

## Captage et stockage du CO<sub>2</sub> : la technologie pour contribuer à réduire les émissions de CO<sub>2</sub> ?

François Carême

@ 17958

**Mots-clés :** émissions de CO<sub>2</sub>, transition énergétique, environnement, innovation, stockage

*Cet article a pour objet de faire un point synthétique sur l'intérêt du captage et stockage de CO<sub>2</sub> (CSC) et de proposer des préconisations permettant d'accélérer son développement. Le CSC progresse très lentement car les technologies de captage ne sont pas matures, des blocages réglementaires subsistent concernant le transport, le stockage peut présenter des difficultés techniques d'injection et les coûts restent et demeureront sans doute très élevés. Pour autant il n'y a pas véritablement de verrous technologiques. Une volonté politique internationale, qui n'existe pas aujourd'hui, mais qui pourrait être stimulée par les enjeux climatiques prégnants, devrait se donner les moyens de relancer ce levier nécessaire pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub>.*

### Introduction

Pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub> et donc leurs effets sur le réchauffement climatique (cf. Figure 1), il faut en priorité [AIE, 2020b] réduire la consommation d'énergies fossiles notamment dans l'électricité et pour les transports (électrification), augmenter l'efficacité énergétique de manière massive, changer les comportements et accélérer l'innovation pour un large éventail de technologies («des électrolyseurs à hydrogène aux petits réacteurs nucléaires modulaires»).

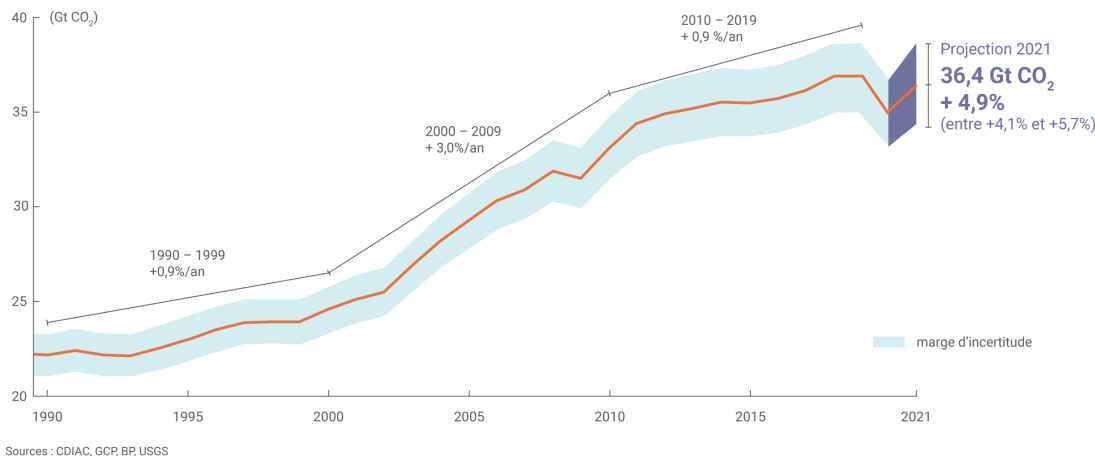
Pour autant, les émissions produites aujourd'hui par les centrales à charbon, les raffineries, les usines sidérurgiques ou chimiques et les cimenteries (celles qui émettent plus de 0,1 Mt de CO<sub>2</sub>/an) représentent plus de 50 % des émissions de CO<sub>2</sub> issues des combustibles fossiles (cf. Tableau 1 [GIEC, 2005; Lecomte

et al., 2009] ancien, mais toujours valide en pourcentage).

Il est donc nécessaire d'agir directement sur les usines existantes ou celles en construction (notamment en Chine). C'est l'objet du CSC.

