

Captage, stockage et valorisation du CO₂ : le nouveau départ est probablement le bon



Jean-Pierre Hauet,
Équilibre des Énergies

Cet article est dérivé d'une étude du Comité scientifique d'Équilibre des Énergies réalisée par Servan Lacire, Olivier Lagrange, Chloé Lenoir et l'auteur¹.



L'ensemble
de l'étude



Le faux départ du CCS

Au début des années 2000, le captage et le stockage du CO₂ en couches géologiques profondes (en anglais CCS : *Carbon Capture and Storage*) ont soulevé de grands espoirs. La technologie était prometteuse et on y voyait le moyen de s'accommoder de l'impératif climatique en renvoyant dans le sous-sol le CO₂ qu'il ne fallait plus rejeter dans l'atmosphère, mais, finalement, sans trop modifier nos habitudes de production et de consommation d'énergie. Le caractère mortifère du charbon n'était pas encore totalement perçu et beaucoup voyaient dans le CCS le moyen de pactiser avec King Coal en rendant respectables les centrales à charbon.

Les résultats n'ont pas été au rendez-vous et, par exemple, le projet américain FutureGen n'a cessé, dès son lancement en 2003, de rencontrer des difficultés avant d'être abandonné en 2015.

Les raisons de ce désenchantement étaient multiples. Le CCS s'est révélé plus complexe que certains ne l'imaginaient et ces

1. Cette étude est téléchargeable sur le site d'Équilibre des Énergies.

incertitudes ont fragilisé les montages financiers d'autant plus que les prix des quotas-carbone sont demeurés très bas sur le marché européen.

L'idée s'est imposée également qu'il était plus vertueux de ne pas émettre de CO₂ que de chercher à le récupérer. En France, comme en Europe, le dogme de la neutralité carbone a supplanté celui du « facteur 4 » et la SNBC 2020 n'a reconnu au CCS qu'un rôle marginal, de dernier recours, décrit en ces termes : « *Les incertitudes sur ces technologies, leur acceptabilité, ainsi que sur la disponibilité et la fiabilité du stockage conduisent à envisager avec prudence le développement de ces technologies, conditionné à la définition d'un modèle économique viable joint à une bonne maîtrise des risques sur le long terme.* »

Le nouveau départ

Beaucoup de techniques émergentes passent par le « cycle du hype » où la désillusion succède à l'attente excessive, avant que les concepts ne soient relancés, quelque 25 ou 30 ans plus tard, sur des bases revisitées par une génération nouvelle d'ingénieurs et de décideurs. Le décollage est alors parfois très rapide comme en témoigne aujourd'hui celui du photovoltaïque et des pompes à chaleur. Il est probable que le CCS connaît aujourd'hui un nouveau départ de ce type.

Plusieurs facteurs techniques et économiques y invitent :

- les techniques de réinjection ont progressé à la faveur des quelque 35 réalisations qui ont pu voir le jour dans le monde² ;
- le transport du CO₂ par carbiduc ou par bateau et sa réinjection en couches géologiques profondes sont des techniques à présent matures ;
- le captage reste une phase à optimiser mais plusieurs techniques sont en lice et des voies de progrès sont identifiées (encadré 1) ;
- les zones marines offrent des possibilités de stockage profond intéressantes, dans des aquifères salins ou dans d'anciens gisements de gaz épuisés, sans soulever les mêmes problèmes d'acceptabilité que les sites onshore ;
- le prix des quotas carbone frôle à présent en Europe la barre des 100 €/t.

On prend conscience également qu'il ne sera pas possible de se passer totalement de carbone et qu'on ne pourra pas se contenter d'électrons et de photons. Il faut des molécules pour faire de l'acier, du ciment, des engrais et tous les objets de la vie courante. Et certains procédés industriels sont difficiles à décarboner. Certains ont pensé que le développement des puits de carbone naturels suffirait à compenser ces émissions résiduelles mais on s'aperçoit que les possibilités d'absorption durable par le milieu naturel ne sont pas à la hauteur des besoins.

