre environ 20% si le rendement de production d'électricité est de 50%). Et le CO<sub>2</sub> se retrouvera toujours, in fine, dans l'atmosphère. Une fausse bonne idée de toute évidence...

Pour plus de détails, le lecteur pourra aussi se reporter à l'étude de Georges Sapy effectuée dans le cadre de Sauvons le Climat (6 septembre 2015).

### **Stockage de l'hydrogène pour l'obtention d'un vecteur énergétique facile à stocker.**

Si l'on cherche à greffer l'hydrogène sur un support permettant l'obtention d'un vecteur énergétique facile à stocker, il faut choisir des molécules dont l'enthalpie standard de formation est plus élevée que celle du CO<sub>2</sub> et plus proche de l'enthalpie standard de formation du produit final recherché. Les dépenses énergétiques pour réaliser le processus en seront nettement diminuées. C'est le cas, par exemple, pour la transformation de la biomasse en carburant par gazéification suivie d'une synthèse Fischer Tropsch, dont le rendement peut être largement amélioré par ajout d'hydrogène. De plus, ce type de carburant est tout à fait compatible avec les systèmes de stockage, de transports et les moteurs existants.

Enthalpies standard de formation ramenées à une mole contenant un atome de carbone :

Carburant liquide : ~ -20 kJ

Méthane : - 74 kJ

Biomasse : ~ - 130 kJ

CO<sub>2</sub>: - 393 kJ (!)



**Référence:**

Seiler J.M., Hohwiller C., Imbach J., Luciani J.F., 2010 Technical and economical evaluation of enhanced biomass to liquid (BtL) fuel processes Energy 35 (2010) 3587-3592

## 11 Technologies de stockage du CO<sub>2</sub>

Rappel :

- Emissions mondiales de CO<sub>2</sub> en 2019 : environ 40 Gt/an (milliards de tonnes par an)
- Possibilités de récupération de CO<sub>2</sub> estimées entre 4 Gt et 10 Gt par an (soit ~10 à 25 % des émissions)

Au niveau mondial, 4 Gt de CO<sub>2</sub> représenteraient un volume correspondant à 2000 km<sup>3</sup> aux conditions normales de température et de pression et 4 km<sup>3</sup> de CO<sub>2</sub> liquide, ou encore 12 km<sup>3</sup> de CO<sub>2</sub> supercritique (état supposé à 800 m de profondeur). Aujourd'hui, seuls 30 à 40 Mt de CO<sub>2</sub> sont captés au niveau mondial et stockés chaque année (Novethic, 13 décembre 2019), soit de l'ordre de 1 pour 1000 des émissions.

Le stockage dans les profondeurs océaniques est aujourd'hui abandonné car il est difficile de démontrer l'innocuité à long terme sur la faune et la flore océanique d'autant plus que l'irréversibilité du stockage ne peut être garantie. Idem pour le stockage dans les cavernes ou anciennes mines car le volume est trop faible et les risques de fuites trop importants.

Reste, pour l'essentiel, le stockage en roche réservoir (IFP, ADEME et BRGM, 2005) qui peut se faire sous plusieurs formes :

- Le stockage dans les gisements d'hydrocarbures (potentiel estimé à ~1000 Gt de CO<sub>2</sub>). Le plus courant actuellement car ce type de stockage permet, par ailleurs, de récupérer plus d'hydrocarbures (et donc de générer encore plus de CO<sub>2</sub> que ce que l'on stocke, ce qui fait dire à certains que ce type de stockage a un effet net de contribution à l'effet de serre).
- Le stockage en aquifères salins profonds (potentiel entre 500 et 10000 Gt ?).
- Le stockage en veines de charbon non exploitées (potentiel assez faible : environ 50 à 200 Gt).
- La séquestration minéralogique dans des réservoirs aquifères à roches magmatiques silicatées contenant du calcium et du magnésium (précipitation sous forme de carbonates).

