

Les projets de CCS en cours chez TotalEnergies

Par David NEVICATO

Responsable du développement d'affaires et de partenariats pour la direction CCS (Carbon Capture and Storage) au sein de TotalEnergies

Les premiers projets de TotalEnergies en matière de CCS se concentrent sur l'Europe, portés par un contexte favorable au passage du CCS à l'échelle industrielle. Le développement commercial va se poursuivre dans d'autres parties du monde pour nous préparer à la prochaine vague de projets. Pour répondre aux spécificités locales, nous nous appuyons sur notre expérience européenne avec les adaptations nécessaires. Aujourd'hui, nous conduisons des projets majeurs de développement du transport et du stockage du CO₂ en Europe : Northern Lights en Norvège, la première chaîne commerciale mondiale de CCS ; Antwerp@C en Belgique, l'un des principaux hubs de CO₂ en Europe ; les projets Aramis et Azur aux Pays-Bas, qui portent respectivement sur le stockage de CO₂ dans des champs de gaz déplétés ; et la production d'hydrogène bleu dans notre raffinerie de Zeeland ; et, enfin, Net Zero Teesside et le Northern Endurance Partnership au Royaume-Uni, dont l'objet est respectivement le captage du CO₂ couplé à un cycle combiné gaz et le stockage du CO₂, dans un aquifère salin profond.

C'est sur la côte de la mer du Nord, près de Bergen en Norvège, que les travaux de construction d'un terminal pour recevoir des navires de transport de CO₂ ont commencé. Ils chargeront leur cargaison, du CO₂ liquide, porté à une température de -25°C et à une pression de 1,8 MPa, à proximité d'Oslo, mais aussi d'autres zones industrielles européennes. TotalEnergies, avec ses partenaires Equinor et Shell (à hauteur d'un tiers chacun), a construit ainsi sur ce site la première filière commerciale de transport et de stockage géologique de CO₂. Ce projet illustre la confiance de la Norvège dans le CCS (Carbon Capture and Storage). Ce pays a d'ailleurs commencé, dès 1996, l'injection de CO₂ dans des stockages géologiques en mer du Nord sur le plateau continental norvégien, pour réduire les émissions de l'exploitation gazière du champ de Sleipner, une technologie réutilisée en 2008 pour réduire aussi les émissions de Snøhvit, avec, déjà, TotalEnergies comme partenaire. Ces projets ont conduit à la mise en place d'un processus rigoureux de validation en matière de sélection des sites de stockage géologique du CO₂ afin de s'assurer d'une capacité de stockage suffisante, de l'étanchéité des couvertures des réservoirs et de l'injectivité du CO₂ dans la roche. Les projets de Sleipner et Snøhvit et d'autres encore déployés depuis de nombreuses années (GCCSI, 2021) confirment que le CCS est une filière s'appuyant sur des technologies éprouvées (Loria, 2021).

TotalEnergies a acquis une forte expérience dans ces grands projets CCS et poursuit son développement prioritairement en Europe du Nord, mais tout en envisageant d'intervenir d'autres régions dans le monde.

Décarboner les sites industriels et de production d'énergie

Nos projets CCS récents sont destinés à stocker de manière sûre et permanente les émissions résiduelles de CO₂ des industriels (production d'hydrogène, de ciment, incinération des déchets, etc.). Comme nous avons pu le vérifier dans la conduite de nos différents projets en cours, l'effet d'échelle réduit sensiblement le coût unitaire de la tonne de CO₂ stockée. C'est pour cela que nous cherchons à nous regrouper avec d'autres émetteurs de CO₂ en complément du traitement de nos propres sites. Illustrons notre propos en nous intéressant à quelques-uns de ces projets.

Le projet Aramis et les hubs CO₂

Aramis est un projet de logistique CO₂ développé aux Pays-Bas par TotalEnergies, aux côtés de Shell, d'Energie Beheer Nederland (EBN) et de Gasunie. Ce projet proposera des services de transport du CO₂ à grande échelle, flexibles et offrant un accès libre à des capacités de stockage *offshore* de CO₂ pour la décarbonation des industries (voir la Figure 1 de la page suivante).

