



**MINISTÈRE
DE L'ÉCONOMIE,
DES FINANCES
ET DE LA SOUVERAINETÉ
INDUSTRIELLE ET NUMÉRIQUE**

*Liberté
Égalité
Fraternité*

Conseil général de l'économie

2023/21/CGE/SG

Mai 2024

Mission sur les projets européens de stockage géologique de carbone



Rapport établi par

Paul JOLIE
Ingénieur général des Mines
CGE

Richard LAVERGNE
Ingénieur général des Mines
CGE

Ilarion PAVEL
Ingénieur en chef des Mines
CGE

Guillaume BATOT
Ingénieur économiste
IFPEN

SOMMAIRE

SYNTHESE.....	4
RAPPORT	6
1 Présentation de la Mission	6
2 Introduction	7
2.1 Généralités concernant le dioxyde de carbone.....	7
2.2 Les enjeux autour du CCS	11
2.3 Vue d'ensemble des projets de CC(U)S	12
2.4 La chaîne de valeur du CCS	14
2.5 Le cadre européen.....	17
2.6 Le protocole de Londres	22
3 Présentation des projets par pays européens.....	26
3.1 Norvège	26
3.2 Danemark.....	41
3.3 Pays-Bas	50
3.4 Italie	57
3.5 Grèce	60
4 ANNEXES.....	63
4.1 Lettre de mission.....	63
4.2 Liste des personnes rencontrées.....	65
4.3 Spécifications du CO ₂	67
4.4 Les coûts d'abattement du CO ₂	73
4.5 La situation en France.....	79
4.6 Le CCS dans quelques autres pays européens	81
4.7 Problèmes et risques liés au stockage géologique	87
4.8 Les détails techniques d'un projet CCS – Bifrost.....	90
4.9 Industriels et académiques mentionnés dans le rapport	95
4.10 Liste des acronymes	99

SYNTHESE

L'objectif de cette mission flash, conduite par le Conseil général de l'économie (CGE) et l'IFP Énergies nouvelles (IFPEN), de janvier 2024 à avril 2024, a été de faire un état des lieux des projets de stockage du dioxyde de carbone (CO₂) à l'étranger, notamment au sein de cinq pays européens : la Norvège, le Danemark, les Pays-Bas, l'Italie et la Grèce.

Dans le cadre des objectifs de réduction des émissions de CO₂, les technologies de captage, transport et stockage du CO₂ (CCS, *Carbon Capture and Storage*) apparaissent comme une solution nécessaire pour les industries dont les émissions sont difficiles, voire impossibles, à réduire. D'après l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) le recours au CCS sera indispensable pour l'atteinte de l'ambition climatique « Net-Zero » en 2050¹.

Le coût du CCS est actuellement estimé entre 100 et 250 euros par tonne de CO₂ selon les projets (incluant le captage, le transport et le stockage). A titre indicatif, il est utile de rappeler que le prix du quota EU-ETS est aujourd'hui d'environ 60 euros, même si les experts s'accordent sur une augmentation à moyen terme.

En Europe, le stockage géologique du CO₂ est principalement envisagé en mer, dans des aquifères salins, ainsi que dans des gisements déplétés, pétroliers ou gaziers. En revanche, le stockage terrestre soulève des difficultés concernant l'acceptabilité sociale, notamment de la part des populations habitants dans le voisinage des zones de stockage².

Les pays disposant de sites stockages géologiques commencent à envisager de proposer ces capacités à ceux qui n'en disposent pas. Cependant, les projets de transport et stockage du CO₂ nécessitent en général entre 4 et 8 ans pour devenir opérationnels. Bien que ce délai puisse se raccourcir avec l'expérience opérationnelle accumulée, les projets n'ayant pas encore démarré au moment de l'écriture de ce rapport, pourraient difficilement atteindre une « maturité commerciale » d'ici 2030.

La chaîne de valeur complète du CCS semble se mettre difficilement en place du fait d'un jeu complexe semblable au paradoxe de « la poule et de l'œuf » entre émetteurs et stockeurs. Les industriels émetteurs hésitent à prendre des engagements fermes trop rapidement en attendant d'obtenir de meilleures offres de la part des stockeurs. Réciproquement, les stockeurs souhaitent obtenir des contrats fermes de la part d'émetteurs afin de pouvoir démarrer leur projet et acquérir une certaine visibilité du marché qui leur permet de continuer à investir. De plus, les stockeurs cherchent à se positionner en guichet unique pour faciliter, outre le stockage, le transport des flux de CO₂, ce qui n'arrange pas forcément les émetteurs car certains d'entre eux disposent de solutions de transport, ou préfèrent un marché ouvert plutôt qu'un environnement de type oligopolistique.

¹ <https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions/ccus-in-the-transition-to-net-zero-emissions>

² Aujourd'hui seul le Danemark développe des stockages terrestres.

La mission a eu du mal à se forger une opinion solide entre les discours assez différenciés des émetteurs et des stockeurs en particulier du fait des incertitudes actuelles sur les modèles économiques régissant le CCS.

Des spécifications, parfois très exigeantes, en matière de pureté du CO₂, sont mises en place par les différents opérateurs de transport et de stockage ce qui pourrait rendre les opérations de captage et traitement des flux de CO₂ trop coûteuses pour certains émetteurs³, et conduire ainsi à des risques de distorsion de concurrence, notamment lors du stockage du CO₂ au-delà des frontières. La mission considère qu'il est nécessaire d'établir des normes internationales concernant les spécifications de pureté des flux de CO₂.

L'industrie européenne du CCS en est aujourd'hui à ses débuts. En particulier, la Norvège et le Danemark sont les pays d'Europe les plus avancés, et possède chacun une stratégie claire concernant le CCS. De plus, les cadres réglementaires des pays stockeurs de la mer du Nord sont les plus matures, et les projets CCS mis en place sont bien plus avancés que ceux situés en mer Méditerranée. En effet, ces derniers, en Italie et en Grèce, ne semblent pas offrir de solutions viables de stockage pour les émetteurs français avant 2030, voire 2035.

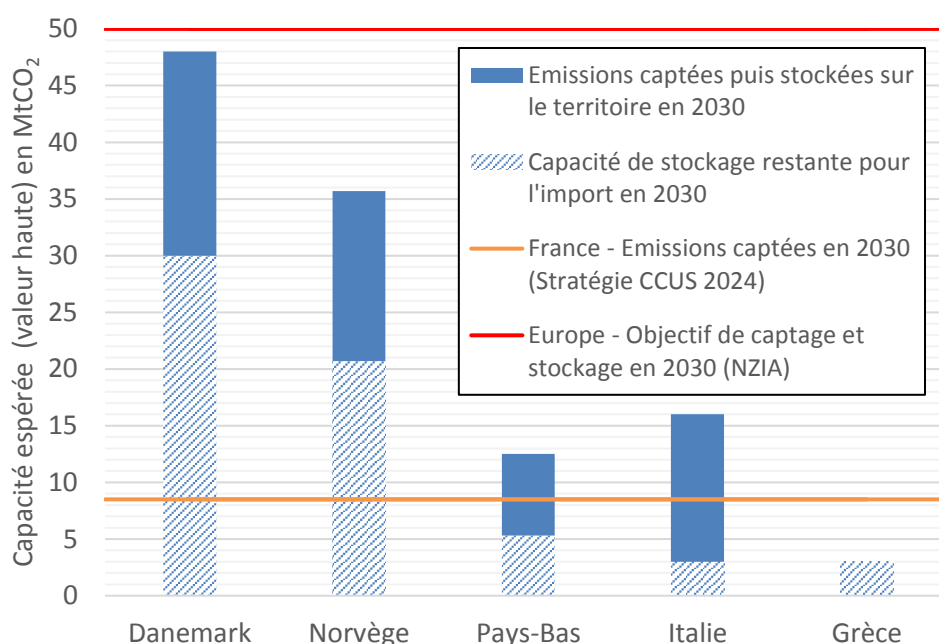


Figure 1 : Capacités de stockage géologiques totales estimées (valeurs hautes) par pays à partir des projets recensés dans ce rapport. En hachuré sont représentées les capacités qui seraient disponibles en 2030 pour des flux de CO₂ importés vers le pays, estimées par soustraction des ambitions ou prédictions de capture au sein de ce même pays (issues de différentes sources et études^{4,5,6,7}). Pour la Grèce aucune donnée n'a été trouvée, à noter que les émissions de l'industrie grecque sont actuellement de l'ordre de 10 MtCO₂/an, soit trois fois plus que la capacité de stockage du pays espérée pour 2030.

³ Le CO₂ capté peut contenir plus ou moins d'impuretés en fonction de l'industrie émettrice : production de l'hydrogène, cimenterie, sidérurgie. Des critères de pureté trop contraignants peuvent alors défavoriser certaines catégories d'émetteurs, ou technologies de capture.

⁴ Danemark : <https://ens.dk/presse/ny-analyse-potentialet-co2-fangst-vokser>

⁵ Norvège : <https://1p5ndc-pathways.climateanalytics.org/countries/norway/sectors/industry>

⁶ Pays-Bas : <https://network.bellona.org/content/uploads/sites/3/2021/07/The-Industrial-CCS-Support-Framework-in-the-Netherlands.pdf>

⁷ Italie : https://www.mase.gov.it/sites/default/files/Its_gennaio_2021.pdf ou <https://www.iea.org/reports/italy-2023>

RAPPORT

1 PRESENTATION DE LA MISSION

Cette mission flash, d'une durée de quatre mois, a été conduite par le Conseil général de l'économie et l'IFP Energies nouvelles. La lettre de mission est présentée en annexe 4.1.

L'objectif de la mission était de faire un état des lieux des projets de stockage de carbone à l'étranger, notamment dans cinq pays européens : la Norvège, le Danemark, les Pays-Bas, l'Italie, et la Grèce ; ainsi que des solutions de transport des flux de CO₂ depuis la France. Des compléments sur les projets lancés dans d'autres pays européens sont également présentés dans l'annexe 4.6.

Des entretiens ont été réalisés, en particulier avec la direction générale de l'énergie et du climat, la direction générale du Trésor, la direction générale des entreprises et avec divers acteurs de la chaîne de valeur du CCS. La liste complète des personnes rencontrées se trouve dans l'annexe 4.2.

Le rapport présente dans une large introduction les enjeux autour du captage et du stockage du dioxyde de carbone, puis la chaîne de valeur de l'industrie du CCS qui est en train de se mettre en place, ainsi que le cadre législatif et d'accompagnement européen. La seconde partie présente dans le détail les principaux sites de stockage projetés dans les cinq pays étudiés. Les annexes précisent certains aspects concernant, les spécifications en matière de pureté du CO₂ (annexe 4.3), les coûts d'abattement du CO₂ (annexe 4.4), les problèmes et risques liés au stockage géologique (annexe 4.7) et les détails techniques d'un projet CCS (annexe 4.8).

2 INTRODUCTION

2.1 Généralités concernant le dioxyde de carbone

Le dioxyde de carbone (CO_2) est un gaz incolore et inodore, cependant à des concentrations suffisamment élevées, il dégage une odeur piquante et un goût acide⁸. À température et pression normale, sa densité est de 1,98 kg/m³, soit 1,5 fois plus que l'air.

Il est produit dans divers processus industriels : présent dans les gaz de combustion des centrales thermiques ou thermoélectrique, ou des fours à chaux ; il résulte aussi des processus sidérurgiques, dans la fabrication du ciment ou production de l'hydrogène (utilisé pour la synthèse de l'ammoniac).

Pour des conditions de pression et températures respectivement supérieures à 74 bar et 31°C, le CO_2 se trouve à l'état supercritique, ce qui le rend alors particulièrement adapté au stockage géologique. En effet, il présente dans cet état une faible résistance à l'écoulement (du fait d'une faible viscosité, spécifique des gaz), et une densité élevée (spécifique des liquides). Ces sont les conditions thermodynamique type d'un stockage géologique situé à des profondeurs supérieures à 800 m.

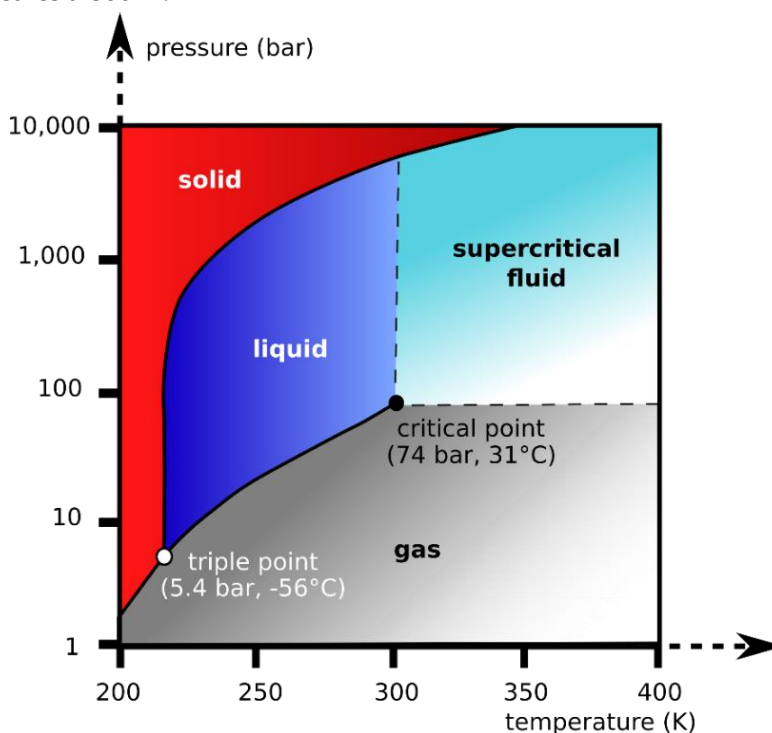


Figure 2 : Diagramme de phase du CO_2 (source : wikipedia)

Stockage géologique : Différentes formations géologiques peuvent être envisagées, gisements déplétés de pétrole ou de gaz, aquifères salins, ou dans du basalte.

⁸ En général, pour des concentrations supérieures à 5 % et dépendant des sujets.

Dans un **gisement déplété de pétrole ou de gaz**, le CO₂ occupera une partie de l'espace précédemment occupé par les hydrocarbures. Ce type de stockage est utilisé dans la mer du Nord, le nord de la mer Adriatique, et la mer Egée.

Dans un **aquifère salin**⁹, le flux de CO₂ supercritique injecté va d'abord déplacer l'eau initialement présente, se dissoudre, puis réagir chimiquement avec les minéraux de la roche environnante et finalement se minéraliser en carbonates stables. C'est un processus lent (en moyenne 400 ans), qui dépend de la composition et des propriétés chimiques de la roche. Ce type de stockage est utilisé dans la mer du Nord ou dans les zones continentales du Danemark.

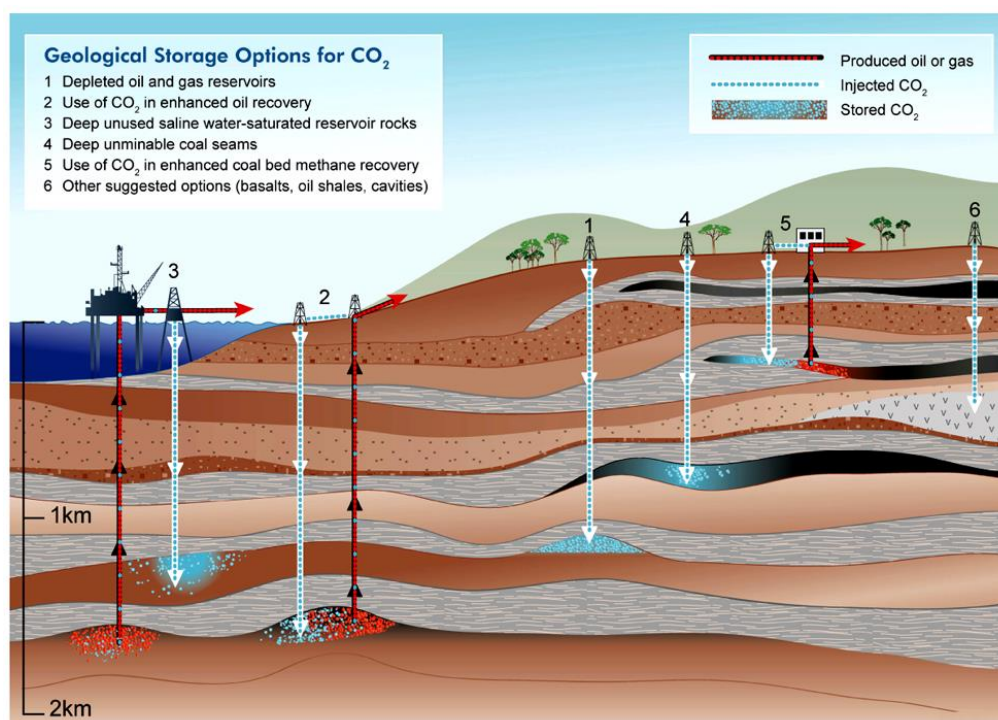


Figure 3 : Différentes option de stockage du CO₂ (source : IPCC).

Dans le cas d'un site de **stockage dans du basalte**, le CO₂ est injecté dissout dans une saumure. Il réagit rapidement avec la roche basaltique, qui est très riches en minéraux, pour former des carbonates, ce qui offre une sécurité accrue du stockage et constitue un des principaux avantages de ce type de stockage. Cependant, il faut disposer d'un environnement géologique approprié, ce qui est le cas par exemple de l'Islande qui se trouve sur la dorsale nord-atlantique, riche en basalte.

Le **stockage au sein des veines de charbon** (inexploitables) tire profit de l'adsorption du CO₂ à la surface du charbon. Ces veines peuvent contenir du méthane piégé dans leur structure interne, et puisque le charbon a une plus grande affinité avec le CO₂, il se substitue au méthane présent qui est alors produit : c'est une récupération assistée de méthane. Cependant, la faible perméabilité du charbon réduit les capacités d'injection, puis des questions liées à la stabilité du stockage, font que cette technologie est actuellement moins prometteuse¹⁰.

⁹ Les aquifères sont constituées de roches poreuses et perméables gorgées d'eau. En surface, ils sont souvent utilisés comme source d'eau potable, après un traitement préalable. En profondeur, l'eau des aquifères est plus salée que celle de la mer, ce qui la rend impropre à la consommation.

¹⁰ Technologie très populaire il y a 15 ans, elle semble actuellement abandonnée en Europe, à cause du risque de fracturation des veines de charbon, qui peut mettre en cause la stabilité du stockage.

Enfin, le CO₂ pourrait être utilisé pour la **récupération assistée de pétrole (ou de gaz)**. Injecté à l'état supercritique, le CO₂ se déplace à travers les pores de la roche, se dissout avec les résidus de pétrole brut et, en conséquence, diminue sa viscosité. Du fait d'un différentiel de pression en les puits injecteurs et producteurs, les hydrocarbures sont entraînés vers les puits de production et ensuite récupéré en surface. C'est une technologie très populaire aux États-Unis mais qui exploite en grande partie des réserves de CO₂ naturel. En Europe, elle n'est pas classée comme faisant partie des technologies CCS.

Transport du CO₂ : en fonction de la température et la pression, le CO₂ peut se trouver dans les états solides, liquide ou solide. À la pression de 5,4 bar et à la température de -56°C, les trois phases coexistent (le point triple). Le transport peut se faire sous forme gazeuse, liquide ou solide, mais la phase liquide offre à la fois la densité élevée et la facilité de manipulation nécessaires à un transport en vrac efficace.

Dans les **pipelines (canalisations ou carbo-ducts)**, les flux CO₂ peuvent être transporté à l'état supercritique, à des pressions supérieures à 74 bar et des températures supérieures à 31°C (selon la distance, des ré-compressions intermédiaires, seront nécessaires) ou à l'état gazeux, par exemple à 10 bar et -40 °C (ce qui demande une bonne isolation des pipelines). Ce type de transport est déjà utilisé depuis les années 1980, pour les activités de récupération assistée de pétrole.

Le **transport par navire** est plus économique pour des longues distances¹¹, mais nécessite des stockages tampons importants afin de faire face aux irrégularités du flux de transport. Le CO₂ est stocké dans des citernes à l'état liquide. En fonction de la pression, on peut avoir des transports à basse (5 – 10 bar ; -55°C – -40°C), moyenne (15 – 20 bar ; -30°C – -20°C) ou haute pression (35 – 50 bar ; 0 – 15°C)¹². Le choix de la pression dépend des volumes à transporter (les navires grande taille sont conçus pour de faibles pressions), des méthodes de liquéfaction et stockage du CO₂ lors du chargement (émetteur) et du déchargement (site de stockage) et l'optimisation des coûts opérationnels de transport et stockage.

Sécurité et risques : le CO₂ est un gaz inerte, et il se trouve à des concentrations atmosphériques légèrement supérieures à 0,04 % en volume. L'exposition de l'homme à des concentrations jusqu'à 1 % ne pose pas de problème particulier, mais au-delà de ce seuil des effets physiologiques peuvent se faire sentir : difficulté de concentration, maux de tête, fatigue, augmentation de la tensions artérielle, réduction de l'acuité auditive. Au-delà de 5 % le CO₂ produit une odeur légèrement piquante, la respiration est difficile, la vue brouillée, la capacité de jugement altérée, il peut produire des pertes consciences, voire la mort aux plus hautes concentrations.

Les risques de fuites associés au CCS sont au niveau du traitement (captage, liquéfaction) et du transport du CO₂ : une fuite importante en volume peut déplacer l'air respirable et provoquer l'asphyxie ; une fuite à haute pression pourrait être mortelle pour toute personne se trouvant sur le chemin.

Le captage du CO₂ consiste à séparer le CO₂ des fumées industrielles, qui contiennent également de l'azote, de la vapeur d'eau et de l'oxygène, soit par l'intermédiaire d'une unité spécifique de séparation, soit par une

¹¹ Par exemple, si le volume de CO₂ transporté est supérieur à 6Mt/an, pour les distances supérieures à 1 000 km le transport par navire est plus économique que par pipeline (source : Club CO₂).

¹² La température doit suivre la pression pour garder le CO₂ à l'état liquide, conformément au diagramme de phase. Plus on diminue la pression, plus il faudra également baisser la température, donc refroidir davantage.

modification des procédés industriels existants. Plusieurs méthodes sont envisagées.

Le captage en **postcombustion** consiste à extraire le CO₂ des fumées par absorption à l'aide d'un solvant, en général à base d'amines, puis de le libérer dans l'unité de séparation par augmentation de la température. D'autres technologies sont envisagées : par cycle calcium (transformation de la chaux vive en calcaire par absorption de CO₂, puis libération du CO₂ et retransformation en chaux vive par augmentation de la température), par cryogénie (solidification du CO₂ par givrage), par séparation membranaire ou par contact avec un adsorbant solide. Ce procédé dispose d'une grande maturité et a l'avantage de pouvoir être facilement mis en œuvre sans effectuer de modifications importantes sur les installations existantes. En revanche, il est fort consommateur d'énergie, et en conséquence coûteux.

Le captage en **oxycombustion** consiste à séparer l'oxygène de l'air et de l'utiliser comme comburant, ce qui permet d'obtenir en fin de combustion un mélange binaire de CO₂ et de vapeur d'eau, plus facile à séparer. Pour éviter des températures excessives qui pourraient endommager les installations, une partie du gaz de sortie est recyclée en chambre de combustion. La séparation de l'oxygène peut se faire par cryogénie ou par membranes, qui demande forcément d'importantes consommations d'énergie.

Le captage par « **boucle chimique** » est un procédé qui vise à apporter l'oxygène pour la combustion sous forme d'oxydes métalliques, qui vont tourner en boucle entre la chambre de combustion et un réacteur à air. Dans la chambre de combustion, les oxydes métalliques vont se réduire en oxydant le combustible, puis retourner dans le réacteur à air pour s'oxyder et le cycle recommence. Les oxydes métalliques permettent donc la combustion sans apport d'azote, les gaz de combustion étant composés de CO₂ et de vapeur d'eau. Cette technologie consomme relativement peu d'énergie mais se trouve encore dans une phase de développement.

Le captage en **précombustion** consiste à extraire le CO₂ en amont de la combustion, en transformant par oxydation partielle le combustible initial en un mélange de gaz de synthèse (CO + H₂), puis par une réaction supplémentaire en CO₂ et H₂. Il s'agit en fait, des réactions mises en œuvre pour la production de l'hydrogène, qui par la suite est utilisé pour la production de l'ammoniac et des engrais. Le CO₂ est séparé de l'hydrogène par un solvant physique, sans avoir besoin de chaleur pour la désorption. L'hydrogène est par la suite brûlé dans la chambre de combustion qui ne rejette que de l'eau dans l'atmosphère.

Le captage du CO₂ est généralement l'étape la plus onéreuse de la chaîne de valeur CCS car elle nécessite des investissements importants, et entraîne une surconsommation énergétique du site émetteur. Les coûts de la chaîne CCS varient sur une grande plage de valeur et sont fonction d'un grand nombre de paramètres : la composition des fumées traitées, la qualité du flux de CO₂ capté, la technologie de captage utilisée, la durée de vie des installations, le prix du gaz naturel ou de l'électricité, le taux d'actualisation. En général, le coût du captage du CO₂ peut représenter jusqu'à 70 % du coût total de la chaîne CCS, tandis que le transport et le stockage représenteraient de façon égale 15 % des coûts¹³. D'importants efforts de R&D sont réalisés pour développer des technologies de captage plus performantes et moins coûteuses.

¹³ Florence Delprat-Jannaud, Le captage et le stockage du CO₂, Reflets de la Physique n° 77.

2.2 Les enjeux autour du CCS

Le cinquième rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC, ou IPCC en anglais) souligne que les technologies CCS sont nécessaires pour maintenir le réchauffement climatique à moins de 2°C par rapport à l'époque préindustrielle¹⁴. L'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) estime que les technologies CC(U)S sont essentielles pour atteindre la neutralité carbone en 2050¹⁵, et que des progrès rapides sont nécessaires d'ici 2030¹⁶. En effet, les technologies de captage, transport et stockage du CO₂ (CCS, *Carbon Capture and Storage*) apparaissent comme une solution nécessaire pour les industries dont les émissions sont difficiles, voire impossibles, à réduire par d'autres voies (ex. cimenterie, sidérurgie, etc.).

L'hydrogène en tant que vecteur énergétique peut jouer un rôle important dans la décarbonation de certains secteurs industriels fortement consommateurs d'énergie (ex. sidérurgie). Cependant, tant que l'hydrogène sera produit principalement par vaporéformage de méthane, processus émetteur de CO₂, le déploiement des technologies CCS reste indispensable.

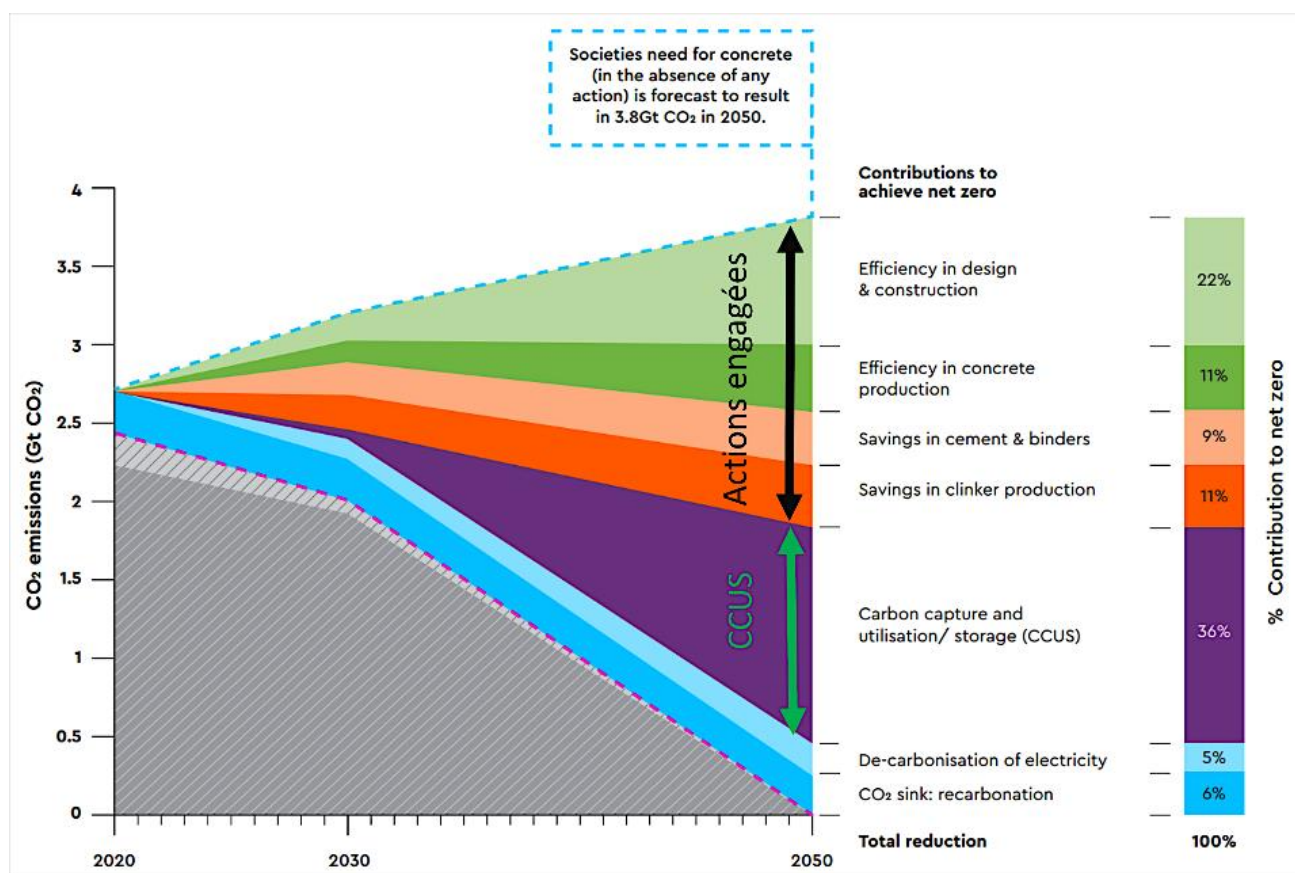


Figure 4 : Le rôle du CCUS dans l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone en 2050. (Source : audition Ciments Vicat, 13/03/2024)

¹⁴ www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-working-group-3/

¹⁵ <https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions/ccus-in-the-transition-to-net-zero-emissions>

¹⁶ www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-1.5-c-goal-in-reach

Les technologies et connaissances mobilisées pour le déploiement du CCS sont issues de l'expérience opérationnelle acquise par l'industrie pétrolière depuis les années 80, à travers les projets de « récupération assistée du pétrole à partir de CO₂ » (CO₂ Enhanced Oil Recovery).

2.3 Vue d'ensemble des projets de CC(U)S

2.3.1 Distinction des projets CCS et CCU

La mission s'est focalisée sur les projets de CCS (*Carbon Capture and Storage*). Le CCU (*Carbon Capture and Utilisation*) représente une large palette d'applications de « valorisation du carbone ». C'est un recyclage, soit direct (réfrigérant, fertilisation des cultures dans les serres, utilisation dans les boissons gazeuses, etc.), soit par transformation en l'incorporant dans de nouveaux produits (béton, carburants, produits chimiques, cultures des algues). Le CCU pourrait ainsi substituer en partie l'utilisation de combustibles fossiles, réduisant ainsi les émissions. Si le carbone est capté de l'atmosphère et reste dans une boucle fermée pendant plusieurs siècles, par exemple, lorsqu'il est incorporé dans des matériaux de construction à base de ciment, la méthode peut être considérée comme une élimination du CO₂ de l'atmosphère. En revanche, les autres cas de CCU, dans lesquels le carbone est libéré à nouveau dans l'atmosphère, ne font que retarder les émissions.

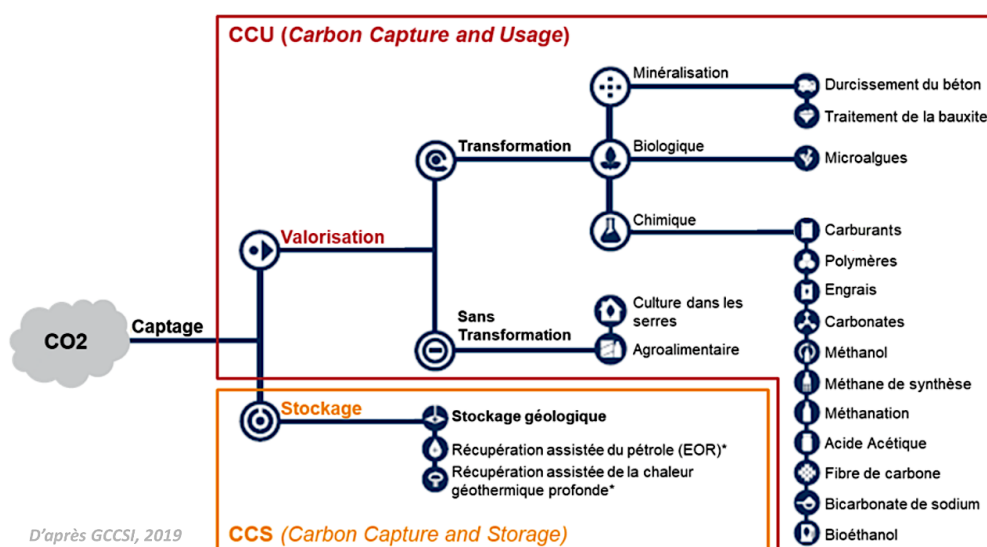


Figure 5 : Les différentes finalités du CCU et du CCS.

Le CCS (*Carbon Capture and Storage*) consiste dans la séparation du CO₂ des gaz résiduels issus des diverses industries (ciment, sidérurgie, centrales électriques et thermiques à combustible fossile, industrie chimique,

bioénergie), suivi par un stockage géologique permanent^{17,18}. Si l'origine du CO₂ est exclusivement fossile ou géologique (combustibles fossiles, calcaire), il s'agit d'une réduction des émissions et non d'une élimination du CO₂ de l'atmosphère. Cette dernière ne peut être réalisée que dans la capture directe de l'air (DAC) ou par les technologies bioénergétiques avec CCS (BECCS).

2.3.2 Enjeux des projets CCS en Europe

Les pays situés autour de la mer du Nord, possèdent des avantages indéniables en matière de CCS, du fait des caractéristiques géologiques de cette zone géographique. Cette région est relativement bien caractérisée et facilement accessible en raison des nombreuses activités et infrastructures d'exploitation d'hydrocarbures existantes. Elle dispose également de grandes capacités de stockage dans les aquifères salins. Pour ces raisons, les pays de l'Europe du Nord présentent le plus grand nombre de projet CCS, qui totalisent la plus grande capacité de stockage de CO₂ en Europe, comme on peut le constater sur la carte de la Figure 6.

Effectivement, le pôle CCS de la mer du Nord est axé sur l'acheminement du CO₂ et son stockage permanent au sein d'aquifères salins, ainsi que dans des gisements d'hydrocarbures déplétés. Le développement des infrastructures dédiées au CO₂ pourrait permettre l'importation de flux de CO₂ à partir de sources situées autour de la mer du Nord et à l'intérieur de l'Europe continentale par canalisation, et par voie maritime.

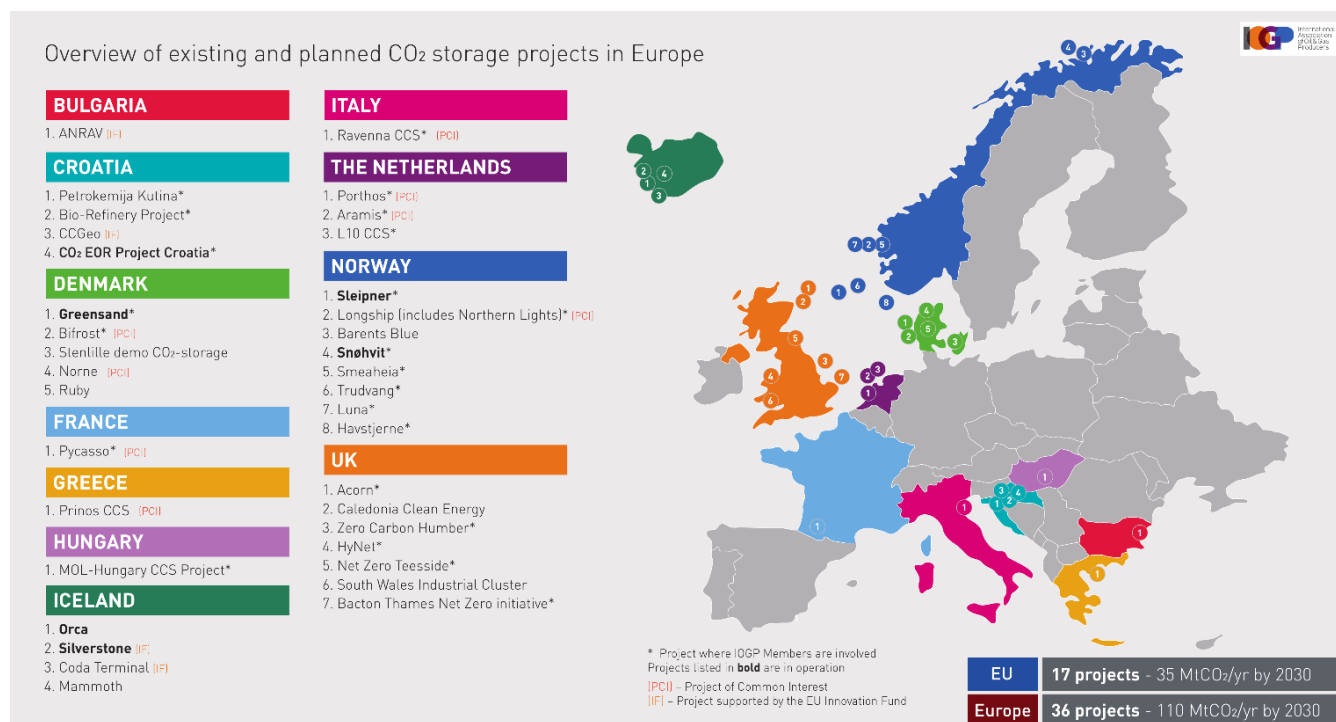


Figure 6 : La carte des projets CCS en Europe (Source Global CCUS Forum).