Pour pallier au risque de relâchement à moyen/long terme, seule la solution impliquant une précipitation solide sous forme de carbonates semble présenter des garanties certaines.

Mais, pour être efficace (accommodation de la cinétique réactionnelle à quelques années...), il est possible que la technologie de minéralisation en roche basaltique passe d'abord par une dissolution en aquifère salin (Daval D., 2018), qui réagit ensuite avec la roche. Comme l'eau ne peut contenir plus de 5% en masse de CO<sub>2</sub>, il faudrait alors injecter de l'ordre de 300 à 500 Mm<sup>3</sup> (millions de m<sup>3</sup>) d'eau par jour pour traiter 10% des émissions mondiales de CO<sub>2</sub>. Ceci risque, pour le moins, d'affecter le cycle de l'eau (Le Monde, « Du basalte pour changer le CO<sub>2</sub> en roche », publié le 10 juin 2016). Par ailleurs, les roches basaltiques ne représenteraient que 10% de la croûte terrestre et il n'est possible d'injecter de l'eau que dans une faible partie. On note aussi un risque de colmatage des roches, ce qui impliquerait la nécessité de déplacer les points d'injection et/ou d'augmenter la pression d'injection, au risque de provoquer des microséismes.

## Problème des risques et de l'acceptabilité du stockage de CO<sub>2</sub>

Le stockage du CO<sub>2</sub> présente des risques qui sont de différentes natures :

Risques liés au stockage en aquifères salins : acidification, remontée gazeuse vers les nappes d'eau, dégazage brutal (comme le dégazage brutal du lac de Nyos en 1986 (Wikipedia) qui aurait entraîné la mort de 1746 personnes et de 3500 animaux).

Risques liés au stockage en gisements d'hydrocarbures (Manchao et al., 2011) (INERIS 2010) :

- Migration par fissuration,
- Migration à travers des sites d'exploitation mal obturés (corrosion, fracturation du ciment, ...)
- Transport par les aquifères, écoulements et déplacements de nappes

Les conséquences peuvent aller d'une pollution des eaux souterraines et de surface, rivières et lacs, une contamination des écosystèmes jusqu'à un accident de relâchement soudain en surface pouvant causer des victimes.

De nombreux documents existent qui analysent ces risques et étudient des stratégies et des technologies permettant de minimiser la probabilité d'occurrence d'incidents ayant des conséquences inacceptables et de proposer des technologies de mitigation (études INERIS, 2010), (Wintheagen et al., 2015) (AIE, 2009).

D'après la littérature, la position du public vis-à-vis d'une acceptabilité du stockage souterrain du CO<sub>2</sub> semble loin d'être assurée. Une forte opposition s'est, par exemple, manifestée lors du projet de stockage de CO<sub>2</sub> sur le site de Jurançon (Odile Faure, Journal Pau et Agglomération du 21 septembre 2008). La position vis-à-vis d'un stockage dans les gisements d'hydrocarbures sous l'océan ne semble pas connue ; ceci découle en particulier de la méconnaissance du grand public concernant ces technologies (Shakley et al., 2008) (Campos et al., 2010) « qui incite à la prudence avant de conclure à l'adhésion ou au rejet inconditionnel par le public » (*sic*).

Par ailleurs, il n'existe pas, actuellement dans ce domaine, de réglementation internationale concernant, en particulier, la gestion des risques et les systèmes de contrôle.