TotalEnergies est impliqué tout au long de la chaîne de CCS liée au projet Aramis. Du côté du captage, TotalEnergies va produire de l'hydrogène bleu (projet Azur) dans sa raffinerie de Zeeland (ZR), une co-entreprise entre TotalEnergies et Lukoil. Nos efforts passés et en cours pour améliorer les performances énergétiques de notre Groupe l'ont amené à figurer dans le top du classement mondial de l'efficacité énergétique. Mais cela est insuffisant comme l'illustre le



Figure 1 : La chaîne CCS mise en place dans le cadre du projet Aramis aux Pays-Bas (Aramis, 2021).

contexte fiscal néerlandais. En effet, la loi fiscale adoptée aux Pays-Bas conduira à taxer les émissions de CO₂ au-delà d'un objectif défini pour les émetteurs du système d'échange de quotas d'émission (European Trading Scheme – ETS) et fixera *de facto* le coût du CO₂ à un niveau de 125 euros par tonne en 2030. Cette trajectoire traduit l'ambition de réduire à cette échéance les émissions de - 59 % par rapport à 1990. Cet objectif est un défi majeur pour la raffinerie de Zeeland qui doit réduire radicalement ses émissions de CO₂ (1,6 million de tonnes par an). 60 % de ces émissions proviennent de la production d'hydrogène. Le CO₂ sera donc capté sur ses deux unités de production d'H₂ à partir du reformage du méthane. Cet investissement d'environ 250 millions d'euros permettra de réduire les émis-

sions annuelles de CO₂ de la raffinerie de 0,9 million de tonnes par an, et l'hydrogène bleu produit aura une faible empreinte carbone.

Le CO₂ capté sera ensuite acheminé par navire vers un *hub* CO₂, situé dans le parc industriel de Maasvlakte, dans le port de Rotterdam. Le CO₂ sera ensuite transporté par le pipeline *offshore* construit dans le cadre du projet Aramis pour être injecté dans nos anciens champs gaziers *offshore*, en mer du Nord. Le pipeline *offshore* sera également relié à d'autres sites de stockage situés au large des Pays-Bas, notamment les champs dépletés de NAM – une co-entreprise entre ExxonMobil et Shell –, qui seront utilisés par cette dernière pour le stockage du CO₂.

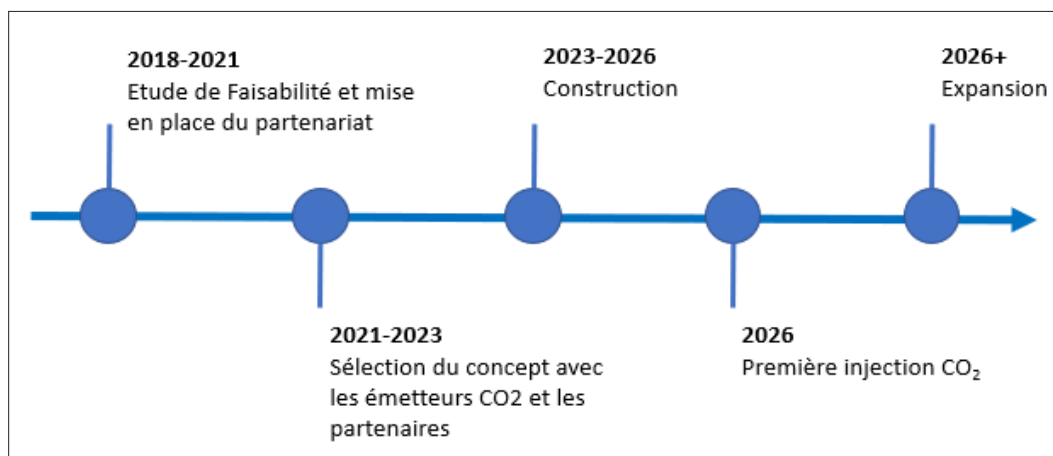


Figure 2 : Planning de réalisation du projet Aramis (Aramis, 2021).