¹⁷ La récupération assistée du pétrole (EOR) est incluse dans les technologies CCS aux États-Unis et en Chine, mais pas en l'Union Européenne.

¹⁸ Une technologie récente, mise au point par le BRGM, est de dissoudre le CO₂ dans l'eau et l'injecter dans un aquifère salin profond, utilisé également pour exploiter l'énergie géothermique.

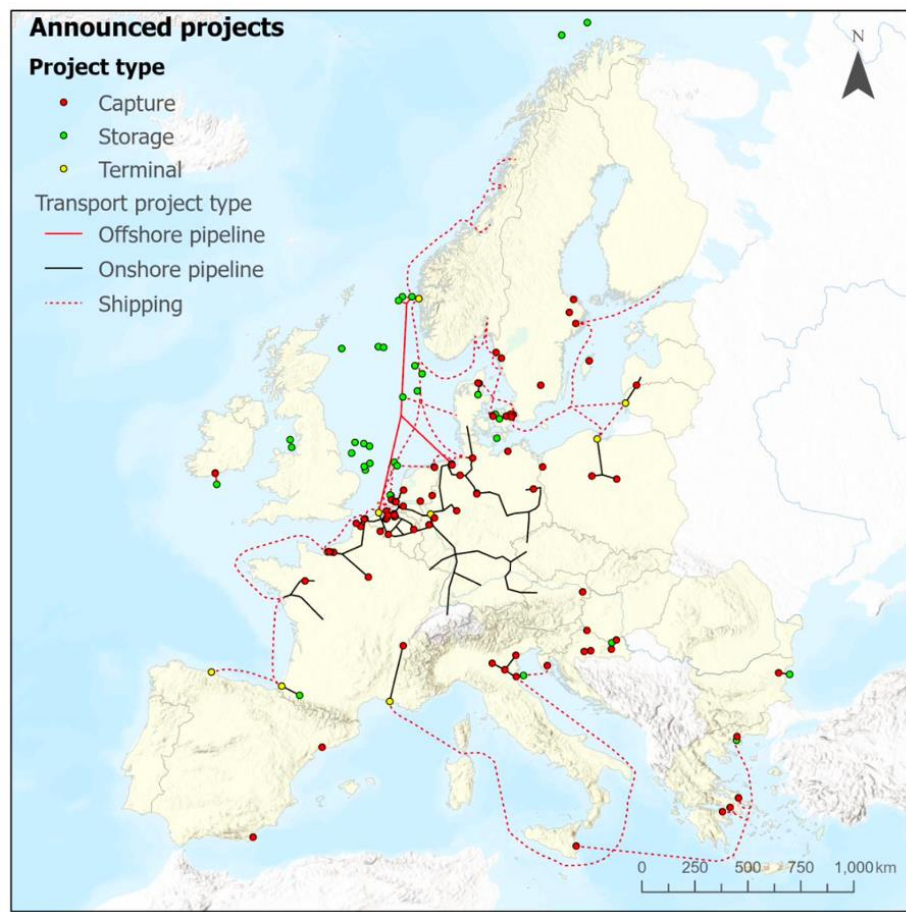


Figure 7 : Cartographie des projets de CCS et de transport de CO₂ annoncés en Europe début 2024 (source : *Shaping the future CO₂ transport network for Europe*, JRC, 6 février 2024).

2.4 La chaîne de valeur du CCS

La chaîne de valeur du CCS comprend les sites émetteurs, les pôles de collecte et de conditionnement du CO₂ capté, les moyens de transport, les terminaux de réception, et les sites géologiques de stockage.

Emetteurs : il s'agit des sources des flux de CO₂ industriels, comme les centrales électriques ou thermiques, certaines industries (sidérurgie, ciment, production d'hydrogène bleu) mais aussi des émetteurs biogéniques ou les installations de capture directe de l'air. Les grands émetteurs (par exemple, dont les émissions sont supérieures à 100 Mt/an) peuvent envisager la mise en place d'une infrastructure avec plusieurs sites de stockage. Les petits émetteurs peuvent se grouper ensemble pour utiliser une infrastructure commune vers un seul site de stockage. Le CO₂ de ces émetteurs est capté suivant différentes technologies de captage en fonction de leur activité industrielle (Voir *supra*, section 2.1).

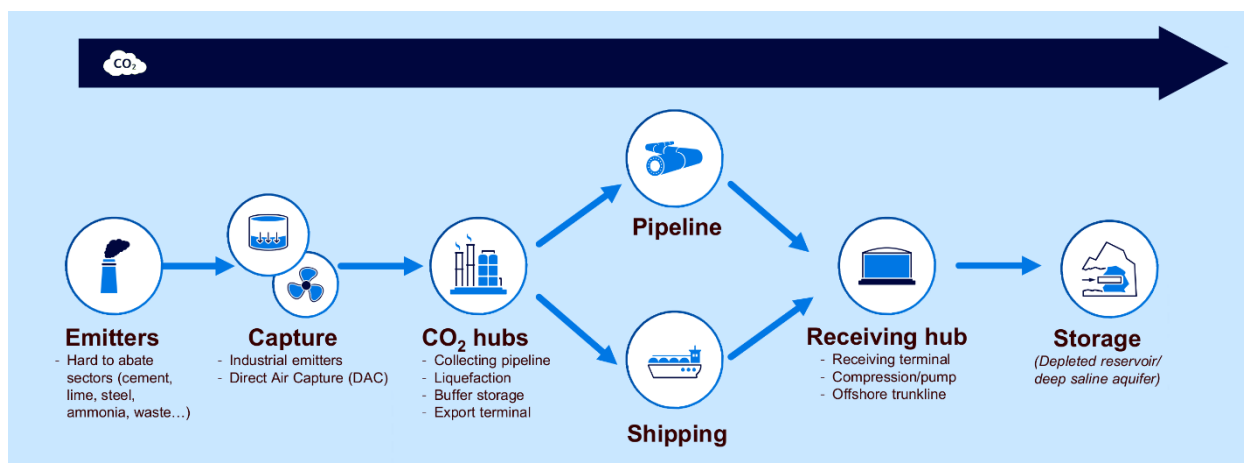


Figure 8 : Chaîne de valeur du CCS (Présentation d'Étienne Angles-D'Auriac à la fondation Tuck, 5 février 2024).

Transport : il est réalisé par différents moyens. Les **pipelines (canalisations ou carבודucs)** sont utilisés pour acheminer de grands volumes à l'état liquide ou gazeux dans les zones continentales ou sur le plateaux continentaux (mers épicontinentales) pour des distances inférieures à 1 000 km, pour des raisons d'optimisation de coût. On peut construire de nouveaux pipelines sur des corridors existants ou convertir des gazoducs ou oléoduc désaffectés, en particulier ceux qui desservait les champs d'hydrocarbures, aujourd'hui épuisés. Des pipelines peuvent connecter les émetteurs avec les pôles de collecte et de conditionnement, puis avec les sites de stockages terrestres ou en mer.

Pour de grandes distances, en général supérieures à 1 000 km, l'acheminement par **voie maritime** est favorisé¹⁹. Les grands ports peuvent souvent assurer l'intermodalité entre le transport maritime et les autres moyens de transport.

Le transport **ferroviaire** ou **routier** peut également être envisagé pour de faibles volumes de CO₂. Les trains de fret et les camions peuvent être disponibles pour transporter le CO₂ à très court terme, le temps que les réseaux de carבודucs européens soient mis en place, ce qui les rend attractifs en période transitoire. En outre, ces deux modes de transport peuvent s'avérer nécessaires pour relier des sources (et des puits) de CO₂ moins accessibles à aux réseaux de pipelines). Cependant ces moyens restent très coûteux et pour cette raison ils ne connaîtront probablement qu'un déploiement restreint.

Les pôles de collecte et de conditionnement du CO₂ : sont situés le plus souvent dans des zones industrielles. Des pipelines peuvent être utilisés pour relier les émetteurs aux **centres de collecte**. Ces derniers sont composés de diverses installations : collecteurs, compresseurs, échangeurs de chaleur, stations de surveillance. En fonction des exigences du transport ultérieur, les installations de conditionnement du gaz, par exemple le séchage ou la liquéfaction du CO₂, peuvent faire partie du centre de collecte. Des **plateformes de transbordement** sont nécessaires pour un stockage tampon, lorsque on passe du transport continu des pipelines à un transport discontinu, par navire ou vice versa. Les **terminaux de réception**, situés dans la proximité des sites géologiques de stockage, doivent inclure des solutions de stockage temporaire, car, en général, les taux d'injection des puits sont inférieurs aux taux de déchargement des navires.

¹⁹ Un navire de transport de CO₂ liquéfié de 20 000 tonnes, dont le trajet aller-retour dure une semaine, peut transporter environ un 1 Mt de CO₂ par an, en supposant qu'il n'y ait pas de retards logistiques ou météorologiques.

Sites géologiques de stockage : Ce sont en général des **champs déplétés de pétrole ou de gaz** ou des aquifères salins. Les premiers bénéficient à la fois d'installation pétrolières existantes qui peuvent être reconverties pour le transport et l'injection de flux de CO₂, ainsi que d'une connaissance opérationnelle du site, acquise durant son exploitation pétrolière. De plus, à terme, les gisements abandonnés doivent être fermés et la réouverture de ces gisements abandonnés serait plus coûteuse que le passage direct de la production de gaz naturel au stockage de CO₂. Les **aquifères salins** sont l'option de stockage la plus répandue dans la zone de la mer du Nord, avec le potentiel le plus élevé pour le stockage du CO₂²⁰. L'existence de ces formations peut être connue, et chaque nouveau site doit être quantifié par une exploration spécifique (ex. le forage, mesures diagraphiques, etc.) et une évaluation appropriée des risques avant de prendre des décisions concernant le développement du stockage du CO₂ et l'octroi de licences²¹.

2.4.1 Paradoxe de « la poule et de l'œuf » au lancement des projets

Pour la mise en place des systèmes CCS, les émetteurs et les stockeurs doivent effectuer des tests et construire des infrastructures coûteuses. Cependant, aucun des deux n'envisagerait un investissement sans avoir la garantie d'une rentabilité minimale. Ainsi, les émetteurs hésitent à prendre trop rapidement des engagements fermes, en attendant d'obtenir de meilleures offres de la part des stockeurs. Réciproquement, les stockeurs souhaitent obtenir des contrats fermes de la part d'émetteurs afin de pouvoir démarrer leur projet et acquérir une certaine visibilité du marché, qui leur permettra de continuer leurs investissements. De plus, les stockeurs cherchent à se positionner en guichet unique pour faciliter, outre le stockage, le transport des flux de CO₂, ce qui n'arrange pas forcément les émetteurs.²²

C'est le paradoxe de « la poule et de l'œuf » où chaque acteur attend « l'autre » et qu'aucun n'avance tant que l'autre n'aurait pas fait un pas.

Pour résoudre ce paradoxe, il existe actuellement deux stratégies pour les pouvoirs publics :

- introduire un « pilote » de la chaîne de valeur, stratégie choisie par le Royaume-Uni. Il s'agit d'un représentant de l'Etat, qui coordonne alors les différents acteurs de la chaîne, pouvant même piloter les feuilles de route des projets, de façon à optimiser ces projets dans leur globalité ;
- aider un des acteurs de la chaîne de valeur à faire le premier pas, pour enclencher la boucle d'investissement. Cette aide peut être nationale ou européenne, et peut consister par exemple, en un financement partiel du premier investissement, ou dans la cadre de la labélisation « Projets européens d'intérêt commun », ou encore du programme « Connecting Europe ».

Enfin, la fin progressive des émissions industrielles couvertes par les quotas gratuits (EU-ETS) telle que planifiée à partir de 2026 va probablement entraîner une dynamique et une demande nouvelle pour les solutions de CCS à horizon 2035 (voir *infra* section 2.5.3).

²⁰ En fait, les capacités de stockage dans les réservoirs déplétés étant limitées, il serait nécessaire de développer les stockages dans les aquifères, si on souhaite atteindre les objectifs de réduction de CO₂ (selon le GIEC).

²¹ Le travail de quantification du site peut prendre entre 3 et 5 ans.

²² Les projets pionniers Sleipner et Snøhvit n'ont pas connu de tel problème car dans leur cas, c'est le même industriel qui émet et qui stocke le CO₂.

2.4.2 Spécifications des flux de CO₂

Les flux de CO₂ captés depuis les fumées industrielles présentent une teneur en CO₂ élevée, généralement bien supérieure à 90 %, mais se composent aussi de nombreux autres gaz dont la concentration va dépendre du procédé de captage et de la source du CO₂ industriel. Parfois présents en très faible proportions, ces impuretés entraînent néanmoins de multiples effets, néfastes à l'efficacité et à la sécurité de l'ensemble de la chaîne de transport et de stockage du CO₂. Les impuretés sont inhérentes au captage et leurs concentrations dépendent de la source et de la technologie employée. Leur effet sur la vie du stockage géologique en lui-même sont difficile à appréhender, c'est un sujet de recherche actuel, qui nécessite des études de caractérisation géologiques spécifiques et avancées.

Des spécifications, parfois très exigeantes, en matière de pureté du CO₂, sont mises en place par les différents opérateurs de transport et de stockage ce qui pourrait rendre les opérations de captage et traitement des flux de CO₂ initialement captés trop coûteuses pour certains émetteurs²³, et conduire ainsi à des risques de distorsion de concurrence, notamment lors du stockage du CO₂ au-delà des frontières. Il apparaît alors nécessaire d'établir des normes internationales concernant les spécifications de pureté des flux de CO₂.

Un complément sur ce sujet est référencé en annexe (*infra* section 4.3).

2.5 Le cadre européen

2.5.1 Cadre juridique

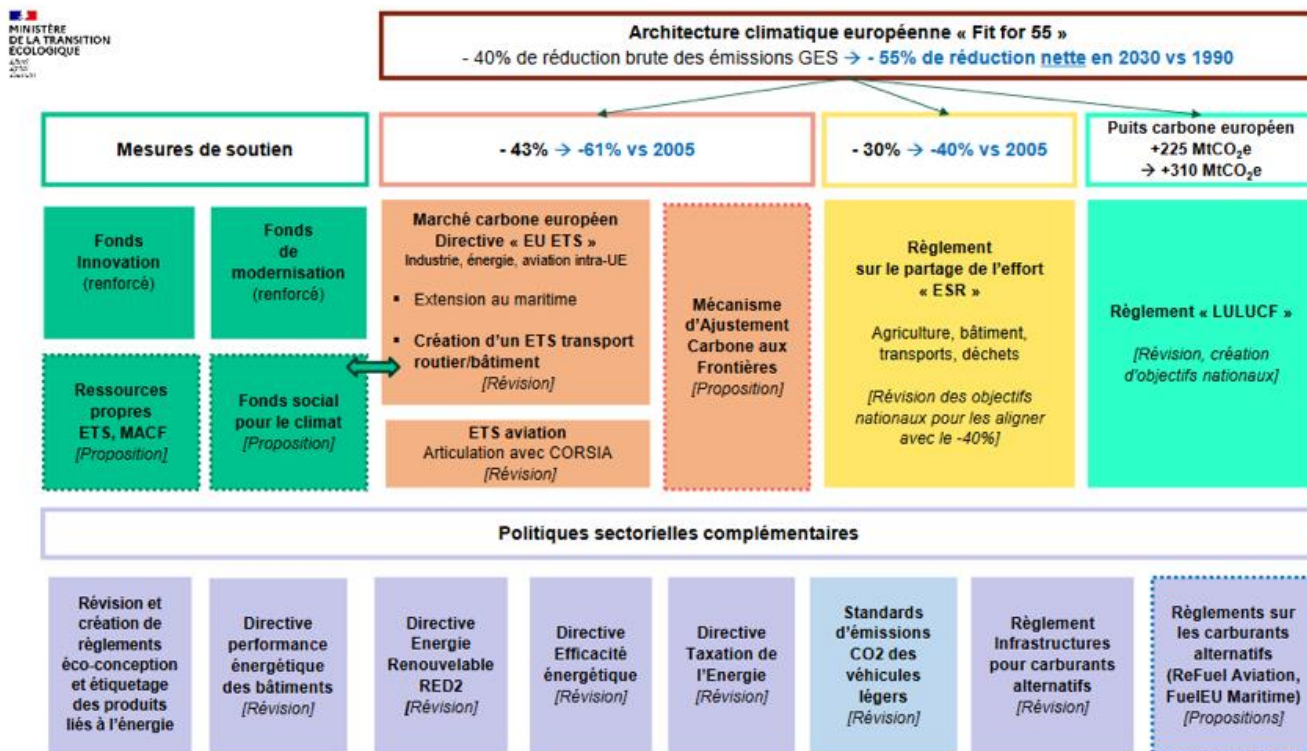
A l'instar de la plupart de ses États membres, écartelés entre le refus des associations écologistes et la revendication des industriels gros émetteurs de gaz à effet de serre, l'Union Européenne (UE) a été longtemps hésitante sur le statut à donner au CCS dans la panoplie des technologies bas carbone à promouvoir dans la lutte contre le changement climatique.

Parmi les premières avancées substantielles, on peut citer la directive 2009/31/CE du 23 avril 2009 relative au stockage géologique du dioxyde de carbone²⁴ visant à garantir que cette nouvelle technologie sera mise en œuvre d'une manière qui ne nuise pas à l'environnement (notamment en lien avec le protocole de Londres de 1996 sur la prévention de la pollution des mers résultant de l'immersion de déchets) et à permettre la construction et l'exploitation, d'ici 2015, d'un « maximum de 12 installations de démonstration ». La directive fixe à ce titre des règles en matière de délivrance de permis pour garantir la sécurité et l'intégrité environnementale du stockage de CO₂ et prévoit que l'accès aux infrastructures de CCS doit être transparent et non discriminatoire.

²³ Le CO₂ capté peut contenir plus ou moins d'impuretés en fonction de l'industrie émettrice : production de l'hydrogène, cimenterie, sidérurgie. Des critères de pureté trop contraignants peuvent alors défavoriser certaines catégories d'émetteurs ou de technologies de captage.

²⁴ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32009L0031>

En 2019 et 2020, le Conseil européen a fixé pour l'UE un objectif de neutralité carbone en 2050 suivi de celui d'un objectif de baisse de 55% des émissions nettes en 2030 par rapport à 1990. L'UE s'est ensuite engagée dans la mise au point d'une ambitieuse stratégie d'un « EU green deal » puis d'un « EU green deal industrial plan », en commençant par l'élaboration d'un vaste paquet législatif « Fit-for-55 » sur la base d'un ensemble de documents publiés par la Commission européenne en juillet 2021²⁵.



En ce qui concerne l'industrie, la Commission a publié en février 2023 son plan industriel du pacte vert pour l'ère du zéro émission nette (Net-Zero Emission Industrial Act, soit NZIA)²⁶ visant à développer les technologies vertes en Europe, dont le CCS. Ce plan a été suivi par une stratégie de gestion industrielle du carbone (communication COM (2024) 62 du 6 février 2024) qui prend acte, en accord avec les recommandations du GIEC et de l'AIE, du fait que les efforts d'atténuation pour atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 doivent inclure le recours au CCS, notamment pour les émissions industrielles particulièrement difficiles à réduire²⁷. Plus précisément, dans le règlement NZIA précité, la Commission a proposé de faire en sorte **qu'au moins 50 millions de tonnes de CO₂ par an** puissent faire l'objet d'un stockage géologique d'ici 2030.

A côté de ces divers textes concernant le CCS, l'UE a pris d'autres textes pour promouvoir le captage et le stockage du carbone, comme le stockage du carbone dans les sols, l'utilisation du carbone (CCU) et diverses technologies de captage et d'absorption du carbone, etc.

²⁵ <https://www.ecologie.gouv.fr/climat-energie-conseil-lunion-europeenne-adopte-des-textes-cles-du-paquet-fit-55>

²⁶ https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/green-deal-industrial-plan/net-zero-industry-act_en

²⁷ https://energy.ec.europa.eu/system/files/2024-02/Communication_-_Industrial_Carbon_Management.pdf

2.5.2 Accompagnement des projets de CCS européens

L'UE a mis en place de nombreux mécanismes qui peuvent être utilisés pour soutenir les projets de CCS, tant au niveau des entreprises émettrices de gaz à effet de serre qu'au niveau des infrastructures de stockage et de transport du CO₂.

Tout d'abord le **système d'échange de quotas d'émission de l'UE (EU-ETS)** encourage le recours au CCS à la fois dans l'UE et dans l'Espace économique européen (EEE) dont fait partie la Norvège. En effet les entreprises n'ont pas l'obligation de restituer les quotas pour des émissions ainsi réduites, ce qui est d'autant plus intéressant pour ces entreprises au fur et à mesure que leurs quotas gratuits se réduisent. De plus, le prix des quotas devant croître dans le futur proche, par rapport à son niveau actuel de l'ordre de 60 €/t CO₂, il peut être envisagé que ce prix dépasse assez rapidement le surcoût induit par le recours au CCS.

Plusieurs dispositifs de financement pour des projets de R&D et de démonstration ont été créés par le biais des programmes-cadres de recherche et d'autres mécanismes de financement de l'UE. Les programmes de financement actuels de l'UE permettant de soutenir le CCS (y compris sur le volet utilisation) sont nombreux et on peut citer, à titre d'exemples :

- Le Fonds pour l'innovation (IF) mobilise plus de 25 Md€, en fonction du prix du carbone, sur 10 ans pour soutenir des technologies de pointe dans les domaines du CCS, ainsi que dans les énergies renouvelables, les industries à forte intensité énergétique et le stockage de l'énergie²⁸ ;
- Le Mécanisme pour l'interconnexion en Europe (MIE), par son volet énergie, soutient les projets d'infrastructures clés soit pour la politique énergie-climat de l'UE, dans le cadre du règlement relatif aux réseaux transeuropéens d'énergie (RTE-E)²⁹. Les projets CCS peuvent en faire partie à condition de concerner au moins deux pays :
 - o L'obtention du statut de PIC (projet d'intérêt commun) / PIM (projet d'intérêt mutuel) est une condition d'éligibilité (des pays tiers pouvant être impliqués dans le cas des PIM)³⁰, même si elle ne garantit pas un financement de l'UE au titre du MIE ;
 - o Les PIC et les PIM peuvent demander un financement au titre du MIE en participant à des appels à propositions annuels. Les promoteurs de projets peuvent demander des subventions pour des études et des travaux de construction ;
 - o La Commission a établi en novembre 2023 une nouvelle liste de PIC/PIM qui fait suite à 5 listes de PIC qui ont été adoptées tous les deux ans, depuis 2013. Cette liste comprend 166 projets dont 14 concerne le CCS³¹.

²⁸ https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund_en

²⁹ <https://eur-lex.europa.eu/FR/legal-content/glossary/connecting-europe-facility-cef.html>

³⁰ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/fr/qanda_23_6048

³¹ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_6047

- La Facilité pour la reprise et la résilience (FRR)³² vise à atténuer l'impact économique et social de la pandémie de coronavirus en investissant dans des domaines phares tels que les technologies propres et les énergies renouvelables, par exemple le CCS et l'utilisation du carbone ;
- Le Fonds pour une transition juste (JTF)³³ apporte son soutien aux territoires confrontés à de graves défis socio-économiques découlant de la transition vers la neutralité carbone en 2050, notamment en soutenant les technologies de CCS ;
- Horizon Europe³⁴, programme clé de l'UE pour le financement de la recherche et l'innovation, qui, en particulier soutient également la recherche, les projets pilotes et les projets de démonstration à petite échelle liés au CCS ;

La Commission permet également aux pays de l'UE de soutenir les projets CCS au moyen d'aides d'État, dans certaines conditions spécifiées dans ses lignes directrices concernant les aides d'État pour le climat, la protection de l'environnement et l'énergie 2022.

2.5.3 Le système d'échange de quotas d'émission de l'UE (SEQE ou EU-ETS)³⁵ : la fin des quotas gratuits.

C'est un système d'échange de droits d'émission de carbone qui vise à réduire les émissions de gaz à effet de serre des pays de l'Union européenne. C'est un mécanisme du type « cap and trade » (« plafonnement et échange », qui a fonctionné avec succès aux États-Unis dans les années 1990, pour limiter les émissions de SO_x et NO_x, responsables de pluies acides³⁶.

La quantité totale de CO₂ pouvant être émise par les entreprises est limitée par un plafond, qui est réduit progressivement chaque année conformément aux objectifs climatiques, ce qui devrait conduire à la diminution globale des émissions de CO₂ d'ici à 2050. Chaque entreprise dispose ainsi des quotas d'émission qu'elle reçoit gratuitement ou qu'elle achète à d'autres entreprises émettrices, disposés à en vendre. Il y a donc la possibilité d'échanger ces quotas entre divers émetteurs.

Un quota donne le droit d'émettre une tonne de CO₂ et chaque année les entreprises doivent présenter suffisamment de quotas pour couvrir leurs émissions, dans le cas contraire elles risquent de lourdes amendes. En conséquence, les entreprises qui ne peuvent pas couvrir leurs émissions ont le choix, soit d'acheter suffisamment de quotas pour couvrir la quantité de CO₂ qu'elles émettent, soit réduire leurs émissions de CO₂ en améliorant leur efficacité énergétique ou en investissant dans des sources d'énergie renouvelables ou dans le CCS. En revanche, si une

³² https://next-generation-eu.europa.eu/recovery-and-resilience-facility_fr

³⁴ https://research-and-innovation.ec.europa.eu/funding/funding-opportunities/funding-programmes-and-open-calls/horizon-europe_en

³⁵ <https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/>

³⁶ www.epa.gov/acidrain/acid-rain-program

entreprise réduit ses émissions et dispose d'un excédent de quotas, elle peut, soit les conserver pour les utiliser ultérieurement, soit les vendre.

Les revenus de l'EU-ETS sont versés principalement aux budgets nationaux des États membres³⁷, qui les utilisent pour soutenir les investissements dans les énergies renouvelables, l'amélioration de l'efficacité énergétique et les technologies à faibles émissions de carbone. La vente de quotas alimente également le Fonds pour l'Innovation³⁸ et le Fonds pour la modernisation³⁹.

Cependant, après avoir connu une croissance dans les dernières années, l'indice ETS est récemment redescendu à des valeurs alentours de 60 €, ce qui rend le financement des projets CCS plus difficile sans des aides importantes de la part des gouvernements.

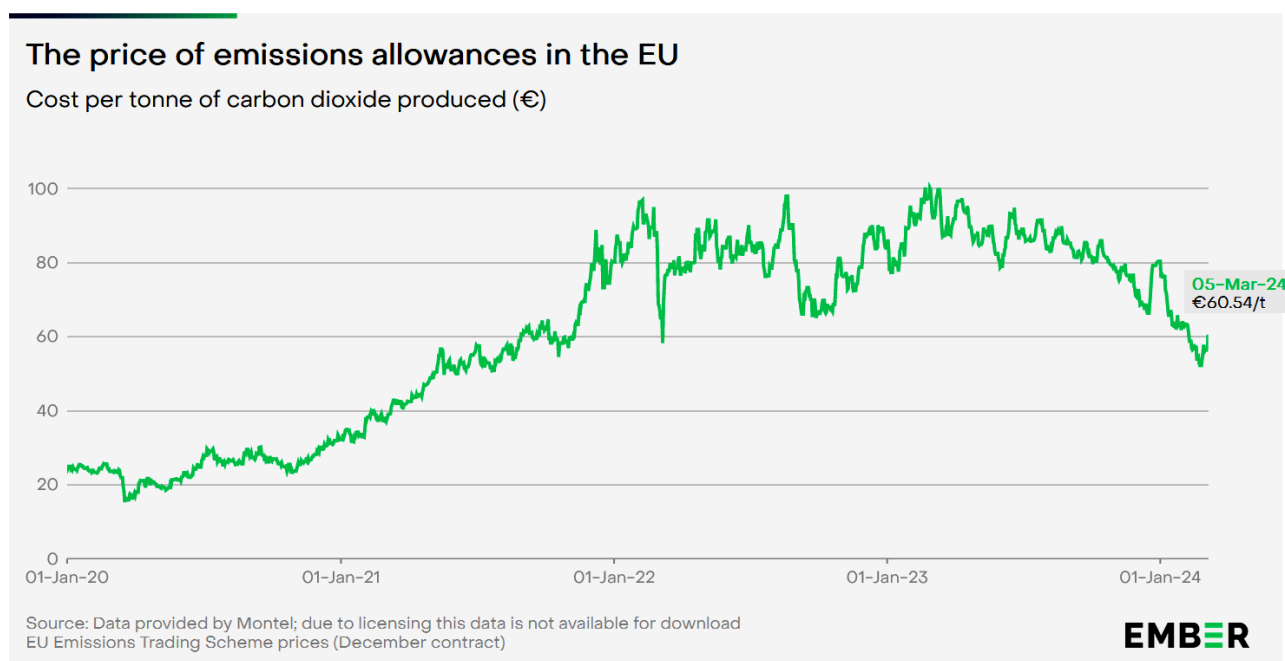


Figure 9 : Le cours du système européen d'échange de quotas d'émission (source <https://ember-climate.org/data/data-tools/carbon-price-viewer/>)

Le Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières (MACF) de l'UE vise à mettre en place une taxe douanière sur les produits importés dans l'Union Européenne, équivalente à la tarification du carbone appliquée aux industriels européens fabriquant ces produits. Ce mécanisme permettra à l'Union d'étendre ses normes environnementales aux entreprises exportant sur son territoire. Entre octobre 2023 et fin 2025 le dispositif sera dans une phase transitoire : les importateurs de produits de six secteurs (aluminium, ciment, électricité, engrais,

³⁷ En 2022, l'EU-ETS a généré au total 38,8 milliards d'euros de revenus d'enchères, dont 29,7 milliards d'euros ont été distribués directement aux États membres.

³⁸ Fond qui finance des technologies propres innovantes et des grands projets phares à valeur ajoutée européenne qui peuvent entraîner des réductions significatives des émissions et des gaz à effet de serre.

³⁹ Fond de soutien à la modernisation des systèmes énergétiques et l'amélioration de l'efficacité énergétique dans treize États membres de l'UE à faible revenu.

hydrogène, sidérurgie) devront déclarer leurs émissions. À partir du 2026, les importateurs de ces produits commenceront à payer une taxe carbone aux frontières, basée sur le prix de la tonne de carbone (Figure 9). En 2030, tous les secteurs couverts par l'ETS seront également couverts par le MACF. Enfin, en 2034, on envisage l'élimination complète des quotas gratuits dans les secteurs concernés de l'Union européenne, car le MACF aurait rendu équitable la situation des entreprises européennes émettrices de carbone par rapport aux importateurs. Toutefois, les industriels ont des doutes quant à l'efficacité de ce dispositif à court terme, qui, en plus pourrait contribuer au paradoxe de la poule et de l'œuf précité.

2.5.4 La déclaration d'Aalborg

Plusieurs grandes annonces ont été faites lors du Forum CCUS 2023 : La Déclaration d'Aalborg a été rédigée et signée par le Danemark, la France, l'Allemagne, les Pays-Bas et la Suède – reconnaissant le rôle du CCS dans la réduction des émissions dans les secteurs difficiles à réduire. La déclaration reconnaît également que la coopération transfrontalière est essentielle pour atteindre cet objectif commun. La déclaration est particulièrement importante car elle cherche à dissiper fermement toute idée et à empêcher que le CCS soit appliqué pour prolonger l'ère des combustibles fossiles.

2.5.5 Le Net Zero Industry Act

Un réseau de partage des connaissances sur la gestion du carbone industriel sera créé, pour fonctionner comme une plate-forme de partage des connaissances pour les projets CCS et CCU soutenus par l'UE. De plus amples informations sur la mission et la structure du réseau seront publiées dans le prochain Industrial Carbon Management Strategy (ICMS).

Un observatoire du CCS commencera ses travaux l'année prochaine, surveillant, rapportant et vérifiant le CO₂ capturé dans deux industries plus difficiles à réduire : le ciment et l'incinération des déchets.

Les discussions du Forum se sont concentrées sur un certain nombre de sujets clés : le développement du marché et la commercialisation des technologies CCS, le rôle des gouvernements nationaux et de l'UE, le développement du transport et du stockage du CO₂, ainsi que la perception du public et l'engagement communautaire. Différentes approches visant à faire évoluer les marchés du carbone vers l'autosuffisance ont été mises en avant.

2.6 Le protocole de Londres⁴⁰

La Convention de Londres de 1972, un des premiers traités internationaux sur la protection du milieu marin, avait comme but de limiter le déversement incontrôlé de déchets en mer. Certains déchets étaient interdits, d'autres nécessitaient des autorisations préalables.

⁴⁰ www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/London-Convention-Protocol.aspx

Jugée insuffisamment rigoureuse et ambitieuse, cette convention a vocation d'être remplacée par le Protocole de Londres, signé en 1996 par 53 pays, qui interdit l'immersion ou le stockage intentionnel de déchets ou d'autres matières en mer, sous les fonds marins ou dans des formations géologiques sous-marines. En particulier, l'article 6 interdit leur exportation vers d'autres pays en vue de leur immersion ou de leur incinération en mer. En 2006, le protocole de Londres a été amendé pour ajouter à la liste des « immersions autorisées » le stockage du CO₂ dans les formations géologiques sous-marines⁴¹ et il est entré en vigueur l'année suivante.

Cependant, le protocole de Londres interdit également l'exportation de tous les déchets et autres matières vers d'autres pays pour immersion ou incinération en mer. En 2009, les parties au Protocole ont adopté un amendement qui ouvre l'exportation de CO₂ vers d'autres pays à des fins de stockage sous certaines conditions. La Norvège a ratifié cet amendement en juillet 2011, suivi par d'autres pays : le Royaume-Uni (novembre 2011), les Pays-Bas (novembre 2014), l'Iran (novembre 2016), la Finlande (octobre 2017), l'Estonie (février 2019), la Suède (juillet 2020), le Danemark (janvier 2022), la Corée du Sud (avril 2022) et la Belgique (septembre 2022)⁴².

Cependant l'amendement de 2009 n'est pas encore entré en vigueur, car le nombre des pays l'avoir ratifié reste insuffisant (il est nécessaire qu'il soit ratifié par 2/3 des 53 pays). Pour contourner ce problème, en 2019, les signataires du protocole des Londres ont adopté une proposition norvégienne-néerlandaise pour permettre l'application provisoire de cet amendement : les pays qui souhaitent transporter le CO₂ au-delà de leurs frontières nationales doivent ratifier l'amendement du 2009, informer l'Organisation Maritime Internationale (OMI)⁴³ et signer accords de bilatéraux.

En ce qui concerne la situation de la France, les travaux sont en cours pour la ratification de l'amendement de 2009, il sera probablement réalisé à la fin de l'année 2024.

En novembre 2023, la France a également signé une lettre d'intention avec la Norvège⁴⁴, mais, pour disposer d'une base juridique, celle-ci devra être suivie par un protocole d'accord (MoU = Memorandum of Understanding). En avril 2023, la France a signé un pacte pour innovation et développement avec le Pays-Bas⁴⁵, qui comporte un volet CCS visant à faciliter la décarbonation des pôles industriels des deux pays (sidérurgie, chimie, ciment, raffinage et incinération des déchets). Des travaux sont actuellement en cours pour la mise en place d'un protocole d'accord. Il semble que la signature de ce protocole accompagnera le démarrage des premiers projets de stockage des émetteurs français vers 2027 – 2028. Enfin, en mars 2024, la France a signé un protocole d'accord avec Danemark⁴⁶.

La situation de l'Italie et de la Grèce est moins avancée. La DGEC travaille actuellement sur un projet d'accord tripartite de coopération France - Italie – Grèce dans le domaine du CCS. Actuellement, pour des raisons d'opposition idéologique des divers gouvernements précédents, en Italie, le CCS ne figure pas dans les objectifs

⁴¹ <https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/PROTOCOLAmended2006.pdf>

⁴² www.imo.org/en/MediaCentre/MeetingSummaries/Pages/LC-45-LP-18.aspx

⁴³ L'OMI assure le secrétariat du protocole des Londres.

⁴⁴ www.regjeringen.no/no/aktuelt/norway-and-france-will-strengthen-cooperation-on-ccs/id2952199/

⁴⁵ <https://presse.economie.gouv.fr/13042023-france-and-the-netherlands-sign-a-pact-for-innovation-and-sustainable-growth/>

⁴⁶ www.euractiv.com/section/energy-environment/news/france-strikes-co2-storage-deal-with-denmark/

écrits dans les politiques publiques, donc le pays ne dispose pas d'une stratégie et d'une législation adéquate de ce domaine.

