

CAPTER, STOCKER ET VALORISER LE CO₂

INDUSTRIE

DANS LE CADRE DE NOTRE
PLAN ROBUSTE POUR L'ECONOMIE FRANCAISE



Le secteur de l'industrie émet 62,4 millions de tonnes de CO₂e (MtCO₂e), soit 17 % des émissions de gaz à effet de serre françaises en 2023 [258]. Une large part de celles-ci provient de la combustion d'énergies fossiles, qu'il faut remplacer par des alternatives bas-carbone, électricité ou bioénergies, chaque fois que cela est faisable. Il faut en outre maîtriser la consommation totale d'énergie du secteur, par des gains d'efficacité d'une part et par une maîtrise des volumes aval d'autre part. **Une partie de ces émissions est cependant intrinsèquement liée aux procédés physiques ou chimiques utilisés dans l'industrie**, et peut correspondre à des usages essentiels, c'est par exemple le cas de la **production de ciment** destinée à certaines constructions neuves. Dans ce cas, **le seul moyen d'éviter ces émissions est de capter le CO₂ sur le site industriel concerné et de le stocker sous terre**. C'est ce qu'on appelle le **captage et stockage du CO₂**.

Qu'est-ce que le captage du CO₂ ?

Le Captage et Stockage du CO₂ (CSC, ou CCS pour Carbon Capture and Storage) consiste donc à capter du CO₂ puis à le transporter jusqu'à un lieu de stockage permanent (pièges géologiques²³⁸). Le CO₂ peut être capté dans les fumées en sortie de procédés industriels ou énergétiques. Il peut également être capté directement dans l'air ambiant. On parle alors de *Direct Air Capture* (DAC) qui est une méthode d'élimination du dioxyde de carbone (EDC) qui permet de générer des émissions négatives lorsqu'il est stocké (DACCS²³⁹). Une alternative consiste à valoriser le CO₂ dans diverses applications existantes (agroalimentaire, chimie...) ou futures (carburants de synthèse, chimie, carbonatation du béton²⁴⁰) : on parle alors de Captage et Valorisation du CO₂ (CVC ou CCU pour *Carbon Capture and Utilisation*).

Dans l'atmosphère, le CO₂ est peu concentré (~ 0,04 %), ce qui rend sa capture très énergivore²⁴¹ et fait du DACCS une technologie onéreuse, ce à quoi s'ajoute une maturité industrielle aujourd'hui limitée²⁴². Certains scénarios lui donnent une place complémentaire au CCS au niveau mondial [259] mais elle reste contrainte à un contexte d'énergie renouvelable abondante et à la proximité d'un site de stockage.

La capture du CO₂ vise donc avant tout les sources les plus concentrées : par exemple lors de la production d'acier, de ciment, d'ammoniac, ou encore d'énergie en centrales à biomasse où la concentration en CO₂ des fumées peut atteindre 10 à 30 %, voire bien davantage pour certains procédés précis [260].

En France, les sources de CO₂ concentrées se situent dans les activités industrielles (62,4 millions de tonnes de CO₂e (MtCO₂e), soit 17 % des émissions françaises de gaz à effet de

²³⁸ La récupération assistée d'hydrocarbures (EOR) est exclue de notre périmètre car non-compatible avec une sortie des énergies fossiles.

²³⁹ Direct Air Carbon Capture and Storage

²⁴⁰ La carbonatation du béton est un phénomène naturel au cours duquel le CO₂ présent dans l'atmosphère se diffuse dans le béton et réagit pour former du carbonate de calcium. Cela renforce la résistance mécanique du béton et le rend chimiquement plus stable. Des projets visent à accélérer ce processus pour favoriser le stockage de CO₂ dans les granulats de béton.

²⁴¹ 6,6 à 9,5 GJ/tCO₂ [391], soit 1800 à 2600 kWh/tCO₂, contre environ 1,6 à 5,8 GJ/tCO₂, soit 445 à 1600 kWh/tCO₂ pour le CCS (voir plus bas).