Le principe est simple. Puisque les émissions de CO<sub>2</sub> sont trop importantes et qu'il est urgent de les réduire rapidement, pourquoi ne pas utiliser une technologie permettant de les capturer et de les stocker dès leur production? Ceci vaut pour les émissions localisées. Pour les émissions mobiles et diffuses (transports notamment), pourquoi ne pas utiliser une technologie qui capte le CO<sub>2</sub> dans l'air «pollué»? Diverses technologies existent. Mais leur mise en œuvre se heurte à de nombreux problèmes : la complexité et le bilan énergétique associés d'abord et de ce fait leur coût, puis

## Monde Émissions de CO<sub>2</sub> dues à la combustion d'énergies fossiles et à l'industrie



**Figure 1. Émissions de CO<sub>2</sub> dues à la combustion d'énergies fossiles et à l'industrie dans le monde**

Source : Global Carbon Project repris dans [Connaissances des énergies, 2021]

Secteurs industriels	Nombre de sources	Émissions (MtCO <sub>2</sub> /an)
<i>Combustibles fossiles</i>		
Énergie	4 942	10 539
Production de ciment	1 175	932
Raffineries	638	798
Industrie sidérurgique	269	646
Industrie pétrochimique	470	379
Traitement du pétrole et du gaz naturel	non disponible	50
Autres sources	90	33
<i>Biomasse</i>		
Bioéthanol et bioénergie	303	91
<b>Total</b>	<b>7 887</b>	<b>13 466</b>

**Tableau 1. Profil par processus ou par activité industrielle des grandes sources fixes mondiales de CO<sub>2</sub> qui libèrent plus de 0,1 MtCO<sub>2</sub> par an**

Source : GIEC, Piégeage et stockage du dioxyde de carbone : Résumé technique (2005)

## Captage et stockage du CO<sub>2</sub> : la technologie pour contribuer à réduire les émissions de CO<sub>2</sub> ?

le transport et la possibilité de stocker ensuite (espace et sécurité).

### 1. Stockage ou usage du CO<sub>2</sub>

Le CSC (en anglais CCS, *Carbon Capture and Storage*) a pour seule finalité d'enfouir le CO<sub>2</sub> dans des réservoirs géologiques sécurisés.

Le CO<sub>2</sub> peut également être utilisé comme matière première. On parle alors du CSUC (captage, stockage et utilisation du CO<sub>2</sub>, CCUS en anglais).

Le CO<sub>2</sub> a en effet déjà des usages agroalimentaires pour stimuler la culture sous serre, conserver des légumes sous atmosphère inerte, servir d'additif pour les boissons gazeuses. Dans l'industrie, il est utilisé comme solvant ou pour servir dans la production de matériaux de construction. Il peut également servir à produire des hydrocarbures de synthèse, des produits chimiques, des polymères ou du gaz industriel. Il est néanmoins nécessaire d'apporter beaucoup d'énergie pour casser la liaison chimique stable entre le carbone et l'oxygène (en général davantage que ce qui a été produit lors de la combustion dont est issu le CO<sub>2</sub>).

Les pétroliers utilisent le CO<sub>2</sub> à large échelle pour faciliter l'extraction dans les gisements d'hydrocarbures (récupération assistée de pétrole, EOR en anglais pour *Enhanced Oil Recover*) : le CO<sub>2</sub> est injecté dans des gisements pétroliers matures afin d'y augmenter la pression, de fluidifier le pétrole et donc d'en produire davantage. On citera en particulier le projet Total, LafargeHolcim et Svante de récupération du CO<sub>2</sub> émis par une cimenterie dans le Colorado (750 000 tonnes récupérées par an), projet financé à l'aide de crédits d'impôt [Le Monde de l'Énergie, 2020].

La mise en œuvre de ces technologies est ancienne (milieu du xx<sup>e</sup> siècle) car l'opération est financièrement rentable.

Mais ceci reste marginal, et le restera tant les utilisations du CO<sub>2</sub> demeureront limitées même

si les qualités intrinsèques du CO<sub>2</sub> supercritique (cf. infra) laissent entrevoir un nouveau champ d'utilisations [Haït, 2020]<sup>1</sup>, et surtout largement insuffisant pour éliminer des milliards de tonnes de CO<sub>2</sub> émises chaque année.

### 2. Le captage du CO<sub>2</sub>

Trois voies principales de technologies de captage sont aujourd'hui disponibles avec un stade de maturité différent : la post-combustion, l'oxycombustion et la précombustion.