	BELGIUM	DENMARK	FRANCE	GERMANY	ICELAND	NETHERLANDS	NORWAY	SWEDEN	SWITZERLAND	UK
Belgium		MoU		Agreement		MoU	Negotiations for bilateral agreement			
Denmark	MoU		MoU	Declaration of Intent		MoU	MoU			MoU
France		MoU				Pact	Letter of Intent			
Germany	Agreement	Declaration of Intent					Declaration to cooperate			
Iceland									Declaration of Intent	
Netherlands	MoU	MoU	Pact				Mou		MoU	
Norway	Negotiations for bilateral agreement	MoU	Letter of Intent	Declaration to cooperate		Mou		MoU	Exploring collaboration	MoU
Sweden							MoU			
Switzerland					Declaration of Intent	MoU	Exploring collaboration			
UK		MoU					MoU			

Figure 10 : Liste des accord bilatéraux en Europe (source : CCS in Europe, regional overview, november 2023)

Cependant, en juin 2024, l'Italie envisage de présenter à la Commission européenne une mise à jour de son Plan national intégré pour l'énergie et le climat (PNIEC) où on reconnaît le rôle crucial joué par le CCS dans la décarbonation de l'industrie, à côté du développement du secteur de l'hydrogène⁴⁷. Le pays prévoit de fixer des objectifs spécifiques en matière de CCS sur la base de la capacité de stockage du CO₂ dans des réservoirs d'hydrocarbures déplétés qui peuvent être rendus opérationnels d'ici 2030 et au-delà.

La Grèce a transposé la directive CCS de l'Union Européenne. L'autorité compétente pour l'autorisation et la surveillance de projets de stockage du CO₂ est la société publique HEREMA⁴⁸. Concernant le transport transfrontalier du CO₂ destiné au stockage géologique sous les fonds marins, la Grèce a signé la Convention de Londres de 1972, mais pas le Protocole de Londres de 1996. Les parties contractantes au protocole peuvent

⁴⁷ www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2023.pdf

⁴⁸ <https://herema.gr/>

toujours nouer des partenariats avec la Grèce concernant le transport et le stockage du CO₂, mais elles doivent veiller à ce que la Grèce respecte les protections environnementales définies par le Protocole de Londres⁴⁹.

⁴⁹ <https://tracker.carbongap.org/region/greece/>

3 PRESENTATION DES PROJETS PAR PAYS EUROPEENS

Dans cette section il est proposé une revue des projets CCS, par ordre de niveau de maturité pour les pays suivant : Norvège, Danemark, Pays-Bas, Italie, Grèce.

3.1 Norvège

3.1.1 Présentation générale

Les émissions totales de la Norvège s'élèvent à 36 Mt en 2021 (0,11 % des émissions mondiales)⁵⁰. L'industrie serait responsable de 23 % et la production de pétrole et de gaz à 28 %. Le pays stocke actuellement 1,7 Mt CO₂ par an et prévoit 40 MtCO₂ par an en 2030, avec un stockage exclusivement offshore. Son potentiel théorique de stockage est de 80 Gt, estimé par l'Atlas of Norwegian Petroleum Directorate.

La stratégie CCS norvégienne a été établie en 2014 et c'est le fruit de 25 ans de recherches et d'expérience dans le domaine. La Norvège, étant en même temps un grand producteur de gaz et de pétrole et a trouvé une nouvelle dynamique avec l'accord de Paris en 2015. Le CCS reste une priorité pour le gouvernement norvégien et bénéficie d'un large soutien politique au Parlement.

La loi norvégienne sur le changement climatique⁵¹ fixe un objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 50 à 55 % (par rapport à 1990) d'ici 2030 et de devenir une société à faibles émissions d'ici 2050 avec une réduction de 90 à 95 %.

Depuis 2005, le ministère du Pétrole et de l'Énergie soutient le programme CLIMIT⁵², dédié au CCS, qui comporte deux volets : l'un de recherche et développement, administré par le Conseil norvégien de la recherche, l'autre de démonstration, gérée par la société Gassnova. Le budget moyen est de 14 millions d'euros par an.

Acceptabilité sociale : en général, la population norvégienne fait confiance aux acteurs privés et publics et elle semble connaître les enjeux liés au stockage du CO₂. Elle est également consciente de l'enjeu de maintenir les 200 000 emplois dans le secteur pétrolier et parapétrolier qui devront se reconvertir à terme dans le CCS⁵³. Les sites des stockages norvégiens sont exclusivement offshore, ce qui facilite l'acceptabilité sociale.

⁵⁰ www.iea.org/countries/norway

⁵¹ <https://lovdata.no/dokument/LTI/lov/2021-06-18-129> (en norvégien)

⁵² <https://climit.no/en/>

⁵³ DGTTrésor : Etude comparative internationale Norvège - Soutien public au développement du captage et stockage du CO₂ pour la décarbonation de l'industrie.

Cependant, stocker du CO₂ en provenance d'autres pays est moins bien perçue que stocker le CO₂ des émetteurs nationaux. De même, les sondages montrent que la population préfère que chaque pays développe son propre système de stockage national⁵⁴ ;

De plus, la population de la Norvège ne voit pas le CCS comme moyen d'encourager l'utilisation des combustibles fossiles, et ce fait s'explique probablement par le fait que les combustibles fossiles restent une source importante de la richesse nationale.

Protocole de Londres : pour permettre aux émetteurs CO₂ d'un pays le transport par la mer et le stockage dans les formations géologique sous-marines d'un autre pays, les pays intéressés doivent ratifier l'amendement de 2009 du protocole de Londres et signer des accords bilatéraux (voir la section dédiée au protocole de Londres). Dans ce sens, la Norvège a été un des premiers pays à ratifier cet amendement en juillet 2011. Avec les Pays-Bas, la Norvège a été également à l'origine des démarches administratives pour l'application provisoire de cet amendement, par la mise en place des accords bilatéraux⁵⁵.

En juin 2020, la Norvège a effectué les démarches nécessaires auprès de l'Organisation Maritime Internationale (OMI) et a signé un bon nombre de documents avec divers pays : accords de partenariat avec le Danemark, les Pays-Bas, le Royaume-Unis et la Suède, lettre d'intention avec la France, collaboration renforcée avec la Suisse. Des négociations pour un accord de partenariat sont actuellement en cours avec la Belgique. En fait, la Norvège a le plus grand nombre d'accords de coopération avec les autres pays européens, ce qui montre sa grande ouverture vers la coopération internationale en matière de CCS.

Coûts d'abattement : la Norvège annonce des coûts d'abattement entre 100 et 120 dollars par tonne de CO₂ (voir la section dédiée aux coûts CCS, annexe 4.4).

ETS : en tant que membre de l'Espace Economique Européen, la Norvège participe au système européen d'échange de quotas d'émission (ETS). La directive ETS de l'Union européenne⁵⁶, est transposée dans la législation norvégienne⁵⁷, ce qui encourage l'utilisation des capacités de stockage norvégiennes par les émetteurs de l'Union Européenne.

⁵⁴ C. Merk et al., G. Andersen, Capture and Storage - Publics in five countries around the North Sea prefer to do it on their own territory, Kiel Working Paper no. 2252, July 2023.

⁵⁵ L'amendement de 2009 n'est pas encore entré en vigueur, car le nombre des pays l'avoir ratifié reste insuffisant. Pour permettre l'application provisoire de cet amendement, les pays qui souhaitent transporter le CO₂ au-delà de leurs frontières nationales doivent signer des accords de bilatéraux et effectuer quelques démarches administratives auprès de l'Organisation Maritime Internationale.

⁵⁶ Directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre, qui a été incorporée dans l'accord de l'Espace Economique Européen en 2007.

⁵⁷ Loi n°99 du 17 décembre 2004 relative à l'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre et à l'obligation de restituer les quotas d'émission et les règlements. (www.regjeringen.no/en/dokumenter/greenhouse-gas-emission-trading-act/id172242/)



Figure 11 : Les projets CCS en Norvège (source : International Association of Oil and Gas Producers)

3.1.2 Les projets de CCS norvégiens

La Norvège est impliquée actuellement dans **neuf projets CCS**.

Les projets **Sleipner** (initié en 1996) et **Snøhvit** (2007) sont des projets « historiques », établis comme résultat d'une taxe sur les émissions de CO₂ introduite en Norvège en 1991 et financés par le secteur pétrolier⁵⁸.

Le projet **Northern Lights** (2020) est le premier projet commercial CCS, il démarrera en 2025. Sa licence a été accordé en janvier 2019 aux sociétés Equinor, Shell et TotalEnergies.

Les autres six projets sont relativement récents, les licences accordées sont les suivantes :

- juin 2022 : **Smeaheia**, à la société Equinor ; **Polaris** (Barents Blue), aux sociétés Horisont Energi, Vår Energi and Equinor, ces deux derniers ont été ultérieurement remplacées par la société Fertilberia ;
- novembre 2022 : **Luna**, aux sociétés Wintershall DEA et CapeOmega, la dernière a été ultérieurement remplacée par TotalEnergies ;
- mai 2023 : **Havstjerne**, aux sociétés Wintershall DEA et Altera; **Poseidon**, aux sociétés Aker BP et OMV;
- août 2023 : **Trudvang**, aux sociétés Sval Energi, Storegga et Neptune Energy.

Après l'accord des licences, les autorités norvégiennes demandent aux bénéficiaires d'établir un **plan de travail** pour une durée de **5 ans**, en trois phase⁵⁹ :

- phase 1 (2 ans) : acquérir des études sismiques 3D, des études géophysiques et géologiques, y compris la modélisation 3D des géo-réservoirs, des études d'atténuation des risques, y compris une description des

⁵⁸ www.iea.org/policies/11695-co2-tax-on-offshore-oil-and-gas

⁵⁹ William Christensen (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy) - CCS in Norway – recent developments, oct. 2023.

voies de fuite potentielles pour le CO₂ injecté. À la fin de cette phase, en fonction des résultats de ces études, sera prise la décision de continuer ou d'abandonner le projet ;

- phase 2 (2 ans) : forer un puits de reconnaissance et effectuer des tests de formation, des études conceptuelles de développement sur le terrain, sélectionner le concept de développement préféré. De même qu'à la phase précédente, sera prise la décision de continuer ou d'abandonner le projet ;
- phase 3 (1 an) : préparer le plan de développement et d'exploitation et prendre la décision finale d'investissement. Enfin, sera prise la décision d'élaborer le PDO (Plan for Development and Operation) ou d'abandonner le projet.

Il en résulte que la mission dispose de peu d'éléments sur les six projets qui ont été initié récemment.

3.1.3 Sleipner

Localisation : le projet Sleipner⁶⁰ est opérationnel depuis août 1996, c'est la première réalisation CCS offshore dans le monde. Il ne s'agit cependant d'un stockage dédié CCS mais plutôt d'une exploitation de gaz naturel et de condensats (pétrole léger) à partir des deux plateformes d'exploitation situées à 250 km au large de la côte, dans deux zones (Sleipner West et Sleipner East) où la profondeur de l'eau est de 80 – 100 m. Le gisement de gaz se trouve à 2 500 m sous le fond de la mer.

Le gaz naturel exploité contient 4 – 9 % de CO₂, mais pour satisfaire les exigences des clients et éviter la taxe norvégienne sur les émissions de CO₂, cette concentration doit être réduite à 2,5 %. Le gaz est alors capté par la plateforme d'exploitation, puis envoyé vers la plateforme de traitement, situé à proximité, où le CO₂ est séparé, puis injecté dans l'aquifère salin d'Utsira, à 800 m sous le fond marin, dans la zone Sleipner Est. Il existe une deuxième plateforme d'exploitation, dans la zone Sleipner West, à 12km de la première. Le gaz exploité par cette plateforme est envoyé par pipeline vers la plateforme de traitement.

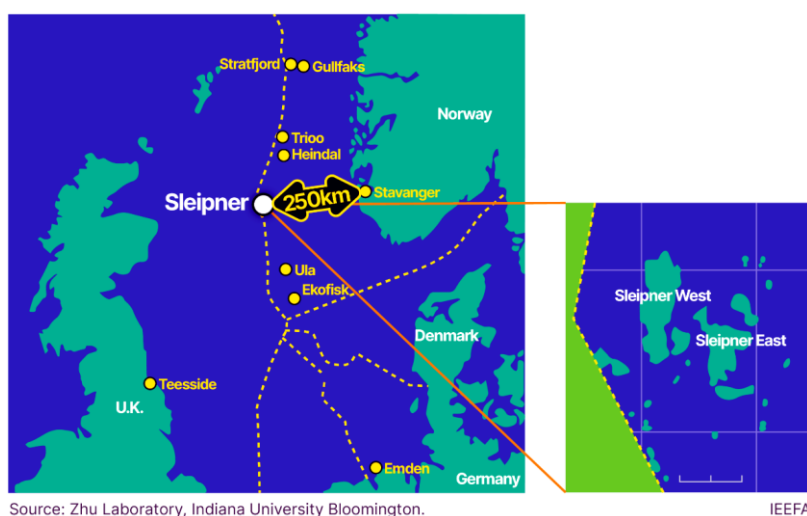


Figure 12 : Le site du projet Sleipner (source : Institute of Energy Economics and Financial Analysis)

⁶⁰ www.equinor.com/energy/sleipner

Le gaz contient 5 – 8 % CO₂, il est transporté par pipeline vers à l'usine Hammerfest LNG (île de Melkøya) pour traitement. Le CO₂ extrait est renvoyé par un autre pipeline, pour être injecté dans l'aquifère Tubaen, à 2 600 m profondeur, sous les couches de production de gaz.

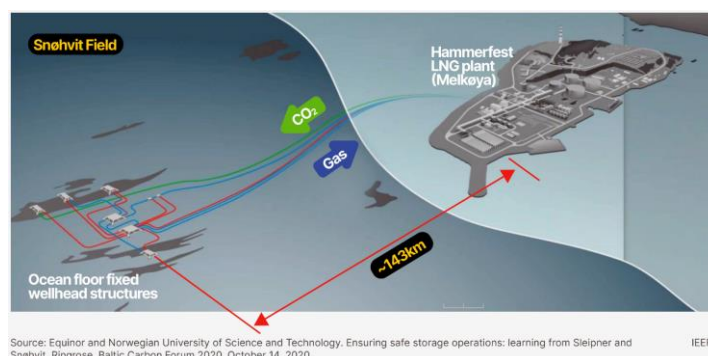


Figure 15 : Le projet Snøvit – injection CO₂ (source : Institute of Energy Economics and Financial Analysis)

On **injecte** actuellement **0,7 Mt** par an et depuis de début du projet on a injecté 8 - 9 Mt. La **capacité de stockage** totale estimée est de 30 – 40 MtCO₂.

Partenaires : le coût d'investissement du projet est de 191 M\$, il s'agit d'un partenariat entre plusieurs sociétés : Equinor, Engie, Hess, Petoro, TotalEnergies, Wintershall DEA. Comme dans le cas du projet Sleipner, Snøhvit est le résultat d'une taxe sur les émissions de CO₂ introduite en Norvège en 1991 et il a été financé par les sociétés impliquées.

3.1.5 Northern Lights

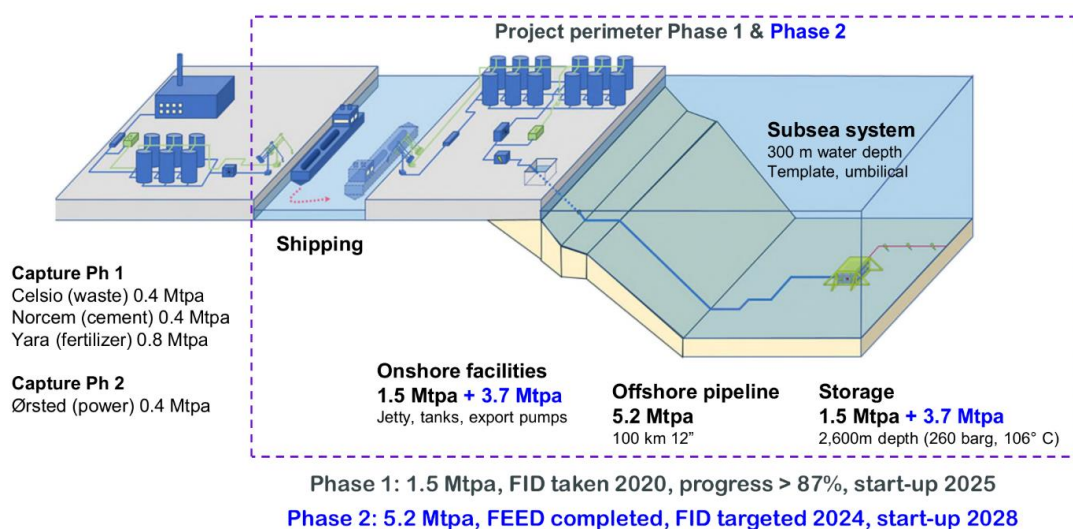
Localisation : C'est le premier projet marchand de CCS, prévu de démarrer en 2025. L'injection aura lieu dans l'aquifère Aurora, situé à 100 km de la côte norvégienne dans la mer du Nord.

Partenaires : la licence d'exploitation (EL001) a été accordée aux sociétés Equinor (33 %), Shell (33 %) et TotalEnergies (33 %).

Déroulement du projet : ils se dérouleront dans deux phases. Une première phase, avec une **capacité d'injection** de **1,5 Mt** par an, dont la décision finale d'investissement a été prise en 2020 et dont le démarrage est prévu pour septembre 2025. Cette capacité a été vendue à 4 clients : Norcem – Heidelberg Materials (cimentier norvégien ; 0,4 Mt par an), Celsio (producteur norvégien d'énergie par incinération de déchets ; 0,4 Mt par an), Yara (fabricant hollandais d'engrais ; 0,8 Mt par an) et Orsted (producteur danois d'énergie à partir de la biomasse ; 0,4 Mt par an, dont l'injection a été transférée dans la phase 2).

A noter que Norcem et Celsio font partie du projet norvégien Longship⁶¹, qui vise la mise en place d'une chaîne complète CCS, la phase 1 de Northern Lights est utilisée pour la partie stockage. On enregistre un certain retard, du fait d'une réévaluation de coûts de l'incinérateur de Celsio (Oslo).

Une deuxième phase, prévue pour 2030, permettra d'ajouter 3,7 Mt par an supplémentaires, ce qui porte la capacité d'injection du projet à **5,2 Mt** par an. Les études d'ingénierie⁶² sont terminées et la décision finale d'investissement⁶³ (FID) est prévue en 2024, à condition d'avoir des engagements fermes de la part des clients. Ces derniers sont censés d'avoir fini leurs études techniques de captage et d'être prêts à lancer l'investissement. Actuellement il y a des discussions avec clients de divers pays. La difficulté du projet n'est pas technique mais plutôt marketing : il faut que le 2/3 du volume de stockage soit fermement engagé sinon le projet risque de ne pas être rentable. Il faut donc évaluer les coûts, tâche difficile, car on n'obtient qu'une fourchette de prix. Les clients hésitent de s'engager et sont toujours en attente de meilleures offres. À noter qu'au moment de l'écriture du rapport, il y a des discussions avancées avec des clients émetteurs français mais pas encore d'engagement ferme.



Après la phase 2, en principe, il n'y aura pas d'extension pour augmenter la capacité du stockage et le dimensionnement du pipeline a été fait dans ce sens. Le projet restera à une capacité d'injections de 5,2 Mt par an, mais il n'est pas impossible d'augmenter le débit si on le souhaite d'accueillir de nouveaux projets, notamment pour exploiter le champ de stockage Luna, qui est adjacent au champ Northern Lights.

La **capacité théorique de stockage** est évaluée à 100 Mt.

Il faut noter que les **spécifications** en matière de **qualité** du CO₂ à injecter dans l'aquifère de Northern Lights sont assez exigeantes par rapport à celles d'autres projets CCS européens, par exemple au Pays-Bas. Cet aspect pourrait décourager certains clients dont la pureté du CO₂ est insuffisante, ce qui peut demander des opérations de traitement du flux de CO₂ coûteuses.

Figure 16 : Le projet Northern Lights (source : présentation Total, 1/03/2024)

⁶¹ Le coût de ce projet est de 2,8 Mld €, dont 2/3 sont financés par le gouvernement et 1/3 par des industriels.

⁶² FEED = Front End Engineering Design

⁶³ FID = Final Investment Decision

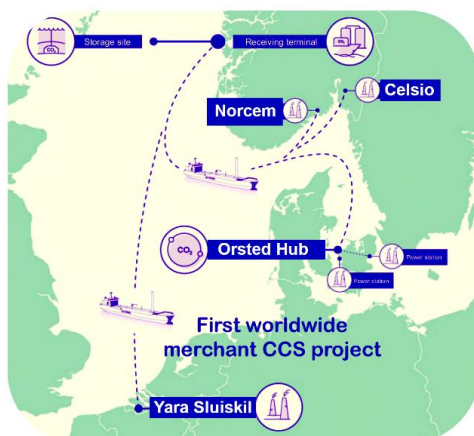


Figure 17 : Le transport du CO₂ en provenance des émetteurs dans le projet Northern Lights (source : présentation Total, 1/03/2024)

Aspects financiers et réglementaires⁶⁴ : l'État norvégien couvrira 80% des coûts réels du projet, 80 % des coûts d'investissement liés à la phase 1, à l'exception d'un navire supplémentaire potentiel et d'un puits supplémentaire, où l'État couvre au maximum 50% de ces coûts.

En ce qui concerne le projet de contrat avec les émetteurs : l'État couvrira 75% de tous les coûts au-delà d'un niveau donné. Aucune des parties ne sera tenue de couvrir les coûts d'investissement qui dépassent le niveau convenu (risque potentiel d'abandon du projet dans ce cas spécifique). Il existe certaines exceptions au coût maximum pour le transport et le stockage, avec une exposition potentiellement illimitée aux coûts pour l'État norvégien.

En cas d'incident extraordinaire, avec un risque de fuite de l'installation de stockage ou de préjudice à l'environnement ou à la vie et à la santé, l'État est tenu de couvrir 80 % des coûts des mesures préventives et correctives liées au volume stocké dans la phase 1 du projet (jusqu'à 1,5 million de tonnes de CO₂ par an). Cette responsabilité s'applique pendant toute la période d'exploitation de l'installation de stockage et n'est pas limitée par la limite maximale de la responsabilité des coûts de l'État stipulée dans l'accord.

En cas de fuite de CO₂ de l'installation de stockage, y compris après la période de financement, les coûts portés par l'État représenteront 80% des coûts liés aux volumes de CO₂ de Norcem et de Fortum Oslo Varme. Ces coûts dépendront de l'ampleur de la fuite et du prix des quotas. Pour les 20 % restants, l'État s'est également engagé à assumer une partie du risque d'augmentation des prix des quotas en couvrant leurs coûts au-delà de 40 euros par tonne de CO₂.

Toutes les fuites de CO₂ stocké en provenance d'autres sources devront être entièrement couvertes par « Northern Lights ». La responsabilité sera répartie proportionnellement à la quantité totale de CO₂ stocké au moment de l'incident.

Après la fermeture de l'installation de stockage, toutes les obligations relatives à la surveillance et aux mesures correctives conformément à la réglementation seront transférées à l'État, représenté par le ministère du Pétrole et

⁶⁴ DGTrésor : Etude comparative internationale Norvège - Soutien public au développement du captage et stockage du CO₂ pour la décarbonation de l'industrie.

de l'Énergie ou par une tierce partie autorisée par ce dernier. Le transfert de responsabilité est régi par le Règlement relatif à l'exploitation des réservoirs sous-marins sous le plateau continental pour l'entreposage et le transport du CO₂.

En tout cas, une surveillance du CO₂ stocké dans le réservoir géologique sera mise en place (voir l'annexe 4.7 sur les problèmes et les risques liés au stockage géologique du CO₂).

3.1.6 Luna

Localisation : le site Luna est situé à 120 km à l'ouest de Bergen, à 200 m de profondeur d'eau, dans l'aquifère salin de Statfjord (licence EXL004), dans la Mer du Nord de Norvège. Il a une surface de surface de 453 km² et il est adjacent et situé à l'ouest du site du projet Northern Lights.

La **capacité d'injection** de stockage prévu est de **5 Mt** par an.

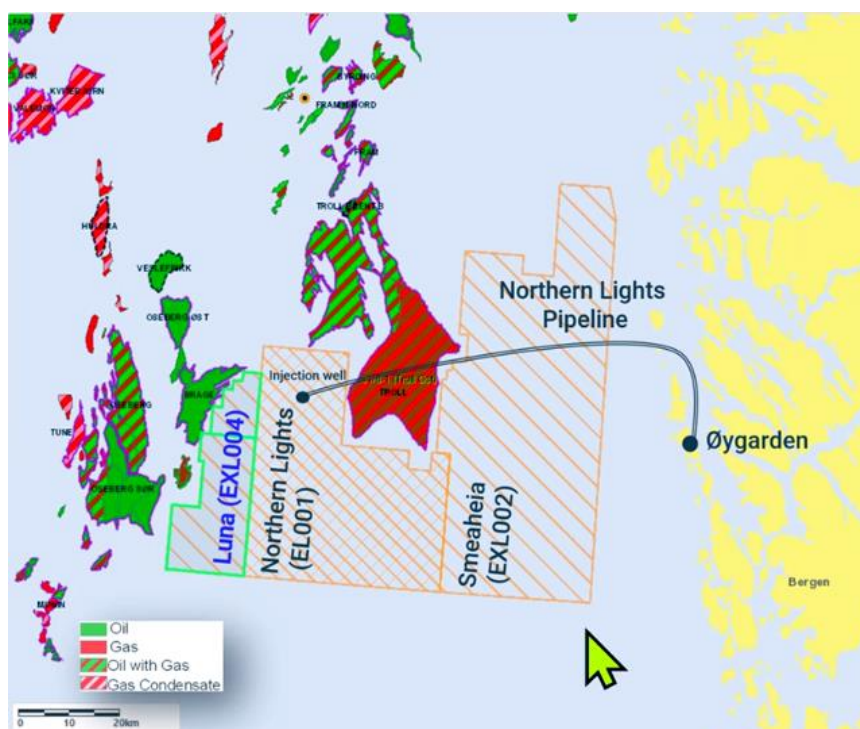


Figure 18 : Les site de stockage Northern Lights, Luna et Smeaheia (source : https://factmaps.sodir.no/factmaps/3_0/)

Partenaires : la licence Luna a été accordée en novembre 2022 à Wintershall Dea (60 %, en tant qu'opérateur) et CapeOmega (40 %, en tant que partenaire). En août 2023, TotalEnergies a signé un accord avec CapeOmega pour acquérir sa participation de 40 % dans le permis d'exploration de stockage.

Le **démarrage** du projet est prévu pour **2030**.

3.1.7 Smeaheia

Localisation : le site Smeaheia est situé dans une zone adjacente à Northern Lights. Le stockage est prévu dans l'aquifère Sognefjord, situé dans le bloc de faille Smeaheia, ce qui pourrait lui conférer des capacités de stockage importantes.

Partenariat : La licence Smeaheia (EXL002) a été accordée en juin 2022 à Equinor, qui est donc actuellement le seul opérateur du projet.

Il s'agit d'un projet ambitieux, qui prévoit d'**injecter 5 Mt** par an en **2028** et **15 – 30 Mt** par an en **2035**. Vu cette grande capacité, il est prévu de transporter le CO₂ aussi bien par bateau mais aussi par un réseau de pipelines qui liera ce site à la côte nord-ouest européenne (CO₂ Highway Europe). Ce pipeline demandera un gros investissement mais pourra servir également à d'autres projets.

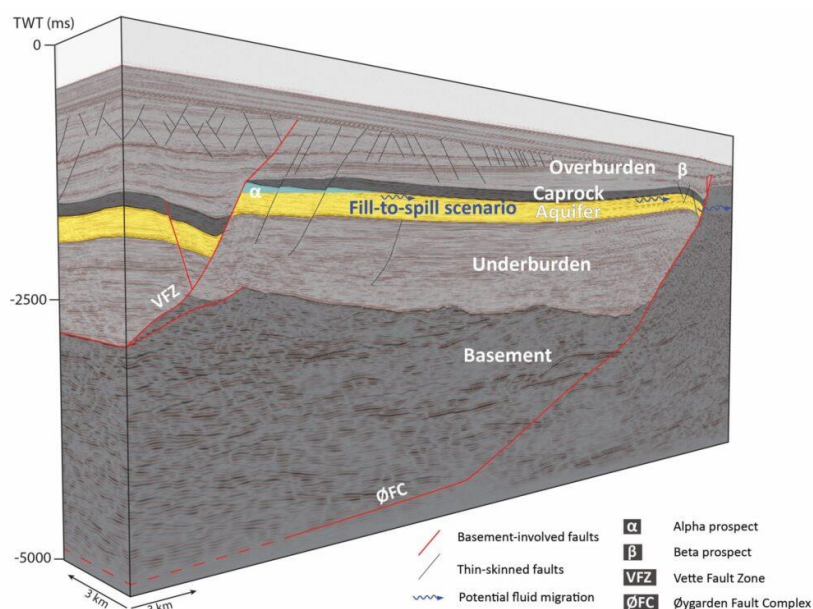


Figure 19 : Le block de faille Smeaheia (source : M. J. Mulrooney et al - Structural analysis of the Smeaheia fault block, a potential CO₂ storage site, northern Horda Platform, North Sea, Marine and Petroleum Geology, vol 121, nov. 2020)

Un premier pas dans la construction d'un système de transport du CO₂ vers la Norvège par **pipeline**, sera probablement fait par le projet NOR-GE, partenariat entre Wintershall Dea et Equinor, qui vise la construction d'un pipeline d'une longueur de 900 km pour le transport du CO₂ afin de l'injecter et le stocker dans des aquifères salins situés sous les fonds marins de la mer du Nord norvégienne. Le CO₂ sera capté par des émetteurs industriels en Allemagne, puis transporté à Wilhelmshaven, port situé sur la côte allemande. En attendant la construction d'un pipeline, le transport se fera par bateau.

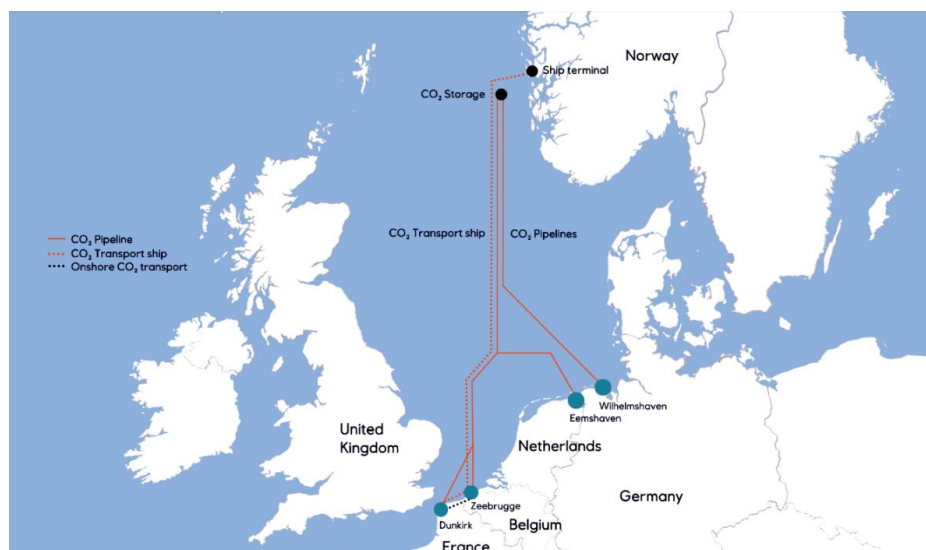


Figure 20 : Le pipeline NOR-GE, projet pour transporter le CO₂ au site Smeaheia (source : www.equinor.com/energy/smeaheia)

3.1.8 Trudvang

Localisation : le site Trudvang se trouve à l'est du champ Sleipner, à 165 km au large. L'injection se fera à 850 m de profondeur, dans l'aquifère Utsira.

Partenariat : la licence d'exploitation (EXL007) a été accordée en août 2023 à Sval Energi (40 %, opérateur), Storegga (30 %) et Neptune Energy (30 %).

La **capacité d'injection** prévue est de **9 Mt** par an et la **capacité théorique de stockage** est de **225 Mt**, donc le site sera ouvert également à des émetteurs européens, qui pourront alimenter le terminal terrestre par bateaux. Le transport du CO₂ vers le site de stockage se fera par pipeline.

Le **démarrage** du projet est prévu pour **2030**.

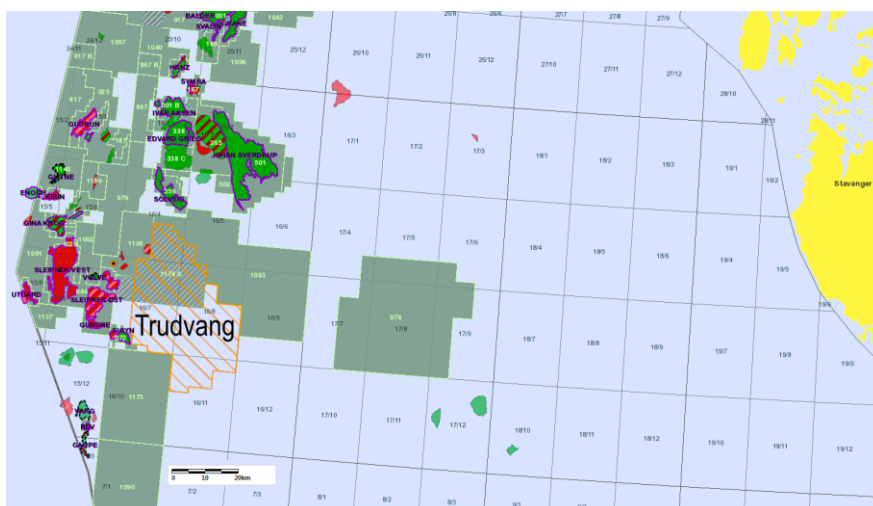


Figure 21 : Le site de stockage Trudvang (source : https://factmaps.sodir.no/factmaps/3_0/)

3.1.9 Havstjerne

Localisation : le site Havstjerne est situé au large, à 135 km au sud-ouest de Stavanger, l'injection se fera dans l'aquifère de Sandnes.

Partenariat : la licence d'exploitation (EXL006) a été accordée en mai 2023 à Wintershall Dea (60 %, opérateur) et Alterra Infrastructure (40 %, partenaire).

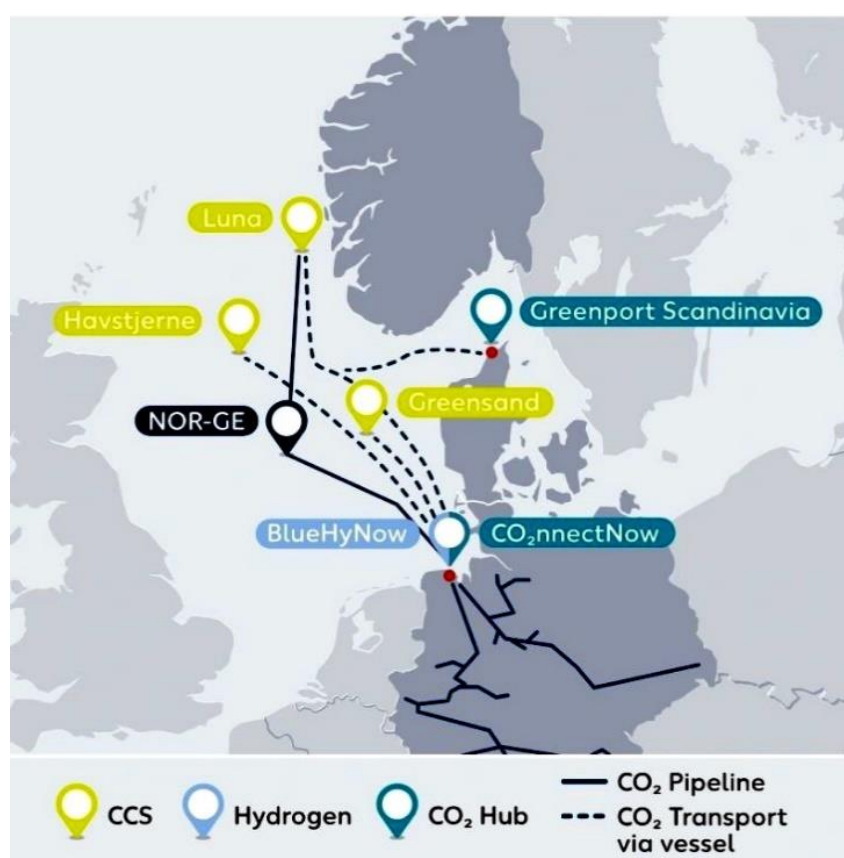


Figure 22 : Schéma de transport pour stockage CO₂ pour le site Havstjerne (source : <https://ocean-energyresources.com/2023/12/18/havstjerne-co2-storage-licence/>)

La **capacité d'injection** sera de 7 Mt par an, avec une **capacité théorique de stockage** de 200 Mt. De même, le site sera ouvert aux émetteurs européens, des partenariats sont en discussion avec les Pays Baltes, le Pays-Bas, le Portugal, l'Espagne. Le transport du CO₂ sera fait par bateau et il y aura la possibilité de l'injecter directement sur site à partir du bateau. L'installation pourrait supporter deux bateaux simultanément, donc l'injection pourrait avoir lieu en continu.