Le projet Aramis vise à stocker 5 millions de tonnes par an, avec un potentiel de stockage de plus de 8 millions de tonnes par an d'ici à 2030. La capacité de stockage de CO₂ des champs de gaz déplétés utilisés est d'environ 400 millions de tonnes. La décision d'investissement dans ce projet devrait intervenir en 2023, avec un démarrage des premières injections en 2026 (voir la Figure 2 en bas de la page précédente).

Ce projet montre tout l'intérêt pour des industriels d'un même bassin de se regrouper afin de développer des installations communes pour collecter le CO₂ capté sur leurs unités de production. Aujourd'hui, nous étudions la possibilité de construire d'autres *hubs* CO₂, comme celui susceptible d'être installé à proximité de nos plateformes raffinage-chimie d'Anvers (Antwerp@C, 2021) et de Normandie (TotalEnergies, 2021). Avec Air Liquide, Borealis, Esso SAF et Yara International ASA, pour l'Axe Seine, et Air Liquide, BASF, Borealis, ExxonMobil, INEOS, Fluxys et le port d'Anvers, pour Antwerp@C, nous avons décidé ensemble de nous assurer de la faisabilité technique et économique du développement d'infrastructures communes de collecte du CO₂, de la construction d'une installation de liquéfaction du CO₂ et d'un site de stockage temporaire du CO₂ avant son expédition par voie maritime. Ces *hubs* pourraient contribuer à une réduction des émissions de CO₂ d'ici à 2030 pouvant aller jusqu'à 3 millions de tonnes par an pour l'Axe Seine et 9 millions de tonnes par an pour Antwerp@C.

Le CO₂ capté dans le cadre de ces deux projets sera ensuite transporté vers des sites de stockage géologique *offshore*.

Ainsi, se crée progressivement tout un réseau de *hubs* CO₂ autour de la mer de Nord avec accès à des sites de stockage du CO₂. Au-delà de la décarbonation des sites industriels déjà bénéficiaires, ces zones, elles-mêmes décarbonées, pourront aussi servir à accueillir de nou-

velles industries désireuses de profiter des infrastructures locales existantes.

Les projets Northern Endurance Partnership (NEP) et Net Zero Teesside (NZT)

Un bon exemple de notre stratégie en matière de CCS est celui de la région de Teesside et d'Humberside qui vient d'être sélectionnée (19 octobre 2021) par les autorités britanniques comme l'une des deux régions qui devront être décarbonées à partir du milieu de la décennie 2020. Si les émetteurs éligibles ne seront sélectionnés qu'au premier trimestre 2022, le projet de collecte et de stockage a d'ores et déjà été choisi : il s'agit de Northern Endurance Partnership (NEP) qui regroupe BP, Equinor, National Grid, Shell et TotalEnergies. Il vise à offrir ce service de transport et de stockage aux émetteurs des deux *clusters* industriels de Teesside et de Humber, qui sont regroupés aujourd'hui autour d'une collaboration dénommée East Coast Cluster (voir la Figure 3 ci-après).

Ces projets, au-delà de l'objectif de décarboner les industries présentes dans les estuaires de Teesside et d'Humberside, incluent l'étude de la production d'une électricité à faible empreinte carbone à partir du gaz, pour pallier l'intermittence des énergies renouvelables. La centrale électrique Net Zero Teesside (NZT) de 860 mégawatts (MW) sera la première centrale électrique à gaz développée à l'échelle commerciale du Royaume-Uni à être équipée d'un dispositif de captage du CO₂. NZT Power est le résultat d'une coopération entre Equinor et TotalEnergies, ainsi que BP, en tant qu'opérateur. D'autres industries ont rejoint ce *hub* CO₂. D'ici à 2026, 4 millions de tonnes de CO₂ par an pourraient ainsi être collectées et stockées, avec pour objectif d'atteindre 10 millions de tonnes par an d'ici à 2030 avec l'arrivée d'autres industriels.