On se tourne donc à nouveau vers le CCS et l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) a été la première à émettre un message positif sur le captage du CO₂. Dans

ENCADRÉ 1

Les principales techniques de captage du CO₂

Le captage par absorption, consistant à extraire le CO₂ contenu dans les fumées par un solvant chimique tel que les amines, qui est ensuite régénéré par apport énergétique. Ce procédé est mature mais relativement dispendieux en énergie.

L'oxycombustion consistant à utiliser de l'oxygène à la place de l'air dans le processus de combustion afin de disposer d'effluents à haute teneur en CO₂ sans azote. Ce qui rend possible sa récupération par compression.

Le captage par cryogénie qui repose sur un changement de phase de façon à séparer le CO₂ des effluents sous forme liquide ou solide.

son *Sustainable Development Scenario*³, dans lequel les émissions de CO₂ sont supposées tomber à zéro à horizon 2070, l'AIE estime que le CCUS (combinaison des techniques CCS et CCU⁴) pourrait assurer 15 % de la décarbonation en moyenne dans le monde et assurer la récupération de 10,1 Gt de CO₂ à horizon 2070 (figure 1). Dès 2030, la contribution du CCUS pourrait être de 0,8 Gt.

Aux États-Unis, l'*Inflation Reduction Act*, voté en août 2022, a porté de 50 à 85 \$/t le 45Q tax credit alloué à chaque tonne de CO₂ captée sur une installation industrielle ou sur une centrale électrique et stockée dans une formation géologique saline⁵. La même loi a porté de 50 à 180 \$/t le soutien au CO₂ récupéré dans l'air et stocké en couche géologique saline et à 130 \$/t si le CO₂ est réutilisé.

La Commission européenne souhaite également voir se développer en Europe, à horizon 2050, des capacités de stockage de CO₂ allant jusqu'à 500 Mt/an. Dans son projet de règlement sur les industries à zéro-émission nette⁶, censé faire pendant à l'*Inflation Reduction Act*, elle retient, comme objectif intermédiaire pour 2030, la constitution de capacités de stockage de 50 Mt/an de CO₂. Les deux premiers appels à projets de l'*Innovation Fund* européen ont dès à présent retenus onze grands projets de décarbonation par CCS d'industries « *energy intensive* ».

Un nouveau modèle d'affaires

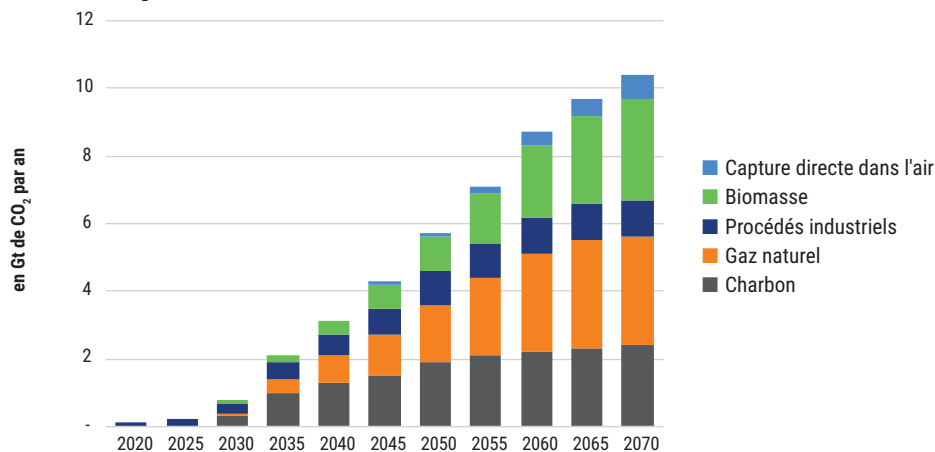
En parallèle au développement des techniques, un nouveau modèle d'affaires est apparu, dénommé « *hubs and clusters* » dans lequel la chaîne de valeur du CCS est décomposée en deux segments :

- la partie amont qui consiste à acheminer par pipeline vers des hubs, généralement situés en bordure des côtes, le CO₂ récupéré auprès d'installations ●●

2. Selon le Global CCS Institute (2021). En particulier, l'opération de Sleipner en mer du Nord est considérée comme un grand succès technologique et économique. Mise en service en 1996, l'installation a permis de réinjecter depuis lors environ 1 Mt de CO₂ par an dans un réservoir salin situé à 800 m sous la mer.