Le **démarrage** du projet est prévu pour 2028.

3.1.10 Poseidon

Localisation : le site Poseidon est situé à 100 km de la côte, au sud-est et adjacent au site Havstjerne.

Partenariat : la licence d'exploitation (EXL005) a été accordée en mai 2023 à Aker BP (60 %, opérateur) et OMV Norge (40 %, partenaire).

La **capacité d'injection** estimée est de 5 Mt/an.

Les études sismiques 3D ont été réalisés avec succès en octobre 2023, la décision de **forage** est prévue en 2025.

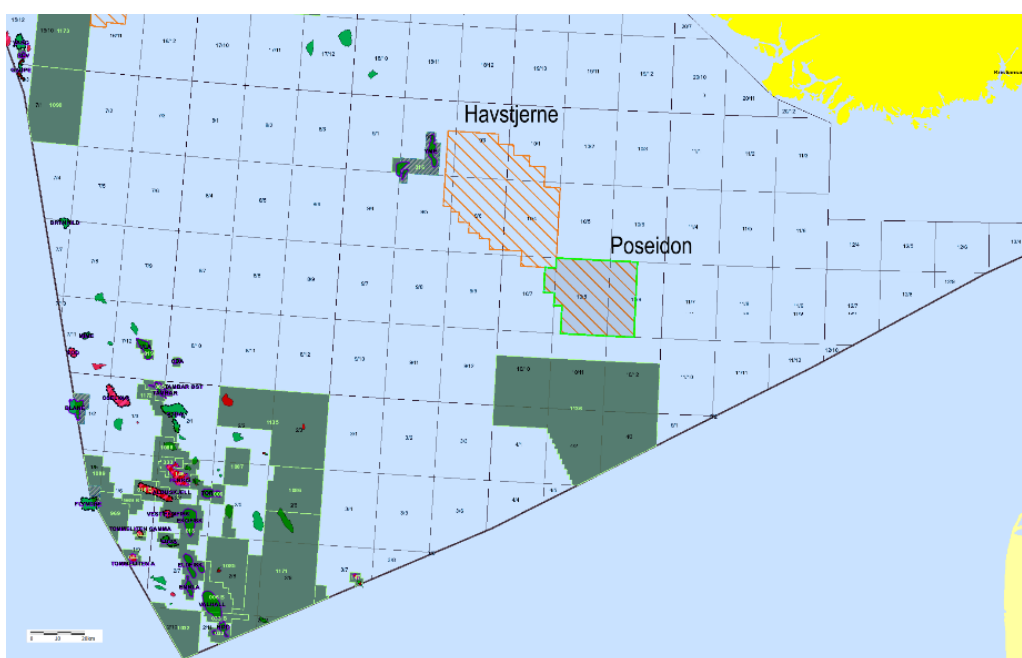


Figure 23 : Les sites de stockage CCS Havstjerne et Poseidon (source : https://factmaps.sodir.no/factmaps/3_0/)

3.1.11 Barents Blue

Localisation : le site de stockage Barents Blue se trouve au nord de la Norvège, dans la mer de Barents, à 140 km de la côte, au large de la ville de Hammerfest. Le stockage se fera dans l'aquifère Polaris, dans une profondeur d'eau 250 m, avec un réservoir situé à 1400 m sous le niveau de la mer.

Partenariat : la licence d'exploitation (EXL003), a été accordé à en juin 2022, à Horisont Energi, Vår Energi and Equinor. L'accord a expiré en janvier 2023, et les deux derniers partenaires, ayant d'autres priorité stratégique, n'ont pas souhaité de continuer le projet. Ils ont été remplacés par la société espagnole Fertiberia, productrice d'hydrogène et d'ammoniac. En décembre 2023, Horisont Energi a vendu 50 % de sa participation à PGNiG Upstream Norway, qui est une filiale de la société polonaise Orlen.

Ce projet est donc dédié au stockage de CO₂ résultant de la production d'ammoniac et de l'hydrogène bleus. La **capacité d'injection** est de 2 Mt par an CO₂, la **capacité théorique de stockage** est estimée à 100 Mt.

Le **démarrage** du projet est prévu **2025**.

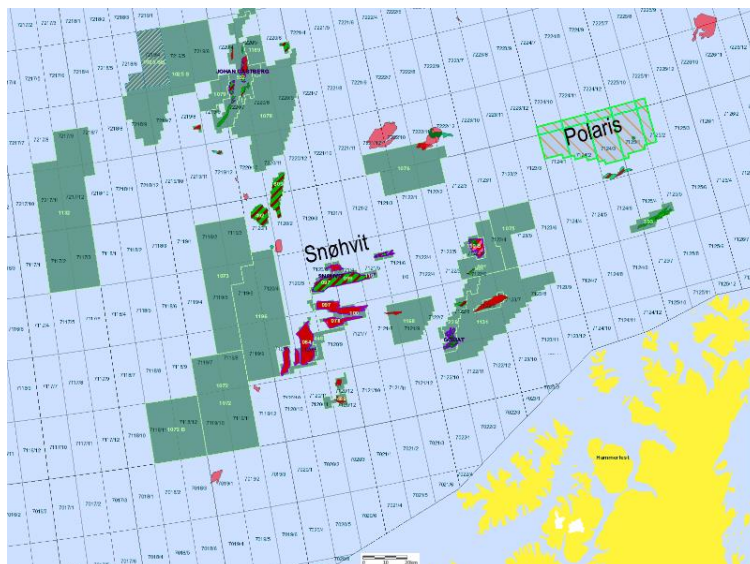


Figure 24 : Les site de stockage Snøvit et Polaris (source : https://factmaps.sodir.no/factmaps/3_0/)

3.1.12 Récapitulatif des projets CCS en Norvège

En conclusion, la Norvège est un des pays le plus avancé dans le CCS, cela fait plus de 25 ans que le pays mène des recherches et développements dans ce domaine, notamment par les projets pionniers Sleipner et Snøvit et mettant à profit son expérience de grand producteur de gaz et de pétrole.

La Norvège d'une part, dispose d'un grand potentiel en matière de capacité de stockage (80 Gt), et d'autre part, reste un petit émetteur (36 MtCO₂ par an). Le pays est donc en mesure de recevoir du CO₂ en provenance d'émetteurs étrangers, comme peut le témoigner les signatures du plus grand nombre d'accords bilatéraux de coopération avec les autres pays européens.

En parallèle, la Norvège a développé tout un environnement législatif et financier pour encourager le développement des projets CCS. C'est un pays pionnier dans l'introduction d'une taxe carbone (en 1991) et apporte un fort soutien financier au projet Northern Lights (80 %).

Le stockage norvégien est exclusivement offshore, ce qui lui confère une bonne acceptabilité sociale. Le public semble bien sensibilisé à la problématique du CCS et à la nécessité de convertir les traditionnelles industries pétrolières et gazières à d'autres

Bien qu'il ne soit pas membre de l'Union Européenne, la Norvège a adhéré au système européen d'échange de quotas d'émission (ETS), dispositif important pour la transition vers une industrie européenne bas carbone, ce qui encouragera les émetteurs européens de faire appels aux capacités de stockage CCS norvégiennes.

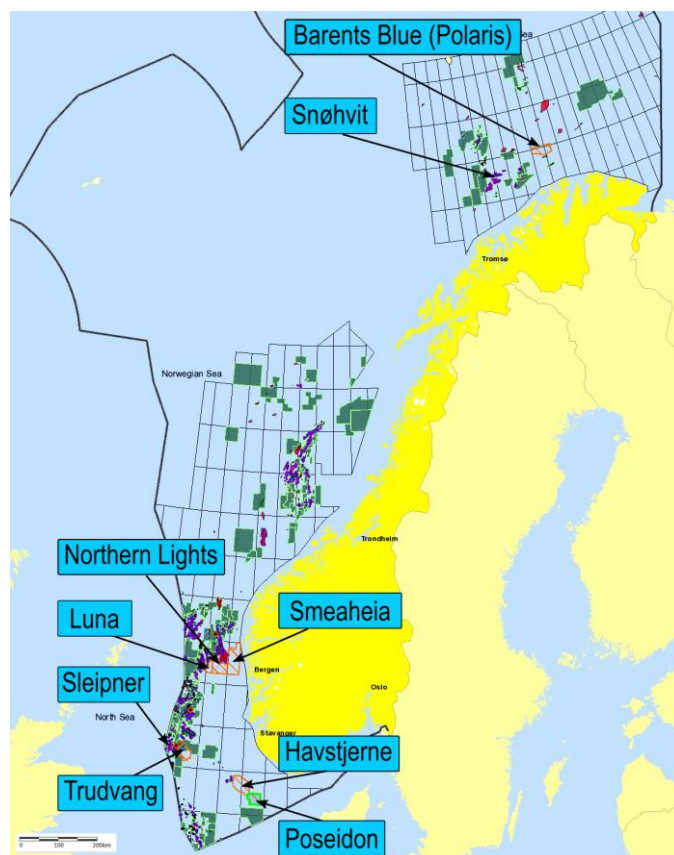


Figure 25 : Carte des sites CCS en Norvège (source : https://factmaps.sodir.no/factmaps/3_0/)

Il faut également noter que la Norvège fait partie de la North Sea Basin Task Force (NSBTF), qui est composée d'autorités publiques et d'entités privées des pays riverains de la mer du Nord. Elle vise à élaborer des principes communs pour le développement, la gestion et la réglementation du transport, de l'injection et du stockage permanent du CO₂ dans la région de la mer du Nord. En mars 2023, le NSBTF comprend en outre des membres du Danemark, de la Flandre, de la France, de l'Allemagne, des Pays-Bas et du Royaume-Uni.

La société française TotalEnergies se trouve bien impliquée dans les projets Northern Lights et Luna, ce qui constitue un atout pour les émetteurs français. La Norvège annonce un coût d'abattement situé entre 100 et 120 dollars par tonne CO₂, qui est un des plus bas des pays stockeurs, avec des perspectives de baisse lors du développement du marché. Il faudrait cependant y additionner le coût de transport par bateaux. De ce point de vue, un aspect moins favorable constitue la distance de transport par bateau vers les sites de stockage norvégiens, qui est évidemment plus importante que celles pour leur homologues néerlandais, britanniques ou danois. Néanmoins, avec le développement de ce marché, on attend la mise en place de bateaux transporteur de capacités de plus en plus importantes, ce qui réduira ces coûts de transport.

Un autre aspect problématique est le fait qu'actuellement les autorités norvégiennes sont assez exigeantes concernant la qualité du CO₂ à injecter en matière d'impuretés, ce qui augmentera les coûts du captage pour certains émetteurs. On peut néanmoins espérer que, suite à des tests, à la pratique et à des négociations, ces exigences seront revues à la baisse dans un avenir proche.

3.2 Danemark

3.2.1 Présentation générale

Le Danemark s'est fixé un objectif de réduction de ses émissions de CO₂ de 70 % d'ici à 2030 et le gouvernement actuel souhaite atteindre la neutralité climatique d'ici à 2045. En juin 2020, le gouvernement et une large majorité du Parlement danois ont conclu un accord sur le climat pour l'énergie et l'industrie, qui prévoit des investissements substantiels dans le CCS : 37 milliards de couronnes danoises (5 milliards euros) ont été alloués pour capter et stocker **3,2 Mt** de CO₂ par an à partir de 2030.

Le potentiel annuel à long terme de captage du CO₂ à partir de sources ponctuelles danoises est estimé à 5,4 - 10,8 Mt de CO₂ en 2040, réparties entre l'industrie, l'incinération des déchets, la production d'électricité et les installations de biogaz⁶⁵. On estime que plus de la moitié du potentiel à long terme provient de sources biogènes. Les possibilités de stockage se situent en mer (off-shore), à proximité du littoral (near-shore) et sur terre (on-shore).

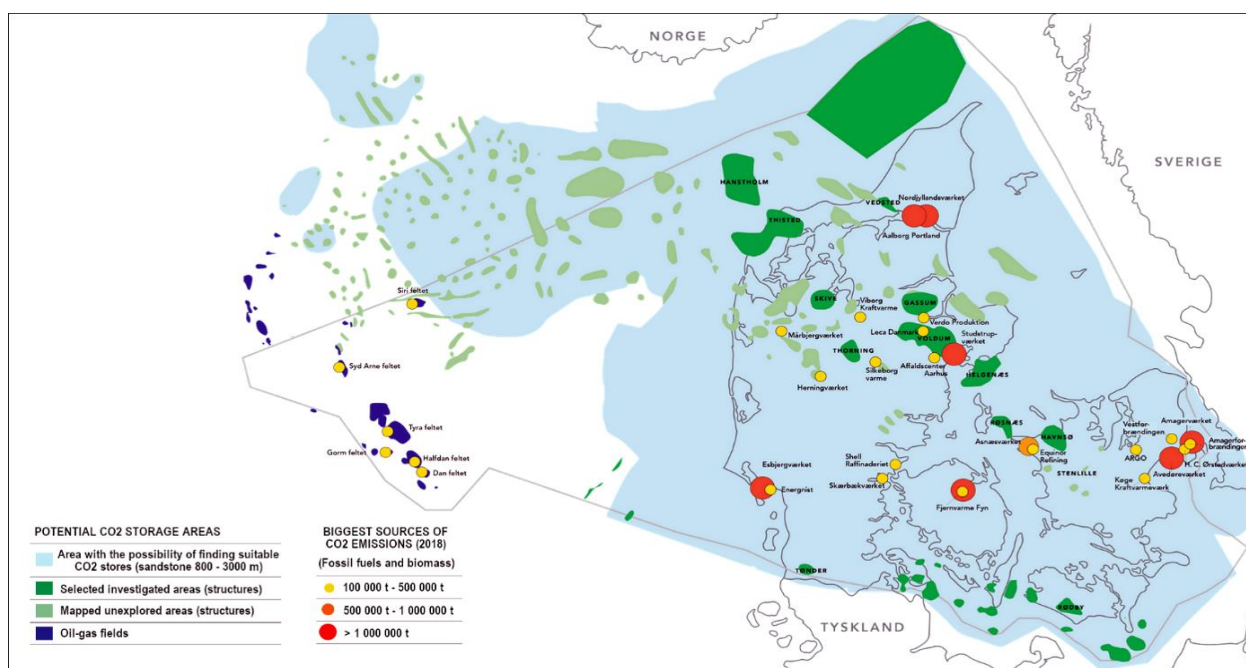


Figure 26 : Sites de stockage potentiels et principaux émetteurs au Danemark (source Geoviden)

Selon le Centre national d'études géologiques du Danemark et du Groenland (GEUS), le sous-sol danois est l'un des plus adaptés en Europe pour stocker du carbone. On estime entre **12,3** et **24,6 Gt**, la quantité totale de CO₂ qui pourrait être stockée dans le sous-sol danois, à la fois sur terre et en mer, champs pétroliers et gaziers épuisés en mer du Nord inclus⁶⁶. L'Agence danoise de l'énergie a étudié et évalué stratégiquement huit zones terrestres et

⁶⁵ https://ens.dk/sites/ens.dk/files/CCS/punktkilder_til_co2_-_potentialer_for_ccs_og_ccu_2022-opdatering.pdf (en danois)

⁶⁶ Le service géologique du Danemark et du Groenland (GEUS) estime la capacité totale de stockage d'un certain nombre d'aquifères salins identifiés à 12 Mt. Il y aurait au moins 10 Mt supplémentaires dans d'autres structures identifiées, des aquifères ouverts et des dépôts volcano-sédimentaires.

côtières au Danemark où les conditions sont réunies pour le stockage du CO₂ (Figure 27).

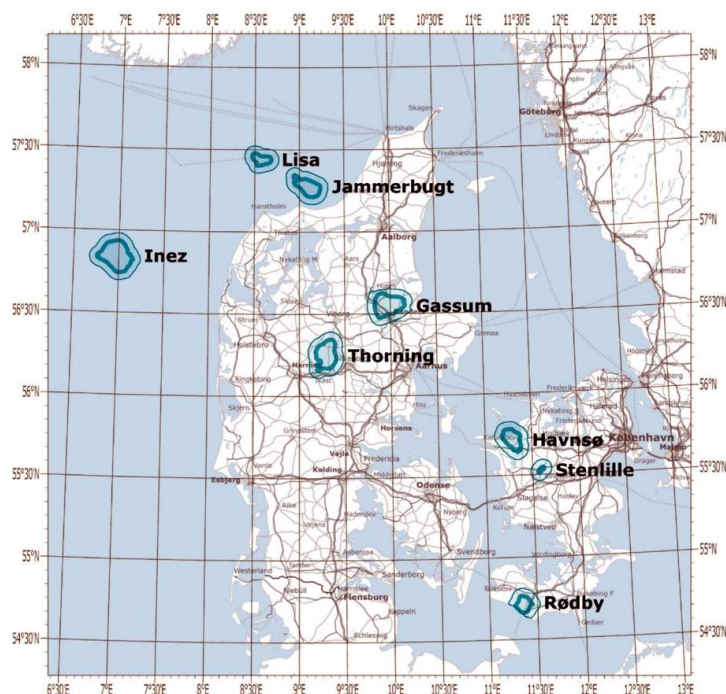


Figure 27 : Licences accordées par le Danemark pour exploration et stockage de CO₂ (source : Agence Danoise de l'Énergie)

Une **stratégie politique** a été établie pour développer tous les éléments de la chaîne de valeur du CCS au Danemark : subventions de travaux de R&D pour le développement des sites de stockage dans les champs pétroliers ou gazier déplétés dans la partie danoise de la mer du Nord ; lancement de campagne de mesure sismiques en 2022 pour le développement de sites potentiels de stockage terrestres et côtiers. On estime qu'en 2035, les capacités annuelles d'injection pourraient atteindre 45 MtCO₂, capacité susceptible de dépasser celle de la Norvège à cette échéance.

Le Danemark dispose alors d'un grand potentiel de stockage du CO₂ en provenance d'autres pays, principalement de l'Allemagne, de la Suède et de la Finlande, mais aussi dans une moindre mesure et de manière plus incertaine en provenance de la Pologne et des Pays-Bas.

Coût d'abattement : le cabinet de conseil en ingénierie Rambøll indique un coût d'abattement du CO₂ situé entre 80 et 155 €/t.⁶⁷ Les coûts moyens de captage et de liquéfaction seront de 46 €/t alors que les coûts moyens de transport sont évalués à 64 €/t. En ce qui concerne le stockage de CO₂, les coûts varient fortement selon les zones géologiques et les technologies retenues. À l'horizon 2030, on évalue le coût du stockage en mer entre 20 et 45 €/t et on indique que ces montants pourraient être divisés par deux au cas d'un stockage terrestre ou côtier⁶⁸ (cf. détails dans la section du rapport consacré au coût d'abattement, annexe 4.4).

⁶⁷ <https://cirkulaer.dk/co2-fangst> (en danois)

⁶⁸ Plus de détails sont disponibles dans la section du rapport dédiée aux coûts d'abattement.

Acceptabilité sociale : des enquêtes menées par l'Agence danoise de l'énergie et le Centre national d'études géologiques du Danemark et du Groenland ont montré que la population est plutôt favorable au développement du CCS, mais reste préoccupée par l'impact potentiel que ces solutions peuvent avoir sur l'eau potable, ou sur la valeur de leur habitation, proche d'une zone de stockage. Les autorités estiment que le développement du CCS n'est pas sans poser de problèmes (la prospection sismique est bruyante), mais le sentiment général est positif⁶⁹.

Protocole de Londres : le Danemark a ratifié l'amendement de 2009 au protocole de Londres, a déposé une déclaration d'application provisoire autorisant l'exportation de CO₂ en vue de son stockage permanent dans des formations géologiques du sous-sol et conclu le premier accord bilatéral au monde avec la Belgique et la Flandre sur l'importation et l'exportation de CO₂ en vue de son stockage permanent dans des formations géologiques. Le pays a déjà signé un grand nombre d'accord bilatéraux avec les d'autres pays européen : la France, l'Allemagne, le Pays-Bas, la Norvège et le Royaume-Uni.

3.2.1 Les projets de CCS au Danemark

Le Danemark mène actuellement cinq projets de stockage géologique de CO₂ (Figure 28) : Greensand (capacité d'injection estimée en 2030 à 8 MtCO₂ par an), Bifrost (16 MtCO₂/an), Stenlille (0,5 MtCO₂/an), Norne (16 MtCO₂/an) et Rodby (5 - 10 MtCO₂/an). Le premier projet est en cours (phase pilote à partir de CO₂ venant de Belgique), les autres sont au stade de développement et d'exploration.

Les projets Bifrost et Norne ont obtenu le statut de **PIC** de la part de la Commission Européenne, événement annoncé lors de la déclaration d'Aalborg, fin 2023.

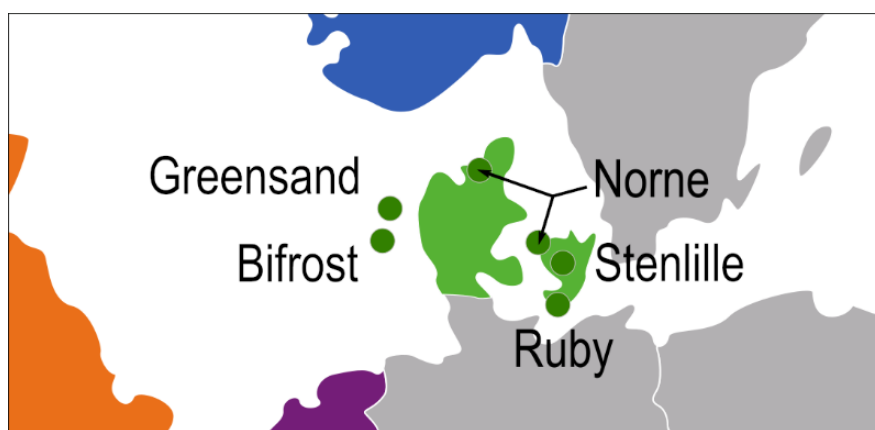


Figure 28 : Les 5 projets CCS en cours au Danemark.

⁶⁹ DGTrésor : Etude comparative internationale Danemark - Soutien public au développement du captage et stockage du CO₂ pour la décarbonation de l'industrie.

3.2.2 Greensand

Localisation et objectif : le projet Greensand⁷⁰ est le premier projet opérationnel de CCS en Europe sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Le CO₂ est capturé sur le site d'INEOS Oxide (industrie chimique) à Anvers (Belgique), expédié au-delà des frontières et stocké en permanence à 1 800 mètres sous le fond de la mer, dans le champ pétrolier déplété danois de Nini West, situé dans le sud de la mer du Nord. Le projet de Greensand devrait être déployé en 2025, avec une capacité de stockage initiale de CO₂ de **1,5 Mt** par an. L'objectif de 2030 est d'injecter **8 MtCO₂** par an.

Partenaires : Il s'agit d'un large consortium international de 23 partenaires, regroupant industriels et académiques: Wintershall DEA (coordinateur), INEOS Oil (coordinateur), Energy Cluster Denmark, Blue Water Shipping, SpotLight, Danish Technological Institute, Welltec, Semco maritime, Maersk Drilling, GEUS, Geelmuyden Kiese, Ramboll, Aker Carbon Capture, Resen Waves, Magseis Fairfield, ESVAGT, DTU, Wind Power Lab, DHI, Dan-Unity CO₂, University of Southampton, National Oceanography Centre, EUDP et Schlumberger New Energy.

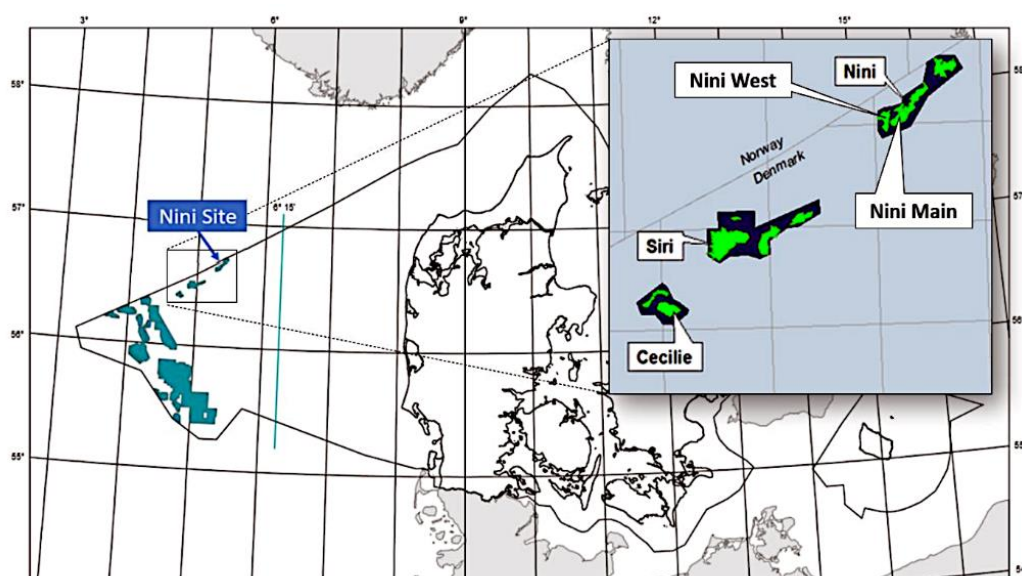


Figure 29 : Localisation du champ de Nini. (source INEOS)

Chronologie : le projet a été lancé en 2023, le stockage commencera à partir de 2025 dans le champ Nini, avec une capacité d'injection initiale de 1,5 MtCO₂ par an. En 2030, les zones de stockage seront étendues pour inclure les champs de la région de Siri, qui permettra d'atteindre une capacité de stockage de 8 MtCO₂ par an.

⁷⁰ <https://www.projectgreensand.com/en>

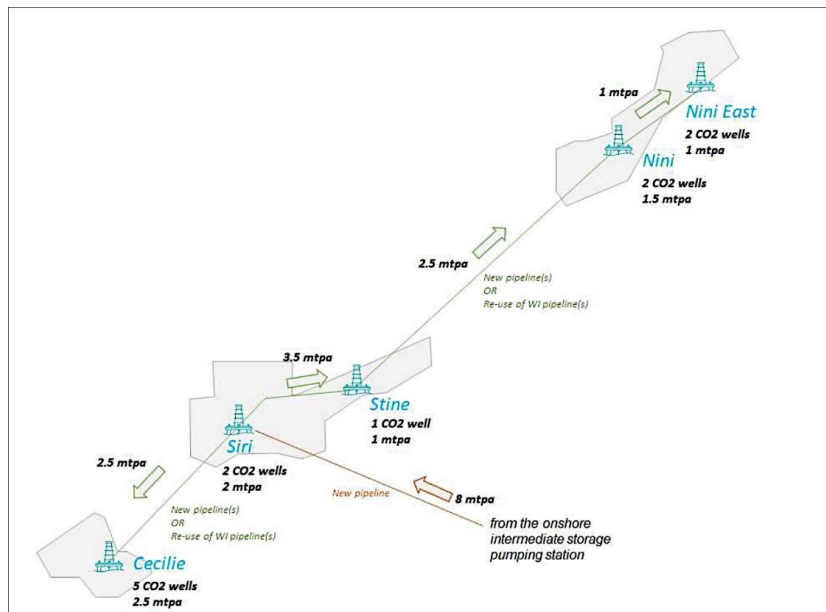


Figure 30 : Schéma de l'extension du projet Greensand pour atteindre la capacité de 8 MtCO₂ par an (source INEOS).

3.2.3 Bifrost

Localisation et objectifs : le projet vise le stockage de CO₂ dans les réservoirs épuisés et l'aquifère salin du champ Harald⁷¹, situés dans la mer du Nord, à 200 km au large des côtes danoises et à 3 650 mètres sous la surface. La capacité d'injection espérée est de **3 MtCO₂** par an en 2030 et jusqu'à **16 Mt** par an en 2032.

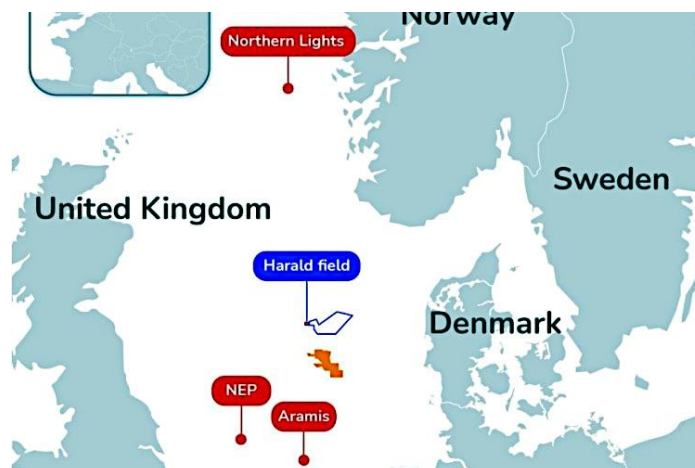


Figure 31 : Localisation du champ Harald, projet Bifrost (source TotalEnergies)

⁷¹ <https://bifrost-ccs.com/>

Partenaires : TotalEnergies, Nordsøfonden et Noreco forment le consortium « Danish Underground Consortium » (DUC), auquel se joignent Ørsted, en tant que membre du Carbon Capture Cluster Copenhagen et DTU, en tant qu'académique. TotalEnergies est l'opérateur principal du consortium (80 % du projet), apporte son expérience en tant que partenaire des projets Northern Lights (Norvège) et Aramis (Pays-Bas). DTU réalise les études techniques essentielles sur le stockage du CO₂ et fournit les études de faisabilité du stockage en mer du Nord.

Particularités du projet : le projet est le fruit d'une forte coopération entre les industriels et les académiques. Le montant du projet est de 10,5 millions d'euros dont 48 % sont subventionnés par l'État via le Programme de développement et de démonstration de technologies énergétiques (EUDP), dans le cadre de la stratégie climatique nationale de l'État danois vers une société zéro émission.

Chronologie du projet : La phase préliminaire a été achevée avec succès. Elle a étudié la faisabilité d'une chaîne de transport et d'injection de CO₂ visant à injecter en continu du CO₂ via deux puits de plate-forme dans le réservoir Harald West. Cette chaîne comprend une flotte de navires avec des capacités de déchargement offshore, une unité flottante pour le stockage tampon et le conditionnement du CO₂ et des modifications d'intégration sur les installations d'Harald West.

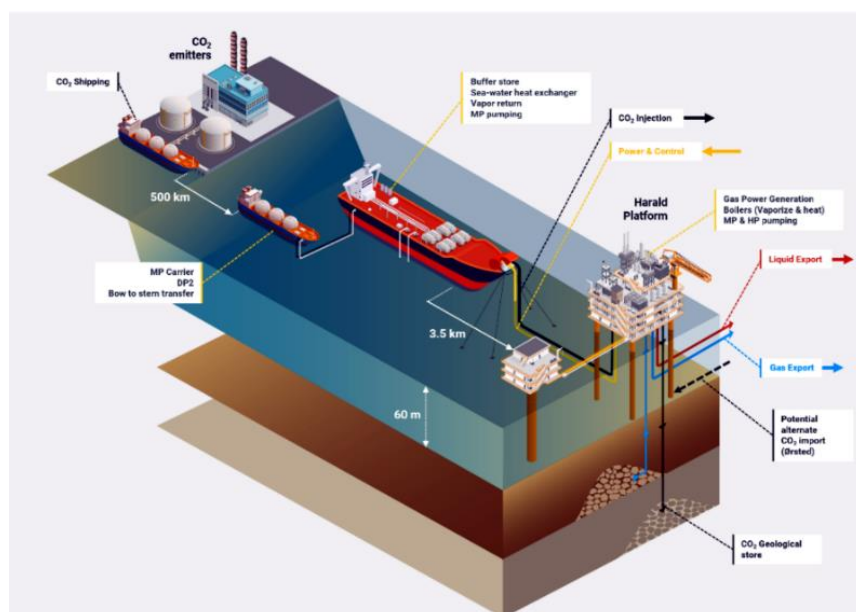


Figure 32 : La chaîne de transport et stockage off-shore du projet Bifrost. (Prevost et al., 2022)⁷².

Structure du projet : il est structuré en 11 lots de travail (WP) répartis sur les deux phases du projet en commençant par une phase préliminaire (6 premiers mois) suivie d'une phase conceptuelle (18 mois suivants)⁷³, les principaux lots sont détaillés sur la Figure 33.

⁷² Mathieu Prevost et al., BIFROST, an innovative CO₂ transportation and storage project in Denmark, 16th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, 23rd -27th October 2022, Lyon, France. (<https://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4287094>)

⁷³ Ibid

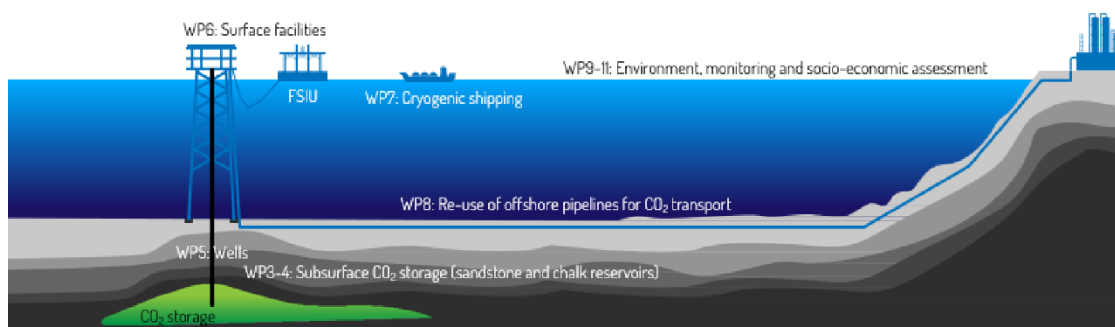


Figure 33 : Structure du projet Bifrost (source Prevost et al., 2022)

Une analyse plus détaillée du projet Bifrost se trouve dans l'annexe 4.8.

3.2.4 Stenlille

Localisation et objectifs : le projet vise le stockage de CO₂ dans l'aquifère de Stenlille⁷⁴, qui est situé en Zélande centrale. Son objectif est de stocker **8 Mt** de CO₂ sur une période de 20 ans, à partir de 2025. Il s'agit d'un projet unique au Danemark, car il est prévu de stocker le CO₂ sur le flanc d'un site de stockage de gaz, dans une structure très favorable. Le site bénéficie à la fois de l'ensemble de données terrestres le plus complet au Danemark et d'une communauté locale avec une bonne acceptabilité sociale du CCS.

Le projet envisage le forage à deux nouveaux puits d'injection de CO₂, dans la structure géologique située à 1 500 m sous la surface, à proximité du site de stockage de gaz naturel de Stenlille, exploité par Gas Storage Denmark depuis plus de 30 ans. L'un des puits existants sera utilisé à des fins d'observation pour surveiller la migration du panache de CO₂ au fil du temps.

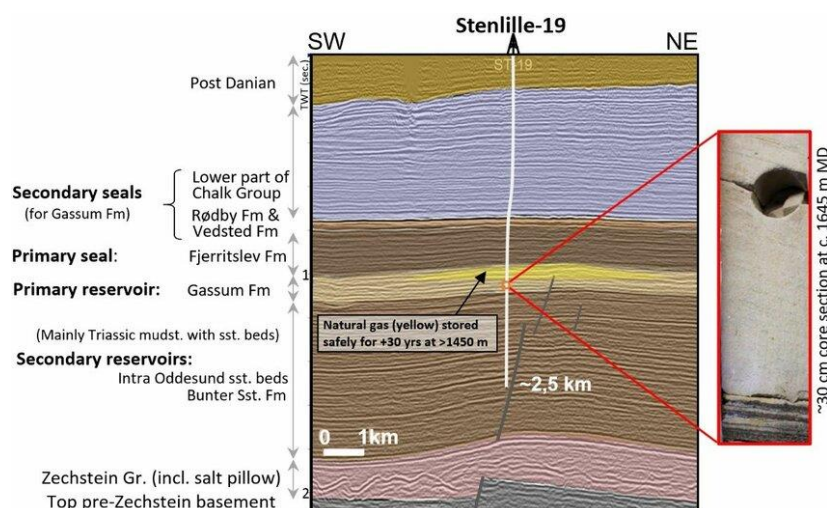


Figure 34 : La structure géologique du site de Stenlille.

⁷⁴ <https://geoexpro.com/europes-first-full-scale-onshore-co2-storage-project/>

Structure géologique : le réservoir primaire est la formation Gassum d'environ 150 m d'épaisseur, composée principalement de grès du Trias supérieur au Jurassique inférieur. Sa limite supérieure se trouve à 1 500 m sous la surface. Au-dessus, on trouve environ 300 m de formation jurassique de Fjerritslev, dominée par la boue, qui à son tour est recouverte par environ 1 100 m de groupe de craie du Crétacé – Paléocène, dominé par le calcaire et par moins de 100 m de dépôts quaternaires, ce qui confère une excellente étanchéité, et qui a fait ses preuves pendant toute la durée de l'exploitation de l'installation de stockage de gaz.

Partenaires : le projet est le résultat d'une large collaboration entre DTU, Welltec, Gas Storage Denmark, GEUS, Technion et Noreco, et est financée par le Fonds d'innovation danois dans le cadre du partenariat INNO-CCUS. Le consortium établi se concentre sur le développement de méthodes de surveillance, qui peuvent permettre une surveillance continue de l'intégrité du puits ainsi que la migration du panache de CO₂ à proximité du puits de forage.