Mais de façon générale, le captage de CO<sub>2</sub> est un assemblage complexe de multiples compétences techniques, notamment physiques et chimiques permettant de séparer les produits autres que le CO<sub>2</sub> présents dans les fumées (NOx, SOx, poussières) puis de mettre en œuvre un traitement de fixation du CO<sub>2</sub>. Cette complexité rend les projets particulièrement coûteux.

#### La post-combustion

Le premier champ de technologies concerne la post-combustion, c'est-à-dire le traitement des fumées émises par le processus industriel. Ceci s'impose pour les usines ou centrales existantes et n'est possible que si ces centres de production ne sont pas trop anciens pour que l'investissement soit rentable (une centrale charbon, au cœur de la cible, a une durée de vie de 25 à 40 ans) et si la place sur le site est suffisante.

Compte tenu du fait que les fumées émises sont de faible pression et contiennent un volume important de CO<sub>2</sub>, les traitements possibles sont limités. Les procédés par solvants chimiques (par amines comme la MEA : monoéthanolamine) sont les plus efficaces (avec une récupération du CO<sub>2</sub> de 90 %), mais ont un coût important (entre 40 et 60 euros la tonne de CO<sub>2</sub>) [Lecomte et al., 2009] et un besoin énergétique important<sup>2</sup>, sans parler du bilan environnemental (production et recyclage).

Cette solution technique est aujourd'hui la plus mature, mais son coût élevé nécessite que soient améliorées les différentes phases de traitement. La recherche porte sur l'absorption par les solvants avec d'autres produits que la MEA, l'adsorption sur solides, la séparation par membrane et la cryogénie [Lecomte et al., 2009]. Les recherches menées depuis 20 ans n'ont guère porté leurs fruits puisque les coûts annoncés aujourd'hui [GIEC, 2022; Global CCS Institute, 2021] restent toujours dans la même fourchette.

À noter que ce coût est calculé hors conditionnement du CO<sub>2</sub> puisque pour être injecté le CO<sub>2</sub> doit avoir en tête de puits une pression de 80 à 200 bar (110 pour la plupart), opération qui nécessite un apport énergétique important.

### L'oxycombustion

L'oxycombustion consiste à remplacer l'air par de l'oxygène de pureté supérieure à 95 % dans la combustion. Les fumées produites sont alors essentiellement constituées d'eau et de CO<sub>2</sub>. L'absence d'azote et la réduction consécutive des fumées simplifient le traitement pour récupérer les polluants (SOx, particules...) ainsi que l'eau par simple condensation. Elles permettent d'éviter la complexité de traitement de la post-combustion.

L'oxycombustion est bien connue et utilisée dans l'industrie du verre ou du ciment, mais elle reste au stade de prototype pour le captage de CO<sub>2</sub>, notamment pour les centrales à charbon. L'oxygène nécessaire est produit à partir d'une distillation cryogénique de l'air [Lecomte et al., 2009], mais cette technique est très énergivore.

Les autres techniques de fabrication de l'O<sub>2</sub> sont la séparation membranaire, en cours de développement, qui nécessite de trouver des matériaux céramiques à durée de vie importante à haute température (900 °C), et le procédé CAR (*Ceramic Autothermal Recovery*) en cours de développement qui utilise les propriétés de stockage de l'O<sub>2</sub> à haute température dans des matériaux de type provskyte.

Le développement de la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau pourrait être ici utilisé dans un cycle «production d'électricité d'origine renouvelable – production d'O<sub>2</sub> – oxyréduction – CO<sub>2</sub> enfoui». À notre connaissance, ce cercle «vertueux» en termes environnementaux n'a jamais fait l'objet de recherches.

L'oxycombustion peut se faire également par combustion en boucle chimique, c'est-à-dire par un procédé consistant à oxyder à l'air un matériau oxydoréducteur (métal) pour le réduire ensuite à l'aide d'un combustible (méthane par exemple). Ce procédé prometteur reste au stade du prototype à petite échelle.

L'application de l'oxycombustion à une centrale à charbon pose cependant de nombreux problèmes techniques qui font demeurer aujourd'hui cette technique au stade expérimental [Lecomte et al., 2009].