3. 2017 World Energy Outlook (WEO).

4. CCU : Carbone, Capture & Utilisation (voir plus loin dans le texte).

Quantités de CO₂ capturées dans le scénario de développement soutenable de l'Agence internationale de l'énergieFig. 1 : Le développement des capacités de CCUS dans le cadre du scénario de développement soutenable de l'AIE (en GtCO₂ par an) – Source : AIE.

industrielles. On connaît le projet Dartagnan de Dunkerque mais bien d'autres projets ont vu le jour à Anvers, Gand, Hambourg, Rotterdam, Amsterdam, Ems, Gdansk, en Grande-Bretagne et même en Italie et le long de la mer Noire.

- la partie aval, assurée par des opérateurs qui prennent en charge le CO₂ au niveau de ces hubs (CO₂ as a service) pour l'expédier par bateau vers des sites de stockage en mer. Le projet Northern Lights (encadré 2), dans lequel TotalEnergies est l'un des principaux acteurs, est illustratif de cette nouvelle approche.

L'équation économique reste au centre du débat

Malgré les progrès techniques accomplis et la hausse du prix des quotas carbone, les projets de CCS ont encore du mal à trouver leur rentabilité s'ils ne sont pas accompagnés d'opérations de récupération assistée du pétrole ou de purification du gaz naturel, ce qui en fait une sorte d'oxymore.

Équilibre des Énergies a analysé, à partir d'un modèle simplifié, la rentabilité relative de trois procédés de production de l'hydrogène :

- le reformage du méthane sans CCS (SMR : *Steam Methane Reforming*) ;
- le reformage du méthane avec CCS (SMR + CCS) ;
- l'électrolyse de l'eau à partir d'électricité bas carbone.

Les résultats dépendent de très nombreux paramètres. La figure 3 illustre la compétitivité relative des trois filières dans des hypothèses plausibles, avec un prix du gaz à 40 €/MWh et un prix de l'électricité à 70 €/MWh. Elle montre que les filières SMR + CCS et électrolyse sont à peu près équivalentes, quel que soit le prix du carbone, mais ne trouvent leur rentabilité par rapport à la filière SMR que si le prix du CO₂ vient à dépasser le seuil de 160 €/t. Une telle évolution est possible mais n'est pas atteinte à ce jour, ce qui implique la nécessité de soutenir pour

l'instant les projets de CCS, comme le fait l'Union européenne au travers de son *Innovation Fund*.

Stockage mais aussi valorisation

Un autre facteur doit être souligné : l'apparition de débouchés possibles pour le CO₂ et donc l'émergence du CCU : Carbon Capture and Utilisation. L'idée est toujours de capter le CO₂ mais, au lieu de le stocker, de l'utiliser, dans une optique d'économie circulaire du carbone. Les débouchés du CO₂

sont aujourd'hui très limités mais quatre voies semblent pouvoir se développer :

- l'activation de certains processus biologiques tels que la croissance des végétaux dans les serres ;
- la production de matériaux de construction tels que le béton à partir de minéraux carbonatés par le CO₂ ;
- la production de bases chimiques intermédiaires ;
- la production de carburants de synthèse, notamment pour répondre aux besoins du transport aérien et du transport maritime. De nouveaux règlements européens vont en effet imposer à ces secteurs de migrer vers des carburants beaucoup moins émissifs. Dans le