Particularités du projet : il s'agit du premier projet européen de stockage terrestre de CO₂ à grande échelle. Le défi est de garantir que l'injection du CO₂ se réalise tout en préservant l'intégrité des puits et des réservoirs voisines, dédiés au stockage du gaz naturel. Pour cette raison on a effectué des nombreuses simulations numériques et on envisage de mettre en place un système d'enregistrement filaire et de la fibre optique pour assurer une surveillance continue du site.

Chronologie du projet : le projet devrait démarrer en 2025.

3.2.5 Norne

Localisation et objectifs : le projet Norne⁷⁵ comprend deux sites de réception de CO₂, l'un dans le port d'Aalborg, l'autre dans le port de Kalundborg. La capacité de stockage est de **2,3 MtCO₂** par an, et ambitionne plus de **20 Mt** par an d'ici 2030.

Partenaires : Gas Storage Denmark, Fidelis New Energy, Ross Energy et Ramboll.

Particularités du projet : Norne est projet d'intérêt commun (PIC) par l'Union européenne. Le CO₂ sera transporté de l'émetteur par pipeline ou par navire jusqu'à Norne d'où il sera transporté vers l'une des structures de stockage pour être injecté dans les couches géologiques dédiés.

Chronologie du projet : en septembre 2023, Carbon Centric et Fidelis New Energy signent une lettre d'intention pour le stockage terrestre du CO₂ ; en novembre 2023, Norne est déclaré projet d'intérêt commun (PIC) par l'Union européenne. Le début d'injection est prévu pour mi-2027.

⁷⁵ <https://norneccs.com/en/>

3.2.6 Ruby (Rødby)

Localisation et objectifs : le projet Ruby⁷⁶ utilise la structure géologique terrestre de Rødby, situé dans l'île Lolland, qui est un aquifère salé, situé à une profondeur entre 1100 et 1900 m et qui s'étend sur une superficie de 10 x 20 km², dont le potentiel de stockage évalué par la Commission géologique du Danemark et du Groenland (GEUS) est de 340 MtCO₂. Le projet prévoit une capacité de stockage de 1 Mt par an en 2027 et de 5 à 10 Mt par an d'ici 2030.

Partenaires : le projet est piloté par CarbonCuts, société danoise créée en 2022, elle est détenue majoritairement par la compagnie pétrolière et gazière norvégienne BlueNord (anciennement Noreco). Il y a quelques années, BlueNord a acquis la participation de 36,8 % de Shell dans DUC (Dansk Undergrunds Consortium), qui détient la majorité des champs de gaz et de pétrole danois en mer du Nord.

Particularités du projet : CarbonCuts prévoit de mettre en place un système de transport de CO₂ principalement par voie maritime avec plusieurs possibilités : les navires peuvent arriver directement au quai du port, ou on peut les décharger sur une barge construite à proximité du port, ou encore sur une barge amarrée à une bouée au large. Ceci nécessite la mise au point de barges innovantes, qui seront financées en partie par le Fonds maritime danois. En même temps, le transport ferroviaire est considéré comme une option complémentaire, mais aussi on n'exclut pas le transport par camion ou pipeline.

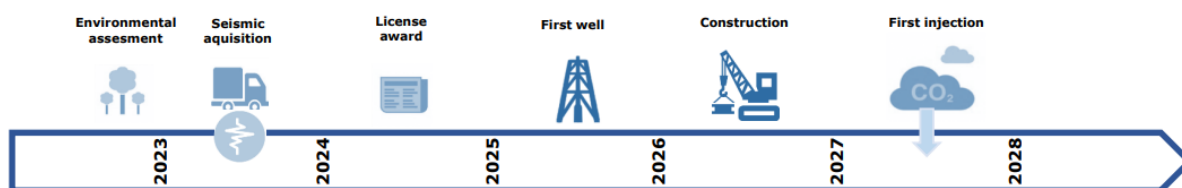


Figure 35 : Chronologie du projet Ruby.

⁷⁶ <https://www.carboncuts.dk/en/the-ruby-project>

3.3 Pays-Bas

3.3.1 Présentation de la situation générale aux Pays-Bas

Les émissions de CO₂ d'origine énergétique des Pays-Bas se sont élevées à 134 Mt en 2021 (0,4 % des émissions mondiales)⁷⁷. L'industrie en serait responsable à hauteur de 16 % et la production d'électricité et de chaleur de 32 %.

Les Pays-Bas ont une longue expérience en matière d'exploitation de champs gaziers grâce au champ de Groningue, le plus grand gisement de gaz naturel d'Europe de l'Ouest lors de sa découverte en 1959. Son exploitation est quasiment achevée depuis 2023 en raison de l'épuisement du gisement (2 300 bcm ont pu être récupérés sur une capacité estimée d'environ 2 700 bcm), de problèmes de subsidences et de séismes. Le réservoir est localisé entre 2 600 et 3 200 m de profondeur et s'étale sur environ 900 km², avec une exploitation essentiellement en on-shore.

L'objectif politique sur le CCS aux Pays-Bas vise un maximum de **7,2 Mt/an** en émissions nationales de CO₂ (soit 50% des émissions de l'industrie du pays)⁷⁸. Trois projets de stockage de CO₂ offshore sont en cours de développement, avec des degrés de maturité assez élevés :

- Porthos : 2,5 MtCO₂/an (au départ)
- Aramis : 5 MtCO₂/an (au départ)
- L10 : 5 MtCO₂/an (au départ)

Si les trois projets étaient en service, il pourrait donc être envisagé que les Pays-Bas accueillent du CO₂ émis dans d'autres pays, à hauteur d'au moins 12,5 – 7,2 = 5,3 MtCO₂/an. Cependant, la France n'a pas encore signé d'accord avec les Pays-Bas sur l'usage potentiel des sites de stockage de ce pays comparable à ceux signés avec la Norvège et le Danemark, alors que l'Allemagne et la Belgique, du fait de leur proximité géographique, ont témoigné bien en amont de leur intérêt⁷⁹.

Les secteurs industriels émetteurs locaux concernés (c-à-d hors imports de CO₂) sont le raffinage, la chimie, la sidérurgie, le ciment et l'énergie (incinération des déchets). Une partie du CO₂ actuellement émis est utilisé par l'agroalimentaire (horticulture) et la chimie.

Le projet Porthos, le plus avancé, pourrait être mis en service en 2026 et les deux autres projets plutôt après 2030.

Il est à noter une forte implication du secteur public dans chacun des trois projets, tant pour le transport que pour le stockage, à travers les entreprises publiques Gasunie (gazoducs) et EBN (pipelines).

⁷⁷ <https://www.iea.org/countries/the-netherlands>

⁷⁸ <https://network.bellona.org/content/uploads/sites/3/2021/07/The-Industrial-CCS-Support-Framework-in-the-Netherlands.pdf>

⁷⁹ A titre d'exemple, la Commission européenne a accordé le statut de PIC (Projet d'intérêt commun) au projet Delta Rhine Corridor pour le transport de CO₂ via des gazoducs en provenance d'émetteurs situés dans la région de la Ruhr en Allemagne et la région de Rotterdam aux Pays-Bas jusqu'à un site de stockage en mer au large des côtes néerlandaises.

Acceptabilité sociale : Le gouvernement néerlandais s'est heurté à une vive opposition d'associations écologistes et de riverains, y compris par des voies juridiques, qui a abouti à l'abandon des sites CCS onshore et à ne garder que trois projets CCS offshore. Pour chacun de ces sites, l'État néerlandais s'est réservé un pouvoir de contrôle à travers diverses entreprises publiques, notamment EBN et Gasunie.

Protocole de Londres⁸⁰ : Dans l'attente de la ratification d'un amendement autorisant le stockage géologique offshore du CO₂, une proposition des Pays-Bas et de la Norvège pour l'application provisoire de l'amendement a été approuvée par plusieurs pays en 2019, supprimant l'obstacle juridique au transport international de CO₂ pour le stockage sous-marin dans les eaux des Pays-Bas, de la Norvège et du Royaume-Uni.

Soutien des pouvoirs publics néerlandais : L'un des instruments nationaux les plus importants⁸¹ pour stimuler la réduction des émissions est le programme de soutien au développement de la « production d'énergie durable » (SDE+), basé sur un mécanisme d'enchères compétitives. De 2011 à 2020, SDE+ a alloué 60 milliards d'euros de subventions, qui sont versées sur une période pouvant aller jusqu'à 15 ans en fonction de la quantité d'énergie renouvelable produite.

En 2020, le SDE+ a été élargi au Sustainable Energy Transition Incentive Scheme (SDE++), qui utilise un processus d'enchères similaire pour accorder des subventions à un ensemble plus large de technologies basées sur les émissions de CO₂ évitées, notamment le captage et le stockage du carbone (CCS) et l'hydrogène bas-carbone. Pour permettre à l'industrie nationale de rester compétitive à l'échelle mondiale tout en réduisant fortement ses émissions, le gouvernement néerlandais vise à équilibrer la fiscalité des entreprises sur les émissions de CO₂ avec le soutien financier de SDE++, en particulier pour le CCS. Autrement dit, le mécanisme s'apparente à un contrat pour différence (CfD). Seuls peuvent être aidés les projets de CCS dédiés aux émissions « résiduelles », sans alternative viable moins coûteuse.

Les subventions sont prévues uniquement pour les installations existantes et aucun projet de CCS ne devrait a priori être soutenu après 2035. En 2020, 2,1 Md€ ont été attribués au projet Porthos et, en 2022, 6,1 Md€ ont été demandés pour le projet Aramis.

Le soutien au déploiement des infrastructures de transport de CO₂ vise à une mutualisation des coûts et un accès non discriminatoire, la réalisation et l'exploitation de l'infrastructure étant confiées soit à 100% à une entreprise publique, soit à un consortium privé dont est membre une entreprise publique.

Coûts d'abattement : selon l'étude comparative de la DG Trésor, les coûts annoncés pour les entreprises néerlandaises sur l'ensemble de la chaîne de valeur du CCS s'élèveraient entre 108 et 265 €/tCO₂. Plusieurs représentants d'entreprises françaises potentiellement concernées par l'exportation de CO₂ dans des sites de stockage des Pays-Bas, considèrent que ce coût est relativement élevé, notamment du fait du passage obligatoire du CO₂ par le port de Rotterdam

⁸⁰ Rapport du Sénat du 23 février 2003 au nom de la commission des Affaires étrangères, de la défense et des forces armées (1) sur le projet de loi autorisant l'adhésion de la France au protocole de 1996 à la convention de 1972 sur la prévention de la pollution des mers résultant de l'immersion de déchets.

⁸¹ Sources : AIE, IEA In-depth review - The Netherlands (2020) et « Etude comparative internationale - DG Trésor » (juillet 2023).

Un carبودuc devra être installé, sur une distance d'environ 30 km, sur l'emprise d'un gazoduc existant le long de l'autoroute A15, via Botlek-Vondelingenplaat jusqu'à Maasvlakte. Après pressurisation dans une station de compression, le CO₂ sera ensuite acheminé dans un carبودuc posé sur le fond marin de la mer du Nord jusqu'au champ gazier déplété.

Partenariat : Selon l'étude comparative internationale de la DG Trésor (juillet 2023), le projet Porthos repose sur un partenariat du Port de Rotterdam, EBN et Gasunie (entreprises publiques) pour la réalisation d'un pipeline et stockage mutualisé, auquel s'est associé Air Liquide, Air Products, ExxonMobil et Shell. Cette implication des entreprises publiques a permis de prévoir un pipeline plus large et de d'envisager une clientèle d'entreprises plus vaste que si le projet avait été uniquement privé.

Caractéristiques techniques : À partir d'une plate-forme située au-dessus de l'ancien champ gazier, le CO₂ sera injecté dans un réservoir scellé de grès poreux, à plus de 3 km sous la mer du Nord. La capacité d'injection initiale (vers 2026) pourrait être de 2,5 MtCO₂/an, sans que l'on ne sache à ce stade si cette capacité pourrait être accrue. Au total, Porthos pourrait stocker 37 MtCO₂ au rythme de 2,5 Mt/an sur 15 ans.

La décision finale d'investissement pour Porthos a été prise en octobre 2023, après une décision positive des tribunaux. Il s'agit de l'un des premiers projets de CCS au monde à se concentrer sur le stockage du CO₂ provenant de plusieurs entreprises et à utiliser une approche de « third party access ». Le système sera établi comme une sorte d'infrastructure de services publics à l'usage de diverses entreprises.

Financement : Porthos bénéficie de divers soutiens financiers, tant de l'Etat néerlandais que de l'UE, dès la phase de préparation du projet. Pour les études préparatoires, Porthos a reçu une subvention de 1,2 M€ de la RVO (Agence néerlandaise pour les entreprises) en 2018 et une subvention de 6,5 M€ de la Commission européenne en 2019. En 2021, Porthos a reçu une subvention de 102 M€ de Bruxelles pour la réalisation de l'infrastructure.

Le projet Porthos a reçu de la Commission européenne le statut de PIC.

Les clients potentiels de Porthos pourront bénéficier d'une subvention SDE++ (cf. ci-dessus). Cette subvention SDE++ permet de combler la différence entre les coûts du système européen de quotas de CO₂ (EU-ETS) et les coûts totaux du captage, du transport et du stockage du CO₂, de façon que les entreprises émettrices puissent rester compétitives tout en contribuant à la réalisation des objectifs de l'accord néerlandais sur le climat.

3.3.3 Aramis⁸⁴

Objectif et localisation : Comme Porthos, le projet Aramis concerne le stockage et le transport du CO₂. Il vise à permettre à des industries énergivores, des Pays-Bas et d'autres pays, de stocker leurs émissions de CO₂ capturées sous la mer du Nord néerlandaise. Comme pour Porthos, dont il reprend et prolonge les installations, un centre de collecte de CO₂ et un carبودuc offshore d'une capacité de transport de 22 Mt/an seront construits pour relier le port de Rotterdam à des gisements de gaz déplétés situés à environ 200 km des côtes. L'accès au réservoir de stockage se fera soit par carبودuc, soit par bateau.

⁸⁴ Sources : IOGP (octobre 2023) et le site institutionnel www.aramis-ccs.com (consulté en mars 2024).

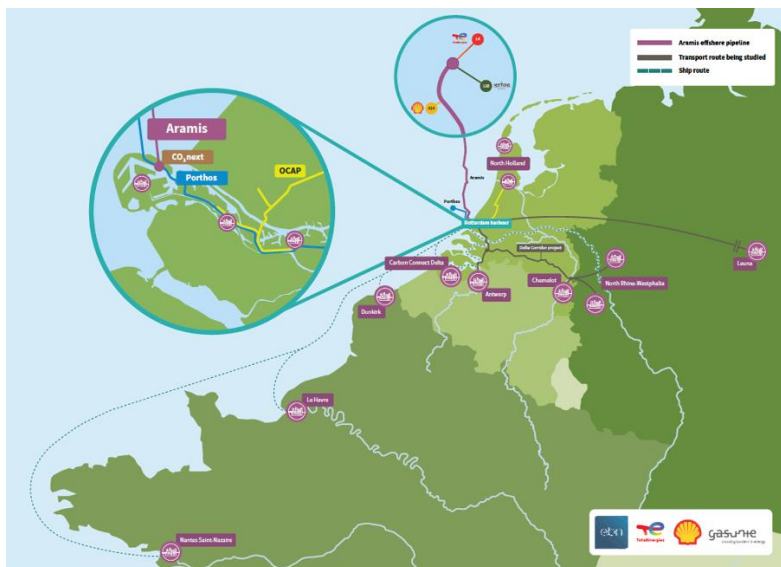


Figure 37 : Schéma du projet Aramis montrant son intégration avec le projet Porthos (source : www.aramis-ccs.com)

Partenariat : Selon l'étude comparative internationale de la DG Trésor (juillet 2023), le projet Aramis a été décidé en 2021 par un consortium entre TotalEnergies, Shell Netherlands, EBN et Gasunie. Il s'agit au départ d'une initiative d'entreprises privées (TotalEnergies et Shell), mais l'État néerlandais a souhaité s'associer au projet via Gasunie et EBN, notamment pour que les installations puissent être potentiellement accessibles à d'autres entreprises, l'offre de stockage étant en « third party access ». Au moins 4 joint ventures se sont constituées avec les partenaires précités pour gérer le stockage, le terminal, le caroduc principal et le shipping/marketing. Pour développer l'infrastructure de transport, les partenaires du projet Aramis travaillent avec le projet Porthos et avec CO2next, une filiale de Gasunie et Vopak, qui devra développer un terminal de stockage de CO₂ liquide en libre accès dans le port de Rotterdam. CO2next réceptionnera les navires au terminal et stockera temporairement le CO₂. Aramis devrait utiliser les mêmes services de compression que Porthos.

Caractéristiques techniques : Le CO₂ sera injecté par les opérateurs de stockage via des puits dans des champs de gaz déplétés où il sera stocké à 3-4 km sous les fonds marins. Le centre de collecte terrestre proposé sur la Maasvlakte dans le port de Rotterdam est facilement accessible aux grands pôles industriels. La canalisation de CO₂, partagée avec Porthos, est conçue pour transporter jusqu'à 22 Mt/an vers les différentes installations de stockage de la mer du Nord. Le réservoir sera accessible soit par caroduc offshore, soit par bateau. Moins avancé que Porthos, le projet Aramis n'envisage sa mise en service qu'à l'horizon 2030. Au départ, sa capacité devrait être d'environ 5 MtCO₂/an avant d'être portée à environ 7,5 MtCO₂/an dans une deuxième phase pas encore datée. Au total, Porthos pourrait donc stocker au moins 75 MtCO₂ au rythme de 5 Mt/an sur 15 ans.

Financement : Les mêmes mécanismes nationaux que pour Porthos pourront être mis en œuvre à la fois pour les partenaires du projet et pour leurs clients. Le projet Aramis a reçu de la Commission européenne le statut de PIC.

3.3.4 L10⁸⁵

Objectif et localisation : Contrairement à Porthos et Aramis, le projet L10 se limite au stockage du CO₂. Il s'agit d'un champ gazier épuisé situé dans la mer du Nord néerlandaise, qui a commencé à produire du gaz en 1976 et était encore opérationnel en 2021. Encore plus éloigné qu'Aramis auquel il sera raccordé, le site de stockage L10 ne sera accessible que par bateau. Le principe de fonctionnement sera en « third party access » accessible tant aux industries des Pays-Bas que d'autres pays.



Figure 38 : Schéma du projet L10 (source : Neptune Energy).

Partenariat : Le projet réunit les entreprises Neptune Energy, Rosewood Exploration Ltd., ExxonMobil et EBN. Le 31 janvier 2024, Neptune Energy a annoncé la finalisation de la vente de Neptune Energy Group Limited (dite « Neptune ») à Eni International BV (filiale néerlandaise du groupe italien Eni) et de Neptune Energy Norge AS à Vår Energi ASA.

Caractéristiques techniques : Les promoteurs de L10 considèrent qu'il présente un avantage par rapport à Porthos et Aramis du fait de la date récente d'arrêt d'exploitation du gaz naturel du champ désormais déplété, de sorte qu'une partie des installations sur place sont exploitables, et qu'une partie du champ (plateforme K12-B) avait fait l'objet d'une injection de CO₂ pour améliorer le taux de récupération. Cependant les études de développement sont moins connues que celles de Porthos et Aramis. Le réservoir de L10 devrait être alimenté par injection directe depuis une plateforme à laquelle auront accès des bateaux qui pourront provenir notamment d'un terminal raccordé à Aramis.

La capacité de L10 est supérieure à celle de Porthos et Aramis avec 5 MtCO₂/an dans un premier temps, peut-être vers 2030, avant d'être portée dans une deuxième phase à 9 MtCO₂/an. Au total, L10 devrait pouvoir stocker 120 à 150 MtCO₂.

⁸⁵ Sources : IOGP (octobre 2023) et Neptune Energy <https://www.neptuneenergy.com/sites/neptuneenergy-corp/files/esg/climate-change-and-environment/integrated%20energy%20hubs/L10%20CCS%20Final.pdf>

Financement : L'étude de faisabilité est en principe terminée mais l'accord de coopération entre les partenaires reste à finaliser de sorte qu'il n'est pas clair si la demande d'obtention de licence de stockage a été formulée et quel mode de financement est envisagé. Il devrait néanmoins pouvoir bénéficier des mêmes modes de financement que Porthos et Aramis. Il est à noter que pour l'instant L10 n'a pas reçu de la Commission européenne le statut de PIC.

3.4 Italie

Le gouvernement italien a récemment approuvé le décret-loi 181/2023 « Energia 2 »⁸⁶. La loi du 7 février 2024 qui en découle introduit des modifications significatives au cadre législatif du secteur de l'énergie, et plus particulièrement du CCS⁸⁷. En effet il élargit les pouvoirs du ministère de l'Environnement italien (MASE) en lui permettant de délivrer des licences d'exploration et d'autorisation de stockage du CO₂ sur les sites définis par la loi : les réservoirs d'hydrocarbures déplétés et situés en mer.

Une étude du MASE sur les aspects nécessaires au développement de l'industrie du captage et du stockage du carbone (CCS) doit être réalisée et déterminera les évolutions à venir de la réglementation de ce secteur⁸⁸. En particulier les termes de l'accès des pays tiers aux sites de stockage italien, restent encore à préciser, ce qui empêche à l'heure actuelle toute négociation commerciale concrète avec des industriels non implantés sur le territoire italien.

3.4.1 Le projet Ravenne CCS

Le projet de stockage de Ravenne est le seul projet recensé actuellement en Italie. Il concerne un ensemble de gisement d'hydrocarbures arrivant peu à peu en fin d'exploitation et qui seront progressivement convertis en autant de sites de stockage de CO₂. Conduit par les entreprises ENI et SNAM, le projet de Ravenne à l'ambition d'être le pôle CCS de référence en mer Méditerranée.

Le projet est conçu en trois grandes phases. La première phase débutera au cours du premier semestre 2024, elle consiste en un démonstrateur visant à stocker une partie du CO₂ issue de l'exploitation actuelle d'un des réservoirs de gaz naturel, la capacité d'injection ciblée est de l'ordre de 25 ktCO₂/an. Les phases suivantes, au fur à mesure de la fin de l'exploitation des gisements gaziers de Ravenne, permettront d'augmenter la capacité de stockage du projet à 4 MtCO₂/an en 2026/2027, puis à 16 MtCO₂/an à partir de 2030. La capacité totale du projet s'élève à 500 Mt de CO₂. Ce site constituerait potentiellement l'un des plus importants projets commerciaux de stockage en Europe en 2030.

3.4.2 Le Projet d'Intérêt Commun « Callisto »

Intégré au projet de transport et de stockage Callisto (Figure 39 - Gauche), coordonné par Air Liquide France, le projet de stockage de Ravenne rejoint la liste des projets d'intérêts commun définie fin novembre par la Commission Européenne⁸⁹. L'objectif de Callisto est de mettre en place un réseau de transport économiquement

⁸⁶ « Dispositions urgentes pour la sécurité énergétique du pays, la promotion de l'utilisation des sources d'énergie renouvelable, le soutien aux entreprises à forte intensité énergétique et en matière de reconstruction des territoires touchés par les inondations exceptionnelles survenues à partir du 1er mai 2023 » (traduit de l'italien depuis : <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2024/02/07/31/sg/pdf>)

⁸⁷ Ibid. Chapitre 1, Article 7 "Disposizioni in materia di stoccaggio geologico di CO₂", p.106.

⁸⁸ <https://www.mase.gov.it/comunicati/il-dl-energia-pubblicato-gazzetta-ufficiale>

⁸⁹ ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2024/1041/oj (n° 13.11)

viable pour favoriser le développement du CCS en méditerranée. Les pays membres partenaires sont la France⁹⁰ et l'Italie⁹¹.

En France, le réseau de gazoducs existant sera étendu et reconverti pour transporter jusqu'à Fos – Marseille les flux de CO₂ captés par les émetteurs situés le long de la Vallée du Rhône. Le CO₂ sera ensuite transporté par bateaux sur près de 2500 km jusqu'à Ravenne. Le pôle industriel de Ravenne, sera en mesure de recevoir du CO₂ en phase liquide par bateaux ou bien depuis des canalisations terrestres dédiées construites spécialement. Le réseau de carboducs italien reliera trois clusters industriels du Nord de l'Italie (Marghera, Ferra et Ravenne), et sera opéré par SNAM. Enfin l'ensemble des flux de CO₂ réceptionnés à Ravenne seront transportés par canalisation sous-marines directement au site de stockage géologique dans la mer Adriatique, opéré par ENI.

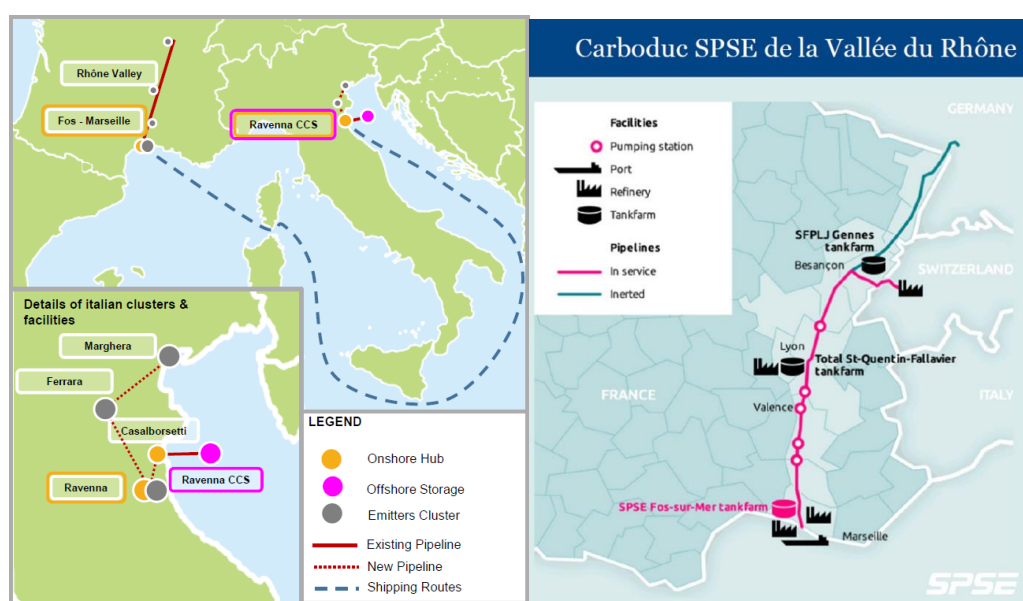


Figure 39 – [Gauche] Carte détaillant les voies de transports qui seront développées dans le cadre du projet Callisto : transport maritime depuis le cluster de Fos-sur-Mer vers le site de stockage de Ravenne. Réseau de carboducs dans la région industrielle proche de Ravenne au Nord de l'Italie. [Droite] Détail des canalisations SPSE existantes dans la Vallée du Rhône.

Prévu jusqu'en 2029, le développement des infrastructures nécessaires (carboducs, stockages temporaires, unités de liquéfaction, de vaporisation, installations de chargement et déchargement des navires) en Italie et en France, se déroulera en deux temps : de 2027 à 2032 avec une capacité totale de transport de 3,6 MtCO₂/an ; de 2033 à 2050 pour une capacité de 6,4 MtCO₂/an. Sur les 23 années que durerait l'exploitation, c'est environ 130 Mt de CO₂ qui devraient être transportées via les futures installations du projet Callisto.

Malgré la réglementation Italienne, ne permettant pour l'instant aucun échange commercial concret avec les pays tiers exportateurs de CO₂, le projet de Ravenne apparaît comme une solution prometteuse à moyen terme pour le stockage géologique des flux de CO₂ de la vallée du Rhône. A plus court terme et à défaut de stockage souverain

⁹⁰ Totalisant 9 industriels : ArcelorMittal Méditerranée, Basell Polyoléfines France SAS, Elengy, GRT Gaz, Lafarge Ciments, Groupe LHOIST, Lyondell Chimie, PetroIneos Manufacturing, SPSE.

⁹¹ En dehors de ENI et SNAM, un groupe de 7 industriels : Enipower, Yara, Cabot, Versalis, Marcegaglia Ravenna, Herambiente, Polynt.

en France, la voie du CCU, via la conversion du CO₂⁹², pourrait être en partie, un exécutoire temporaire de ces flux.

⁹² Substitution de produit d'origine fossile par des produits équivalents synthétisés à partir de CO₂, tels que des carburants de synthèse ou des produits chimiques. Le CO₂ peut aussi être utilisé en remplacement de l'eau dans le béton : le « durcissement au CO₂ ». Il est à noter qu'en fin de vie ces produits réémettront inévitablement le CO₂ qu'ils contiennent, ils peuvent être vus comme une solution de « stockage temporaire » (moins de 100 ans), à la différence du stockage géologique « permanent » (supérieur à 100 ans).

3.5 Grèce

Le cadre réglementaire qui découle, par décision ministérielle (48416/2037/E.103/2011), de la transposition en droit grecque de la directive CCS (2009/31/CE) est fidèle aux principes clés posés par l'Union Européenne pour le développement du CCS. Cependant, d'après HEREMA, autorité nationale⁹³ ayant compétence sur le stockage géologique du CO₂ au sein du territoire grecque, l'interprétation de la réglementation en l'état reste source de confusion concernant l'éligibilité des aquifères comme sites de stockage⁹⁴.

Il est important de noter que la Grèce n'est pas signataire du protocole de Londres. Cela signifie que dans le cas où la France, qui est un des signataires initiaux du protocole, exporterait du CO₂ vers la Grèce, il devrait être établi un accord spécifique qui fournirait à minima les mêmes protections environnementales que si le CO₂ était stocké par l'un des signataires du protocole (voir supra section protocole de Londres).

3.5.1 Le projet Prinos.

Le développement du CCS en Grèce en est à ses tout débuts. La première licence d'exploration a été attribuée en 2022 par HEREMA à Energean pour le champ pétrolier dépleted de Prinos, situé en mer Egée face à la ville industrielle de Kavala au Nord de la Grèce, à moins de 100 km de la frontière avec la Bulgarie. Le potentiel de stockage de ce site a été évalué en 2023 à environ 3 Mt de CO₂ par an, pour une capacité totale de 60 à 70 millions de tonnes⁹⁵. Ce volume représenterait environ 10 années d'émissions du secteur industriel grecque. Une autorisation de stockage est espérée pour l'été 2024.

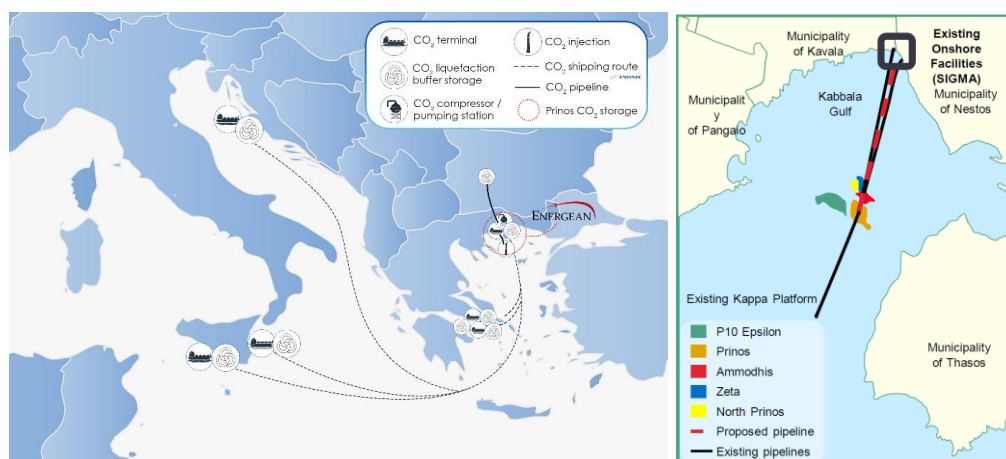


Figure 40 – Cartes du projet Prinos porté par Energean. Flux de CO₂ envisagés vers le site de stockage en mer Egée (Source : <https://www.energean.com/operations/greece/prinos-co2/>) [Gauche]. Agrandissement de la zone (Sardi, 2023)⁹⁶ [Droite].

⁹³ Hellenic Hydrocarbons and Energy Ressources Management (HEREMA), en charge notamment de la délivrance des licences d'exploration et de stockage de CO₂, ainsi que de la surveillance des projets.

⁹⁴ CCS Regulatory, Framework & Overall Structure. HEREMA CCS White Paper, 2023 (p.52): "[...] it seems that there are two contradictory provisions: one prohibiting storage in underground aquifers and one permitting storage in saline aquifers. No definition is provided for either term."

⁹⁵ <https://www.energean.com/operations/greece/prinos-co2/> (consulté le 19/04/2024).

⁹⁶ Sardi, K. Prinos, a CO₂ storage for SE. Europe. 6th international Workshop on Offshore Geologic CO₂ Storage, 13-15 Septembre 2023, Aberdeen.

Fin novembre 2023, le projet « Prinos CO₂ Storage », fait partie de la liste des Projets d'Intérêt Commun (PIC) sélectionnés par la Commission Européenne⁹⁷. Les états membres partenaires du projet Prinos sont : la Bulgarie, Chypre, la Croatie, l'Italie et la Slovénie. En effet, c'est un site géographiquement bien placé pour recevoir des flux de CO₂ venant du sud-est de l'Europe (Figure 40). Au total, ce sont 8 mémorandums que Energean a signé avec les industriels de ces pays, pour des volumes de CO₂ de l'ordre de 3 à 4 millions de tonnes de CO₂ par an.

Le projet de stockage Prinos, bénéficie à la fois d'installations préexistantes (qui devront cependant être spécifiquement adaptées pour le transport et le stockage de CO₂), ainsi que des connaissances accumulées depuis une quarantaine d'année au cours de l'exploitation pétrolière du site. L'ambition de ce projet est d'être opérationnel dès la fin de l'année 2025 et se décline en deux phases :

- La première étape consiste en la conversion effectives des infrastructures pétrolières existantes (Figure 40, graphique de droite), avec pour objectif d'atteindre une capacité d'injection de 1 Mt/an de CO₂ à l'état gazeux d'ici fin 2025
- L'ambition de la seconde étape vise à augmenter fortement les capacités d'injection du projet, notamment grâce à l'injection de CO₂ cette fois sous forme liquide, afin d'atteindre au moins 3 Mt/an d'ici fin 2027. Ce deuxième temps permettra la réception et le stockage de CO₂ acheminé par bateau à l'état liquide.

D'ici à 2028, les volumes de CO₂ stockés en Grèce via le projet Prinos resteront relativement faibles. Ils concerneront surtout l'industrie grecque et ce pour des flux à l'état gazeux, et non liquide, comme le requerrait un transport longue distance par bateau⁹⁸. Les accords de principe déjà signés avec des émetteurs des pays partenaires du projet, dépassent la capacité de stockage maximale actuellement estimée pour la seconde phase du projet.

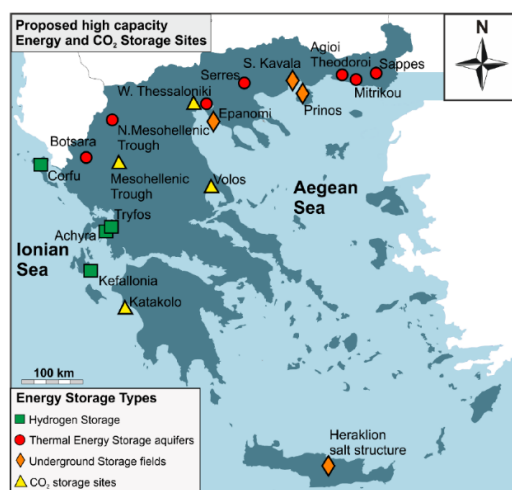


Figure 41 – Carte de sites potentiel de stockage en Grèce (Avanitis et al., 2020)⁹⁹.

Bien que plusieurs sites apparaissent comme des candidats potentiels pour le stockage géologique du CO₂ en Grèce (Figure 41), en dehors du projet Prinos, il ne semble pas y avoir d'autre projet en phase d'exploration. Si des

⁹⁷ ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2024/1041/oj (n° 13.11)

⁹⁸ Pour des raisons de viabilité économiques.

⁹⁹ Avanatis et al., 2020. *Potential Sites for Underground Energy and CO₂ Storage in Greece: A Geological and Petrological Approach*. Energies 2020, 13(11), 2707; <https://doi.org/10.3390/en13112707>.

licences d'exploration étaient accordées, et que les conditions se révélaient favorables, ces sites potentiels ne seraient probablement pas accessibles avant 2035.

4 ANNEXES

4.1 Lettre de mission



GOVERNEMENT

Liberté
Égalité
Fraternité

La ministre de la Transition Énergétique
Le ministre délégué chargé de l'Industrie

Paris, le 26 DEC. 2023

Monsieur le Vice-Président du Conseil
général de l'économie,

Monsieur le président de l'IFPEN,

Objet : Mission sur les projets européens de stockage géologique de carbone

Monsieur le vice-président, Monsieur le Président,

La France s'est fixée pour objectif la réduction de moitié de ses émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2030 par rapport à 1990. Le gouvernement a ainsi publié en septembre dernier un plan d'action pour réussir sa transition écologique et énergétique, constitué d'une cinquantaine de leviers. Ce plan prévoit en particulier de réduire de 44 % les émissions de l'industrie. Ceci passe par la décarbonation des 50 sites industriels avec en complément des actions sur l'industrie diffuse et le captage et stockage de carbone (CCS).