### La précombustion

La précombustion consiste à extraire le CO<sub>2</sub> dès le début du process industriel. Le combustible (hydrocarbure liquide, gaz naturel, charbon ou biomasse lignocellulosique) est d'abord transformé en un «gaz de synthèse» composé de CO (monoxyde de carbone) et d'H<sub>2</sub> (hydrogène). Puis par conversion de gaz à l'eau (*Water-Gaz Shift* ou WGS), le gaz de synthèse est transformé en un mélange de CO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>. Le CO<sub>2</sub> est capté par des solvants solides ou liquides : ce captage est favorisé par le fait que le CO<sub>2</sub> se trouve ici sous haute pression ce qui n'était pas le cas pour la post-combustion. *In fine*, le carburant obtenu est de l'hydrogène.

La première phase (gaz de synthèse) est bien connue : elle est utilisée industriellement pour la fabrication de l'hydrogène, dans un procédé où le CO<sub>2</sub> est rejeté dans l'atmosphère!

Le procédé intégré de production d'énergie avec captage de CO<sub>2</sub> en précombustion est un IGCC (*Integrated Gazeification Combined Cycle*) (bien connu pour la production d'électricité avec du gaz naturel) dans lequel on rajoute une étape de *Water-Gaz Shift*.

## Captage et stockage du CO<sub>2</sub> : la technologie pour contribuer à réduire les émissions de CO<sub>2</sub> ?

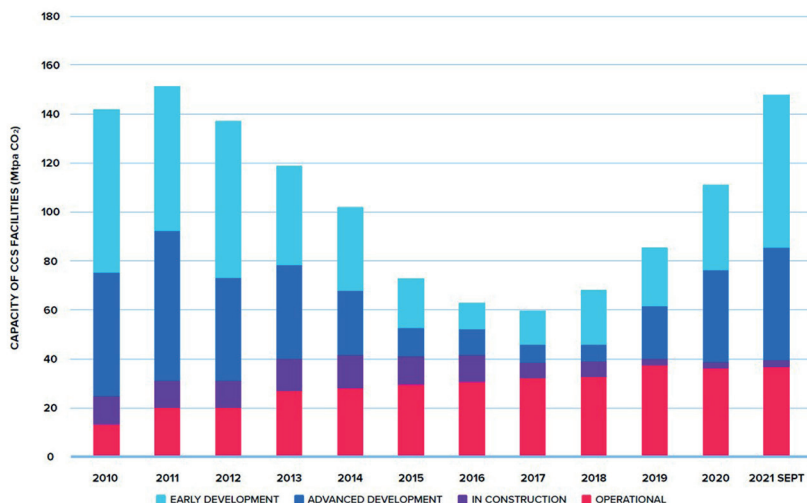


Figure 2. Capacités de traitement installées ou en cours de développement en 2021

Source : Global CCS Institute

Dès lors, la précombustion est vouée à être davantage développée dans l'avenir, mais elle conduit aujourd'hui à des coûts d'investissement nettement supérieurs à ceux de la post-combustion.

### Synthèse pour le captage

Il n'y a pas dans le captage de CO<sub>2</sub> de process dominant. Pour toutes les technologies, la recherche se poursuit. Si la post-combustion est la plus utilisée dans les projets (70 % de ceux recensés en 2008 par l'IFP<sup>3</sup>), elle reste soumise à de nombreuses améliorations nécessaires pour augmenter son rendement énergétique et faire baisser son coût.

Il est révélateur que seulement 27 projets soient opérationnels dans le monde en septembre 2021 [Global CCS Institute, 2021]<sup>4</sup> alors que 100 projets étaient identifiés en 2009 [Lecomte et al., 2009]. Selon ce même institut, il y aurait en outre aujourd'hui 4 projets en construction et environ une centaine de projets en développement dont 58 au stade avancé. Cela représente en tout potentiellement le traitement d'un peu plus de 140 Mt de CO<sub>2</sub> par an (cf. Figure 2) si tous les projets venaient à maturation. C'est très peu au regard du nombre

de sites concernés et de l'effort global à faire. Preuve que le développement bute sur des problèmes technologiques ou financiers car les coûts annoncés en 2009 par l'IFP n'ont guère diminué (le projet Porthos à Rotterdam évalué à 60 \$ la tonne de CO<sub>2</sub> évité avec une ligne de transport dédiée et un enfouissement dans un champ de pétrole mature) [Global CCS Institute, 2021]. Ce coût n'est pas très éloigné des prix observés sur le marché des quotas d'émission.

