



Pierre-Franck Chevet

**Technologies du
Captage, Stockage et
Utilisation du CO₂
(CCUS) pour la
décarbonation des
industries**

31 mai 2024



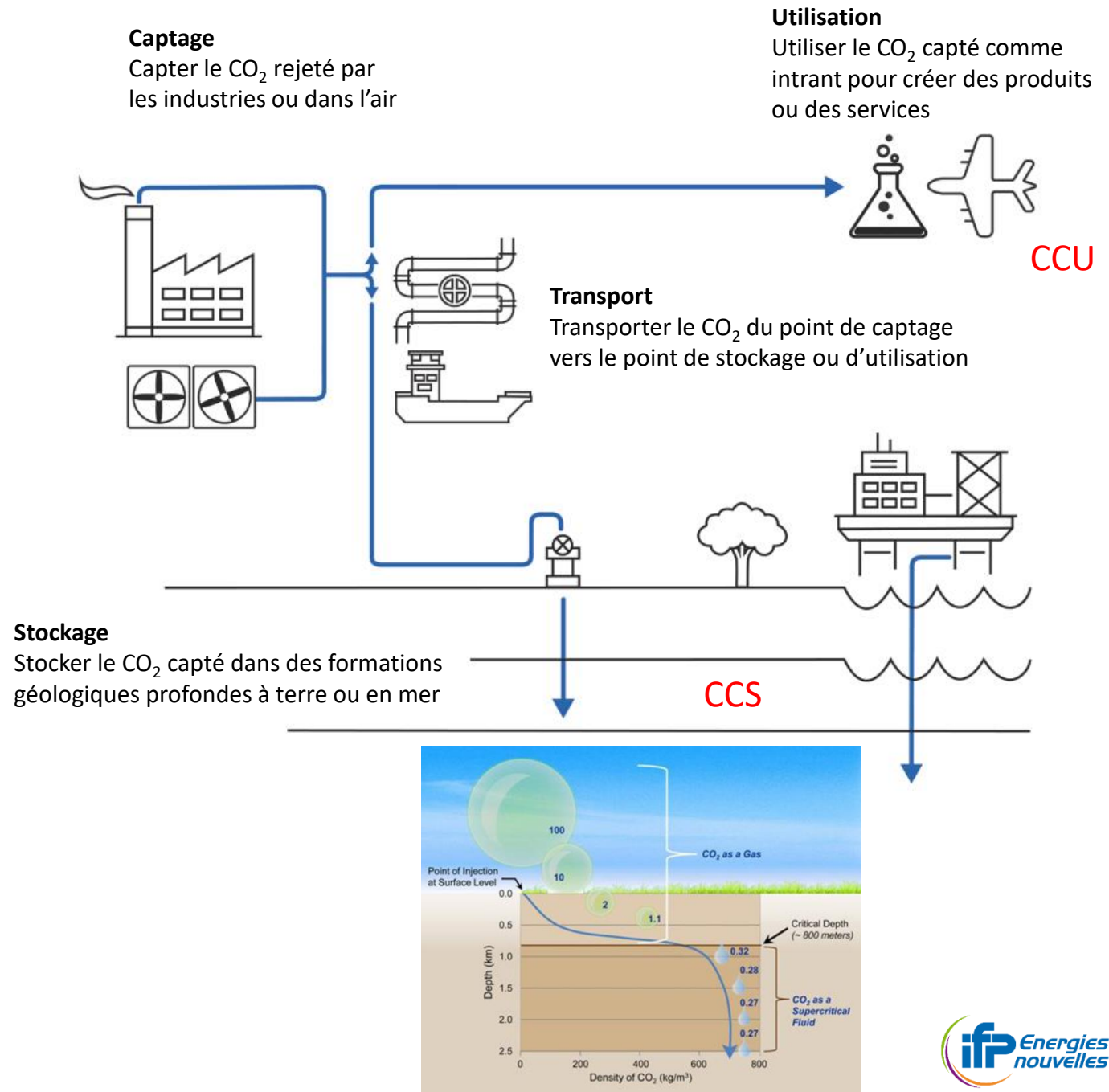
TECHNOLOGIES CCUS POUR LA DÉCARBONATION DES INDUSTRIES

- Pourquoi le CCUS ?
- Où en sommes-nous
 - A l'échelle mondiale ?
 - En Europe ?
 - En France ?
- Réglementations
- Coûts
- Exemples

POURQUOI LE CCUS ?