Le Gouvernement a rendu public des orientations stratégiques sur le CCS en juin 2023, qui affirment clairement à la fois l'ambition de la France de faire de cette technologie un outil clef de sa décarbonation, avec le stockage de 4 à 8,5 MtCO₂ par an à horizon 2030, mais aussi son exigence écologique : le CCS n'est pas une technologie pour maintenir le « business as usual », et elle ne doit intervenir que pour les émissions résiduelles incompressibles, en l'absence d'autres solutions de décarbonation économiquement accessibles ou comme solution de transition.

La consultation publique que nous avons menée ces derniers mois pour affiner la stratégie nationale française en la matière traite d'enjeux tels que le mode de soutien aux projets de capture, la régulation des infrastructures de transport de CO₂, ou encore la création de capacités de stockage sur notre sol. Il ressort cependant de cette consultation que l'accès à des capacités de stockage en cours de développement chez nos voisins européens sera clé pour assurer le démarrage de cette technologie à court et moyen terme en France et pour sécuriser l'engagement des industriels.

C'est la raison pour laquelle nous souhaitons vous confier une mission flash visant à faire un état des lieux détaillé des projets de stockage de carbone actuellement en développement à l'étranger. Cet état des lieux aura vocation à être rendu public pour aider l'accompagnement de la filière.

Vous examinerez tout particulièrement les projets en cours en Norvège, au Danemark, en Italie, en Grèce et aux Pays-Bas.

Vous ferez notamment le point sur les éléments suivants :

- Avancement technique et administratif des projets de stockage,
- Maturité, risques (dont acceptabilité locale, maturité du cadre légal local...)
- Disponibilité évaluée des volumes à date,
- Possibilité de réservation et échéance de contractualisation envisageable, à date ou dans le futur,
- Niveaux de prix connus ou envisagés,
- Disponibilité et prix d'une solution de transport depuis la France

Il pourrait être utile de rappeler dans votre analyse les prérequis juridiques sur le plan international à l'exportation et au transport de CO₂, et les accords internationaux et bilatéraux signés ou en cours de signature par la France.

Pour réaliser cette mission, vous pourrez vous appuyer sur nos administrations : la direction générale de l'énergie et du climat qui négocie les partenariats internationaux pour l'exportation et le transport de CO₂, la direction générale du Trésor qui a effectué un panorama préliminaire sur ce sujet, et les Ambassades françaises des pays concernés. Vous pourrez également échanger avec les services compétents de la Commission européenne, avec les porteurs de projets étrangers et de leurs autorités publiques, des industriels français partenaires de ces projets, le cas échéant d'industriels étrangers, mais aussi des industriels français émetteurs pour lesquels le recours au CCS est envisagé.

Nous souhaiterions disposer de votre rapport au plus tard le 30 avril 2024.



Agnès PANNIER – RUNACHER



Roland LESCURE

4.2 Liste des personnes rencontrées

Organismes publics et parapublics

Ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique

Cabinet du Ministre

- Basile Thodoroff, conseiller entreprises, participations de l'Etat, industrie et énergie

Cabinet du Ministre délégué, chargé de l'industrie et de l'énergie

- Benjamin Carantino, conseiller décarbonation et industrie de base

Direction générale des entreprises (DGE) / Sous-direction de la politique industrielle

- Thomas JEANNIN, directeur du projet Résilience et décarbonation de l'industrie
- Arthur Calvat, chef projet décarbonation de l'industrie

Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)

- Alexandre Chevallier, sous-directeur de la sécurité d'approvisionnement et des nouveaux produits énergétiques
- Carole Paquier, cheffe de projet ressources énergétiques du sous-sol & filière captage et stockage du carbone
- Fabrice Candia, chef de bureau ressources énergétiques du sous-sol

Direction générale du Trésor

- Yann Letourneur, directeur de projet, pôle économie et maîtrise d'ouvrage, Fin Infra
- Robert Benda, adjoint au chef du bureau climat, environnement, agriculture
- Gaëtan Mouilleseaux, adjoint au chef de bureau politique industrielle et démographie des entreprises
- Kévin Guichard, directeur de projet, pôle économie et maîtrise d'ouvrage, Fin Infra
- William L'Heudé, adjoint au chef du bureau climat

Académie des Technologies

- Olivier Appert, membre

Agence Internationale de l'Énergie (AIE)

- Mathilde Fajardy, energy analyst

Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM)

- Christophe Poinssot, directeur général délégué et directeur scientifique
- Francis Claret, directeur programme scientifique transition énergétique et espace souterrain

Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)

- Ivan Faucheux, commissaire
- Didier Laffaille, directeur délégué à la prospective et à l'innovation
- Arnaud Dietrich, directeur des affaires économiques et financières, de la prospective et de l'innovation
- Martial Saquer, direction des réseaux, département infrastructures amont gaz

IFP Energies nouvelles (IFPEN)

- Pierre-Franck Chevet, président
- Paula Coussy, cheffe de projet « Externalités CO₂ »

Organisations professionnelles et entreprises

Air Liquide

- Vianney De Buchet, vice-président Energy Transition Europe
- David Berman, directeur des affaires publiques Europe

Ciment Vicat

- Eric Bourdon, directeur général adjoint

Club CO₂

- Florence Delprat-Jannaud, présidente, directrice du centre de résultats produits énergétiques IFPEN
- Isabelle Senghor-LeFrançois, secrétariat, directrice déléguée stratégie et développement à EDF
- Philippe Llewellyn, membre du bureau, responsable R&D technologies de captage, stockage et valorisation du CO₂, TotalEnergies
- Laurent James, GT stockage

Elengy

- Joachim Labauge, directeur développement CO₂
- Laurent Hamou, responsable affaires européennes

Société Pipeline Sud Européen (SPSE)

- Fabien Pouré, directeur général

Térega

- Antoine Charbonnier, responsable pôle stratégie innovation et développement
- Stéphanie Bodin, responsable études marketing, direction de la stratégie

TotalEnergies

- Étienne Angles-D'Auriac, directeur général de TotalEnergies Carbon Neutrality Ventures

Union des industries utilisatrices d'énergie (UNIDEN)

- Nicolas de Warren, président
- Bertrand Wallé, président de la commission Gaz, co-animateur du GT Hydrogène et responsable énergie et climat de Borealis

4.3 Spécifications du CO₂

Les flux de CO₂ captés depuis les fumées industrielles présentent une teneur en CO₂ élevée, généralement bien supérieure à 90 %, mais se composent aussi de nombreux autres gaz dont la concentration va dépendre du procédé de captage et de la source du CO₂ industriel. Parfois présents en très faibles proportions, ces impuretés entraînent néanmoins de multiples effets, néfastes à l'efficacité et à la sécurité de l'ensemble de la chaîne de transport et de stockage du CO₂. Des spécifications précises, parfois drastiques, sont mises en place par les différents opérateurs de transport et de stockage, faisant de la composition initiale du flux capté un point central pour les sites émetteurs souhaitant mettre en place des unités de captage et de traitement du CO₂.

4.3.1 Impuretés types et leur importance sur le conditionnement et le transport du CO₂

Les impuretés contenues dans les flux de CO₂ sont très variables et dépendent directement de l'industrie et de la technologie de captage (*infra* Figure 44). En effet, plus la concentration en CO₂ des émissions considérées est élevée plus il est facile d'obtenir un flux initial capté à haute teneur en CO₂.

Deux types d'émissions sont à identifier : les « émissions combustions » venant des besoins énergétiques des industries (ex. émissions dominantes liées à la production de chaleur dans les usines de pâtes à papier ou sidérurgiques) ; les émissions intimement liées aux procédés (ex. dominantes dans les cimenteries, ou unité de méthanisation). Ces deux catégories co-existent, mais sont plus ou moins importantes au sein d'une d'industrie (ADEME, 2020). A titre d'illustration, il peut être mentionné que la majorité des émissions des cimenteries proviennent de la calcination du calcaire (décarbonatation) qui génère de la chaux et du dioxyde de carbone. Ces émissions sont quasiment pures, et sont parmi les flux initialement captés ayant la plus haute teneur en CO₂. A l'opposée, l'industrie sidérurgique produit du CO₂ lors de la phase de réduction du fer, mais en faible quantité en regard des émissions liées à la consommation de gaz naturel. Les flux captés depuis les sidérurgies contiennent en moyenne davantage d'impuretés (*cf. infra* Figure 44).

Deux catégories d'impureté sont principalement à considérer :

- Les gaz dits « non-condensables », comme l'azote (N₂), l'oxygène (O₂), le dihydrogène (H₂), ou l'argon (Ar). Dans les conditions thermodynamiques de transport du CO₂ (gazeux, liquide ou supercritique), ces phases restent à l'état gazeux et présentent une masse volumique plus faible que le flux transporté, augmentant l'énergie nécessaire pour la compression du flux et réduisant *in fine* le débit massique du CO₂¹⁰⁰.
- Les gaz acides, qui sont typiquement les oxydes de soufre (SO_x), les oxydes d'azote (NO_x), le sulfure / chlorure / cyanure / fluorure d'hydrogène (H₂S / HCl / HCN / HF), etc. Ce sont des gaz extrêmement toxiques, pouvant entraîner une forte corrosion des équipements en présence d'eau, et, par leur dégradation, provoquer des fuites du flux transporté.

¹⁰⁰ Se traduisant par une réduction de la capacité de transport, mais aussi de stockage.

De nombreuses impuretés sont répertoriées dans la littérature scientifique du domaine, voir par exemple (Farret et al., 2012 ; Porter et al., 2015), d'autres sont détaillées dans le Tableau 1 repris de (James et al., 2019 ; Murugan et al., 2019).

L'eau est une impureté spécifiquement redoutée. En effet, à l'état liquide en présence de CO₂ et d'autres gaz acides, c'est une solution fortement corrosive, qui peut très rapidement dégrader l'ensemble des équipements de conditionnement et de transport. Les procédés de déshydratation classiques sont les traitements via adsorption à l'éthylène glycol (MEG, TEG). Par ailleurs, un refroidissement du flux¹⁰¹ en présence d'eau peut entraîner la formation de cristaux de glace sous la forme d'hydrates de carbone, dès 10°C (Figure 42). La composition du flux de CO₂ en conditionne l'enveloppe de phase précise.

Tableau 1 - Justification des niveaux maximaux d'impureté fixés dans le rapport « Carbon Dioxide Impurity Design Parameters » (NETL, 2012) repris par (James et al., 2019). Tableau reproduit et adapté ici à partir de (Murugan et al., 2019)

Impurity	Rationale
Water (H ₂ O)	Corrosive in presence of Acid gases
Nitrogen (N ₂)	Non-condensable gas
Oxygen (O ₂)	Non-condensable gas, thinning of pipeline, reacts with hydrocarbons, enhances growth of aerobic bacteria
Argon (Ar)	Non-condensable gas
Methane (CH ₄)	Non-condensable gas, pipeline ductility issues
Hydrogen (H ₂)	Non-condensable gas
Carbon monoxide (CO)	Toxic
Hydrogen sulphide (H ₂ S)	Toxic
Sulphur dioxide (SO ₂)	Toxic
Nitrous oxides (NO _x)	Toxic
Ammonia (NH ₃)	Toxic
Carbonyl sulphide (COS)	Toxic
Hydrogen cyanide (HCN)	Toxic
Ethane (C ₂ H ₆)	Explosive, might cause asphyxiation at high concentrations
Propane+ (C ₃ +)	Explosive, might cause asphyxiation at high concentrations
Hydrochloric acid (HCl)	Toxic
Hydrofluoric acid (HF)	Toxic
Mercury (Hg)	Toxic
Glycol	Damage to seals and other components
Monoethanolamine (MEA)	Toxic

¹⁰¹ Notamment lors d'une décompression forte et rapide, par effet Joules-Thomson.

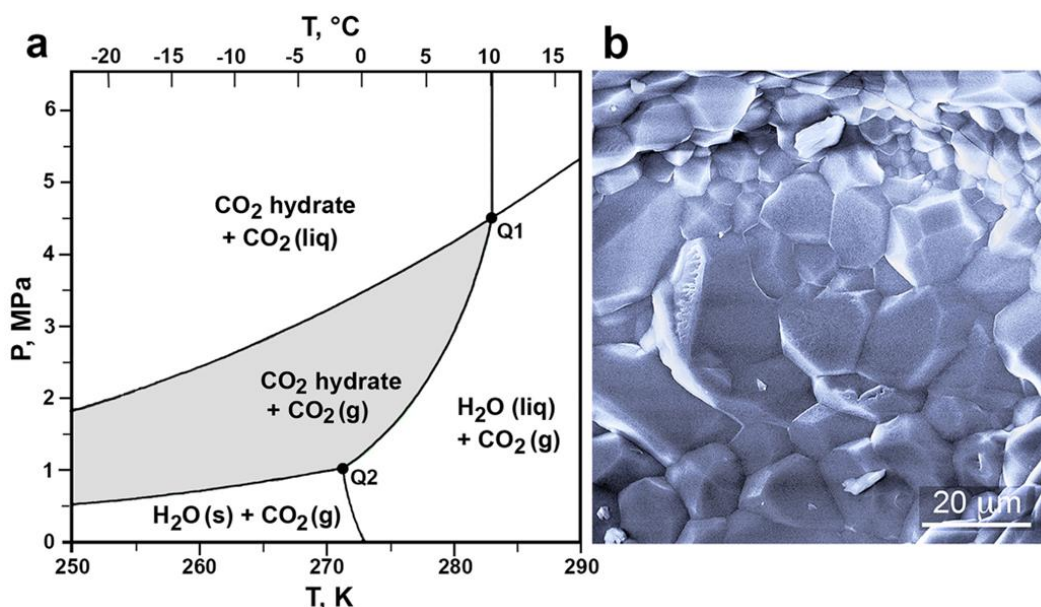


Figure 42 – (a) Enveloppe de phase du système $\text{CO}_2\text{-H}_2\text{O}$. (b) Image par Cryo-SEM d'hydrate de CO_2 pur. [Graphiques adaptés de (Stern et al., 2021)].

En pratique, l'ensemble des éléments de la chaîne de transport (ex. pompes, canalisations, bateaux, etc.) devraient donc être qualifiés du point de vue des conditions thermochimiques attendues (pressions, températures, et compositions chimiques des flux de CO_2). La présence et le mélange de flux de sources différentes au sein des plateformes logistiques nécessiteraient d'anticiper les risques de façon dynamique, en considérant des conditions variables. L'écueil à éviter serait d'induire éventuellement une étape de traitement du CO_2 drastique aux sources industrielles les moins pures afin qu'elles soient comparables à la composition des flux de pureté les plus élevées. Cela pourrait être néfaste à la viabilité économique du déploiement d'unité de captage au sein de certaines industries (ex. sidérurgie vs cimenterie, évoqué plus haut. cf. Figure 44).

4.3.2 Effets spécifiques des impuretés sur le stockage géologique

De même que pour les équipements de conditionnement et de transport, les impuretés au sein du flux de CO_2 capté peuvent réduire la capacité de stockage des sites géologiques à travers plusieurs phénomènes thermochimiques spécifiques.

Les gaz non-condensables, en diminuant la masse volumique du flux de CO_2 injecté, réduisent la capacité du réservoir. Plus le stockage sera profond, plus cet effet sera limité du fait de l'augmentation de la pression avec la profondeur (Figure 43). De plus, certaines recherches actuelles sur le sujet suggèrent que les phénomènes interfaciaux qui participent au piégeage physico-chimique du CO_2 en contact avec l'eau, initialement présente au sein du stockage, seraient possiblement réduits (Ebeltoft et al., 2023).

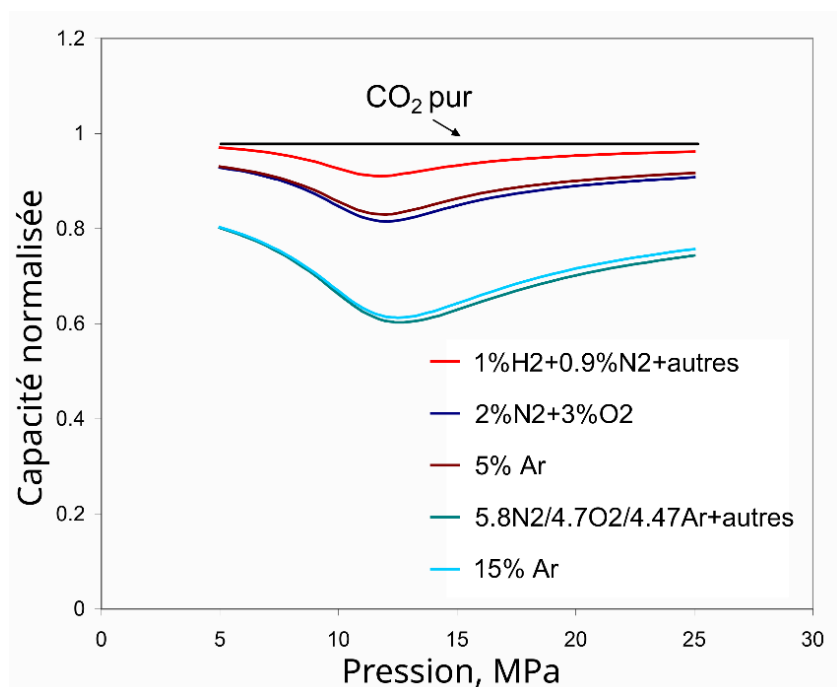


Figure 43 – Influence de la pression sur les capacités d'un stockage géologique pour différents flux de CO₂ en présence de gaz non-condensables. Figure adaptée de (IEA GHG, 2011).

La présence d'eau, acidifiée par dissolution du CO₂ et éventuellement d'autres gaz acides, peut entraîner des phénomènes de dissolution – précipitation au sein de la formation géologique. Les éléments de roche dissous, tels que calcite et dolomite, sont ainsi transportés au sein du stockage puis précipitent lors d'un changement de conditions thermodynamiques ou géochimiques (ex. baisse de pression, de température). Dans les zones les moins poreuses de la formation, la précipitation des espèces minérales dissoutes peut entraîner le blocage de certaines zones d'écoulement et réduire en conséquence l'injectivité, c'est-à-dire le débit du flux de CO₂ au niveau du puits, qui est établi en regard de la pression afin de ne pas fragiliser mécaniquement la formation géologique (ex. risques de fracturation à trop haute pression). Ce sont des mécanismes connus, facilement observables dans les roches calcaires (Kräther et al., 2020), mais dont les effets opérationnels sur les sites de stockage sont difficiles à prédire, nécessitant des études géochimiques avancées et spécifiques à chaque site.

Enfin, la formation d'hydrates de carbone peut réduire les capacités d'un stockage en bloquant certaines zones d'écoulement. C'est un sujet de recherche actuel en géosciences, notamment en vue de mieux comprendre la formation des hydrates de CO₂ en milieux poreux.

4.3.3 Spécifications actuelles de quelques projets en mer du Nord

Actuellement, l'absence d'un réel recul opérationnel face aux multiples risques liés aux impuretés, semble pour l'instant imposer la prudence aux acteurs de la chaîne de transport et de stockage : les récentes spécifications du flux du CO₂ exigées de la part des projets aujourd'hui les plus matures sont parfois très drastiques (Figure 44), et s'approchent notamment d'un flux de qualité alimentaire dans le cas du projet Northern Lights¹⁰².

¹⁰² <https://norlights.com/news/webinar-on-updated-co2-specifications-for-the-northern-lights-value-chain/> (consulté le 18 avril 2024)

Enfin, les travaux en cours du nouveau comité technique (ISO/TC 265¹⁰³) de la CEN¹⁰⁴ pourraient aider à harmoniser ces pratiques et favoriser l'adoption d'une norme adaptée à la chaîne de valeur du CCS.

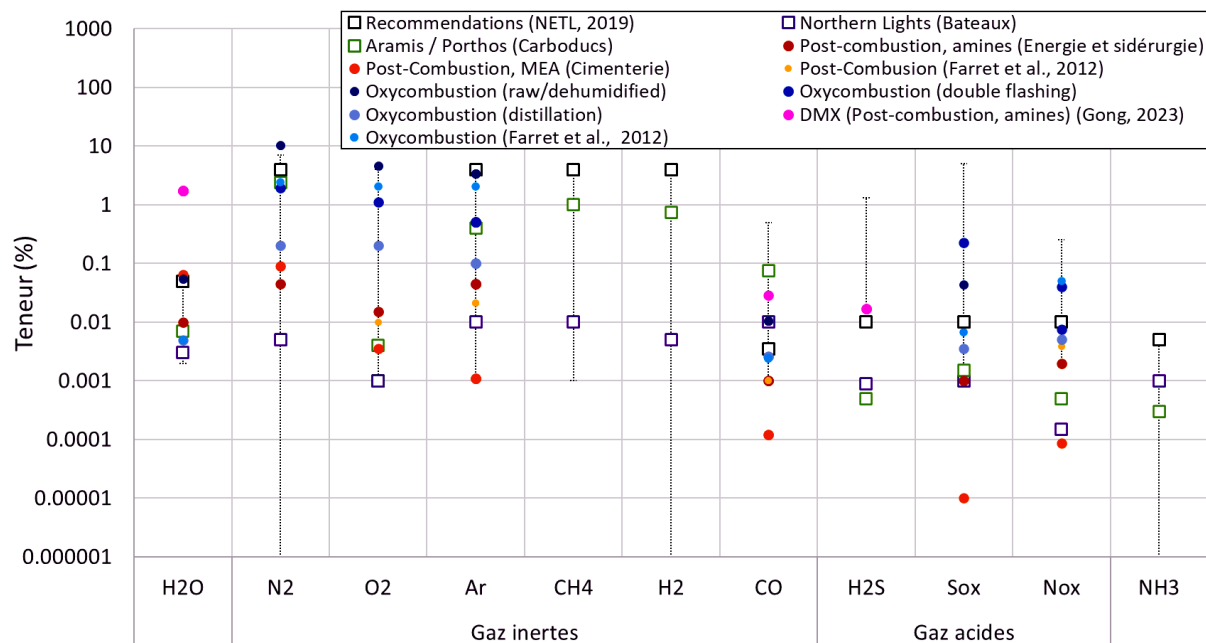


Figure 44 – Teneur moyenne des impuretés présentes dans le flux initial de CO₂ capté via les technologies les plus communes (Post-combustion, Oxycombustion) [Cercles pleins], en regard des spécifications des projets les plus matures : Northern Lights, Aramis, Porthos ; et des recommandations données dans le rapport du NETL (NETL, 2019) [Carrés vides]. Les barres grises représentent l'intervalle des données recensées dans NETL (2019). Les spécifications de Northern Lights (carrés violets) sont comparables à celles du CO₂ de qualité alimentaire.

4.3.4 Bibliographie sélective

ADEME, 2020. *Le Captage et Stockage géologique du CO₂ (CSC) en France Le CSC, un potentiel limité pour la réduction des émissions industrielles*. Avis technique, Juillet 2020

Ebeltoft et al., 2023. *SCAL model for CCS – Insights from the first commercial CO₂ project on the Norwegian Continental Shelf, Northern Lights*. SCA 2023

Farret et al., 2012. *Substance annexes au CO₂ pour un stockage souterrain (SACCS)*. Rapport du Club CO₂, 2012.

Gong et al. 2023. *Modeling of CO₂ conditioning processes*. DTU PhD Thesis

IEA GHG, 2011. *Effect of impurities on geological storage*. Rapport IEA GHG, 2011.

ISO/TR 27921, *Captage, transport et stockage géologique du dioxyde de carbone – Questions transversales – Composition du flux de CO₂*. Rapport technique ISO, 2020.

James et al., 2019. *Quality Guideline – CO₂ design parameters*. Rapport du NETL, 2019.

¹⁰³Comité technique 265 de l'ISO : <https://www.iso.org/committee/648607.html>

¹⁰⁴A new CEN/TC will develop standards for carbon capture, utilization and storage (<https://www.cencenelec.eu/news-and-events/news/2023/brief-news/2023-11-30-ccus/>)

Krathier et al., 2020. *Effect of CO₂-Saturated Brine on the Injectivity and Integrity of Chalk Reservoirs*. Transport in Porous Media, 2020.

Murugan et al., 2019. *Purity Requirements of Carbon Dioxide for Carbon Capture and Storage*. Rapport NPL ENV 23, 2019.

Porter et al., 2015. *The range and level of impurities in CO₂ streams from different carbon capture sources*. IJGGC, 2015.

4.4 Les coûts d'abattement du CO₂

Estimer les coûts d'abattement du CO₂ (captage, transport, stockage) de façon générique reste relativement complexe du fait des nombreux paramètres dont ils dépendent :

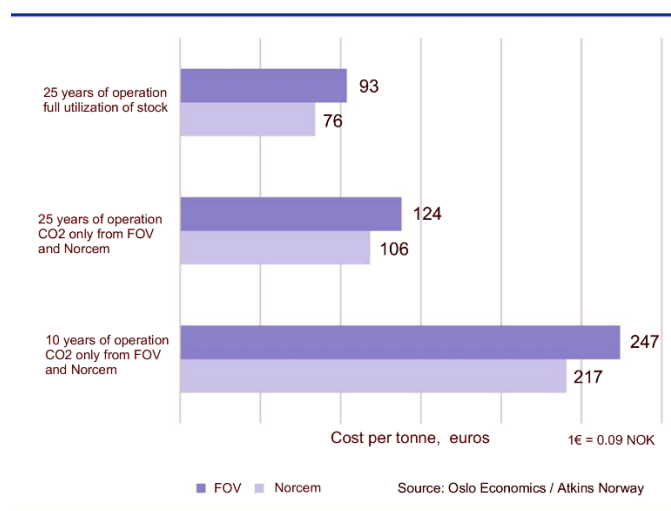
- Les coûts de captage varient sur de larges intervalles, en fonction de l'industrie (production d'hydrogène, ciment, acier), du procédé de captage mis en œuvre, et des spécifications du flux de CO₂ souhaitées en vue de son transport.
- Les coûts liés au transport sont fonction des conditions thermodynamiques et du mode de transport : à l'état gazeux ou liquide, par caroduc ou bateau. Plus particulièrement, le transport peut se faire via un réseau de canalisations préexistantes reconverties, ou nécessiter la construction de caroducs spécifiques, entraînant des investissements supplémentaires. Le transport à l'état liquide nécessite la compression (liquéfaction) et le maintien à basse température du flux.
- Au niveau du site géologique, les coûts de stockage dépendent en premier lieu de l'injectivité du flux de CO₂ dans la formation sous-terrainne (directement liée à la nature géologique du site), mais également des installations portuaires en mesure de recevoir le CO₂.

À cela s'ajoute une relative complexité de la chaîne logistique faisant intervenir des acteurs différents (émetteurs, transporteurs, stockeurs), pouvant ainsi nécessiter une coordination délicate, et introduisant le risque de possibles surcoûts.

Pour ces raisons, il est impossible d'anticiper un coût précis, mais plutôt une large plage de valeurs. Effectivement, l'étude comparative internationale de la DGTrésor effectuée dans divers pays européens (Norvège, Danemark, Pays-Bas, Allemagne, Italie et Royaume-Uni) confirme cela.

Norvège

Ainsi en Norvège, le ministère du Pétrole et de l'Énergie estime les coûts d'abattement actuels du CO₂ entre 100 et 120 €/tonne de CO₂ (pour une durée d'opération de 25 ans), bien qu'une réduction significative due aux économies d'échelles est à prévoir.



Cette évaluation a été réalisée à partir des deux projets de captage faisant partie du projet Longship : la cimenterie Norcem (groupe Heidelberg Cement) situé à Brevik et l'incinérateur de déchets de Klemetsrud à Oslo, porté par FOV (Fortum Oslo Varme), qui est une joint-venture entre la municipalité d'Oslo et Fortum, société énergétique publique finlandaise¹⁰⁵.

Dans la publication Klimakur 2030, l'Agence pour l'environnement norvégienne classe les mesures visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre en trois catégories selon leur coût : inférieur à 45 €/t, entre 45 et 135 € et supérieur à 135 €/t. La plupart des mesures se situent dans les dernières deux catégories¹⁰⁶. En accord avec l'évaluation citée auparavant, pour une durée d'exploitation de 25 ans, les mesures CCS arriveront dans la deuxième catégorie.

Danemark

Au Danemark, un rapport du cabinet de conseil en ingénierie Rambøll publié en décembre 2020 pour le compte de l'Association danoise des déchets (Dansk Affaldsforening)¹⁰⁷ indique un coût d'abattement du CO₂ situé entre 80 et 155 €/t.

Ce même rapport estime les coûts moyens de captage et de liquéfaction du CO₂ à 46 €/t alors que les coûts moyens de transport sont évalués à 64 €/t. Les coûts sont moins importants lorsque le CO₂ est stocké dans des sous-sols terrestres (on-shore) ou côtiers (near-shore), surtout si le transport du carbone liquéfié est assuré par des infrastructures de pipelines préexistantes.

En ce qui concerne le stockage du CO₂, les coûts varient fortement selon les zones géologiques et les technologies retenues. À l'horizon 2030, le coût du stockage en mer est évalué entre 20 et 45 €/t, ces montants pourraient être divisés par deux dans le cas d'un stockage terrestre ou côtier.

C'est pour cette raison que l'Agence danoise de l'Énergie (Energistyrelsen) a autorisé des études sur les sites de Rødby, Havnsø, Viborg et Hanstholm afin d'évaluer leur potentiel de stockage. De même, le Parlement danois (Folketing) a également approuvé le lancement le projet pilote de stockage terrestre à Stentille, dont l'objectif est d'abaisser les coûts à 15 - 20 €/t.

Ce rapport a également estimé les coûts sociaux de cette technologie, qui devraient se situer entre 75 et 175 €/t, avec la possibilité de les abaisser à 60-140 €/t après 2030.

Le *think tank* Axcelfuture, qui fait partie de l'Alliance sur le CCS (CCS-Alliancen¹⁰⁸), estime les coûts de capture entre 60 et 98 €/t, les coûts du transport entre 13 et 43 €/t et les coûts du stockage entre 13 et 60 €/t, ce qui conduit

¹⁰⁵ <https://osloeconomics.no/en/2020/06/29/quality-assurance-of-a-demonstration-of-full-scale-capture-and-storage-ccs/> (rapport complet en norvégien, page 105)

¹⁰⁶ <https://www.miljodirektoratet.no/klimakur> (en norvégien)

¹⁰⁷ <https://cirkulaer.dk/co2-fangst> (en danois)

¹⁰⁸ www.ccsalliancen.dk (en danois)

à des valeurs totales situées entre 87 et 200 €/t, en fonction de la taille du projet, des coûts énergétiques, de la méthode de transport et du type de stockage¹⁰⁹.

Le « Catalogue technologique pour la capture, le transport et le stockage du carbone », publié par l'Agence danoise de l'Énergie, a estimé les coûts de stockage du CO₂ au Danemark, en fonction du coût du capital (3,5 %, 8 % et 10 %), des quantités stockées (1, 3 et 5 Mt/an) et des zones géologiques retenues : entre 8 et 18 €/t (terrestres), entre 12 et 41 €/t (côtières) et entre 15 et 37 €/t (maritimes)¹¹⁰.

Pays-Bas

Au Pays-Bas, les coûts d'abattement du CO₂ ont été estimés par l'Agence d'Évaluation Environnementale (Planbureau voor de Leefomgeving)¹¹¹, dans le cadre de la mise au point du dispositif SDE++ (Stimulation of Sustainable Energy Production and Climate Transition)¹¹², qui accorde des subventions aux entreprises produisant de l'énergie renouvelable ou réduisant leurs émissions de CO₂. Selon la technologie de captage du CO₂ et l'origine des émissions, 8 cas sont distinguées (Tableau 2). Pour chaque cas, les flux de CO₂ peuvent être transportés à l'état gazeux ou liquide.

Tableau 2 – Coût d'abattement du CO₂ pour différents scénarios de captage

Mode de capture et origine des sources	Montant (€/t CO ₂) ¹¹³	
	Transport gazeux	Transport liquide
Stockage partiel ¹¹⁴ , installations de captage existantes	193	266 / 219 ¹¹⁵
Stockage intégral, installations de captage existantes	109	146
Captage par précombustion, installation existante	147	182
Captage par précombustion pour la production d'hydrogène à partir des sources industrielles, installation existante	191	229
Captage par postcombustion, installation industrielle existante	192	227
Captage par postcombustion, installation d'incinération des déchets existante	216	255
Captage par précombustion, nouvelle installation	126	166
Captage par postcombustion, nouvelle installation	173	206

¹⁰⁹ Présentation du workshop de l'Alliance sur le CCS (2 février 2023), <https://static1.squarespace.com/static/6241a057bf95f47f3fda0aea/t/63dcea6f887daa11d539f50e/1675422330107/Slide-pr%C3%A6sentation+samllet+workshop+2.+februar+2023.pdf>

¹¹⁰ https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_for_carbon_capture_transport_and_storage.pdf (pages 189 - 190)

¹¹¹ www.pbl.nl/en

¹¹² <https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2023-eindadvies-sde-plus-plus-2023-4814.pdf> (en hollandais, pages 222 – 247)

¹¹³ Montant arrondi à l'euro près.

¹¹⁴ Installations industrielles où le captage du CO₂ a déjà lieu et où il est en partie valorisé (serres, boissons gazeuses, urée). Lorsqu'il est livré aux serres, ce volume dépend des influences saisonnières.

¹¹⁵ Avec une usine de liquéfaction existante.

Italie

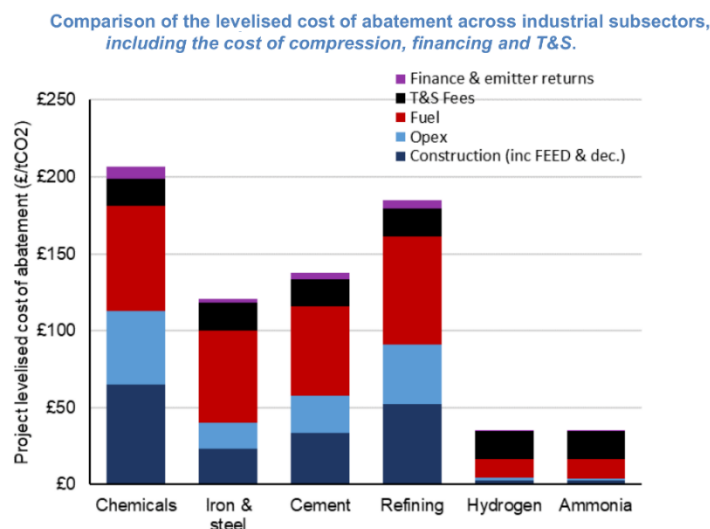
En Italie, selon Air Liquide, les coûts d'abattement du CO₂ des projets présentés par les acteurs italiens seraient dans la même fourchette que ceux de la France.

Allemagne

En Allemagne, trois secteurs industriels (minéraux non métalliques, déchets énergétiques, chimie et pétrochimie) devront faire usage du CCS. Il y a 173 sites, uniformément répartis sur le territoire allemand, dont les coûts de capture s'étalent entre 88 à 205 €/t dans le cas d'une estimation basse¹¹⁶. À noter que 65 sites ont des coûts d'abattement en dessous de 120 €/t. Ils se trouvent à proximité de réseaux des pipelines existants, du fleuve du Rhin ou des côtes de la mer du Nord, ce qui diminuent le coût de transport¹¹⁷.

Royaume-Uni

Au Royaume – Uni, selon le cabinet Element Energy, les coûts d'abattement du CO₂ se situent entre 40 et 200 £/t (47 et 234 €), selon le secteur industriel¹¹⁸.



La majeure partie du coût d'abattement sont les coûts de captage, qui varient fortement d'un secteur industriel à l'autre (Figure 45).

En ce qui concerne les coûts de transport et de stockage, selon la North Sea Transition Authority, ils seraient compris entre 12 et 30 £/t (14 et 35 €/t)¹¹⁹.

¹¹⁶ www.catf.us/2023/02/mapping-cost-carbon-capture-storage-europe/

¹¹⁷ Ces résultats ont été obtenus avec l'outil interactif en ligne mis au point par Clean Air Task Force (www.catf.us/fr/ccs-cost-tool/) qui répertorie les émetteurs et évalue les coûts d'abattement du CO₂.

¹¹⁸ https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/759286/BEIS_CCS_business_models.pdf

¹¹⁹ https://www.nstaauthority.co.uk/media/6630/ukcs_energy_integration_annex-2-ccs-final-august-2020.pdf

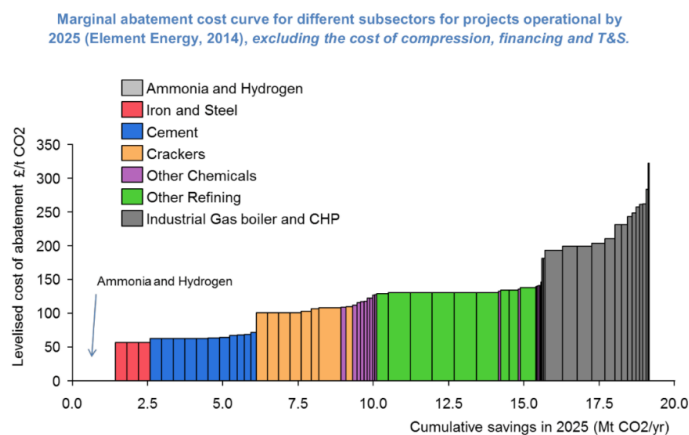


Figure 45 : Coût d'abattement marginal pour différentes industries.