### Références:

*AIE, 2009 Safety in carbon dioxide capture, transport and storage Technical study. Report 2009/6*

*Campos A.S., Ha-Duong M., Merad M., 2010 Synthèse de littérature sur l'acceptabilité sociale du captage et du stockage de CO<sub>2</sub>. HAL Archives Ouvertes <https://halshs.archives-ouvertes.fr/halshs-00455971>*

*Damen K., Faaij A., Turkenburg W., Health, safety and environmental risks of underground CO<sub>2</sub> storage – Overview of mechanisms and current knowledge. Climate Change January 2006*

*Daval Damien, 2018. Carbon dioxide sequestration through silicate degradation and carbon mineralisation: promises and uncertainties. Materials Degradation. April 2018*

*Manchao H., Sousa L., Sousa R., Gomes A., Vargas J.E., Na Z., 2011. Risk assessment of CO<sub>2</sub> Mechanics and Geotechnical Engineering. Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering. 2011, 3(1): 39-56*

*INERIS 2010. Etat des connaissances sur les risques liés au stockage géologique du CO2. Rapport d'étude DRS-08-95145-11842B du 19 Mars 2010*

*Rapport d'étude INERIS 19/03/2010 DRS-08-95145-11842B Etat des connaissances sur les risques liés au stockage géologique du CO2 Rapport n°1 : les risques en phase d'injection*

*Shackley S., Reiner D., Upham P., De Coninck, Sigurthorsson G., Anderson J., 2008 The acceptability of CO2 gas capture and storage. An assessment of the key determining factors. Part 2. The social acceptability of CCS and the wider impacts and repercussions of its implementation. Int Journal of Greenhouse Gas Control, 2008*

*P. Winthagen, R. Arts and B. Schroot Monitoring Subsurface CO<sub>2</sub> Storage*

*Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 60 (2005), No. 3, pp. 573-582*

Copyright © 2005, [Institut français du pétrole](#)

## **12 Stockage sous forme de biomasse ou de charbon de bois :**

On a montré dans la synthèse concernant la ressource biomasse (Sauvons Le Climat, 2018) que la transformation du bois en charbon de bois par le procédé usuel de pyrolyse ne permettait de conserver que 1/3 de l'inventaire carbone de la biomasse. La transformation en charbon de bois est donc un procédé peu efficace de séparation du carbone.

Si l'on voulait compenser l'émission de 10% (seulement) du CO<sub>2</sub> fossile émis en France, il faudrait stocker environ 22 Mt (millions de tonnes) de bois sec (soit environ 40 Mm<sup>3</sup>). 22 Mt de bois sec représentent environ 9 Mtep (millions de tonnes équivalent pétrole, en PCI) soit l'équivalent de ce qui est utilisé annuellement pour le bois de chauffage en France. Bien entendu, ce bois stocké devrait être prélevé sur la ressource de bois de renouvelable, ce qui est impossible compte tenu des réserves disponibles, sauf à limiter fortement les autres usages du bois.

La construction de maisons en bois peut contribuer à la diminution des émissions de CO<sub>2</sub> dans la mesure où, d'une part, on utilise moins de ciment et, d'autre part, on stocke du carbone issu de biomasse renouvelable (qui stocke du CO<sub>2</sub> lors de la repousse). On montre que la construction d'une maison en bois représenterait entre 30 et 60 tonnes de CO<sub>2</sub> stockés ou non émis. Comme il se construit annuellement environ 15000 maisons bois en France, cela représente entre 0,45 à 0,9 Mt (millions de tonnes) de CO<sub>2</sub> stockés ou non émis (soit de l'ordre de 0,1 à 0,2 % des émissions annuelles de CO<sub>2</sub> en France).

### Référence

Synthèse concernant l'utilisation de la biomasse à des fins énergétiques dans le cadre de la lutte contre l'effet de serre. Document Sauvons le Climat Mai 2018

### 13 Quel potentiel pour le BECCS ?

Le BECCS (Biomass Energy Carbon Capture and Storage) est une technologie qui permettrait de diminuer la concentration de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère. Le principe est très simple : Il consiste à utiliser la biomasse (bois, cultures énergétiques, ...) en tant que moyen d'extraction du CO<sub>2</sub> de l'air. On utilise cette biomasse à des fins énergétiques (fabrication d'électricité, de carburants, ...) dans des installations centralisées et l'on récupère et stocke le CO<sub>2</sub>. Le principe implique que la biomasse utilisée est remplacée par une repousse en quantité équivalente qui permet d'extraire de l'air le CO<sub>2</sub> que l'on stocke. On diminue ainsi la concentration de CO<sub>2</sub> dans l'air.