²⁴² Selon les technologies de DAC, le coût actuel serait d'environ 1 600-3 000 \$/tCO₂ et pourrait selon certaines estimations diminuer à 230-835 \$/tCO₂ en 2050 avec des améliorations technologiques, des projets à taille industrielle et des mesures d'aides. Dans ce cas, les prix seraient alors comparables à ceux projetés pour l'EU-ETS en 2050 de 340-704 \$/tCO₂ [429]. Le TRL (Technology Readiness Level) est de 6 à 7 [430] [259], le déploiement de cette technologie étant aujourd'hui limité à la démonstration et non à l'exploitation industrielle à une échelle nominale.

serre en 2023 [258]). **L'intérêt du CCS est de traiter les émissions dites « résiduelles »** qui n'auront pu être évitées par l'amélioration des procédés, la décarbonation de l'énergie utilisée et la maîtrise de la demande des secteurs aval. **Le CCS intervient alors en dernier recours pour capter les émissions intrinsèques aux procédés physiques et chimiques. Ces dernières représentent 41 %²⁴³ du total des émissions industrielles [261], en l'état des technologies de production actuellement déployées.**

Par ailleurs, certains procédés industriels peuvent se décarboner en substituant une part de matières fossiles (utilisées comme combustibles ou comme matières premières) par de la biomasse (bois, déchets agricoles) ou du biométhane, selon leur disponibilité. Le CO₂ émis est alors dit « biogénique »²⁴⁴, ayant été extrait de l'atmosphère par photosynthèse lors de la croissance de la biomasse. Les installations produisant de l'énergie à partir de biomasse, comme des méthaniseurs ou des centrales énergétiques à biomasse, émettent également du CO₂ biogénique.

Lorsque le carbone biogénique est capté puis stocké géologiquement par des dispositifs CCS, on parle alors de BECCS²⁴⁵, la forme majoritaire de « puits de carbone technologiques » dans les projections mondiales à 2050 [259]. Cette application est à la fois dépendante du développement desdites installations de bioénergies et des technologies CCS pour pouvoir se déployer²⁴⁶.

Les enjeux décrits dans ce document sur les phases de transport, stockage et valorisation seront les mêmes pour les différentes applications de capture du carbone (CCS/CCU sur sites industriels, BECCS/BECCU et DACCS/DACCU).

Les étapes du CCS

Le captage du CO₂

On distingue principalement trois grands principes de captage relativement matures²⁴⁷ intervenant avant, pendant ou après la réaction de combustion émettant du CO₂. Le **captage en précombustion** intervient avant la réaction chimique en extrayant le carbone du combustible tandis que le **captage en postcombustion** se fait dans les fumées en sortie de la réaction. Enfin, le **captage par oxycombustion** concentre les fumées en CO₂ par l'introduction d'oxygène pur lors de la combustion.

Dans l'ensemble de ces cas, la quantité d'énergie mobilisée est non-négligeable au vu des quantités émises par l'industrie, variant d'environ 445 à 1 600 kWh/tCO₂²⁴⁸, avec une efficacité

²⁴³ D'après les données CCNUCC 2022 du CITEPA publiées en 2024. Incluant 15 % liées à l'acier, qui peuvent être qualifiées soit d'émissions de procédés soit d'émissions de combustion de fossile selon les sources de données, étant donné la forte intrication des procédés énergétiques et non-énergétiques dans la production d'acier.

²⁴⁴ Carbone initialement atmosphérique capté par la biomasse (végétation) et la matière organique du sol. Il est réémis lors de sa combustion ou de sa dégradation naturelle et n'a pas de contribution additionnelle à l'effet de serre s'il est intégré dans un cycle du carbone à la bonne échelle.

²⁴⁵ Bioenergy with Carbon Capture and Storage (BECCS). Si ce CO₂ est valorisé plutôt que stocké, on parle de Bioenergy with Carbon Capture and Utilization (BECCU).

²⁴⁶ Lire le chantier bioénergies

²⁴⁷ La maturité diffère selon les technologies et les sources de CO₂ (ciment, ammoniac, acier...). Elle fluctue essentiellement entre un TRL de 6 (prototype à l'échelle) et un TRL de 9 (premiers déploiements industriels) [430] [225].