Lors des diverses auditions, la mission a interrogé plusieurs acteurs sur les coûts d'abattement du CO₂.

- Ainsi, le Club CO₂ estime que la capture se situe entre 50 et 100 €/t et le stockage entre 5 et 30 €/t.¹²⁰
- TotalEnergies estime que pour un transport par bateau depuis Dunkerque en vue d'un stockage permanent en Norvège, il faut compter entre 60 et 100 €/t, en comptabilisant le captage le coût total pourrait atteindre près de 150 €/t.¹²¹
- Air Liquide estime que les coûts de transport entre Dunkerque et la Mer du Nord (aller – retour de 2 x 600 miles nautiques, soit 7 jours par bateau) seraient de 30 à 35€/t.¹²²

Enfin, il est à noter que la *Clean Air Task Force* a mis en place un outil interactif en ligne, qui répertorie les émetteurs des pays de l'Union Européenne et évalue le coût d'abattement du CO₂ (Figure 46). Il est consultable en libre-service sur le site www.catf.us/fr/ccs-cost-tool/.

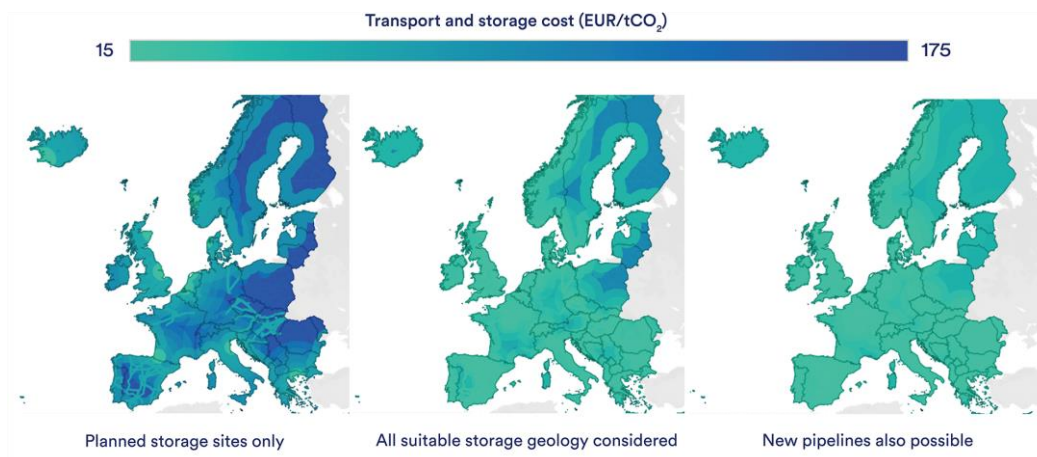


Figure 46 : Coût d'abattement du CO₂ présenté via les cartes du CATF (Mapping the cost of carbon capture and storage in Europe, février 2023 <https://www.catf.us/2023/02/mapping-cost-carbon-capture-storage-europe/>)

¹²⁰ Audition Club Co₂, 31 janvier 2024.

¹²¹ Audition TotalEnergies, 1 mars 2024.

¹²² Audition Air Liquide, 13 mars 2024.

Remarque : les estimations initiales des coûts d'abattement du CO₂ ont été faites à partir des données en provenance des États-Unis. Les émetteurs se trouvent à proximité des sites de stockage, ils disposent d'un réseau historique dense de pipelines et, par des économies d'échelle, les coûts parapétroliers sont bien inférieurs à leurs analogues européens. Les coûts d'abattement du CO₂ ainsi évalués sont donc inférieurs aux coûts évalués pour les pays européens.

4.5 La situation en France

Les plus gros émetteurs de gaz à effet de serre (GES) sur le territoire français, notamment les 50 sites industriels, qui génèrent actuellement 55% des émissions industrielles en France¹²³, ont signé le 22 novembre 2023 des contrats de transition écologique : ils se sont engagés à réduire leurs émissions de 50 % d'ici 2032, ce qui pourrait nécessiter un montant total d'investissements compris entre 50 et 70 milliards d'euros. Cependant, certains sites industriels n'ont guère de possibilité de réduire leurs émissions qu'en recourant à des techniques de CCS, avec un stockage du CO₂ soit à l'étranger, soit en France. Actuellement, les sites français de stockage géologique, ne sont pas aussi avancés que leurs homologues à l'étranger, notamment en Norvège, au Danemark et aux Pays-Bas, voire au Royaume-Uni.

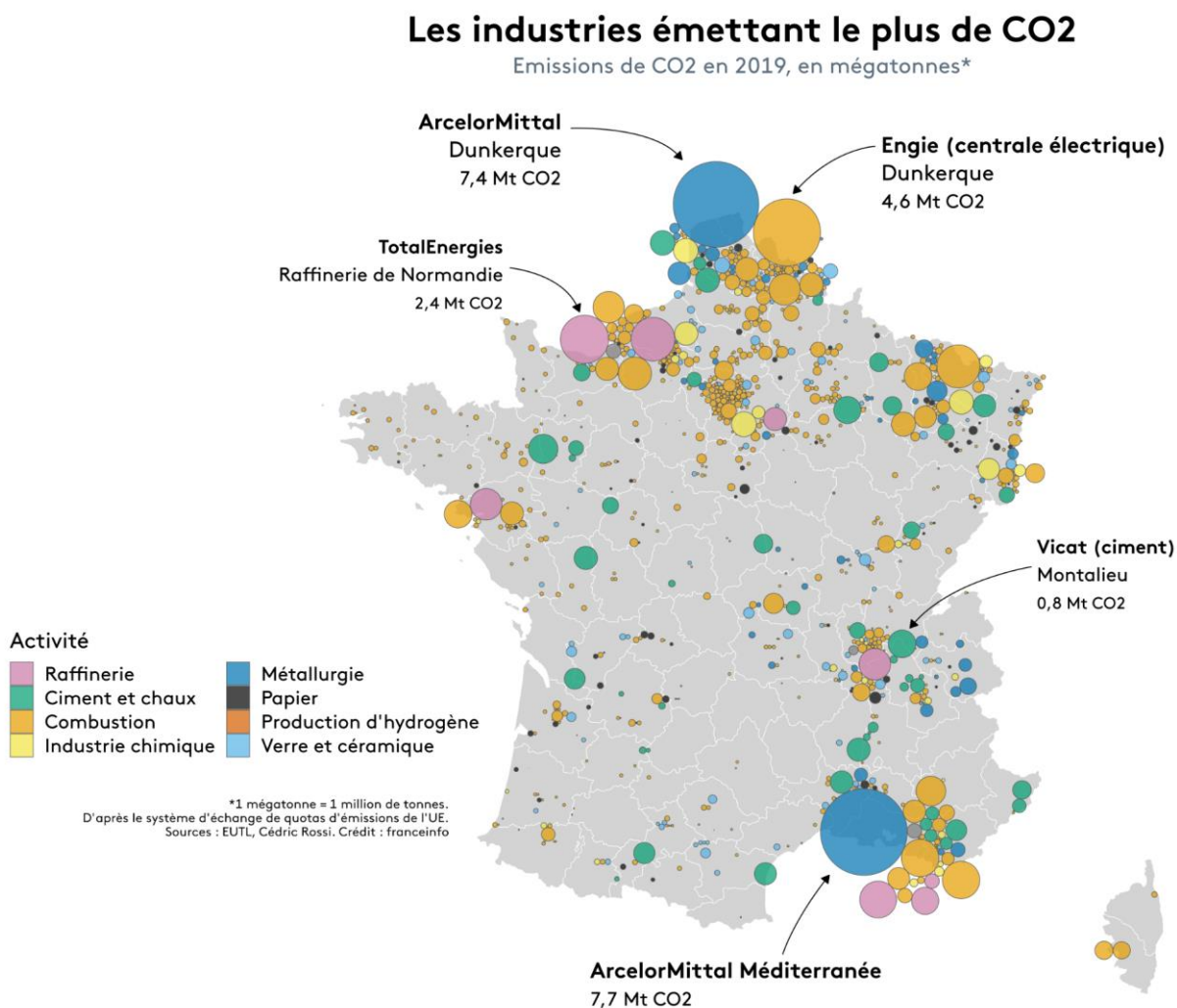


Figure 47 : Les industriels émettant le plus de CO₂ en France (source :FranceInfo)

¹²³ L'industrie représente 18% des émissions totales du pays.

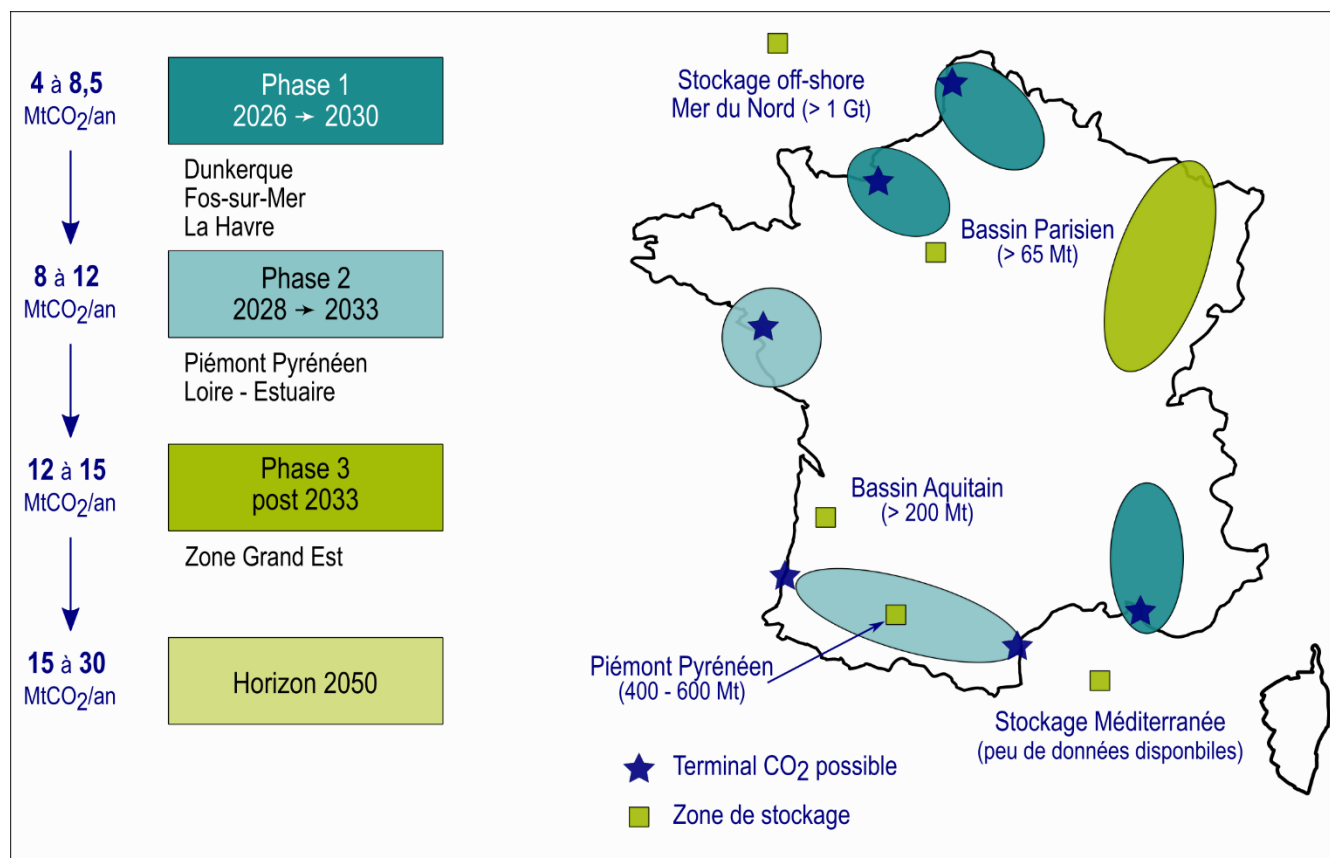


Figure 48 : Le plan de déploiement des hubs CO₂ et des zones de stockage géologique en France (source : Conseil national de l'industrie).

Cependant, il n'y a qu'un nombre restreint de sites de stockage à l'étranger, et, pour atteindre l'objectif de « neutralité carbone », les besoins des émetteurs ne cesseront de croître dans le temps. Il semble alors judicieux d'envisager un stockage souverain sur le territoire français, d'autant plus que cette option fera diminuer les coûts de transport.

Fin avril 2024, la Direction générale de l'Energie et du Climat (DGEC) a lancé un appel à manifestation d'intérêt (AMI) pour « identifier les acteurs de la chaîne CCS dans l'objectif d'accélérer le développement de capacités de stockage géologique de CO₂ en France »¹²⁴. Tout acteur dans le domaine du captage, du transport et du stockage du CO₂, mais aussi les émetteurs ou toute société envisageant de s'investir dans un projet de stockage en France peuvent candidater à cet AMI, dont la date limite est fin juillet 2024. Le Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM) est en train de piloter le projet EVASTOCO2 qui vise à dresser l'état des lieux des données géologiques existantes et qui sera publiée en juin 2024.

À partir des résultats de l'AMI et de l'étude EVASTOCO2, un appel à projet sera lancé dans un second temps pour soutenir et accompagner des actions, notamment des campagnes sismiques et des tests d'injectivité, pour soutenir des actions permettant d'améliorer la connaissance du sous-sol et de favoriser la recherche de capacités de stockage de CO₂ en France.

¹²⁴ <https://www.entreprises.gouv.fr/fr/aap/appels-projets-appels-manifestation-d-interet/appeel-manifestation-d-interet-capture-et-stockage-de-carbone>

4.6 Le CCS dans quelques autres pays européens

4.6.1 Royaume-Uni

Le Royaume-Uni s'est engagé à faire progresser le CCS dans le cadre de sa stratégie "Net Zero", en utilisant des "clusters" industriels pour capter et stocker 20 à 30 MtCO₂ par an d'ici à 2030. Un cluster est une zone géographique où se trouvent plusieurs industriels fortement émetteurs de CO₂, où on peut construire une infrastructure CCS commune, permettant de faire des économies d'échelle. Ce cluster doit être situé près des côtes, donc à proximité des potentielles zones de stockage off-shore.

Le Royaume-Uni dispose d'une de plus grandes capacité de stockage sur son plateau continental, estimée à **78 Gt**¹²⁵. L'objectif du gouvernement britannique est de développer une capacité de captage et de stockage de **20 à 30 MtCO₂** par an d'ici 2030, et de plus de **50 Mt** par an d'ici 2035. Ces objectifs seront atteints par la mise en service, au minimum, de deux clusters industriels de grande échelle d'ici au milieu des années 2020 et deux clusters additionnels d'ici 2030. Ces clusters doivent être développés en deux phases (« track ») successives. Ces objectifs s'accompagnent de la promesse d'un fort soutien public : après avoir d'abord promis d'investir 1 Md£ sur fonds publics d'ici 2030, le gouvernement a annoncé en mars 2023 un investissement de 20 Md£ sur les 20 prochaines années. Pour le secteur industriel en particulier, la stratégie Net Zero a l'ambition d'atteindre un volume de captage et de stockage de **6 MtCO₂** par an en 2030 et **9 MtCO₂** par an d'ici 2035.

Ainsi, plusieurs clusters sont en développement.

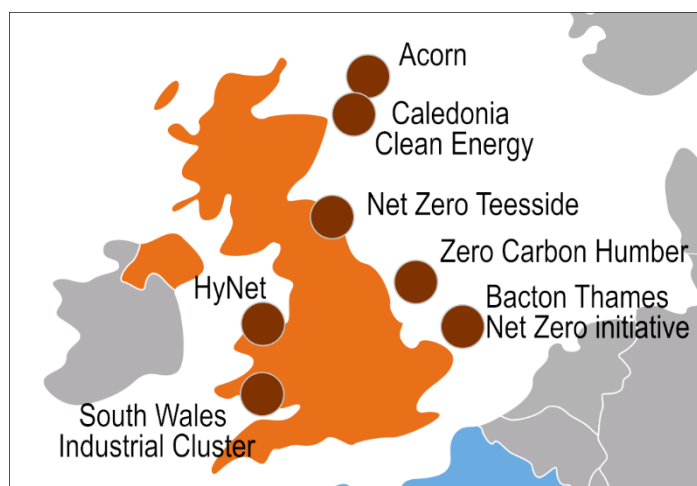


Figure 49 : Clusters CCS au Royaume-Uni (source : International Association of Oil and Gas Producers)

HyNet Norht West : projet qui vise à décarboner le pôle Nord-Ouest du Royaume-Uni, situé autour de la baie de Liverpool, par le développement des installations pour produire, distribuer et stocker de l'hydrogène mais aussi une infrastructure pour le captage, le transport et le stockage du CO₂ émis par les processus industriels. On vise ainsi à capter 10 MtCO₂ par an, qui sera stocké dans le champ gazier épuisé de Hamilton, dans la baie de Liverpool ;

¹²⁵ www.bgs.ac.uk/geology-projects/carbon-capture-and-storage/co2-storage-capacity-estimation/

Zero Carbon Humber : projet qui implique un groupement d'entreprises dont l'ambition est de décarboner la région Humber, une des régions le plus émettrice de CO₂ au Royaume-Uni. Le projet vise à mettre en place une zone économique fondée sur l'hydrogène, des installations de captage du carbone à grande échelle et des centrales électrique utilisant la biomasse avec captage du carbone et stockage (BECCS). L'objectif est de capter et stocker 8 MtCO₂ par an en 2030 ;

Net Zero Teesside : vise à décarboner la zone industrielle de Teesside, une des régions les plus émettrices du Royaume-Uni. L'objectif est de construire une centrale électrique au gaz avec une usine de captage du carbone associée et, en parallèle, d'établir un réseau de collecte de CO₂ pour les émetteurs industriels de CO₂ de cette zone. Le CO₂ sera stocké au large de l'aquifère d'Endurance, dans le sud de la mer du Nord¹²⁶ ;

Acorn : projet porté par un groupement d'entreprises écossaises, avec trois volets : Acorn Carbon Capture qui vise à la construction d'une usine de captage du carbone pour la décarbonation à deux terminaux gaziers, Acorn Hydrogen qui vise à construire une installation d'hydrogène bleu adjacente à ces terminaux et Acorn Transport & Storage qui vise le transport du CO₂ capturé pour un stockage permanent sous la mer du Nord en utilisant des pipelines et des navires réaffectés. Ce cluster inclut la construction d'un pipeline de transport du CO₂ entre l'Ecosse et les Pays-Bas, qui a reçu le label projet européen d'intérêt commun (PIC) ;

Caledonia Clean Energy : vise à la construction d'une centrale de 1,3 GW alimentée au gaz naturel et capable de capter plus de 90 % du CO₂ émis. Le transport du CO₂ se fera par un gazoduc vers St. Fergus, puis il sera, soit injecté pour un stockage géologique dans la mer du Nord, soit utilisé pour la récupération assistée des hydrocarbures. Ces deux options sont encore à l'étude ;

South Wales Industrial Cluster : vise à décarboner le pôle industriel du sud du Pays de Galles, qui émet 16 MtCO₂ par an, par la mise en œuvre de deux projets : le Cluster Plan et le Deployment Project ;

Bacton Thames Net Zero initiative : vise à décarboner la région de Bacton et l'estuaire de la Tamise. Le CO₂ sera stocké dans le champ de gaz épuisé de Hewett, dont la capacité totale de stockage est estimée à 330 MtCO₂.

4.6.1 Allemagne

L'Allemagne a connu une longue période d'opposition publique au CCS, avec des critiques virulentes de la part du Parti Vert. L'opinion publique n'y était pas non plus favorable, voyant le CCS comme une technologie à risque et comme un moyen de prolonger l'utilisation des centrales électriques au charbon. Plusieurs organisations comme Greenpeace, Environmental Action Germany (DUH) et Friends of the Earth Germany (BUND) sont toujours opposées au CCS, considérant qu'il s'agit d'un « retour vers le passé », c'est-à-dire aux combustibles fossiles, qui transformera la mer du Nord en parc d'élimination de ces déchets.

¹²⁶ Zero Carbon Humber et Net Zero Teesside se trouvent à proximité l'une de l'autre et forment ensemble le East Coast Cluster.

En conséquence, la situation du CCS en Allemagne est peu avancée. En matière de **captage**, la mise en place d'une installation est soumise à une autorisation conformément à la loi fédérale sur le contrôle des émissions¹²⁷, qui impose qu'il ne doit pas avoir des conséquences néfastes sur l'environnement. Plusieurs projets pilotes ont eu lieu dans le passé¹²⁸ mais actuellement il n'y a aucune installation de captage de carbone en service.

En ce qui concerne le **stockage**, entre 2012 et 2016 la loi allemande a, en principe, autorisé de projets pilotes de stockage, cependant, des nombreux Länder se sont opposés. La date limite de dépôt des dossiers de candidatures pour ce type de projet a été dépassée en 2016 et aucun projet n'a été soumis. Actuellement, il est donc impossible de démarrer un projet de stockage de CO₂.

Le **transport** est réglementé à la fois par la loi sur le stockage du CO₂ et par la loi sur les marchandises dangereuses, ce qui permet de transporter du CO₂ par rail, camion ou des navires. Cependant, il n'existe pas encore une législation adaptée concernant des grandes infrastructures de transport de CO₂, comme les pipelines.

Pour ces raisons, le gouvernement souhaite créer un cadre juridique adapté : récemment le CCS a été reconnu comme une technologie mature et sûre, et nécessaire pour atteindre la neutralité climatique. L'accent sera mis sur les secteurs dont les émissions sont difficiles à réduire (cimenteries, chimie, incinération de déchets) mais aussi à d'autres secteurs industriels difficiles qui ne peuvent pas passer à l'énergie électrique ou à l'hydrogène. Les centrales électriques au gaz peuvent utiliser le CCS (mais ne bénéficieront pas d'aide de l'État), en revanche les centrales électriques au charbon ne seront pas autorisées d'utiliser cette technologie (elles n'auront pas le droit de raccordement aux pipelines CO₂).

C'est en février 2024 que le gouvernement allemand a présenté ses **plans** en matière de **CCS**, avec l'objectif d'atteindre la neutralité carbone en 2045, ce qui a suscité l'approbation des industriels (association BDI), mais des critiques de la part de plusieurs ONG environnementales sous motif qu'il encourage la poursuite des anciens modèles économiques liés aux combustibles fossiles. La stratégie complète est en train d'être élaborée, elle devra se traduire par la mise en place d'un cadre législatif et financier adapté. Le CO₂ capturé serait ensuite stocké off-shore, soit en Allemagne, soit à l'étranger. Le stockage on-shore resterait pour l'instant hors de question. Bien qu'on espère une mise en place rapide de la nouvelle réglementation autorisant le CCS, il faudra 7 à 10 ans de travaux de mise au point pour qu'un site de stockage devienne opérationnel.

Selon l'Agence fédérale allemande pour l'environnement, l'Allemagne émet 746 MtCO₂, dont 43 Mt difficile à réduire¹²⁹. Selon l'étude effectuée par le ministère fédéral de l'Économie et du Climat, le CCS pourrait permettre le stockage de 34 à 73 Mt/an d'ici 2045¹³⁰.

Acceptabilité sociale : suivant une enquête récente par l'institut Civey, 55 % des personnes interrogées ont déclaré qu'elles ne connaissaient pas le CCS, alors que 39 % pour cent ont déclaré la connaître. Concernant le fait d'accepter le stockage du CO₂ dans les couches géologiques profondes, si leur région se prête à un tel projet, 50 % des personnes se déclarent favorables, 30 % sont contre.

¹²⁷ www.gesetze-im-internet.de/bimschg/

¹²⁸ www.leag.de/de/seitenblickblog/artikel/schwarze-pumpe-hotspot-fuer-innovation/

¹²⁹ www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/uba-prognose-treibhausgasemissionen-sanken-2022-um

¹³⁰ www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/evaluierungsbericht-bundesregierung-kspg.pdf?__blob=publicationFile&v=10

Sites et capacité de stockage potentiels : l'Institut fédéral des géosciences et des ressources naturelles (BGR) estime que les aquifères salins d'Allemagne ont une capacité de stockage entre 6,3 et 12,8 MtCO₂. Les gisements de gaz naturel déplétés peuvent stocker quelque 2,75 Gt, alors que les gisements de pétrole déplétés 130 Mt. Les sites de stockage se trouvent sous la mer du Nord, ainsi que le long du Rhin supérieur et dans les contreforts alpins. Les zones marines protégées sont évidemment exclues.

Protocole de Londres : l'Allemagne a l'intention de ratifier l'amendement du 2009 pour autoriser l'exportation de CO₂ pour le stockage offshore dans d'autres pays.

Coût d'abattement du CO₂ : le consortium de recherche allemand CDRmare l'estime entre 70 € et 150 € pour la tonne de CO₂, dans la région de la mer du Nord. Selon Clean Air Task Force, il y aurait 173 sites, uniformément répartis sur le territoire allemand, dont les coûts de captage s'étalent entre 88 à 205 €/t dans le cas d'une estimation basse¹³¹. À noter que 65 sites se situent ont des coûts d'abattement en dessous de 120 €/t. Ils se trouvent à proximité de réseaux des pipelines existants, du Rhin ou des côtes de la mer du Nord, ce qui diminue le coût de transport¹³².

Projets CCS : en Allemagne, il n'y a eu que quelques projets de R&D. Ainsi le site **pilote de Ketzin**¹³³, situé à 40 km ouest de Berlin, a stocké à titre expérimental, entre 2008 et 2013, 67 kt CO₂ dans un aquifère salin à une profondeur de 630 à 650 mètres. Le projet **GEOSTOR**¹³⁴, qui se déroulera entre 2021 et 2024, a comme but d'évaluer les potentiels de stockage off-shore dans la mer du Nord allemande. La société BASF a mis au point une brique technologique pour le procédé de déshydratation du CO₂ capté, appelé « **Sorbead** »¹³⁵. L'Institut de technologie de Karlsruhe travaille sur un démonstrateur **Necoc**¹³⁶, pour la capture directe de CO₂ qui vise sa transformation catalytique en méthane, puis en poudre de carbone de haute qualité.

4.6.2 Bulgarie

La Bulgarie est un des pays européens le plus émetteur de carbone. Elle envisage une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 80 à 95 % pour atteindre la neutralité climatique d'ici 2050. L'utilisation du CCUS devrait se mettre en place à partir de 2035 pour la sidérurgie, la chimie et la production de ciment, mais également pour la production d'électricité dans des centrales alimentées au gaz, celles au charbon étant exclues. La bioénergie avec captage et stockage du carbone (BECCS) est également considérée¹³⁷. Actuellement un seul projet phare est en développement.

¹³¹ www.catf.us/2023/02/mapping-cost-carbon-capture-storage-europe/

¹³² Résultats obtenus avec l'outil interactif en ligne mis au point par Clean Air Task Force (www.catf.us/fr/ccs-cost-tool/) qui répertorie les émetteurs et évalue les coûts d'abattement du CO₂.

¹³³ www.co2ketzin.de/startseite

¹³⁴ www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/Projekte/CO2Speicherung/Laufend/GEOSTOR.html?nn=1547442

¹³⁵ <https://catalysts.basf.com/news/shell-qualifies-basf-sorbead-adsorption-technology-for-carbon-capture-and-storage-applications>

¹³⁶ www.chemietechnik.de/markt/kit-forscht-an-neuem-verfahren-zur-co2-reduktion.html

¹³⁷ <https://tracker.carbongap.org/region/bulgaria/>

Anrav : projet qui vise à développer la première chaîne de valeur complète CCS en Europe de l'Est. L'objectif est de capter les flux de CO₂ de la cimenterie Devnya (appartenant au groupe Heidelberg Cement) situé dans la ville de Varna et de les stocker dans un champ de gaz épuisé de Galate (mer Noire), grâce à un système de pipelines terrestres et offshore. Sous réserve des aspects réglementaires et de l'obtention des autorisations, le projet complet pourrait être opérationnel en 2028. La capacité d'injection initiale est de 0,8 Mt CO₂ par an, on prévoit une augmentation à 1,5 Mt par an. Le projet est financé par le Fonds d'Innovation européen.

4.6.3 Croatie

Bien que la Croatie n'ait pas encore fixé d'objectif concernant la réduction des émissions de CO₂, le pays se trouve bien impliqué dans le CCS. Cependant, un de principaux obstacles sont les textes législatifs contradictoires sur le stockage géologique du CO₂. Le pays dispose d'une importante capacité de stockage, estimée à 2,7 Gt CO₂. En grande partie il s'agit d'aquifères salins profonds, situés dans cinq zones géographiques. Quelque 144 Mt se trouvent dans 14 champs de pétrole et de gaz épuisés, qui sont susceptibles d'accueillir des projets de récupération assistée du pétrole et gaz (EOR)¹³⁸.

Plusieurs projets CCS se déroulent actuellement en Croatie, qui reçoivent également des financements via les fonds européens comme le Fonds d'Innovation ou la Facilité pour la reprise et la résilience.

Petrokemija Kutina : projet de chaîne complète CCS pour l'usine de production d'ammoniac Petrokemija, dans la ville de Kutina, située à 60 km de Zagreb. Le CO₂ sera capturé et transporté par l'infrastructure de pipeline existante pour être stocké dans les champs de pétrole et de gaz épuisés qui se trouvent près d'Ivanić Grad, ville située à mi-distance entre Kutina et Zagreb. Le projet prévoit le captage, le transport et l'injection de 190 kt CO₂ par an.

Sisak biorefinery : également, projet en chaîne complète CCS, qui fait partie d'une usine de production de bioéthanol, situé à Sisak, ville située à 50 km de Zagreb. Le projet va capter, transporter et injecter 55 kt CO₂ par an dans un champ de gaz déplété.

CCGeo (Closed Carbon Geothermal Energy) : projet qui vise à de l'électricité et de la chaleur à partir de la saumure géothermique et des gaz naturels qui y sont dissous. Le gaz naturel dissous est séparé de la saumure, il est ensuite utilisé pour la cogénération d'électricité et de chaleur. Le CO₂ des fumées est capté, comprimé et injecté dans le réservoir géothermique d'où la saumure a été extraite. La chaleur de la saumure est également utilisée pour la production d'électricité via un moteur thermique à cycle de Rankine. Le projet est financé par le Fonds d'Innovation européen.

CO₂ EOR Project : c'est un projet de traitement de gaz naturel dans l'usine de la ville de Molve, situé au nord de la Croatie. Quelque 640 000 m³ de CO₂ sont extraits par jour. Le gaz est ensuite comprimé à 30 bar, déshydraté et transporté via un pipeline terrestre de 90 km jusqu'à l'usine d'Ivanić Grad, où il est liquéfié et injecté dans les champs pétroliers d'Ivanić et de Žutica pour la récupération assistée du pétrole.

¹³⁸ www.strategyccs.eu/news-and-events/news/regions-focus-spotlight-industry-northern-croatia-and-romania/

4.6.4 Islande

L'Islande dispose d'une structure géologique particulière, du fait de sa position géographique sur le dorsale nord-atlantique, riche dans des roches basaltiques. Le CO₂ n'est pas injecté en étant supercritique mais plutôt dissous dans l'eau. Les roches basaltiques libèrent plus facilement les ions, ce qui rend la minéralisation plus rapide, de l'ordre de quelques années, ce qui réduit les dépenses de surveillance du stockage. Cependant les débits d'injections actuels sont bien plus faibles que dans les cas du stockage dans les gisements déplétés ou dans les aquifères. On estime que l'Islande pourrait stocker plus de 400 Gt de CO₂.

Plusieurs projets sont en cours, situés dans la proximité de la centrale géothermique de Hellisheidi, à une dizaine de km de Reykjavik.

Silverstone¹³⁹ : projet porté par Carbix, société ayant développée la technologies de stockage géologique du CO₂ dans les roches basaltiques. Cette technologie a été testée depuis 2014, avec une capacité d'injection de 12 kt CO₂ par an. Le projet Silverstone, financé par le Fonds d'Innovation européen, lui permettra d'augmenter cette capacité à 34 kt par an d'ici 2025. La capacité de stockage prévue pour la durée du projet est de 150 kt CO₂.

Coda¹⁴⁰ : c'est un terminal portuaire de transport et stockage de carbone, situé à Straumsvík, dans le voisinage de Reykjavik. À partir de 2026, il accueillera 0,5 Mt CO₂ par an, en provenance des sites industriels de l'Europe du Nord. En 2031, la capacité augmentera à 3 Mt CO₂ par an. Le CO₂ est pompé dans un réseau de puits d'injection situé dans la proximité, dissous dans l'eau, puis injecté dans le substrat rocheux basaltique. Ce projet est également financé par le Fonds d'Innovation européen.

Orca¹⁴¹ : c'est une usine de Climeworks, première société de capture directe de CO₂, et utilise la technologies de stockage dans la basalte, mise au point par la société Carbix. L'usine est opérationnelle depuis septembre 2021, avec une capacité de 4 kt de CO₂ par an. L'énergie nécessaire sont fournies par la centrale géothermique de Hellisheidi. Ce projet a été en partie financé par le programme européens Horizon 2020.

Mammoth¹⁴² : c'est la deuxième usine de Climeworks de capture directe du CO₂. Actuellement la capacité d'injection est de 36 kt CO₂ par an, mais en 2030 le projet à l'ambition d'atteindre 1 Mt CO₂ par an.

¹³⁹ www.carbfix.com/project-silverstone/

¹⁴⁰ www.carbfix.com/codaterminal

¹⁴¹ <https://climeworks.com/plant-orca>

¹⁴² <https://climeworks.com/plant-mammoth>

4.7 Problèmes et risques liés au stockage géologique

Stocker du CO₂ dans des couches géologiques peu poser un certain nombre de difficultés, comme cela a été le cas lors du déroulement des deux projets pionniers norvégiens, Snøvit et Sleipner.

Snøhvít : l'injection du CO₂ a commencé en août 2008, pour une durée prévue de 18 ans. Mais après un an et demi d'exploitation la pression dans le puits d'injection s'est élevée rapidement. On a alors arrêté l'injection et on a lancé une investigation. Probablement que le CO₂ a réagi avec certains minéraux, ce qui a conduit à la formation d'hydrates, avec comme résultat le bouchage des pores de l'aquifère.

On a précédé alors à l'injection d'éthylène-glycol, apparemment sans résultat. Finalement, on a procédé au bouchage du puits initial, puis à une ré-perforation pour stocker le CO₂, à partir de 2016, dans un réservoir moins profond. Cet événement a conduit à un certain retard du projet et à des coûts supplémentaires de 225 M\$.

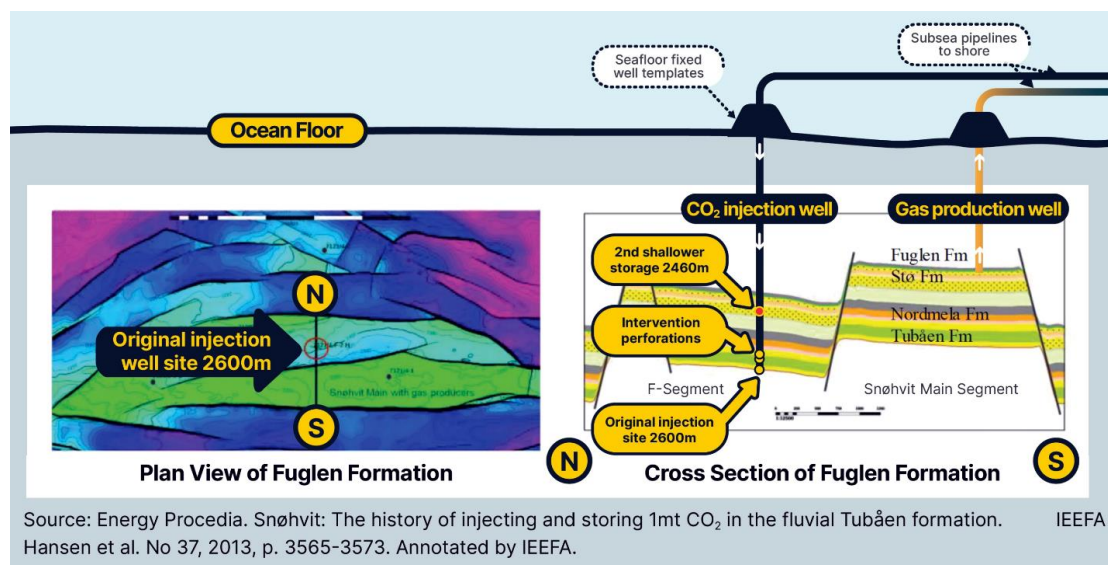


Figure 50 : Les problèmes du stockage Snøvit (source : Institute of Energy Economics and Financial Analysis).

Sleipner : l'injection débute en 1996, mais après trois années, on constate une migration du CO₂ vers la surface, qui occupe alors une neuvième couche, qui n'a pas été prévue dans les études. Après 2004, on observe une accélération du processus, avec des volumes importants et dont les limites horizontales ne sont pas bien connues. Néanmoins, on n'a pas détecté aucune fuite de CO₂ en surface.