Les progrès technologiques ont été trop lents au cours des vingt dernières années pour que les coûts aient significativement diminué. L'avenir reste cependant ouvert.

## 3. Le transport et le stockage de CO<sub>2</sub>

### Le transport

*A priori* le transport de CO<sub>2</sub> ne pose pas de problème technique<sup>5</sup> puisque celui-ci peut se transporter par canalisation terrestre ou sous-marine à l'état supercritique (état ni gazeux, ni solide, ni liquide obtenu à une température supérieure à 31 °C et 70 bar). Il peut également

être transporté par bateau à l'état liquide (20 bar et -20 °C) ce qui est plus économique sur les longues distances.

Les canalisations peuvent être dédiées à un projet comme pour Porthos en Hollande (cf. supra). Il est aussi possible de réutiliser les canalisations gaz existantes (exemple de Lacq en France). Si la consommation de gaz est amenée à diminuer drastiquement, en Europe notamment, la réaffectation de ces canalisations vers le CO<sub>2</sub> pourrait être réalisée à moindre coût.

Elles peuvent être créées spécifiquement sur de longues distances : 4000 km de ce type de conduites existent déjà aux États-Unis pour transporter environ 50 millions de tonnes. La généralisation de ces canalisations peut rencontrer des difficultés d'ordre réglementaire (traversée de zones à forte densité de population) [Giger, 2016]. Le fait que le CO<sub>2</sub> soit considéré comme un déchet et qu'il soit en conséquence interdit de le transporter par canalisation, y compris sous la mer, était un verrou qui a été levé par un amendement au Protocole de Londres que la Belgique notamment vient de valider en 2021.

La taille de cet investissement peut être considérée comme colossale et pouvant prendre un temps important. Cependant, les zones où sont installés les centres de production les plus émetteurs sont très concentrées (Amérique du Nord, Europe de l'Ouest, ex-URSS, Chine et Asie du Sud-Est) et sont souvent proches de la mer, ce qui limite les distances terrestres à couvrir pour évacuer le CO<sub>2</sub> capté<sup>6</sup>. D'ailleurs, les débits de CO<sub>2</sub> à transporter ne croîtront que très progressivement au vu du développement prévisible du CSC, ce qui devrait permettre de lisser les coûts d'investissement. Et le coût du transport est de fait relativement modeste au regard de l'ensemble des coûts du CSC (cf. Tableau 2).

### **Le stockage**

Le stockage se fait essentiellement dans des aquifères salins profonds, les gisements de pétrole ou de gaz en phase de déclin ou épuisés et les veines de charbon inexploitées.

La technique de récupération assistée du pétrole (EOR) est aujourd'hui la plus utilisée, car elle permet de récupérer du pétrole dans des champs en voie d'extinction, ce qui permet de rentabiliser le CSC pour les pétroliers (cf. supra). Le GIEC estime la capacité totale des aquifères entre 1000 et 10000 milliards de tonnes de CO<sub>2</sub> alors que la production mondiale totale due aux combustibles fossiles et à l'industrie est aujourd'hui de 36,4 Gt (cf. Figure 1). La capacité est donc largement suffisante. Mais le CO<sub>2</sub>, en état supercritique (ce qui garantit sa stabilité) et donc sous forte pression, doit être injecté à plus de 800 mètres de profondeur [Ineris, 2016]. Il faut dès lors s'assurer que les couches géologiques au-dessus du réservoir seront capables sur le très long terme de soutenir cette pression. Les enjeux incitent fortement à relever ce défi.

Cependant, le projet France Nord qui regroupait à la fin des années 2010 des industriels spécialisés avec le soutien de l'ADEME a mis en évidence que l'injection dans les cavités ne pouvait se faire qu'à un rythme beaucoup plus lent qu'anticipé [Giger, 2016]. Ce facteur dynamique d'injectivité risque de multiplier les cavités de stockage et donc le nombre de puits nécessaires, augmentant le coût et le risque d'inacceptabilité.