Il s'agit donc de biomasse renouvelable. Cette biomasse destinée à des fins de BECCS doit donc être comprise dans la masse de biomasse renouvelable, qui comprend déjà un ensemble d'utilisations très variées qui, actuellement, rejettent le CO<sub>2</sub> dans l'air (chauffage, cuisine, méthanisation locale, ...). Le BECCS représente une composante importante des moyens de lutte contre l'effet de serre et l'AIE (réf IIASA website) envisage une production biomasse énergie de l'ordre de 200 EJ à l'horizon 2100 (environ 11 Gt (gigatonnes (ou milliards de tonnes) par an de biomasse sèche). Cet ordre de grandeur a été repris par le GISOC (Berger et al., 2017) dans son étude de scénarios énergétiques.

Pour se faire une idée d'ordre de grandeur on va se fixer un objectif d'extraction de 10 Gt (gigatonnes) par an de CO<sub>2</sub> de l'air, soit le quart des émissions mondiales actuelles et on va chiffrer les masses de biomasse nécessaires en supposant que l'on récupère 100% du CO<sub>2</sub> produit.

On considère aussi une productivité moyenne mondiale de biomasse renouvelable de l'ordre 7 tonnes de matière sèche par ha (hectare) et par an, soit environ 15 tonnes de matière brute par ha (cette productivité peut atteindre 20 t /ha dans les pays tropicaux (Wikipédia), mais on considèrera ici une moyenne mondiale pour des estimations d'ordre de grandeur)

Pour produire de l'électricité (traitement centralisé) : 10 Gt de CO<sub>2</sub> représentent en ordre de grandeur 5 Gt (90 EJ (exaJoule (ou milliards de milliard de Joule)) de biomasse sèche. Avec une hypothèse de productivité moyenne de l'ordre de 7 tonnes de matière sèche par ha et par an (partie renouvelable), cela représente une surface de 700 Mha (millions d'hectares) soit la moitié de la surface cultivée dans le monde ou encore 1/6 de la surface forestière (avant qu'elle ne brûle...). Par contre, on pourrait alors produire environ 40% de la consommation mondiale d'électricité de 2018 ....

La fabrication de biocarburants avec un procédé autothermique de 2eme génération (rendement masse en carburant ~15%, (Cf document concernant la Biomasse (Sauvons le Climat, 2018)), nécessiterait, pour pouvoir stocker 10 Gt de CO<sub>2</sub>, environ 7,5 Gt de biomasse sèche (car seulement 1/3 du carbone de la biomasse va dans le carburant et 2/3 est dégagé sous forme de CO<sub>2</sub>). Il faudrait alors une surface de 1000 Mha (millions d'hectares) environ. On produirait environ 1 Gtep de carburant (soit ~40% de la consommation carburant mondiale actuelle)

Un procédé allothermique (i.e. avec apport d'hydrogène extérieur, rendement masse (carburant/biomasse sèche) ~40%) permettrait de produire la même masse de carburant (1 Gtep) avec seulement ~2,5 Gt de biomasse (plus l'énergie externe, bien entendu) **mais on ne**

**stockerait plus de CO<sub>2</sub>** puisque l'essentiel du carbone va alors dans le carburant. Avantage : il faudra une surface beaucoup plus faible (~300 Mha). On ne peut donc pas avoir le beurre et l'argent du beurre : une surface de production raisonnable, beaucoup de carburant et beaucoup de CO<sub>2</sub> à stocker.

L'AIE prévoit une production de 0,76 Gtep de biocarburants en 2050, sans que la technologie soit précisée, car susceptible de développements pour les biocarburants de deuxième génération.