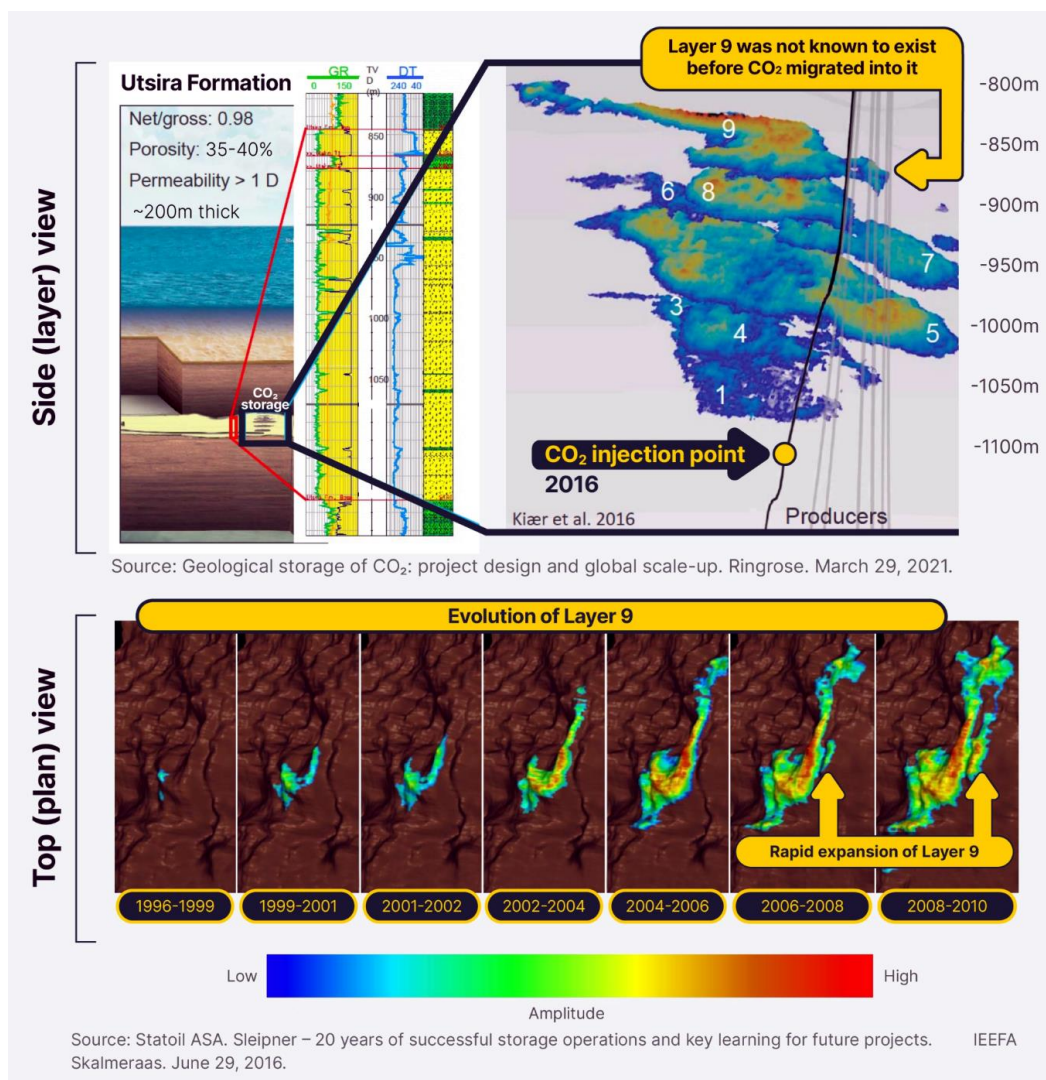


Figure 51 : Les problèmes du stockage Sleipner (source : Institute of Energy Economics and Financial Analysis).

Études et articles concernant l'impact des fuites CO₂ sur l'environnement

Les questions des risques posés par d'éventuelles fuites du CO₂ du site de stockage ont été analysées dans les cas de plusieurs études et projets.

Ainsi, le projet **STEMM-CCS** (Strategies for Environmental Monitoring of Marine Carbon Capture and Storage), financé par le programme Horizon 2020 de l'UE entre 2016 et 2020, mené par 14 partenaires, a effectué des expériences de libération contrôlée de CO₂ sous les fonds marins et réalisée dans des conditions réelles, par l'intermédiaire la plateforme Goldeneye située dans la mer du Nord.

Le projet a développé et testé avec succès une méthodologie ainsi qu'une suite d'outils appropriés pour identifier, détecter et quantifier les fuites de CO₂ provenant d'un réservoir de CCS sous-marin. Il a permis de modéliser et d'évaluer les impacts locaux et régionaux et de différents scénarios de fuite de CO₂ dans les réservoirs.

Le projet a également permis d'élaborer les meilleures pratiques pour la sélection et l'exploitation de sites offshore de CCS. Les résultats ont été partagés avec les acteurs industriels et réglementaires afin de contribuer à accroître la confiance dans la sûreté physique du CCS.

L'article « **Impact of CO₂ leakage from sub-seabed carbon dioxide storage on sediment and porewater geochemistry** » traite d'une simulation des fuites d'un réservoir de stockage de CO₂ à travers des sédiments proches de la surface¹⁴³.

Les résultats ont indiqué que les minéraux carbonatés et silicatés réagissaient rapidement avec le CO₂ dissous, augmentant l'alcalinité de l'eau interstitielle et neutralisant environ 5 % du CO₂ injecté. La libération de Ca, Sr, Ba et Mn était principalement contrôlée par la dissolution du carbonate. La libération du Fe, Li, B, Mg et Si est réalisé par les minéraux silicatés, principalement par les couches sédimentaires plus profondes. Aucun métal toxique n'a été libéré des sédiments et le CO₂ injecté n'a été détecté que jusqu'à 1 m des courants de bulles de CO₂ des fonds marins.

Dans une autre publication, « **Consequence Study of CO₂ Leakage from Ocean Storage** », on modélise une fuite de CO₂ en provenance d'un stockage sous les fonds océaniques afin de comprendre les effets potentiels du panache de bulles de CO₂, notamment une réduction éventuelle du pH (acidification) du milieu océanique, qui peut avoir des conséquences négatives sur la vie marine¹⁴⁴.

Les auteurs de l'article ont réalisé une modélisation dynamique du panache de bulles de CO₂, avec une simulation des processus de rupture, de coalescence et de transfert de masse entre les bulles de CO₂ et l'eau de mer.

La modélisation est en bon accord avec les données expérimentales publiées. Les auteurs concluent que les fuites de bulles de CO₂ auraient une influence insignifiante sur la vie marine.

Il faut souligner que chaque site de stockage est assujéti à une réglementation¹⁴⁵ qui impose un processus de surveillance, par la directive CCS de l'Union européenne (2009/31/CE du Parlement européen et du Conseil relative au stockage géologique du CO₂) et les analyses de surveillance sont partagées avec les autorités responsables qui supervisent et inspectent régulièrement les sites.

Il s'agit d'une **surveillance** continue de la **pression** : pour tout site de stockage, les pressions maximales admissibles sont déterminées et surveillées en permanence. Si la pression interstitielle s'approchait de la limite prédéfinie, l'injection serait réduite ou arrêtée et la stratégie de stockage ajustée.

De plus, on effectue une **surveillance sismique** régulière du CO₂. Le CO₂ a des propriétés acoustiques différentes de celles de l'eau, donc la réponse sismique d'une roche contenant de l'eau dans ses pores change lorsque ces quantités d'eau sont déplacées par le CO₂, ce qui permet de détecter de petites fractions de CO₂ injecté qui quitteraient le site en cas de fuite.

Enfin, on effectue également une **surveillance après la phase d'injection** : quand l'injection de CO₂ est terminée, l'exploitant du site poursuit une surveillance pendant au moins 20 ans. Si l'ensemble de données de surveillance montrent que le CO₂ restera complètement et en permanence dans le volume déterminé initialement, la responsabilité du site est transférée aux autorités.

¹⁴³ A. Lichtschlag et al. - Impact of CO₂ leakage from sub-seabed carbon dioxide storage on sediment and porewater geochemistry, International Journal of Greenhouse Gas Control, 109 (2021).

¹⁴⁴ L. H. H. P. Phama, R. Ruslia, L. K. Keongb - Consequence Study of CO₂ Leakage from Ocean Storage, Procedia Engineering 148 (2016)

¹⁴⁵ DGTrésor : Etude comparative internationale Norvège - Soutien public au développement du captage et stockage du CO₂ pour la décarbonation de l'industrie.

4.8 Les détails techniques d'un projet CCS – Bifrost

Introduction : le nom Bifrost vient de la mythologie nordique, faisant référence à un pont arc-en-ciel reliant Asgard (le monde des dieux) à Midgard (le monde des humains). Suivant cette métaphore, le projet Bifrost, capte le CO₂ à la surface de la terre et le ramené sous terre de manière durable. C'est ainsi un pont de transition, qui relie les formes d'énergie traditionnelles avec l'énergie du futur.

Bifrost a comme objectif de construire une chaîne de transport et de stockage du CO₂ pour le stocker de manière permanente dans les réservoirs Harald, situés au large de la mer du Nord danoise. Situé à 3 650 mètres sous la surface, le réservoir de grès épuisé de Harald West est parfaitement adapté à ce stockage grâce à son bon confinement et étanchéité, due à la présence de schiste.

Le projet vise à utiliser sur les installations existantes dans la mer du Nord danoise et prévoit de convertir progressivement les gisements de gaz épuisés en commençant par le gisement Harald West avec une première phase visant environ 3 Mt par an sur une période de 15 ans.

Ce concept de développement « tout-offshore » pour cette première phase implique la qualification technique d'une unité flottante innovante de stockage et d'injection pour l'injection de CO₂ dans un réservoir de gaz épuisé et un système de déchargement offshore associé pour le transfert de CO₂ de navire à navire.

Le projet Bifrost vise également à réduire les risques liés à l'injection de CO₂ dans le réservoir de craie de Harald East, un ouvreur potentiel pour le stockage du CO₂ dans la craie qui est le principal type de réservoir des champs de pétrole et de gaz de la mer du Nord danoise. Le projet évaluera également la conversion potentielle des gazoducs existants détenus et exploités par Ørsted pour le transport du CO₂ afin de connecter les sites de stockage de CO₂ terrestres aux sites offshore. En plus du développement technologique, Bifrost étudiera les technologies et protocoles de surveillance et améliorera la compréhension des aspects socio-économiques associés à la technologie de captage et de stockage du carbone.

Participants : le Consortium danois DUC (Dutch Underground Consortium), composé de TotalEnergies, Nordsøfonden et Noreco, ainsi que la société Ørsted et l'académique DTU sont engagés dans ce projet. TotalEnergies, l'opérateur principal de DUC, apporte son expérience en tant que partenaire des projets CCS Northern Lights (Norvège) et Aramis (Pays-Bas), Ørsted en tant que membre du Carbon Capture Cluster Copenhagen (Danemark) et DTU en tant que leader universitaire dans la recherche sur le CCU. DTU offshore réalise les études techniques essentielles sur le stockage du CO₂, fournissant à terme des études de faisabilité du potentiel de stockage en mer du Nord. DTU Management étudie les cadres opérationnels d'une nouvelle industrie du CCS au Danemark, en commençant par une étude approfondie sur l'opinion publique sur ce domaine.

Particularités du projet : son originalité vient de la coopération entre le monde industriel et le monde académique (DTU étant un excellent partenaire académique). Le projet bénéficie du financement public du Programme de développement et de démonstration de technologies énergétiques (EUDP). Cette subvention est accordée dans le cadre de la stratégie climatique nationale de l'État danois vers une société zéro émission.

Chronologie du projet : tout type de projet CCS, commence par une phase d'apprentissage des divers acteurs (législateurs, opérateurs, prestataires, partenaires, clients potentiels) qui leur permet de parler le même langage et harmoniser leur futur travail. L'opérateur TotalEnergies applique un processus structuré de maturation des projets dans lequel l'amélioration de la définition technique se fait progressivement en relation avec les jalons du projet et les décisions prises. Il faut également anticiper le niveau de détail requis par l'organisme de réglementation afin de minimiser le besoin de travaux et de clarifications supplémentaires pendant le processus de révision, qui se trouve dans le chemin critique de l'exécution du projet.

La **phase préliminaire** a été achevée avec succès, elle a étudié la faisabilité d'une chaîne de transport et d'injection de CO₂ visant à injecter en continu du CO₂ via deux puits de plate-forme dans le réservoir Harald West. Cette chaîne comprend une flotte de navires-citernes cryogéniques à moyenne pression (MP) avec des capacités de déchargement offshore, une unité flottante pour le stockage tampon et le conditionnement du CO₂ et des modifications d'intégration sur les installations d'Harald West.

Situation actuelle : le projet est structuré en 11 lots de travail (WP) répartis sur les deux phases du projet en commençant par une phase préliminaire (6 premiers mois) suivie d'une phase conceptuelle (18 mois suivants)¹⁴⁶.

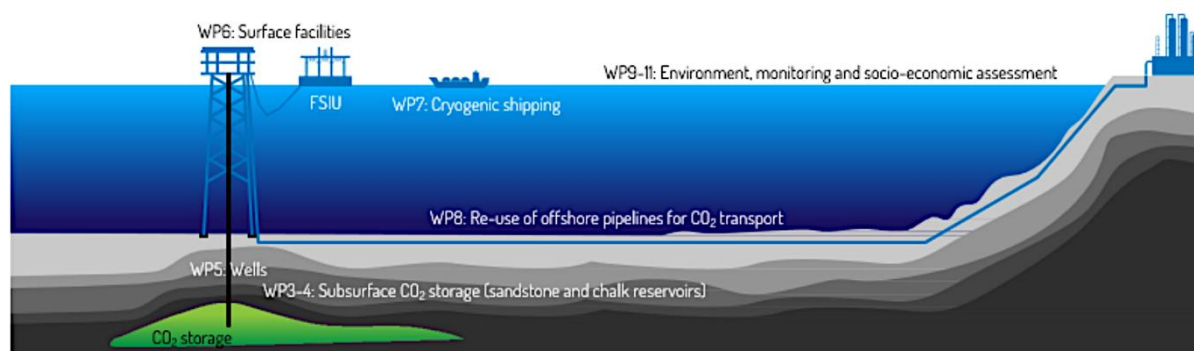


Fig. 1. Bifrost project collaborative work package overview as carried out for the EUDP study

Les lots 1 et 2 (WP 1 et WP 2) sont dédiés à la gestion, l'administration et la communication du projet. Les autres lots sont eux-mêmes répartis en quatre grandes catégories.

Catégorie 1 : démonstration technique des **conditions de stockage en mer** et la **conception de puits** et le **forage** en vue de l'injection de CO₂ dans ces champs (**WP5**).

Compte tenu du niveau élevé d'épuisement, de la solidité de la roche couverture, du risque très faible de réactivation des failles et de la visibilité d'un plan d'injection gérable, la conclusion préliminaire est qu'il est possible d'injecter du CO₂ de manière sûre et permanente dans le stockage d'Harald West.

La lithologie prédominante pour les champs d'hydrocarbures dans la mer du Nord danoise c'est la roche calcaire. Cependant, celle-ci est considérée comme une lithologie moins mature que le grès pour le stockage du CO₂. L'objectif de ce lot de travaux est de réaliser les études nécessaires pour confirmer le potentiel de stockage du CO₂ dans le réservoir à base de roche calcaire de Harald East (HE), ce qui est complémentaire à l'objectif principal

¹⁴⁶ Mathieu Prevost et al., BIFROST, an innovative CO₂ transportation and storage project in Denmark, 16th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, 23rd -27th October 2022, Lyon, France. (<http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4287094>)

de stockage dans le réservoir de grès de Harald West. Il pourrait ainsi ouvrir la voie à un potentiel de stockage plus important dans les roches calcaires de la mer du Nord danoise.

À ce stade, les résultats indiquent que le réservoir de craie HE peut assurer un confinement sûr avec une injectivité suffisante. Ainsi, aucun obstacle au stockage du CO₂ dans la craie HE n'a été identifié, à condition que les puits de production de gaz de Harald East puissent être convertis en injecteurs de CO₂ et qu'il n'y ait pas de problèmes d'intégrité importants avec les anciens puits d'exploration.

Un examen préliminaire de l'intégrité de la plateforme et des anciens puits (puits d'exploration abandonnés sur les structures) a été effectué. Ces cinq puits ont permis la réalisation de cinq études techniques au cours de la phase de faisabilité, notamment l'étude d'évaluation de l'intégrité des puits, les résultats préliminaires de l'analyse géomécanique, la vérification de la conception du tubage pour la conversion du puits de production en puits d'injection.

Concernant les trois anciens puits, leur capacité à résister à la pression initiale du réservoir est prouvée. L'intégrité des deux puits de production de la plateforme Harald West A est évaluée en vue d'une éventuelle réutilisation en tant que puits d'injection de CO₂.

Catégorie 2 : l'ingénierie et l'exploitation des installations offshore de surface (WP6) et leur interface avec la navigation cryogénique (WP7).

L'objectif est d'évaluer la plateforme de l'installation Harald en vue de sa conversion progressive de la production de gaz à l'injection de CO₂, et de réaliser des études préliminaires et conceptuelles d'une nouvelle installation offshore dédiée au déchargement du CO₂ à partir de navires (pétroliers cryogéniques de CO₂).

La nature et l'étendue du conditionnement du CO₂ avant son injection constituent un aspect essentiel de l'étude.

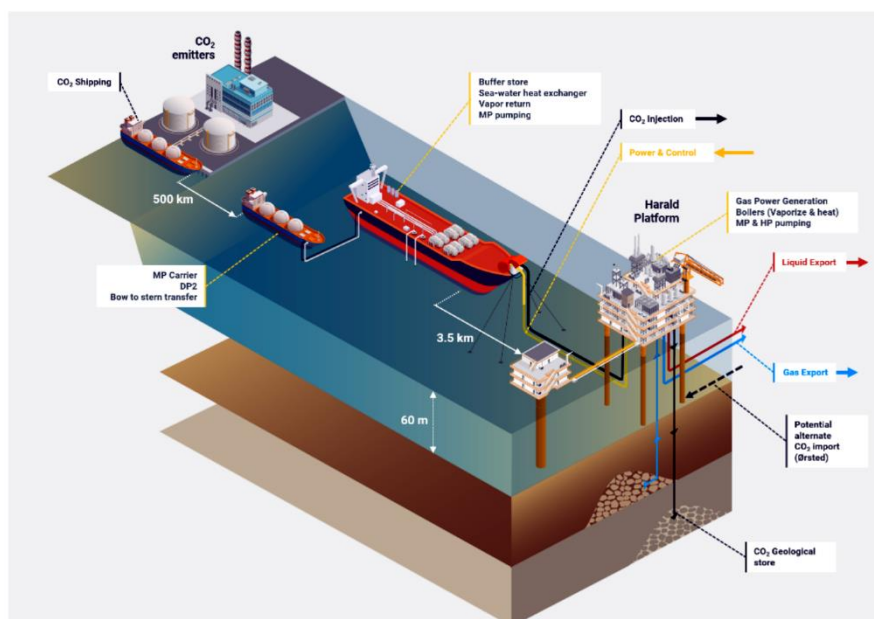


Fig. 2. Bifrost full offshore shipping concept

La vision développée est motivée par l'opportunité de **convertir progressivement la plateforme Harald à l'injection de CO₂** tout en maintenant la production d'hydrocarbures à partir de réservoirs distincts de celui qui supporte l'injection de CO₂.

Il faudra ensuite examiner et sélectionner la conception du navire et l'interface avec la nouvelle installation de déchargement en mer (décrite dans le WP6), ce qui correspond au lot de travaux 7.

Une recommandation pour une **flotte de 3 pétroliers navettes** conçus pour **12 000 m³** dans des conditions **moyenne pression**, un système de déchargement via des tuyaux flexibles vers l'unité flottante capable d'opérer avec une hauteur maximale de 3,5 m et une capacité tampon de 30 000 m³ sur l'unité flottante.

Il a été également recommandé des capacités de stockage sur les terminaux terrestres de **55 000 m³** réparties sur les deux sites.

La connexion avec la **chaîne de transport du CO₂** a été établie. Les besoins de qualification d'une série d'équipements sur l'ensemble de la chaîne ont été identifiés et font l'objet d'une étude. Plusieurs domaines d'amélioration ont été identifiés (y compris la conception de la coque, la source d'énergie...) et seront étudiés lors de la prochaine phase du projet, ainsi que l'évaluation d'autres concepts de chaînes de déchargement en mer.

Catégorie 3 : transport du CO₂ par pipelines (WP8)

Il s'agit de définir un concept générique qui relie les actifs existants à Nybro à une nouvelle installation de **déchargement de CO₂ à terre**, une installation de **stockage provisoire à terre** (probablement près d'Esbjerg), par l'intermédiaire d'un **gazoduc terrestre**.

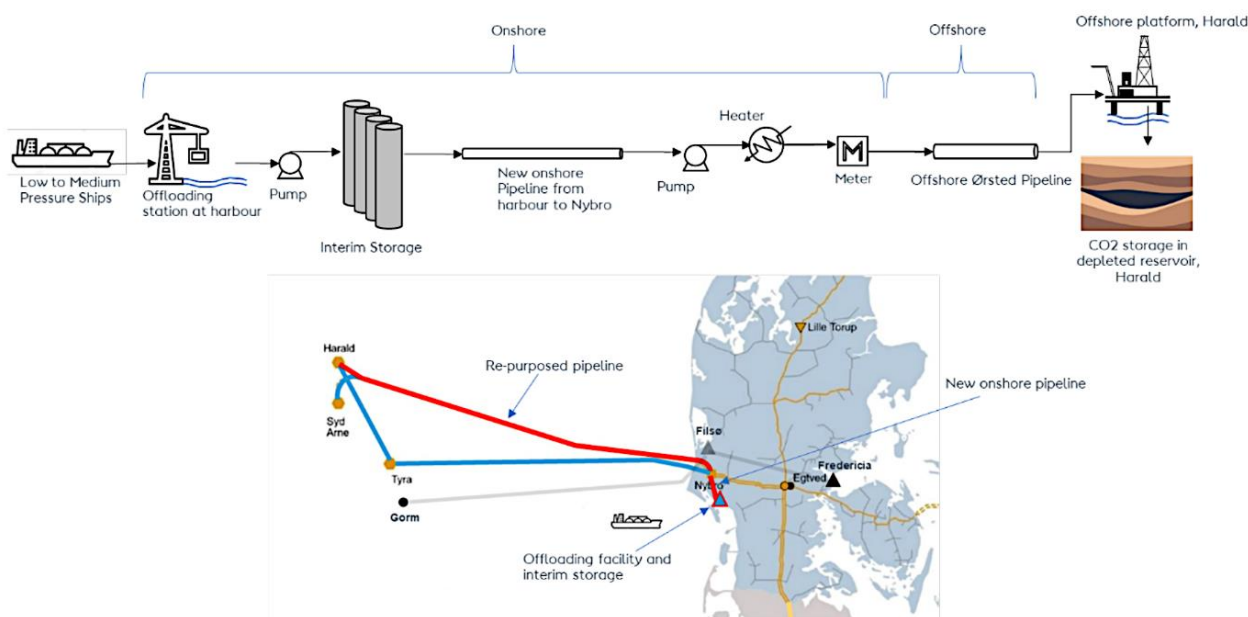


Fig. 3. Bifrost offshore pipeline connection to onshore facility concept

L'objectif est d'identifier tous les scénarios de risques et de mettre en place des mesures d'atténuation, au moment de détailler le projet.

Le concept comprend un terminal de déchargement avec une installation de stockage temporaire à terre, un pipeline à terre reliant l'installation du terminal aux pipelines en mer reliant Nybro à la plate-forme Harald. L'étude n'a pas identifié de risques techniques élevés liés à la conversion des gazoducs existants conçus pour le transport de gaz offshore, afin de couvrir le transport de CO₂ en phase dense.

Il s'avère que **l'intégrité des pipelines dépend fortement de la pureté du CO₂**.

Les risques pour la santé et la sécurité liés à la manipulation du CO₂ sont en cours d'évaluation et ne suscitent pas, pour l'instant, d'inquiétude majeure.

Catégorie 4 : Sécurité, notamment santé, sécurité, environnement et société (WP9), **surveillance (WP10)** et **évaluation socio-économique (WP11)**

Un **registre des permis et des autorisations** a été créé pour détailler tous les permis et autorisations jugés applicables pendant les phases de conception, de construction, d'exploitation et de déclassement du projet Bifrost. Il s'agit d'un **document évolutif** qui pourra être mis à jour tout au long de la durée de vie du projet en fonction des réglementations relatives au CCS.

L'obtention des permis est un aspect essentiel des projets, qui se trouve souvent sur le chemin critique de leur exécution.

Un concept est en cours d'élaboration pour la **surveillance de l'injection** et du **stockage du CO₂** dans les réservoirs de Harald. Parallèlement, des recherches sont actuellement en cours à DTU Offshore pour développer deux nouvelles technologies de surveillance innovantes :

- la première est **un concept de jumeau numérique**, qui utilise des méthodes avancées d'apprentissage automatique dans le but d'automatiser et d'optimiser la surveillance et la vérification du comportement du CO₂ dans la subsurface ;
- le deuxième projet de recherche concerne **le développement de nouveaux capteurs chimiques très sensibles, stationnaires et spécifiques** pour la surveillance continue du site de stockage, afin de permettre un stockage offshore permanent du CO₂ qui soit sûr pour l'environnement.

Acceptation sociétale : il a été réalisé **une enquête nationale** auprès de **50 000 ménages**. Plus de **8 000 personnes** ont répondu à l'enquête avec des questions sur l'acceptation du stockage du CO₂ à différents endroits. L'intérêt pour la participation a été soutenu. Les résultats préliminaires des entretiens avec les parties prenantes suggèrent que le CCS est globalement accepté et soutenu par les parties prenantes de l'industrie et des organisations vertes.

La phase préliminaire du projet Bifrost a été finalisée avec succès, il projet est passé à la phase suivante. La phase conceptuelle permettra d'étudier le projet plus en détail afin de confirmer la robustesse des concepts Bifrost pour le transport et le stockage sûrs et permanents du CO₂. L'acceptabilité étant la pierre angulaire du déploiement des technologies de captage, d'utilisation et de stockage du carbone, les résultats de cette enquête nationale à grande échelle feront l'objet d'un suivi attentif.

4.9 Industriels et académiques mentionnés dans le rapport

Aker BP est une société engagée dans l'exploration, le développement de champs et la production de pétrole et de gaz sur le plateau continental norvégien, dispose d'un effectif de 2 400 employés et son chiffre d'affaires est de 13 milliards d'euros.

Air Liquide est une multinationale française, spécialiste des gaz industriels et pour les domaines de la santé, de l'environnement et de la recherche. Présente dans 24 pays, la société emploie 67 000 personnes et a un chiffre d'affaire de 27 milliards d'euros.

Air Products est une multinationale américaine d'envergure internationale, spécialiste des gaz industriels et médicaux. La société emploie 19 000 personnes et a un chiffre d'affaire de 9 milliards d'euros.

Altera Infrastructure est un fournisseur mondial de services énergétiques offshore pour des clients de la mer du Nord, du Brésil et de la côte est du Canada. Il dispose d'une flotte de 30 navires et emploie 2 300 personnes.

CapeOmega une société norvégienne d'infrastructure énergétique bas carbone pour la transition énergétique et les chaînes de valeur maritimes bas carbone. Elle se trouve impliquée dans le transport de gaz, de l'hydrogène et du CO₂, ainsi que dans les technologies de réduction des émissions.

DTU (Université technique du Danemark) est une université polytechnique et une école d'ingénierie situé dans la banlieue Copenhague. Elle dispose de 25 départements scientifiques et d'ingénierie et compte 11 000 étudiants.

EBN (Energie Beheer Nederland) est une société d'exploration, de production, de transport et de vente de gaz naturel appartenant au gouvernement néerlandais. Elle dispose de 170 employés et a un chiffre d'affaire de 12 milliard d'euros.

Equinor est une multinationale pétrolière et gazière norvégienne (ancien nom StatoilHydro), avec des activités dans plus d'une trentaine de pays. Elle emploie 21 000 personnes et son chiffre d'affaires est de 90 milliards de dollars.

Energean (ancien nom Aegean Energy) est une entreprise internationale d'exploration et de production d'hydrocarbures, axée sur le gaz naturel. La société opère dans 8 pays, emploie 600 personnes et a un chiffre d'affaire de 1,4 milliard de dollars.

Engie une multinationale française dans les domaines de la production et de la distribution d'électricité, du gaz naturel, du nucléaire, des énergies renouvelables et du pétrole. Elle opère dans 48 pays, emploi 160 000 personnes et a un chiffre d'affaires de 60 milliards d'euros.

ENI est une multinationale italienne dans le domaine de l'énergie. La société emploie 33 000 personnes et a un chiffre d'affaires de 94 milliard d'euros.

ExxonMobil est la plus grande multinationale américaine dans le domaine du pétrole et gaz, résultat de la fusion entre Exxon et Mobil. La société intègre également une branche produit du plastique, du caoutchouc synthétique et d'autres produits chimiques. Elle emploie 60 000 personnes et son chiffre d'affaire est de 340 milliard de dollars, ce qui la rend troisième plus grande entreprise des États-Unis et premier groupe pétrolier au monde.

Fertiberia est une société entreprise espagnole qui produit de l'engrais, de l'ammoniac et d'autres produits dérivés. Elle emploie 1 600 personnes et a un chiffre d'affaires de 1,5 milliards d'euros.

Fidelis New Energy est une entreprise de décarbonation qui développe et gère plusieurs infrastructures dans le domaine du CCS, de l'hydrogène et l'ammoniac, du carburant renouvelable à faible teneur en carbone. Elle intervient également dans l'utilisation de la chaleur perdue et du CO₂ dans les serres afin de réduire le coût et l'impact environnemental de l'agroalimentaire.

Gas Storage Denmark est une filiale en propriété exclusive de la société gazière danoise, qui exploite le réseau de transport de gaz naturel au Danemark, elle emploie 50 personnes et a un chiffre d'affaires de 47 millions d'euros. Elle assure le stockage du gaz pour Danemark mais vend des capacités de stockage pour l'étranger, notamment pour la Suède, l'Allemagne ou les Pays-Bas.

Gasunie est une société néerlandaise d'infrastructures et de transport de gaz naturel opérant aux Pays-Bas et en Allemagne. Elle emploie 1 400 personnes et a un chiffre d'affaire de 1,5 milliards d'euros.

GEUS (Commission géologique du Danemark et du Groenland) est un institut de recherche indépendant relevant du ministère danois du Climat et de l'Énergie. Il effectue des recherches, des conseils et d'enquêtes en géophysique, géologie, climatologie et dans l'énergie géothermique.

Hess est une société américaine dans l'exploration et la production de pétrole et de gaz naturel. Elle emploie 1 600 personnes et a un chiffre d'affaires de 11 milliards de dollars.

Horisont Energi est une entreprise norvégienne d'énergie propres, spécialise dans le CCS pour la production de l'ammoniac. Elle a un effectif de 40 personnes.

INEOS est une multinationale britannique, quatrième entreprise chimique au monde, ayant également des activités supplémentaires dans les domaines des carburants, de l'emballage et de l'alimentation, de la construction, de l'automobile, des produits pharmaceutiques, du textile et des sports professionnels. La société emploie 26 000 personnes et a un chiffre d'affaire de 21 milliards d'euros.

Neptune Energy est une société allemande d'exploration et production de pétrole et de gaz, avec des activités en Europe, en Afrique du Nord et en Asie-Pacifique. Elle produisait 130 000 barils nets d'équivalent pétrole par jour. En janvier 2024, Neptune Energy Group a été acquis par ENI International et sa filiale norvégienne par Vår Energi. La filiale allemande, continue à opérer en tant qu'entité autonome.

Noreco (Norwegian Energy Company) est une société pétrolière internationale basée en Norvège dont l'objectif est d'explorer, de développer et de produire du pétrole et du gaz en mer du Nord. La société opère en Norvège, au Danemark et au Royaume-Uni. En mai 2023, la société a changé son nom de à BlueNord.

OMV est une multinationale autrichienne dans les domaines du pétrole, du gaz et de la pétrochimie, avec un chiffre d'affaires de 62 milliards d'euros et un effectif de 22 000 personnes.

Orlen est une multinationale polonaise dans le raffinage du pétrole et dans la distribution d'essence. Elle emploie 64 000 personnes et son chiffre d'affaires est de 60 milliards de dollars. En 2020, Orlen a acquis PGNiG, société nationale polonaise spécialisée dans les services d'exploration géologique, forages et exploitation de puits.

Petoro est une société nationale norvégienne qui gère le portefeuille du gouvernement, appelé Intérêt financier direct de l'État (SDFI), concernant les licences d'exploration et de production de pétrole et de gaz naturel sur le plateau continental norvégien mais n'est opérateur d'aucun champ d'exploitation et ne possède pas directement des licences. Elle exerce également une fonction de contrôle en surveillant la production d'Equinor pour le compte du gouvernement.

Rambøll est une société multinationale danoise d'architecture, d'ingénierie et de conseil. Elle opère dans 35 pays, emploie 18 000 personnes pour un chiffre d'affaires de 2 milliards d'euros. La société effectue des travaux pour des clients dans divers secteurs : bâtiment, transports, énergie, environnement, eau, conseil en gestion et architecture, paysage.

Rosewood Exploration est une société pétrolière et gazière américaine, qui exploite en particulier le gaz de schiste au Texas, Louisiane, Dakota de Nord et Oklahoma. La société emploie 35 personnes et a un chiffre d'affaire de 18 million de dollars.

Ross Energy construit et exploite des puits géothermiques, de pétrole et de gaz, mais aussi des puits dédiés au CCS. La société bénéficie d'une expérience de 30 ans dans le domaine.

Shell est une multinationale anglo-néerlandaise dans le domaine du pétrole et du gaz. Elle emploie 90 000 personnes et a un chiffre d'affaires de 316 milliards de dollars. Elle est classée comme second groupe pétrolier au monde.

SNAM est le principal opérateur italien de transport et stockage de gaz naturel en Italie. La société emploie 3 600 personnes et a un chiffre d'affaire de 3,5 milliard d'euros.

Storegga est une start-up britannique, créée en 2020 et spécialisée dans les projets de stockage de carbone, et de production de l'hydrogène.

Sval Energi est une société norvégienne d'exploration et de production ayant des activités sur le plateau continental norvégien. Créée en 2019, la société dispose de 170 employés et produit 70 000 barils nets d'équivalent pétrole par jour.

Technion (Institut de technologie d'Israël) est une université et institut de recherche en Israël, spécialisé en science et technologie. Il compte 14 000 étudiants et dispose de 19 départements et 60 centres de recherche.

TotalEnergies est une multinationale française, qui opère dans 130 pays, dans le domaine d'énergie : pétrole et biocarburants, gaz naturel et biogaz, énergies renouvelables et électricité. Elle emploie plus de 100 000 personnes et a un chiffre d'affaires de 230 milliards d'euros.

Vår Energi est une société pétrolière et gazière norvégienne, résultat de la fusion entre ENI Norvège et Point Resources. Elle exploite des champs de production sur le plateau continental norvégien. Son effectif est de 900 employés et son chiffre d'affaires de 2,7 milliards de dollars.

Welltec est fournisseur de solutions de puits robotisées pour l'industrie pétrolière et gazière, connu pour son produit phare « Well Tractor ». L'entreprise compte plus de 45 bureaux dans le monde et emploie plus de 1 000 personnes, pour un chiffre d'affaires de 260 millions d'euros.

Wintershall DEA est un producteur allemand de gaz et de pétrole, résultat de la fusion entre Wintershall Holding et DEA Deutsche Erdoel. Il dispose de 2 800 employés, et il opère dans 13 pays d'Europe, d'Amérique latine, du Moyen-Orient et d'Afrique du Nord, avec un chiffre d'affaires de 5,9 milliards euros.

4.10 Liste des acronymes

AIE	Agence Internationale de l'Energie (IEA en anglais)
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism (MACF en français)
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
CGE	Conseil Général de l'Économie
DAC	Direct Air Capture
DGEC	Direction Générale de l'Énergie et du Climat
EEE	Espace Économique Européen
EOR	Enhanced Oil Recovery (Récupération assisté du pétrole)
EU-ETS	European Union Emissions Trading System (SEQE en français)
FRR	Facilité pour la Reprise et la Résilience
GES	Gaz à Effet de Serre
GIEC	Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (IPCC en anglais)
ICMS	Industrial Carbon Management Strategy
IF	Innovation Fund
IFPEN	IFP Energies Nouvelles
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (GIEC en français)
JTF	Just Transition Fund
MACF	Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières (CBAM en anglais)
MASE	Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (Italie)
MIE	Mécanisme pour l'Interconnexion en Europe
MoU	Memorandum of Understanding
NSBTF	North Sea Basin Task Force
NZIA	Net-Zero Industry Act
PDO	Plan for Development and Operation
PIC	Projet d'Intérêt Commun (PCI en anglais)
PMC	Projet d'Intérêt Mutuel (PMI en anglais)
PNIEC	Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (Italie)
RTE-E	Réseaux TransEuropéens d'Énergie
SDE++	Sustainable Energy Production and Climate Transition Incentive Scheme (Pays-Bas)
SEQE-UE	Système d'Échange de Quotas d'Émission de l'Union Européenne (EU-ETS en anglais)