²⁴⁸ Ces valeurs varient selon plusieurs paramètres, notamment la technologie et la concentration du CO₂ avant et après captage. Un tableau de synthèse des données utilisées est disponible en annexe de ce document (voir **Erreur ! Source du renvoi introuvable.. Erreur ! Source du renvoi introuvable.**). Il est à noter que, dans le cas du captage aux amines (post-combustion) et du DAC, une part importante de l'énergie est thermique : de l'ordre de 60 % pour les amines [264] et 70-80 % pour le DAC [391] [392]. Ces éléments sont cohérents avec les informations transmises lors d'entretiens d'experts dans le cadre de cette étude. Les sites industriels disposant d'une source d'énergie thermique fatale sont alors pressentis pour cette technologie.

de captage pouvant être de l'ordre de 90 % du CO₂, voire plus dans le cas de fumées très concentrées en CO₂ (vaporeformeurs, méthaniseurs). [262] [260].

A titre d'exemple, l'ADEME estimait en 2020 [260] un potentiel de CO₂ captable en France de **51 MtCO₂/an**, ce qui pourrait alors nécessiter de **23 à 82 TWh/an** supplémentaires, soit une consommation d'énergie considérable²⁴⁹. Par comparaison, le secteur agricole français consommait 46 TWh/an en 2024 [263]. Dans le cas de technologie de captage aux amines²⁵⁰ – la plus utilisée à l'échelle industrielle, environ 60 % de l'énergie nécessaire au captage est thermique [264], dont une partie pourrait être récupérée depuis de la chaleur fatale, si le site industriel en dispose. La quantité d'électricité à mobiliser correspondrait alors aux 40 % restants, soit environ **9 à 33 TWh/an** i.e. la production d'1 à 3 réacteurs nucléaires EPR2.

En plus de l'enjeu de concentration en CO₂ des fumées, la mise en place d'un système de captage dépend aussi de l'organisation des sources d'émissions sur le site industriel. En effet, ces sources sont souvent nombreuses, dispersées et de tailles variées (fours, chaudières, cheminées, etc.). Dans ces conditions, il n'est généralement ni techniquement ni économiquement viable d'équiper toutes les sources : le CCS est donc souvent limité aux plus grosses ou aux plus accessibles, ne couvrant qu'une partie des émissions du site²⁵¹.

Le transport du CO₂

Le CO₂, gazeux, liquide ou en phase dense (selon le niveau de compression et de température) peut être transporté par **camions, trains ou barges sur de courtes distances**. Le moyen le plus plébiscité reste cependant la **canalisation**. Celle-ci achemine le CO₂ jusqu'au site de stockage souterrain à terre (*onshore*) ou sous-marin (*offshore*), idéalement via une ancienne infrastructure de transport de gaz naturel ou de pétrole reconvertie pour le CO₂. En-deçà d'un certain volume²⁵², la construction ou l'exploitation d'une canalisation offshore devient rapidement très coûteux avec la distance, et le transport du CO₂ par **navires spécialisés** peut alors être privilégié par les acteurs.

Le stockage du CO₂

Le stockage du CO₂ de manière permanente s'effectue au sein de formations géologiques à une **profondeur de minimum 800 m sous la surface de la terre ou sous le plancher océanique**. Il peut s'agir d'**anciens champs de gaz ou de pétrole** déplétés, dont la géologie est bien connue et qui disposent d'infrastructures d'injection déjà déployées (plateformes, forages, puits). Leur **potentiel maximal théorique est estimé à 667 MtCO₂ en France** [265], soit plus de 10 fois les émissions de l'industrie française en 2023. Le CO₂ pourrait aussi être stocké dans des **aquifères salins profonds** pour un **potentiel en France estimé à 4 100 MtCO₂** [265]. Néanmoins, ces évaluations présentent de très fortes incertitudes, et pourraient évoluer de manière dimensionnante à la suite des études complémentaires à effectuer pour caractériser et sécuriser ces sites probables. **A ce jour, l'essentiel des projets français de CCS ambitionnent un stockage dans des sites offshore et hors de la France** (lire plus bas).

²⁴⁹ Voir la deuxième partie de ce rapport pour plus de détails sur le bouclage énergétique d'ensemble et les différents conflits d'usages qui en ressortent

²⁵⁰ L'amine est un solvant chimique permettant de piéger le CO₂

²⁵¹ Voir par exemple le cas de la sidérurgie dans le chantier acier, où de l'ordre de 50 à 70 % maximum des émissions d'une sidérurgie sont captables [242].