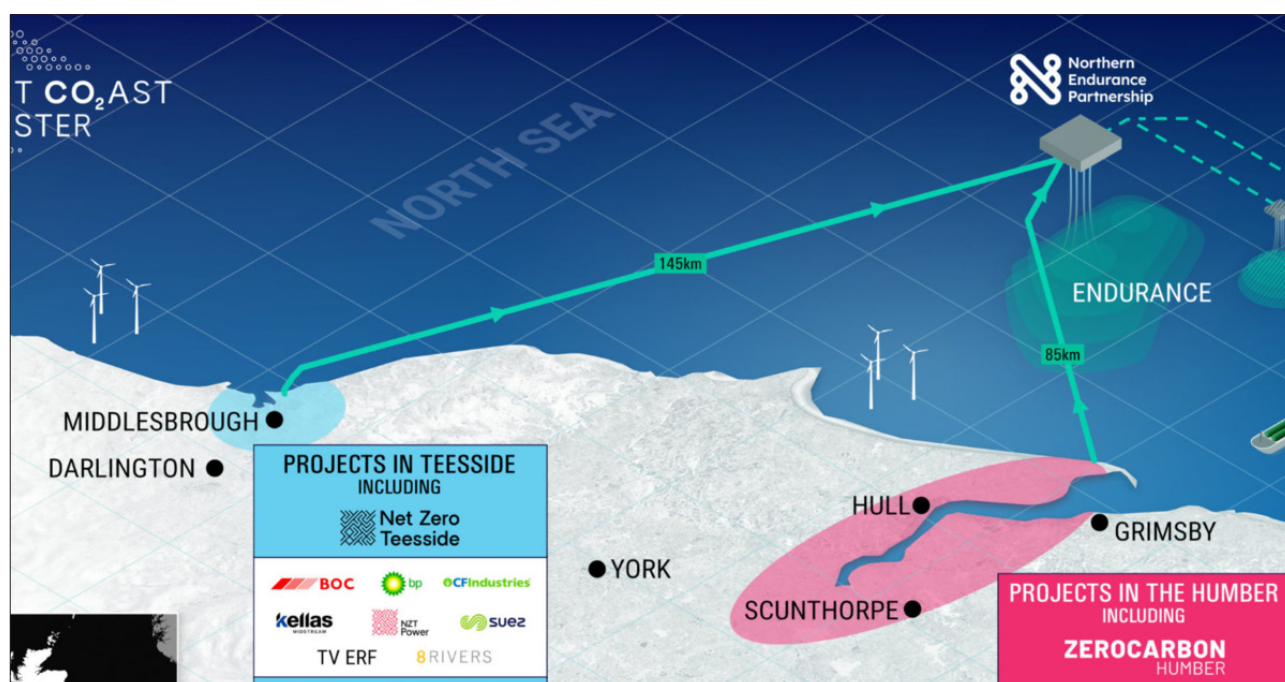


Figure 3 : Présentation schématique du concept que recouvre le projet East Coast Cluster Net Zero (Teesside, 2021).

Le site de stockage sera relié aux stations de pompage de Humber et de compression de Teesside par un réseau de pipelines sous-marins de 28 pouces long de 103 km depuis Humber et de 143 km depuis Teesside. Le développement initial de ce projet *offshore* nécessitera de forer cinq puits d'injection sous-marins dans l'aquifère salin d'Endurance, avec d'autres possibilités de stockage identifiées dans le voisinage.

Les ports en eaux profondes et les liaisons ferroviaires existants sur les deux sites offrent la possibilité de réceptionner dans le futur le CO₂ transporté par voie maritime ou ferroviaire. Près de la moitié des émissions industrielles de CO₂ du Royaume-Uni proviennent de ces deux régions de Teesside et de Humber, lesquelles disposeraient ainsi d'une solution de stockage du CO₂ émis sur leur territoire.

Les projets décrits précédemment en sont encore au stade de l'étude de conception et d'ingénierie. Ce n'est pas le cas du projet que nous allons évoquer : le projet Longship (Northern Lights pour sa partie transport maritime et stockage) en Norvège, qui est déjà engagé dans la phase de construction des installations.