## **4. Le captage du CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère**

Le GIEC a récemment mentionné le captage du CO<sub>2</sub> directement dans l'atmosphère. Les sociétés suisse Climeworks et canadienne Carbon Engineering ont en effet récemment développé d'énormes ventilateurs qui aspirent l'air à travers des filtres (vraisemblablement constitués de nanofibres de cellulose couplées à des amines) [Chauveau, 2022]. Le CO<sub>2</sub> récupéré est injecté dans des cavités profondes de basalte en Islande<sup>7</sup>.

Cette technique serait utilisée par de grandes entreprises malgré un coût estimé de l'ordre de 500 euros/tonne de CO<sub>2</sub> récupérée.



## Captage et stockage du CO<sub>2</sub> : la technologie pour contribuer à réduire les émissions de CO<sub>2</sub> ?

On voit mal comment pourrait se développer une telle pratique avec un coût aussi élevé. Il n'est pas sûr non plus que le bilan global (en termes d'analyse du cycle de vie, ACV) en CO<sub>2</sub> soit très positif. À suivre!

### 5. La problématique des coûts et les préconisations

#### Des coûts connus de façon approximative

Du fait que les dispositifs opérationnels de CSC soient aujourd'hui en nombre restreint, que beaucoup en soient au stade de prototype ou de projets de R&D, rares sont les informations sur les coûts de la chaîne captage, transport et stockage<sup>8</sup>. Les estimations sont anciennes [Lecomte et al., 2009; McKinsey, 2008] et donnent des fourchettes de coûts très larges (cf. Tableau 1).

Ces coûts n'ont guère évolué depuis 10 ans malgré des anticipations de gains liés au progrès technologique (pour McKinsey les coûts de captage à long terme devraient être compris entre 25 et 32 €, ce qui rendrait la filière à un coût compris entre 35 et 50 € avec la répartition suivante des coûts : captage 70 %, transport 10 % et stockage 20 %).

Comme on l'a vu, le processus de progrès technique s'est avéré lent au cours des

dernières années et ne permet pas aujourd'hui d'afficher des coûts aussi bas. Il est vraisemblable que ces coûts restent élevés, voire s'accroissent du fait du coût des matériaux, même avec un processus incitatif bien mené et un développement accru de la R&D.

#### Quelques préconisations

L'AIE et le GIEC reconnaissent la nécessité de mettre en œuvre le CSC de façon massive pour lutter contre les émissions de gaz à effet de serre et donc le réchauffement climatique, tout en étant conscients de sa difficulté («la mise en œuvre des CSC fait actuellement face à des obstacles technologiques, économiques, institutionnels, écologiques et socioculturels» [GIEC, 2022]) et sans donner les pistes permettant d'accélérer cette mise en œuvre. Les experts du GIEC stipulent que ce n'est pas leur rôle [Bosman-Delzons, 2022].

Pour autant, les incitations existent :

- Les États-Unis ont mis en œuvre des crédits d'impôt (cf. supra) notamment dans leur récent *Inflation Reduction Act* de près de 400 milliards visant à réduire de 40 % leurs émissions de CO<sub>2</sub> à l'horizon 2030. Il restera à suivre le véritable rôle incitatif de ce dispositif.
- La taxe carbone est un levier bien connu. Il a été utilisé par la Norvège qui, en instaurant une taxe de 30 à 50 dollars la tonne

<b>Captage (fourchette)</b>	Bas	Haut
Production électrique charbon	50	60
Production électrique gaz	65	75
Sidérurgie, cimenterie, raffinage...	50	90
<b>Transport (pour 100 km)</b>	1,5	4
<b>Stockage</b>	<i>Onshore</i>	<i>Offshore</i>
Réservoirs d'hydrocarbures épuisés	4	11
Aquifère salin	5	12
<b>Coût global (fourchette)</b>	Bas	Haut
	<b>60</b>	<b>105</b>