²⁵² D'après les entretiens d'experts réalisés dans le cadre de ce travail, le transport par navires s'impose pour des volumes inférieurs à 2 MtCO₂/an, soit l'ordre de grandeur des gros projets français actuels ; au-delà et jusqu'à 20-30 MtCO₂/an, les canalisations semblent devenir plus la solution la plus pertinente.

Quid de la valorisation et de l'usage du CO₂ ?

Le CO₂ est aujourd'hui utilisé dans plusieurs activités, bien qu'en volumes limités²⁵³. Le principal usage en est la récupération assistée des hydrocarbures (EOR), où le CO₂ injecté en sous-sol facilite l'extraction du pétrole. Le CO₂ trouve plus marginalement des applications dans l'agroalimentaire, la chimie, la pharmaceutique, la cosmétique ou encore l'agriculture. Or, cette valorisation du CO₂ n'est parfois que temporaire car limitée à la durée de vie du produit auquel il contribue²⁵⁴. Elle peut dans ce cas permettre une réduction de l'intensité carbone d'un procédé²⁵⁵, mais diffère d'une séquestration physique du CO₂. Ainsi, la valorisation sur une durée de vie quasi-permanente (recarbonatation des granulats de béton) est à privilégier, idéalement avec du CO₂ biogénique. **Combiné à de l'hydrogène²⁵⁶, le CO₂ peut permettre la production de molécules de synthèse telles que le e-méthanol pour la chimie ou les carburants de synthèse (*e-fuels*), en particulier pour la décarbonation de secteur difficilement électrifiables, comme l'aviation²⁵⁷, le maritime et le transport lourd. Mais ces applications sont extrêmement intenses énergétiquement : la consommation énergétique nécessaire pour la production d'hydrogène décarboné est importante, de l'ordre de 5 fois celle pour capter ce CO₂, qui est déjà très élevée au vu des volumes à capter nécessaires²⁵⁸. A l'échelle des secteurs aérien et maritime, l'ADEME estime que les besoins en électricité pour la production de ces e-fuels pourraient être de l'ordre de 116 à 175 TWh par an en 2050 [266]. Ces volumes d'électricité entreront en **concurrence avec d'autres applications ayant recours à l'électrification directe** comme la mobilité routière ou le chauffage, où l'électrification est nettement plus efficace que pour les carburants de synthèse. Pour plus de détails sur ces enjeux, lire le chapitre sur le secteur aérien, ainsi que les éléments relatifs aux conflits d'usage sur l'électricité bas-carbone dans la deuxième partie de ce rapport.**

Les enjeux du déploiement du CCS

Les projets de captage et transport terrestre annoncés en France²⁵⁹ sont portés par de grandes entreprises françaises au rayonnement international : industriels (ciment, chaux...), énergéticiens et opérateurs de réseaux, chimistes. Pour les étapes *offshore* (transport, stockage) des projets européens connus à date, ces opérations sont globalement assurées par des acteurs étrangers.

Il n'existe aujourd'hui qu'une seule infrastructure de captage, de transport et de stockage à l'échelle industrielle en Europe, « Northern Lights » en Norvège, dont les premières injections viennent de commencer et visent 5 MtCO₂/an d'ici mi-2028. Le défi est donc de développer ces infrastructures suffisamment rapidement pour que les premières tonnes de CO₂ puissent être captées puis stockées à horizon 2030. Cela suppose de

²⁵³ Environ 0,8 MtCO₂/an en France et 230 MtCO₂/an dans le monde [425], à comparer au 38 600 MtCO₂ d'émissions dans le monde en 2024.

²⁵⁴ La molécule de CO₂ intervient dans la création d'un nouveau produit (aliment, carburant, plastique...). Si ce produit est consommé ou dégradé, par exemple par combustion, alors le CO₂ est relâché à l'atmosphère et contribue à nouveau au changement climatique.

²⁵⁵ En faisant l'hypothèse que l'opération de valorisation n'émet pas de gaz à effet de serre, la molécule de CO₂ captée puis valorisée est utilisée deux fois plutôt que deux molécules utilisées une seule fois. La molécule de CO₂ captée est par exemple émise pour la production d'une tonne de ciment, puis elle est réutilisée pour la production d'une tonne de carburant de synthèse [425].