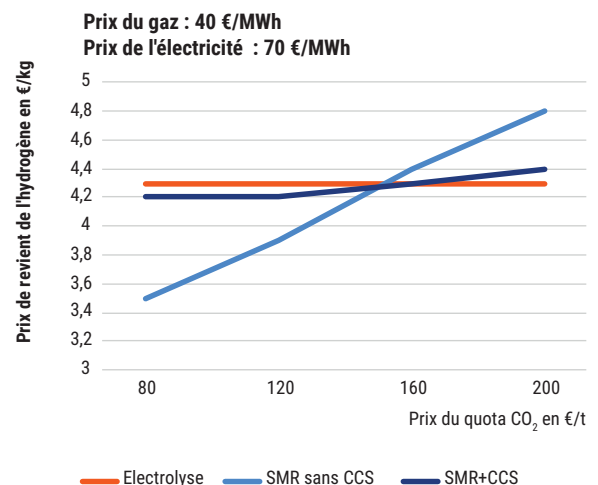


Fig. 3 : Évolution du prix de revient de l'hydrogène produit selon chacune des trois filières retenues en fonction du prix du quota carbone avec un prix du gaz de 40 €/MWh et un prix de l'électricité de 70 €/MWh

5. Le 45Q tax credit a été créé en 2008 au niveau, à l'époque, de 20 USD par tonne séquestrée.

6. Proposition de règlement en date du 26 mars 2023 pour une industrie à zéro émission nette, afin d'intensifier la production de technologies propres dans l'UE et d'assurer que l'industrie soit prête pour la transition vers une énergie propre.

ENCADRÉ 2

Northern Lights est un projet de CCS porté par l'État norvégien et mené par Equinor, Shell et TotalEnergies. Il vise à favoriser le développement de la chaîne de valeur CCS en Europe en offrant un accès à une infrastructure de transport et de stockage du CO₂. Le projet ouvre la possibilité au CO₂ capté auprès de toute source industrielle située à proximité des côtes, d'être stocké de manière permanente dans les fonds marins du plateau continental norvégien.

Le captage et la liquéfaction du CO₂ reste sous la responsabilité des clients industriels de Northern Lights. La prestation de Northern Lights débute par la collecte du CO₂ liquéfié par navire spécial dans un port adapté, tel que Zeebrugge ou Dunkerque. Le transport par bateau apporte une flexibilité qui permet de collecter le CO₂ à partir de plusieurs points en Europe (figure 2).

Le CO₂ liquéfié est alors expédié vers un terminal côtier près de Kollsnes (Norvège) pour un stockage temporaire. De là, il est repris par pompage et acheminé par pipeline, 110 km plus loin, sur un lieu de stockage offshore définitif à environ 2 500 m sous les fonds marins.

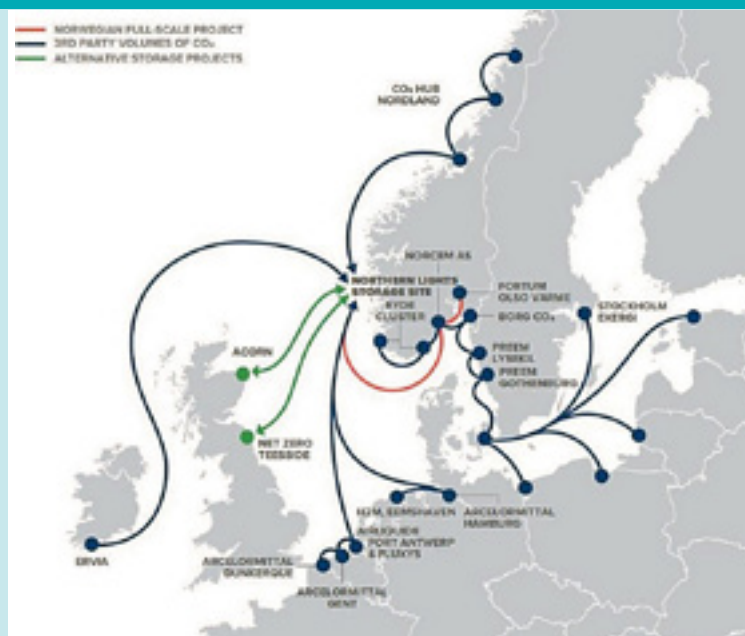


Fig. 2 : Acheminement du CO₂ collecté en Europe vers le site de stockage de Northern Lights en mer du Nord – Source : Equinor.