Compte tenu des surfaces importantes nécessaires, un scénario permettant de stocker 10 Gt de CO<sub>2</sub> par an en BECCS en fabriquant de l'électricité ou un biocarburant semble très difficile à atteindre. En misant sur la forêt, il faudrait, pour cela, une croissance de la surface forestière de l'ordre de 15 à 30% (voir NB ci-dessous) dans un contexte de croissance de la population humaine, qui nécessitera probablement aussi une croissance de la surface de production agricole. On peut discuter des rendements de production par hectare, mais il faut rester réaliste. Dans la nature aussi, on n'a rien sans rien et pour faire pousser des plantes il faut aussi des apports organiques, intrants, eau, soleil, sans oublier qu'il faut récolter et transporter toute cette biomasse vers les centres de traitement ...

Par ailleurs, avant de penser BECCS, il faudrait déjà, a minima, arriver à un consensus mondial pour conserver la surface forestière existante et arrêter la disparition des forêts tropicales (Amazonie), ou australiennes, ou encore en Sibérie suite aux incendies de ces dernières années : on estime la surface de forêts détruites entre 40 et 50 Mha (millions d'hectares) par an (C. Deluzarche, Futura Planète août 2018). La conséquence en est la perte d'une capacité d'absorption du CO<sub>2</sub> ainsi qu'une émission supplémentaire de CO<sub>2</sub> dans l'air (ordre de grandeur : ~ 4 à 5 Gt (milliards de tonnes) par an).

*NB : 700 Mha de reforestation représenteraient quelques 500 à 700 milliards d'arbres. C'est aussi l'ordre de grandeur cité dans Le Parisien (5 Juillet 2019) : Il faudrait (pour sauver la planète) environ 1200 milliards d'arbres supplémentaires représentant une croissance de 30% environ de la surface forestière actuelle sur la planète.*

*IEA Technology Roadmap Biofuels for Transport, 2011*

*Berger, A., Bles, T., Bréon, F.-M., Brook, B.W., Hansen, P., Grover, R.B., Guet, C., Liu, W., Livet, F., Nifenecker, H., Petit, M., Pierre, G., Prévot, H., Richet, S., Safa, H., Salvatores, M., Schneeberger, M. and Zhou, S. (2017) 'How much can nuclear energy do about global warming?' *Int. J. Global Energy Issues*, Vol. 40, Nos. 1/2, pp.43–78.*

*IIASA website (<http://www.iiasa.ac.at/webapps/ene/geadb/dsd?Action=htmlpage&page=regions>)*

*Le Parisien, 5 Juillet 2019, 1200 milliards d'arbres pour sauver la planète.*

#### 14 Coût de la séparation et du stockage du CO<sub>2</sub> :

Feron et Hendricks (2019) présentent une analyse synthétique des coûts liés à la production d'électricité pour différentes technologies : Gaz avec cycle combiné (NGCC pour Natural Gas Combined Cycle), Gaz naturel conventionnel (NG conv), Charbon conventionnel (Cconv) et Charbon avec cycle combiné et gazéification intégrée (IGCC, supposant un enrichissement de l'air en oxygène). Pour chacune de ces technologies, les auteurs ont évalué les coûts liés au captage puis à la séquestration du CO<sub>2</sub> produit (tableau 4). Les ordres de grandeur obtenus rejoignent aussi les estimations citées par (Lecomte et al., 2018).

	NGCC			NG		Cconv		IGCC	
	base	post	pre	base	post	base	post	base	Post
Emissions tCO <sub>2</sub> /MWh	0,4	0,1	0,1	0,55	0,13	0,92	0,25	0,8	0,25
Coût prod €/MWh	29	43	45	36	52	35	65	40	65
Coût CO <sub>2</sub> €/tCO <sub>2</sub>		35	42		43		30		25
Coût CO <sub>2</sub> €/MWh		14	16		25		27		20
Coût total €/MWh	29	59	61	36	77	35	92	40	85

Tableau 4 : Coût de production du MWh<sub>électrique</sub> pour différentes technologies avec et sans captage et stockage du CO<sub>2</sub> d'après (Feron et Hendricks, 2019)

**Base :** Procédé sans récupération du CO<sub>2</sub>. Coût d'achat charbon : 1,5 €/GJ ; coût gaz naturel : 3 €/GJ

**Emissions :** les émissions intègrent l'ensemble des étapes d'extraction de la ressource, de la conversion en énergie électrique et du transport de l'énergie.