La première chaîne commerciale CCS : le projet Longship (« Drakkar ») en Norvège

Les coûts élevés en termes d'investissement et de gestion opérationnelle des chaînes font qu'il est difficile aujourd'hui pour les acteurs privés d'investir dans le CCS sans le soutien des États. Le projet Longship

est le premier projet CCS commercial en construction dans le monde. Il doit son existence à un fort soutien du gouvernement norvégien. Gassnova SF, une entreprise publique norvégienne chargée du développement du CCS, en a coordonné les études de conception. Ces études recommandaient la constitution d'un nouvel acteur qui offrirait un service de transport et de stockage du CO₂ aux émetteurs de ce gaz. C'est ainsi que s'est constitué un consortium, puis une co-entreprise, à parts égales, entre Equinor, Shell et TotalEnergies. Finalement, ce sont deux sites norvégiens qui ont été retenus dans le cadre du soutien aux investissements dans de nouvelles installations de captage du CO₂ pour une capacité totale de 800 000 tonnes par an : la cimenterie de Norcem au sud-ouest d'Oslo et l'incinérateur Fortum de la ville d'Oslo (voir la Figure 4 ci-après).

Northern Lights (voir la Figure 5 de la page suivante) correspond à la partie du projet de Longship relative au transport de CO₂ par navire et au stockage de celui-ci. Les navires transporteront le CO₂ liquide depuis les deux terminaux des sites de captage du CO₂ précités vers un stockage intermédiaire (voir la Figure 6 de la page suivante) situé à Naturgasssparken, à environ 750 km sur la côte ouest de la Norvège. Ces navires, dont la construction vient tout juste d'être lancée, auront une capacité de 7 500 m³ ; ce seront ainsi les plus gros navires de transport de CO₂ du monde.

Ce site de stockage situé sur la côte réceptionnera le CO₂ en provenance des deux industriels norvégiens précités et offrira aussi la possibilité de décharger des navires de transport de CO₂ venant d'autres *hubs* CO₂ européens. Le CO₂ sera ensuite pompé, puis trans-