**Tableau 2. Fourchette de coûts pour le CSC (€/tCO<sub>2</sub> évité)**

Source : IFP, McKinsey

de CO<sub>2</sub> évité, a incité Statoil sur le site de Sleipnet à mettre en place un dispositif lui permettant d'injecter 1 million de tonnes par an en aquifère salin [Giger, 2016]. Il est clair que cette taxe doit être d'un montant suffisant (plus de 50 dollars la tonne) pour qu'elle ait des effets incitatifs et qu'elle ne soit pas accompagnée de quotas gratuits importants. Son efficacité exige aussi que cette taxe soit mondiale. Difficile à mettre en œuvre car la Chine, le plus grand émetteur de gaz à effet de serre dans le monde, a mis en vigueur depuis 2018 une taxe carbone interne qui exclut le CO<sub>2</sub> (!) et dénonce avec vigueur la taxe européenne aux frontières.

Il n'en demeure pas moins qu'une taxe carbone sur la zone Europe de l'Ouest-États-Unis aurait déjà un effet incitatif massif. Elle pourrait aussi aboutir à ce que les pays ne développent plus de centrales à charbon. Et si ce n'est pas le cas et parce qu'elle n'est pas mondiale, elle doit être limitée aux industries aux débouchés exclusivement locaux (production électrique, cimenteries) pour éviter de fausser la concurrence internationale.

- Le seul jeu du marché sera sans doute insuffisant pour donner un souffle nouveau au CSC. Le levier de la réglementation peut être alors efficace s'il est manié avec pertinence. L'obligation de construire des installations de CSC imposée aux gros émetteurs de CO<sub>2</sub> sur l'ensemble de l'Union européenne serait évidemment efficace à condition qu'elle ne mette pas en difficulté concurrentielle les secteurs concernés (sauf si taxe CO<sub>2</sub> aux frontières) et qu'elle soit accompagnée de sanctions financières en cas de non-respect, mais aussi d'un dispositif de soutien financier incitatif.

La réglementation doit également être accompagnée d'un statut juridique du CSC permettant de favoriser notamment le transport et le captage, tout en rassurant l'opinion publique<sup>9</sup>.

- Enfin, le CSC étant encore un processus naissant, il importe que la R&D soit massivement sollicitée et subventionnée, en lien avec l'industrie, pour contribuer à diminuer les coûts, notamment en améliorant les rendements énergétiques.

## Conclusion

Claude Mandil [2019] a raison de caractériser « d'étrange » la situation du CSC. Alors même que les discours militent généralement en faveur de son principe, son développement reste très modéré. Or, même si les processus technologiques de captage méritent d'être améliorés, si le transport doit être facilité par une évolution de la réglementation et si le stockage doit tenir compte des problèmes d'injectivité, il n'y a pas de verrous majeurs qui interdiraient son développement, pourvu que la volonté politique soit présente ainsi qu'un consensus sociétal. Le coût du CSC est cependant susceptible de rester très important dans les décennies à venir, ce qui supposera un environnement économique favorable.

Compte tenu des enjeux majeurs relatifs au réchauffement climatique, il devient urgent que les pouvoirs publics mettent en œuvre tous les moyens législatifs, juridiques et financiers à leur disposition pour que le développement du CSC prenne enfin son envol.

## REMERCIEMENTS

Je tiens particulièrement à remercier François Giger, ingénieur du corps des Mines, ancien responsable de la Stratégie pour les centrales thermiques d'EDF et spécialiste du CSC, pour ses remarques et conseils.

L'auteur assume cependant seul la responsabilité des développements de cet article.

## RÉFÉRENCES

AIE (Agence Internationale de l'Énergie), 2020a. Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage, septembre 2020.

AIE (Agence Internationale de l'Énergie), 2020b. World Energy Outlook 2020.

AIE (Agence Internationale de l'Énergie), 2022. Legal and Regulatory framework for CCUS, An IEA CCUS Handbook Technology Report, juillet 2022.

Bosman-Delzons Géraud, 2022. «Rapport du GIEC : Pour limiter le réchauffement climatique "c'est maintenant ou jamais"», Radio France International, 4 mai 2022.



## Captage et stockage du CO<sub>2</sub> : la technologie pour contribuer à réduire les émissions de CO<sub>2</sub> ?

Chauveau Loïc, 2022. «Capter le CO<sub>2</sub> : des aspirateurs pour purifier l'atmosphère», *Sciences et Avenir*, janvier 2022.