²⁵⁶ Lire Chantier n°12 : Massifier la production d'hydrogène bas-carbone

²⁵⁷ Lire Chantier n°5 : Décarboner le secteur aérien

²⁵⁸ Comme indiqué en note précédemment, le captage de 51 MtCO₂/an pourrait nécessiter environ 23 à 82 TWh/an, soit de l'ordre de 51 TWh/an en considérant une valeur moyenne de 1000 kWh/tCO₂ captée. En outre, la production d'une tonne d'hydrogène (H₂) par électrolyse requiert 5500 kWh/tH₂ – lire le chantier hydrogène (H₂). La production d'une tonne de e-SAF nécessite environ 3 tCO₂ et 0,5 tH₂ [436].

²⁵⁹ Liste non-exhaustive : Callisto, GOCO₂, CarboClearTech, Rhône Décarbonation, Cap Décarbonation, Projet 3D, Pycasso

surmonter de nombreux obstacles en termes de capacité de stockage disponibles, de coût, de cadre réglementaire et de marché, ainsi que d'acceptabilité sociétale.

Capter le CO₂ : Un surcoût énergétique non-négligeable et une filière à structurer

Le premier défi est celui de la disponibilité énergétique : **la consommation électrique associée au captage peut multiplier par 5 celle de la production de ciment**, ou d'acier, par exemple²⁶⁰. Il nous faut donc disposer de suffisamment d'électricité bas-carbone pour cela, alors même que le rythme de déploiement de nos moyens de production électrique ne peut être arbitrairement élevé²⁶¹, et il nous faut être en mesure de raccorder à temps les sites industriels concernés au réseau électrique avec les puissances requises. Tout ceci dans un contexte où les besoins additionnels en électricité bas-carbone seront nombreux, dans l'industrie – lire nos chantiers acier bas-carbone et hydrogène bas-carbone – et dans les autres secteurs – lire nos chantiers voiture électrique, camion électrique, pompes à chaleur ou encore centres de données. **Cela fait courir un risque de conflit d'usage sur la ressource en électricité bas-carbone.**

Un accès à un stockage sûr et pérenne qui reste à confirmer

L'existence de sites de stockage de CO₂ ainsi que leur capacité, leur accessibilité et leur sûreté pose un enjeu fort pour la filière, notamment en France, où aucun site de stockage n'est à ce jour exploitable²⁶² [260].

Les quelques sites dont la géologie est mieux connue, comme les réservoirs déplétés, devront faire l'objet d'études et de développement pendant 8 à 10 ans avant de voir leur potentiel confirmé puis de procéder, le cas échéant, à leur mise en service²⁶³. Les sites encore peu connus, comme les aquifères salins profonds hors structure, nécessitent une phase supplémentaire de 3 à 5 ans à une maille plus locale, afin de mieux cibler les sites à étudier et ceux capables de stocker le CO₂ de manière pérenne.

A défaut, les industriels français doivent réserver des capacités de stockage auprès des quelques sites opérationnels ou au potentiel confirmé en Europe. A ce titre, des accords entre la France et les pays possesseurs de ces sites ont été conclus [267]. La quasi-totalité des sites actuels se situent en Mer du Nord (Norvège, Suède, Belgique, Pays-Bas, UK)²⁶⁴, et marginalement en Mer Adriatique (Italie)²⁶⁵. Les sites de stockages français doivent, quant à eux, encore être précisés et sécurisés via des projets d'injections pilotes pour permettre aux industriels français d'y stocker leur CO₂. Ces sites présenteront l'avantage d'être ²⁶⁶_[268] plus accessibles que les ceux disponibles aujourd'hui en Europe.. Sans compter qu'à l'échelle

²⁶⁰ A titre d'exemple, une cimenterie consomme en moyenne 115 kWh/t de ciment produit (de 70 à 160 kWh/t) et émet 614 kgCO₂/t de ciment [434]. Le captage de ces émissions (avec un taux de captage de 90 % [242]) engendrerait donc une consommation électrique additionnelle (1000 kWh/tCO₂, voir partie **Erreur ! Source du renvoi introuvable.. Erreur ! Source du renvoi introuvable.**) de 500 kWh/t. Pour produire de l'acier par la voie haut-fourneau, 159 kWh/t d'acier sont consommées, et 1,8 tCO₂/e d'acier sont émises. Les 50 à 70 % de CO₂ captables (voir **Erreur ! Source du renvoi introuvable. - Erreur ! Source du renvoi introuvable.**) requièrent donc une consommation additionnelle d'environ 1 020 kWh/t d'acier (lire le chantier acier).