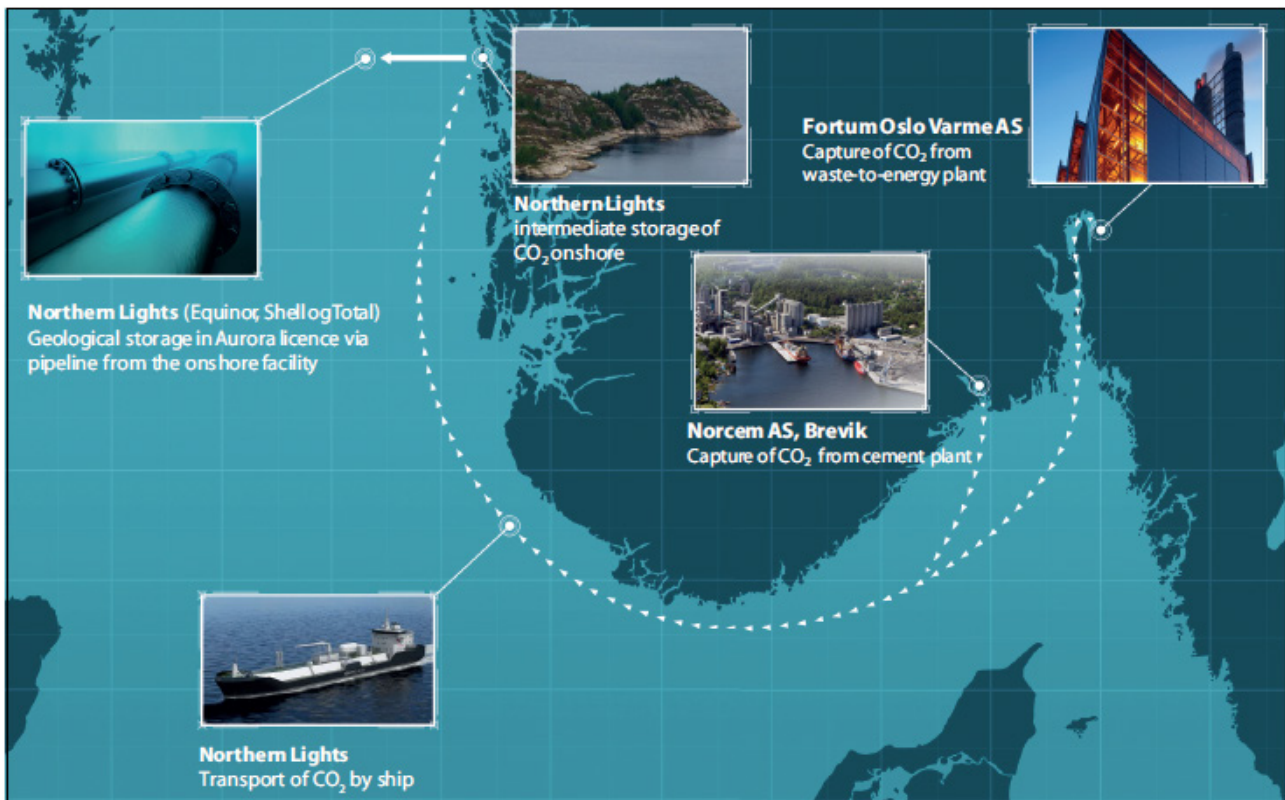


Figure 4 : Le projet Longship en Norvège (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, 2019-2020).

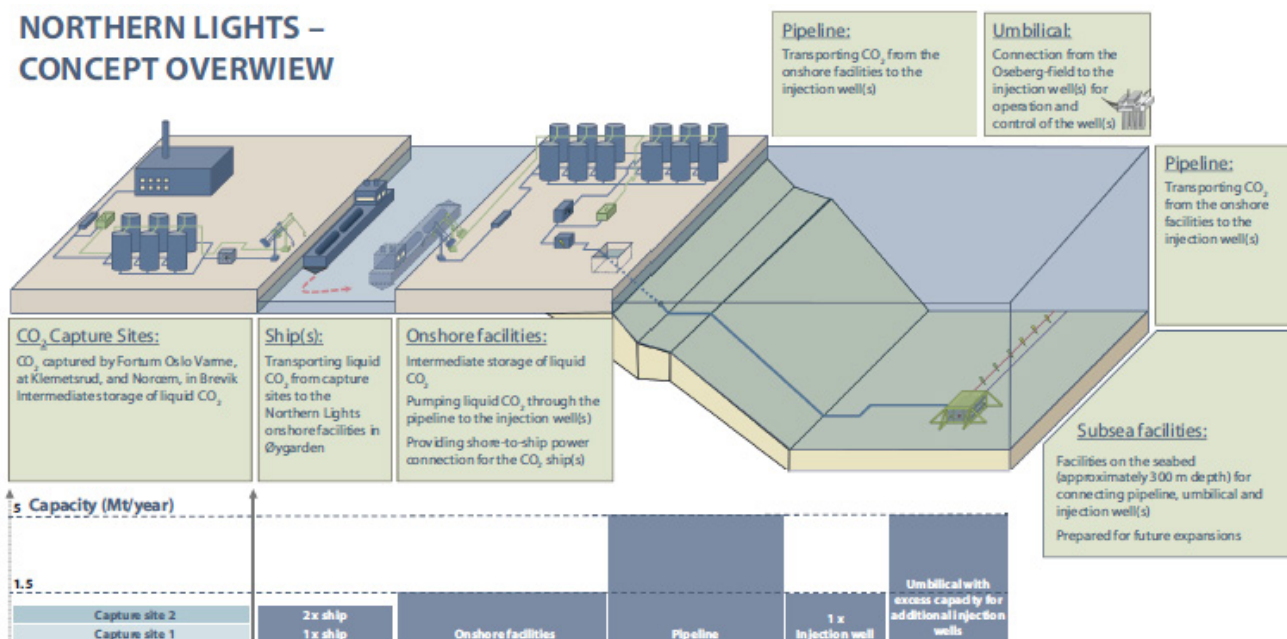


Figure 5 : Schéma de la chaîne CCS de Northern Lights (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, 2019-2020).