Club CO<sub>2</sub>, «Transporter le CO<sub>2</sub>».

Connaissance des Énergies, 2021. «Énergies fossiles et CO<sub>2</sub> : le grand rebond de 2021».

GIEC, 2005. Rapport spécial CCS 2005.

GIEC, 2022. Rapport avril 2022, <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/>.

Giger François, 2016. «Captage, transport et stockage du CO<sub>2</sub> : où en est-on?» dans *Transitions énergétiques – Un éclairage du débat*, Paris-Tech Alumni.

Global CCS Institute, 2021. Global Status of CCS 2021.

Haït Jean-François, 2020. «Liquides et gazeux... en même temps», *Sciences et Avenir*, hors-série 3<sup>e</sup> trimestre 2020.

INERIS, 2016. «Le stockage souterrain dans le contexte de la transition énergétique», avril 2016, <https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/ineris-dossier-ref-stockage-souterrain.pdf>.

Lecomte Fabrice, Broutin Paul, Lebas Etienne, 2009. «Le captage du CO<sub>2</sub> – Des technologies pour réduire les émissions de gaz à effet de serre», IFP Publications Technip, octobre 2009.

Mandil Claude, 2019. «Capture et stockage du CO<sub>2</sub> : une situation étrange...», Connaissance des Énergies, mai 2019.

McKinsey, 2008. Carbon Capture and Storage: assessing the economy.

Monde de l'Énergie (Le), 2020. «Le captage du CO<sub>2</sub>, une techno pour améliorer le bilan carbone», janvier 2020.

Nippert Aline, «Ce que dit le GIEC sur les technologies de captage, de stockage et d'utilisation de carbone», *L'Usine nouvelle*, avril 2022.

de Vaugelas Françoise, 2020. «Le captage et le stockage de CO<sub>2</sub> font un pas en avant», *L'Usine nouvelle*, juin 2020.

### NOTES

1. Le CO<sub>2</sub> supercritique est par exemple utilisé pour la décaféination du café.
2. Pour une centrale à charbon de 630 MW de production électrique nette (avec un rendement de 45 %), le captage et la compression du CO<sub>2</sub> ramènent la puissance à 490 MW et le rendement à 35 % [IFP, 2009].
3. IFP est devenu IFPEN (Energies Nouvelles) depuis 2010.
4. L'AIE dénombrait en 2020 seulement 21 installations de captage de CO<sub>2</sub> dans le monde (dont 16 destinées à améliorer la récupération de pétrole!).
5. La présence d'eau peut provoquer des corrosions dans les canalisations. Ce problème peut être facilement résolu par une épuration, une déshydratation plus poussée et l'utilisation d'inhibiteurs de corrosion [Club CO<sub>2</sub>].
6. En France, les régions concernées sont essentiellement le Nord, la Normandie, PACA et la Lorraine.
7. Le CO<sub>2</sub> réagit avec le basalte pour se transformer en carbonates solides.
8. Le Global Institute for CCS de 2021 ne donne par exemple aucun coût (sauf celui de Porthos)!
9. Les incidents autour du lac Nyos au Cameroun en 1986, largement repris par les médias, ont suscité une méfiance du stockage de CO<sub>2</sub> auprès de l'opinion publique mondiale.

### BIOGRAPHIE

**FRANÇOIS CARÈME** est diplômé de l'ENSAE, titulaire de maîtrises d'Économie et de Mathématiques et d'un DEA de conjoncture et politique économique. Il a effectué toute sa carrière à EDF, dont il a été membre du Comité Directeur Groupe. Il a fini sa carrière comme directeur à la R&D et comme membre de nombreux conseils scientifiques ou de conseils d'orientation de chaires.

#### À lire également dans *La Revue de l'Énergie*

- Le captage et le stockage du carbone à l'ère du renouveau?, *Nathalie Popiolek (n° 645, juillet-août 2019)*
- Le CCS et l'hydrogène bas carbone pour décarboner l'industrie française, *Richard Lavergne, Benoît Legait (n° 656, mai-juin 2021)*

À retrouver sur [www.larevuedelenergie.com](http://www.larevuedelenergie.com).