²⁶¹ Lire les chantiers sur les énergies renouvelables et sur le nucléaire.

²⁶² Le site de Lacq dispose d'un stockage d'hydrocarbures déplété ayant fait l'objet d'une expérimentation réussie mais réfutée par des oppositions locales, ne permettant pas son passage à l'échelle industrielle.

²⁶³ Durée et chronologie des principales étapes [426] : sélection du site (1 an) ; caractérisation du site via des tests et modélisations visa à confirmer sa qualité (3 ans) ; conception et construction du stockage (3-5 ans) ; opération (30 ans) ; fermeture (5 ans).

²⁶⁴ IOGP CO₂ storage map September 2025 [433]

²⁶⁵ Le projet Ravenna vise à stocker du CO₂ dans un champ de gaz déplété en Mer Adriatique et le projet Callisto consiste à raccorder la zone industrielle de Fos-sur-Mer à Ravenne [433].

²⁶⁶ Le stockage en site onshore est 2 à 3 fois moins cher que celui en site offshore pour un site équivalent [247].

européenne et en l'absence de décisions finales d'investissements sur de nombreux projets, **il existe un risque que les besoins de stockage à horizon 2030 dépassent les capacités opérationnelles disponibles, engendrant des tensions sur l'accès** [268]^[OBJ].

Les délais pour sécuriser et mettre en service un site de stockage sont à mettre en regard de ceux du déploiement de projets de captage. Les temporalités observées sont de l'ordre de 1 à 2 ans pour la définition du projet via une coordination en interne et des études de préfaisabilité, 2 à 3 années d'études détaillées et de procédures administratives (permis, autorisations), puis environ 3 années de construction, menant à un total de 5 à 10 ans. Si de premiers projets de captage pourraient voir le jour à horizon 2030 en France, une accélération des recherches de sites de stockage français est nécessaire à court terme pour espérer atteindre les objectifs de stockage de CO₂ et servir ces projets de captage français.

Transporter le CO₂ jusqu'au stockage : un cadre à clarifier, notamment à la maille européenne

L'absence de régulation du transport du CO₂ et de cadre de marché nuit à la structuration de la filière, notamment du fait du manque de clarté sur la responsabilité des émissions en cas de fuite de CO₂ à chaque étape de la chaîne de valeur (captage, transport, stockage), ainsi que sur la période de responsabilité de chaque acteur (par exemple en cas de saturation précoce du site de stockage).

Par ailleurs, la présence d'impuretés dans le gaz transporté peut dégrader les infrastructures de transport et de stockage. Il est donc nécessaire de définir les spécifications standard du gaz (composition) attendues pour chaque infrastructure. Ceci, en particulier lorsqu'elles communiquent entre elles dans une logique de réseau européen de CO₂ ou de convergence des flux, depuis les sites de captage diffus vers un site de stockage centralisé. En l'absence de norme à ce niveau de précision²⁶⁷, **il n'existe pas aujourd'hui d'alignement entre les standards très contraignants (sur le niveau d'impuretés du CO₂) imposés directement par les porteurs de projets de stockage et le niveau d'effort que le reste des filières est prêt à fournir dans le traitement initial du CO₂ capté.** Ce désalignement pourrait fortement nuire à la viabilité des projets de CCS dans leur ensemble²⁶⁸. Ces interrogations font l'objet d'études approfondies pour déterminer des spécifications du gaz plus réalistes et adaptées, mais les laboratoires spécialisés en mesure d'assurer les tests nécessaires restent très peu nombreux en Europe²⁶⁹.

Des projets dont l'adhésion reste à construire

Au-delà des obstacles énergétiques, techniques et économiques, **la filière CCS voit son acceptabilité et désirabilité régulièrement questionnée.** En effet, les projets font régulièrement l'objet d'interrogations sociétales et politiques quant au niveau de transparence et de complétude du bilan carbone et environnemental de chaque projet. Une analyse de cycle de vie complète et certifiée de la filière est nécessaire pour clarifier ces impacts et uniformiser

²⁶⁷ Le Protocole de Londres de l'Organisation Maritime Internationale est le seul traité international encadrant le stockage géologique sous-marin du CO₂, mais il ne couvre pas le besoin de spécifications précises sur la composition du CO₂ transporté. De même pour les normes industrielles ISO 27913, encadrant le transport du CO₂, et CEN/TC 474, encadrant son captage, transport et stockage.