secteur aérien, le règlement ReFuelEU prescrira d'incorporer en 2050, 70 %, de SAF (*Sustainable Aviation fuels*) dans le kérosène distribué dans les aéroports européens. Une partie de ces carburants pourra provenir du traitement de la biomasse mais une part grandissante (la moitié des 70 % en 2050) devra provenir d'e-carburants fabriqués à partir de CO₂ et d'hydrogène.

Il reste à savoir d'où viendra ce CO₂. Dans un premier temps, on pourra capter le CO₂ à la sortie d'installations industrielles, telles que les cimenteries ou les aciéries. Mais le cycle ne sera alors qu'à moitié décarboné puisque le CO₂ finira par être rejeté dans l'atmosphère. Cette solution ne sera admise par le règlement ReFuelEU que jusqu'en 2041. On songe donc à présent à récupérer le CO₂ contenu dans l'air, ce qu'on appelle le DAC ou *Direct Air Capture*. Des installations pilotes existent en Islande et au Canada. Le défi est considérable car il faut énormément d'énergie – décarbonée bien entendu : électricité, chaleur solaire ou géothermale – pour y parvenir. Mais l'enjeu est primordial et des compagnies aériennes commencent, prudemment, à miser sur cette solution, y compris Airbus qui a acquis en 2022 des crédits carbone auprès de la société 1PointFive, filiale d'Occidental, qui se propose d'expérimenter au Texas le procédé DAC de Carbon Engineering⁷.

Quel sera le poids de l'utilisation du CO₂ comparé à celui de sa séquestration ? Sans doute minoritaire, mais non négligeable ; l'AIE le situe dans une fourchette allant de 1 à 7 Gt de CO₂, mais dès 2030 ! Cette perspective justifierait que le CCU soit, comme le CCS, considéré comme une technologie zéro-carbone stratégique dans le projet européen de règlement sur les industries à zéro-émission nette.

7. <https://carbonengineering.com/news-updates/1pointfive-airbus/>

En conclusion

Le CO₂ a ainsi deux visages : à la fois celui d'un déchet et celui d'une ressource. Le CCS et le CCU constituent deux approches complémentaires : le CCS permettra de réduire rapidement le CO₂ rejeté dans l'air mais le CCU peut permettre de fabriquer certains produits carbonés indispensables, les e-carburants notamment, sans alourdir le bilan du CO₂ rejeté.

Les politiques publiques doivent prendre en compte les deux aspects :

- encourager le CCS car il y a urgence à réduire les émissions ;
- préparer le moyen terme en développant des techniques neutres en carbone de récupération et de valorisation du CO₂. Mais ce sont sans doute quelque 1 000 TWh d'électricité décarbonée qu'il faudra pouvoir mobiliser en Europe, pour assurer en 2050 la production des e-carburants qui seront nécessaires, sauf à avoir recours à des flux d'importation.

La France a un rôle important à jouer : l'exploitation des feuilles de route de décarbonation élaborées par les filières les plus émettrices en application de l'article 301 de la loi Climat & Résilience permettra de déterminer la part devant revenir au CCS dans la future Stratégie nationale Énergie-Climat.

Mais ce rôle doit également tenir compte des enjeux européens et internationaux, notamment dans la perspective qui s'ouvre aujourd'hui du développement des e-carburants. La France dispose de compétences, au travers notamment de TotalEnergies, d'Air Liquide et d'IFPEN, qu'il faut encourager et développer. ●