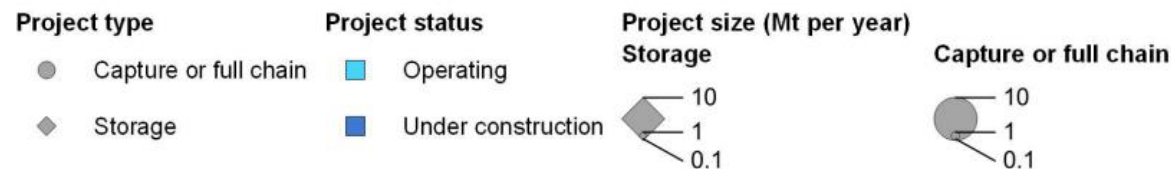
- Considéré comme une composante incontournable de la neutralité carbone (GIEC, AIE)
- Représente 8% des réductions d'émissions en 2050 dans le scénario NZE
- Pour l'industrie en France
 - 1990-2020 : émissions divisées par 2 (→73 Mt CO₂/an en 2020) grâce à efficacité énergétique
 - 2030 : doivent encore baisser de 33 Mt CO₂/an dont 6 via CCS

Le CCUS doit permettre de compenser les émissions incompressibles des secteurs difficiles à décarboner : sidérurgie, cimenterie, chimie, raffinage...



OÙ EN SOMMES-NOUS À L'ÉCHELLE MONDIALE ?

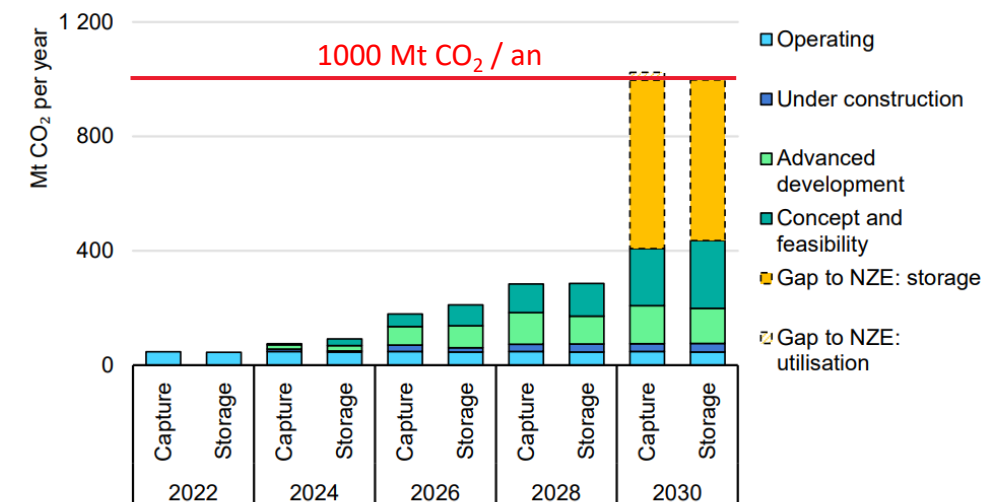
Large-scale CCUS projects, operating and under construction, 2023



IEA. CC BY 4.0.

Large-scale = capacité $\geq 100\,000$ t CO₂/an

Capacity of current and planned large-scale CO₂ capture and storage projects vs. the Net Zero by 2050 Scenario, 2022-2030



IEA. CC BY 4.0.

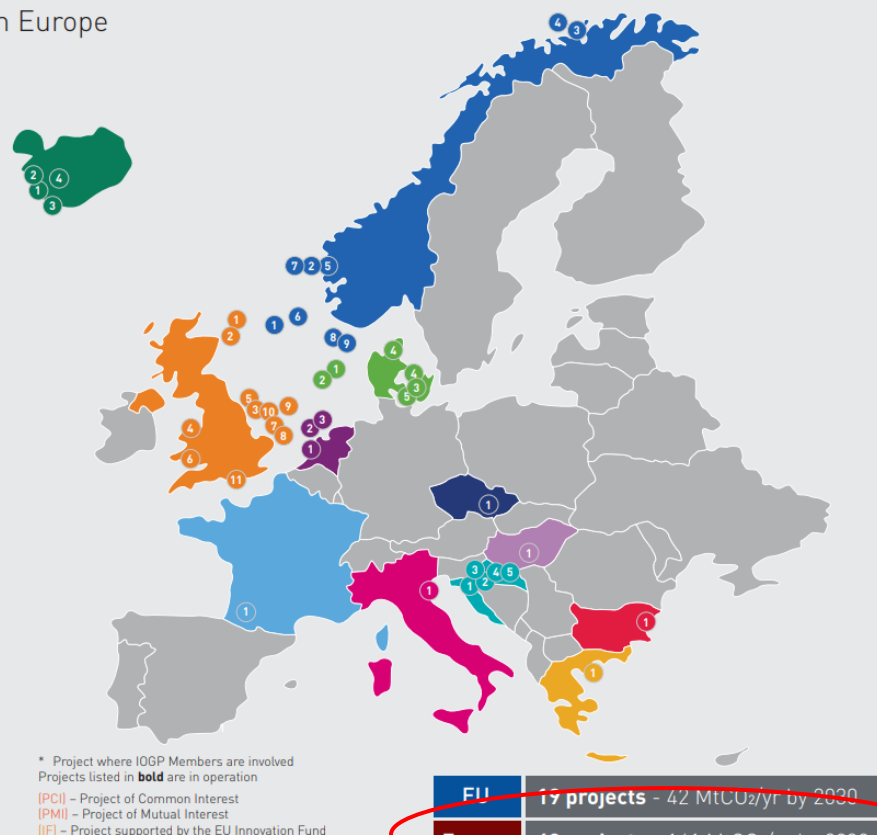
La différence entre le CO₂ capté et le CO₂ stocké en 2030 correspond au CO₂ valorisé, par exemple sous forme de carburants de synthèse.