**Coût prod :** coût de production de l'électricité hors captage et stockage du CO<sub>2</sub>

**Coût CO<sub>2</sub> :** coût de captage + stockage du CO<sub>2</sub> pour une émission finale de 10% du CO<sub>2</sub> qui serait produit par l'installation de base.

**Post :** captage du CO<sub>2</sub> post combustion

**Pre :** captage du CO<sub>2</sub> avant combustion (technologie de conversion en hydrogène avant conversion)

On note :

- Un coût de production de 29 à 35 €/MWh (électrique) sans captage et stockage du CO<sub>2</sub>
- Un surcoût de 15 à 30 €/MWh (électrique) pour le stockage et le captage du CO<sub>2</sub>. Ce surcoût est plus important pour le charbon (qui produit, bien entendu, plus de CO<sub>2</sub>). Le coût de production peut doubler dans le cas du gaz et tripler dans le cas du charbon.

NB : Le coût du transport et stockage du CO<sub>2</sub> représente de l'ordre de 30 % du coût de captage (Séparation + Compression à 120 bars).

Les auteurs ont également déterminé le coût du CO<sub>2</sub> évité, en tenant compte de la production supplémentaire de CO<sub>2</sub> liée au fonctionnement des installations de captage et de stockage. Ce



coût varie de 40 à 100 € par tonne de CO<sub>2</sub> évitée. En prenant comme référence le CO<sub>2</sub> évité pour une installation gaz de même puissance, le coût du CO<sub>2</sub> évité dans le cas d'une installation charbon peut atteindre 200 à 300 €/tonne.

A noter que le **transport du CO<sub>2</sub>** (par pipe) ne semble pas poser de problème technique ni de coût si la distance de transport est limitée (entre 1 et 3 €/t CO<sub>2</sub>/ 100 km d'après (Lecomte et al., 2018)). La distance de transport dépend, bien entendu, de la position des sites de stockages. L'AIE (Kerr, 2009) prévoit qu'il faudrait entre 300 000 et 500 000 km de pipes pour le transport du CO<sub>2</sub> en 2050 (pour 5 Gt CO<sub>2</sub> en CCS).

*Kerr T., 2009 The IEA CCS roadmap contributing to Global Climate Goals. OECD/IEA/2009*

### ***Note importante concernant l'adaptation des technologies de captage aux installations existantes :***

Lecomte et al., signalent que (*sic*) « pratiquement, seul le captage sur fumées (postcombustion) est susceptible d'une adaptation aux installations existantes, celles-ci restant d'ailleurs souvent problématiques en termes d'implantation. Les autres solutions mettent en œuvre des procédés radicalement différents (oxycombustion ou gazéification) qui ne peuvent généralement pas être adaptés aux installations existantes sauf en cas de réhabilitation majeure ». Par ailleurs ces auteurs notent que (*sic*) « dans la pratique, il est probablement exclu, pour des raisons économiques, d'équiper une centrale électrique dont le rendement avant captage serait inférieur à 40% ou dont la durée de vie résiduelle serait inférieure à 15 ans » ...

Les problèmes rencontrés lors de la réhabilitation d'une installation existante sont (Lecomte et al., 2018) :

- Le montant des investissements nécessaires.
- La perte en efficacité énergétique (ordre de grandeur : le rendement électrique peut passer de 40% à 30% ou de 45 à 36% pour les installations les plus récentes).
- La mise hors production de l'installation le temps d'effectuer les transformations et le redémarrage avec connexion à l'installation de captage de CO<sub>2</sub>.