Figure 6 : Image de synthèse du site de stockage situé sur la côte de Naturgassparken (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, 2019-2020).

porté par un pipeline sous-marin long de 100 km, avant d'être injecté, *via* deux puits sous-marins, à une profondeur de 2,8 km dans l'aquifère salin, directement dans la roche sous-marine.

L'investissement nécessaire à cette première phase du projet Northern Lights est d'environ 670 millions d'euros, avec un financement à hauteur de 80 % du gouvernement norvégien qui se réserve ainsi la possibilité de fixer la capacité de stockage pour les deux sites industriels

considérés. Northern Lights augmentera par la suite sa capacité de stockage pour pouvoir accueillir le CO₂ en provenance d'autres sites émetteurs européens.

Le développement de Northern Lights est prévu en plusieurs phases : la première phase offrira en 2024 une capacité de stockage pouvant aller jusqu'à 1,5 million de tonnes de CO₂ par an. Une seconde phase pourrait porter cette capacité à 5 millions de tonnes de CO₂ par an d'ici à 2030. Ces capacités supplémentaires néces-

siteront des investissements additionnels dans le but d'accroître la flotte de navires, d'étendre le stockage à terre et de construire de nouveaux puits d'injection. Le pipeline sous-marin est déjà conçu pour une capacité d'au moins 5 millions tonnes de CO₂ par an, ce qui rend possible l'ajout de puits additionnels.

La co-entreprise Northern Lights commercialise auprès d'autres émetteurs CO₂ ses capacités de stockage disponibles. Cette démarche est fortement liée aux schémas de subventionnement en cours de mise en place dans de nombreux pays européens et à des accords bilatéraux permettant l'export du CO₂ pour permettre son stockage géologique dans des pays receveurs.

Northern Lights est ainsi un projet précurseur en Europe. Des discussions sont déjà bien avancées avec des industries très émettrices de CO₂ affichant un intérêt croissant pour le stockage de leur CO₂ résiduel et faire ainsi du stockage une des solutions de décarbonation profonde de l'industrie. L'augmentation des volumes de stockage permettra une réduction des coûts des chaînes CCS, tandis que l'augmentation de la valeur ajoutée des produits bas carbone (ciment, acier, hydrogène, etc.) devrait peu à peu permettre aux industriels de compenser les coûts de cette décarbonation. À terme, le CCS devrait finalement atteindre le stade de sa commercialité sans l'aide des États.

Le défi climatique est tel que les modèles économiques permettant la décarbonation de l'économie sont indispensables à une croissance rapide et soutenue de cette nouvelle industrie. Un partenariat public-privé est déjà en cours de constitution dans de nombreux pays afin de définir les manières les plus appropriées pour lancer et soutenir les investissements massifs nécessaires en matière de décarbonation. De même, les autorités de régulation et l'industrie en charge du stockage du CO₂ travaillent de concert afin d'assurer la mise en place de protocoles permettant de parvenir à un stockage permanent du CO₂ capté et transporté en capitalisant sur l'expertise accumulée dans ces deux domaines.

Conclusion : où les projets CCS de demain seront-ils développés ?

Un des premiers critères dans le choix d'initialisation de nos projets reste l'appétence des pays au développement du CCS comme moyen de décarbonation profonde du CO₂ résiduel de leur industrie. Peu de pays disposent déjà d'une réglementation ou d'une politique d'incitation au développement des chaînes commerciales CCS. L'Amérique du Nord, l'Europe et le Moyen-Orient, ainsi que certains pays d'Asie et l'Australie apparaissent aujourd'hui comme des zones prometteuses à court et moyen terme (GCCSI, 2021).

Afin de permettre un développement plus rapide, nous nous appuyons sur le traitement de nos propres émissions résiduelles de CO₂ et portons à l'échelle nos dispositifs en prenant en charge les émissions générées par des acteurs tiers implantés notamment dans les *hinterlands* industriels où nous sommes présents. Cela permet de créer des régions décarbonées propices à

l'installation de nouvelles industries, dont le CO₂ résiduel sera capté et transporté vers des sites de stockage géologique permanent. Outre les aquifères salins profonds (dont l'eau est impropre à la consommation), nous convertissons en sites de stockage d'anciens gisements d'hydrocarbures permettant ainsi leur reconversion dans le cadre de l'économie décarbonée. Il s'agit bien entendu d'actions collectives, de partenariats profondément ancrés dans les territoires industriels.