²⁶⁸ A date, le projet de stockage Northern Lights est un des seuls projets en Mer du Nord et impose des spécifications du gaz très contraignantes qui nécessiteraient des coûts de traitement du CO₂ bien supérieurs à ceux envisagés et acceptables pour les industriels intéressés par ce site.

²⁶⁹ 1 laboratoire en Norvège (IFE), 1 laboratoire en France à l'IFPEN. Par ailleurs, ces tests, qui permettraient de confirmer un usage viable et sûr d'un CO₂ présentant davantage d'impuretés, donc moins cher, ont bénéficié de fortes subventions en Norvège, où ils ont été réalisés à ce jour.

les résultats entre les différents projets afin d'en assurer le respect des conditions de pertinence. Des questionnements portant sur la sécurité et la gestion des risques sont également réguliers, en particulier pour le stockage et *a fortiori onshore*, en dépit de l'existence d'une Directive européenne et d'un cadre français²⁷⁰ pour cette activité. A nouveau, la définition d'un cadre pour ces pratiques, notamment le commerce du CO₂, permettrait de statuer sur plusieurs points et d'éclairer certains doutes, facilitant les discussions et débats locaux encadrant le déploiement de ces projets.

Structurer la demande des secteurs aval pour rendre possible la décarbonation de la production des matières premières

Le coût du CCS reflète les défis physiques et techniques du procédé, parmi lesquels l'enjeu central de la phase de captage et de sa dépendance forte à la disponibilité énergétique²⁷¹. Le coût du CCS²⁷² 'se répartit *grosso modo* en 35 % pour le captage, 20 % pour le stockage, 20 % pour le transport maritime, 15 % pour le transport par canalisations et 10 % pour le conditionnement du CO₂ (liquéfaction et stockage temporaire). Il dépend fortement du prix de l'électricité. Comme pour tous les projets électro-intensifs de la transition industrielle [228], **l'absence de garantie sur la disponibilité pérenne d'une électricité abondante et bon-marché limite la capacité des investisseurs et industriels à disposer d'une vision de long terme**, indispensable pour mobiliser les capitaux nécessaires.

Parmi les leviers existants, cette vision de long terme pourrait par exemple s'appuyer en partie sur le mécanisme de l'ETS²⁷³, qui attribue annuellement aux industriels des quotas d'émissions gratuits dans un volume décroissant jusqu'en 2034²⁷⁴. Mais dans ce cas, à l'instar du prix de l'électricité, cela nécessiterait a minima de donner aux industriels une **vision de long terme sur le prix du CO₂** avec un prix suffisamment élevé pour compenser les investissements à faire dans la décarbonation.

La structuration d'une demande aval pour les produits décarbonés est indispensable pour garantir les débouchés de la filière CCS. Sans cadre permettant de favoriser l'émergence des produits finaux décarbonés a minima au sein de l'espace européen²⁷⁵, les mécanismes de structuration actuels de la demande risqueraient de ne pas permettre à l'industrie lourde

²⁷⁰ La [directive européenne 2009/31/CE](#) établit un cadre juridique pour le stockage géologique du CO₂ et fixe des règles en matière d'octroi de permis pour garantir la sécurité et l'intégrité environnementale du stockage de carbone. Cette directive a été transposée en droit national par la loi Grenelle 2, votée et promulguée en 2010. Plus globalement, les activités de stockage sont largement encadrées (ICPE, loi, Code minier, voir [435] page 22).

²⁷¹ Dans le cadre des entretiens réalisés au cours de ces travaux, les industriels interrogés et impliqués dans des projets de CCS constatent une hausse conséquente des prix sur l'ensemble de la chaîne de valeur depuis plusieurs années, notamment pour l'opération de captage et celle de stockage (jusqu'à une multiplication par 3 des coûts de captage et de stockage en 5 ans). Cela peut résulter de la découverte de nouvelles difficultés techniques impliquant des opérations plus coûteuses que prévu, mais aussi de la structuration de la filière autour d'un nombre restreint d'acteurs dans un marché du CO₂ non-régulé.