Références :

*P. H.M. Feron, C. A. Hendriks CO2 Capture Process Principles and Costs. HAL Id: hal-02017217*  
<https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-02017217> 2019

*Lecomte F., Broutin P., Lebas E., 2018 Le captage du CO2. Editions TECHNIP.*

## 15 Conclusions

Si le captage et le stockage du CO<sub>2</sub> d'origine fossile est une idée séduisante, sa réalisation l'est beaucoup moins. Elle se heurte à de nombreux écueils de natures diverses :

- L'essentiel du CO<sub>2</sub> est produit de manière dispersée (transports, chauffage individuel...) et seulement 10% environ de manière centralisée, qui se prêterait à sa capture.
- Les technologies de captage dans les centrales électriques utilisant l'énergie fossile sont gourmandes en énergie, ce qui se traduit par un surcoût de production important (entre 15 et 30 €/MWh électrique quelle que soit la technologie de captage envisagée), qui ne sera envisageable que lorsque la taxe CO<sub>2</sub> atteindra entre 50 et 100 €/tonne CO<sub>2</sub>, selon le type de ressource fossile (gaz naturel ou charbon) utilisée.
- L'extraction du CO<sub>2</sub> de l'air est une technologie très coûteuse en énergie à cause de la faible teneur du CO<sub>2</sub> dans l'air.
- La mise en œuvre massive de technologies de BECCS ne semble pas réaliste. Par exemple, pour capter 10Gt de CO<sub>2</sub> par an, soit un quart seulement des émissions de CO<sub>2</sub> en 2019, il faudrait des surfaces de cultures énormes de l'ordre de 700 à 1000 Mha, ce qui est de l'ordre de grandeur de la totalité des surfaces cultivées dans le monde et, ceci, dans un contexte de croissance des besoins en nourriture de la population humaine mondiale et de disparition des forêts (40 à 50 Mha de forêts disparaissent dans les incendies tous les ans). Il faudrait déjà commencer par sauvegarder les forêts...
- L'utilisation du CO<sub>2</sub> pour la fabrication d'engrais n'est pas une solution puisque le CO<sub>2</sub> est rapidement relâché dans l'atmosphère.
- La transformation du CO<sub>2</sub> en ressource énergétique (éthanol, méthane) est une hérésie d'un point de vue énergétique. Si l'on cherche à greffer de l'hydrogène sur un support permettant l'obtention d'un vecteur énergétique facile à stocker, il faut choisir des molécules dont l'enthalpie standard de formation est plus élevée que celle du CO<sub>2</sub> et plus proche de l'enthalpie standard de formation du produit final recherché, comme, par exemple, la biomasse.
- Les technologies de stockage présentent des risques lorsque le CO<sub>2</sub> est stocké sous forme gazeuse et/ou supercritique : fuites, contamination des écosystèmes, acidification. Leur acceptabilité sociale est loin d'être assurée...
- Seule la technologie de stockage sous forme solide (carbonates) semble sûre. Mais il est possible que la technologie de minéralisation en roche basaltique passe d'abord par une dissolution en aquifère salin, qui pose des problèmes de limitation quantitative des possibilités de stockage, ainsi que des risques de pollution et contamination.

Le captage et le stockage de CO<sub>2</sub> sont coûteux et présentent des risques pour l'environnement. Ces technologies ne semblent pas être, pour l'heure, une solution pour résoudre le problème du réchauffement climatique. Ces technologies permettraient de maintenir les émissions autour de zéro dans le futur pour compenser les émissions des installations utilisant toujours des combustibles fossiles carbonés (pétrole, charbon, gaz), lorsque le monde pourra se passer de ces énergies pour l'essentiel de ses besoins. L'utilisation massive du CO<sub>2</sub> en tant que ressource chimique pour produire un vecteur énergétique (comme, par exemple, du méthane) est, compte tenu des pertes importantes pour les procédés existants, une aberration énergétique.