Au-delà de la mer du Nord, TotalEnergies et Novatek se sont associés en juin 2021 (TotalEnergies, 2021) pour capter et stocker leurs émissions résiduelles liées à la production du GNL, en recourant notamment au CCS, et aussi pour développer de l'hydrogène et de l'ammoniac décarboné. Ce partenariat CCS s'appuie sur le fort potentiel de stockage géologique dont ils disposent dans les péninsules sibériennes de Yamal et Gydan.

Un autre exemple se rapporte au Moyen-Orient, où TotalEnergies a signé un accord avec ADNOC pour développer des solutions CCS (TotalEnergies, 2020).

Ces deux accords ont en commun d'offrir des capacités importantes de stockage géologique, un autre critère déterminant dans le choix de nos développements.

L'ampleur et la complexité croissantes des projets CCS conduisent à la nécessité de s'associer avec de nombreux partenaires : acteurs du secteur des technologies, du transport maritime, du transport par pipeline, industries émettrices de CO₂, zones portuaires et industrielles, compagnies énergétiques... Ces projets qui se situent hors d'Europe et de l'Amérique du Nord demandent aussi d'innover en termes de modèle économique et contractuel.

Nous considérons nos premiers projets CCS développés en Europe comme de véritables tremplins pour de futurs développements CCS dans le monde. Cette filière de décarbonation profonde, qu'est le CCS, est un des moyens de la mise en œuvre des ambitions des gouvernements, des territoires, des industriels et de nombreuses parties prenantes de la société civile dans l'atteinte de l'objectif de « zéro émission nette ».

Références

- Antwerp@C (2021), "Antwerp@C onderzoekt potentieel om de CO₂-uitstoot in de Haven van Antwerpen tegen 2030 te halveren", Anvers, 25 août, <https://antwerpen.totalenergies.be/antwerpc-onderzoekt-potentieel-om-de-co2-uitstoot-de-haven-van-antwerpen-tegen-2030-te-halveren>
- Aramis (2021), "Aramis CCS", <https://www.aramis-ccs.com/>
- GCCSI (2021), "The Global Status of CCS Report 2021", Global CCS Institute, <https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-report/>
- LORIA P. & BRIGHT M. B. H. (2021), "Lessons captured from 50 years of CCS projects", *The Electricity Journal* 34, p. 106998.
- Net Zero Teesside (2021), "The UK's first decarbonised industrial cluster", <https://www.netzeroteesside.co.uk/>
- Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2019-2020), "Longship – Carbon capture and storage", Meld. St. 33 Report to the Storting (white paper).

TotalEnergies (2020), « Total et ADNOC signent un accord stratégique sur des projets de réduction des émissions de CO₂ et de CCUS », 12 novembre, <https://totalenergies.com/fr/medias/actualite/communiqués-presse/total-et-adnoc-signent-un-accord-cadre-strategique>

TotalEnergies (2021), « Russie : TotalEnergies s'associe à Novatek pour la décarbonation du GNL, [de] l'hydrogène et [l'essor des] énergies renouvelables », Saint-Pétersbourg, 3 juin, <https://totalenergies.com/fr/medias/actualite/communiqués-presse/russie-totalenergies-sassocie-novatek-decarbonation-du-gnl>

TotalEnergies (2021), « Air Liquide, Borealis, Esso, TotalEnergies et Yara coopèrent en vue de contribuer à la décarbonation du bassin industriel normand », Paris, 12 juillet, <https://totalenergies.com/fr/medias/actualite/communiqués-presse/air-liquide-borealis-esso-totalenergies-yara-cooperent-vue#:~:text=Air%20Liquide%2C%20Borealis%2C%20Esso%20S.A.F.,d%C3%A9carbonation%20du%20bassin%20industriel%20normand>