²⁷² Évalué par les industriels émetteurs, d'après les entretiens d'experts réalisés dans le cadre de ces travaux, à un coût de l'ordre de 200 à 250 €/tCO₂, soit deux fois celui anticipé par l'ADEME en 2020 [8]. Cette valeur reste cohérente avec la valeur de l'action pour le climat (VAC) en 2025 de 256 €₂₀₂₃ et celle à échéance 2030 de 300€₂₀₂₃ [427], signifiant que, au premier ordre, toutes les actions d'atténuation coûtant moins de 300 € par tonne de CO₂e abattue en 2030 méritent d'être engagées.

²⁷³ Système d'échange de quotas d'émissions (ou ETS en anglais) concernant plusieurs activités telles que la production d'électricité, le raffinage de pétrole, la production de coke, la sidérurgie, la cimenterie, la production de verre et plusieurs secteurs de la chimie (ammoniac, acide nitrique...).

²⁷⁴ Ce mécanisme leur impose donc de payer les émissions additionnelles. En revanche, en émettant moins que prévu, chaque industriel peut revendre ses quotas. Ces quotas s'échangeant aujourd'hui à environ 80 €/tCO₂, (valeur de l'indice *EU Carbon Permits* sur le site [tradingeconomics.com](#)) ils sont loin de couvrir le surcoût du CCS ou d'autres moyens de décarbonation. Des mécanismes de contrats pour différences (CCfD) sont envisageables, à l'instar du SDE++ néerlandais. L'Etat français a proposé un appel d'offres pour les Grands Projets Industriels de Décarbonation (GPID) en 2025 sur ce principe. Des mécanismes de contrats pour différences (CCfD) sont envisageables, à l'instar du SDE++ néerlandais. L'Etat français a proposé un appel d'offres pour les Grands Projets Industriels de Décarbonation (GPID) en 2025 sur ce principe.

²⁷⁵ Par exemple, l'importation en UE d'acier produit hors-UE sera aujourd'hui « taxée » sur le volume d'émissions de CO₂ pour la production de cet acier. En revanche, un produit aval tel qu'une voiture importée en UE et fabriquée à partir d'acier ne se verra pas « taxée » sur la part d'acier qu'elle comporte. Il y a donc un risque de contournement [428].

décarbonée d'alimenter l'industrie aval, prise de court par des produits finaux plus carbonés mais moins chers. La question de la répartition du surcoût dû au CCS est à étudier entre les acteurs concernés (industriels, Etat, consommateurs finaux) pour permettre l'émergence de la filière. Reporter le surcoût induit par le CCS sur le prix du produit final aurait un impact très différent selon les produits²⁷⁶.

Conclusion

Il est donc possible de développer le captage et la séquestration de carbone. Cela nécessitera toutefois des **quantités abondantes d'électricité** bas-carbone, dans un contexte de probable conflit d'usage d'ici à 2050. Cela demandera également un accès garanti à des **sites de stockage** sûrs, disponibles suffisamment vite. Cela passera en outre par un **alignement des acteurs sur le transport**, notamment sur les **spécifications des impuretés** acceptables. De tels projets devront aussi réunir une **adhésion** suffisamment large, leur acceptabilité étant aujourd'hui loin d'être acquise. Enfin, le CCS se traduira par un **surcoût** qui doit d'une part être **maîtrisé**, notamment via des **prix de l'électricité bas et stables** et/ou des **prix du CO₂ élevés et prévisibles**, et d'autre part être **réparti de manière acceptable** entre les acteurs – industriel, secteurs avals, consommateur final, Etat...

Contact

Rémi Calvet

Ingénieur de projet Industrie

remi.calvet@theshiftproject.org

Eric Bergé

Chef de projet Industrie

eric.berge@theshiftproject.org

Maxime Efoui-Hess, coordinateur Industrie et Numérique

maxime.efoui@theshiftproject.org

Héloïse Lesimple

Pilote communication et affaires publiques Transition Robuste

heloise.lesimple@theshiftproject.org

www.theshiftproject.org

²⁷⁶ Suivant le contenu carbone des matières produites (ciment, acier etc.) et la part du coût des matières premières dans le produit final (ouvrages d'art, ponts [432], bâtiment, automobile etc.).