Malgré les nombreuses annonces de projets de CCUS, nous sommes encore loin des cibles 2030 du scénario NZE.

OÙ EN SOMMES-NOUS EN EUROPE ?

Overview of existing and planned CO₂ storage projects in Europe

BULGARIA 1. ANRAV (IIF)	ITALY 1. Ravenna CCS (includes Callisto)* (PCI)
CROATIA 1. Petrokemija Kutina* 2. Bio-Refinery Project* 3. CCGeo (IIF) 4. CO ₂ EOR Project Croatia* 5. Geothermal CCS project (PCI)	THE NETHERLANDS 1. Porthos* (PCI) 2. Aramis* (PCI) 3. L10 CCS*
CZECH REPUBLIC 1. CO ₂ -SPICER	NORWAY 1. Sleipner* 2. Longship (includes Northern Lights)* (PMI) 3. Barents Blue (includes Polaris) 4. Snehvit* 5. Smeaheia* 6. Trudvang* 7. Luna* 8. Havstjerne* 9. Poseidon (NO)*
DENMARK 1. Greensand* 2. Bifrost* (PCI) 3. Stenlille demo CO ₂ -storage 4. Norne (PCI) 5. Ruby	UK 1. Acorn* 2. Caledonia Clean Energy 3. Zero Carbon Humber* 4. HyNet* 5. Net Zero Teesside* 6. South Wales Industrial Cluster 7. Bacton Thames Net Zero initiative* 8. Poseidon (UK) 9. Viking CCS* 10. Orion 11. Solent Cluster*
FRANCE 1. Pycasso* (PCI)	
GREECE 1. Prinos CCS (PCI)	
HUNGARY 1. MOL-Hungary CCS Project*	
ICELAND 1. Orca 2. Silverstone (IIF) 3. Coda Terminal (IIF) 4. Mammoth	



EU	19 projects - 42 MtCO ₂ /yr by 2030
Europe	43 projects - 141 MtCO ₂ /yr by 2030

(IOGP, 2023)

Capacité 2030 : 141 Mt CO₂ / an

Estimation capacité globale de stockage en EU : 500 Gt (soit plus de 100 ans d'émissions « stockables »)

Très grands volumes disponibles

Nombre de projets par type de contextes géologiques	Réservoirs O&G déplétés	Aquifères salins	Basaltes
Offshore	16	12	0
Onshore	6	5	4

TRL décroissant

Projet le plus ancien : Sleipner (1996) à la suite de la décision du gouvernement norvégien de taxer les émissions de CO₂ (1991). 1 Mt stockées par an dans un aquifère salin.

Projets anciens ont permis acquisition de compétences et développement de nouvelles technologies

OÙ EN SOMMES-NOUS EN FRANCE ?

- **Projet Pycasso**
 - Capacité annuelle maximale de **5,9 Mt CO₂**
 - Capacité totale de 435 Mt CO₂

Figure 2: Storage projects scaled according to the maximum annual injection capacity they have announced (light blue areas show suitable storage geology as mapped by the CO₂StoP project).¹

Les zones en vert sont favorables au stockage.

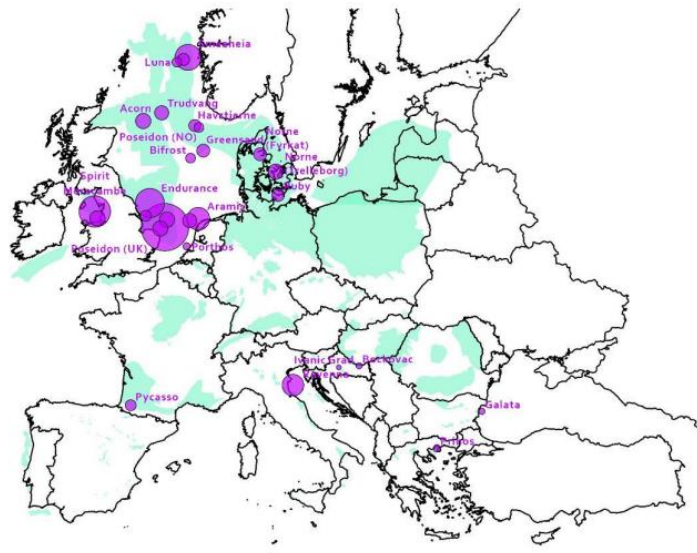
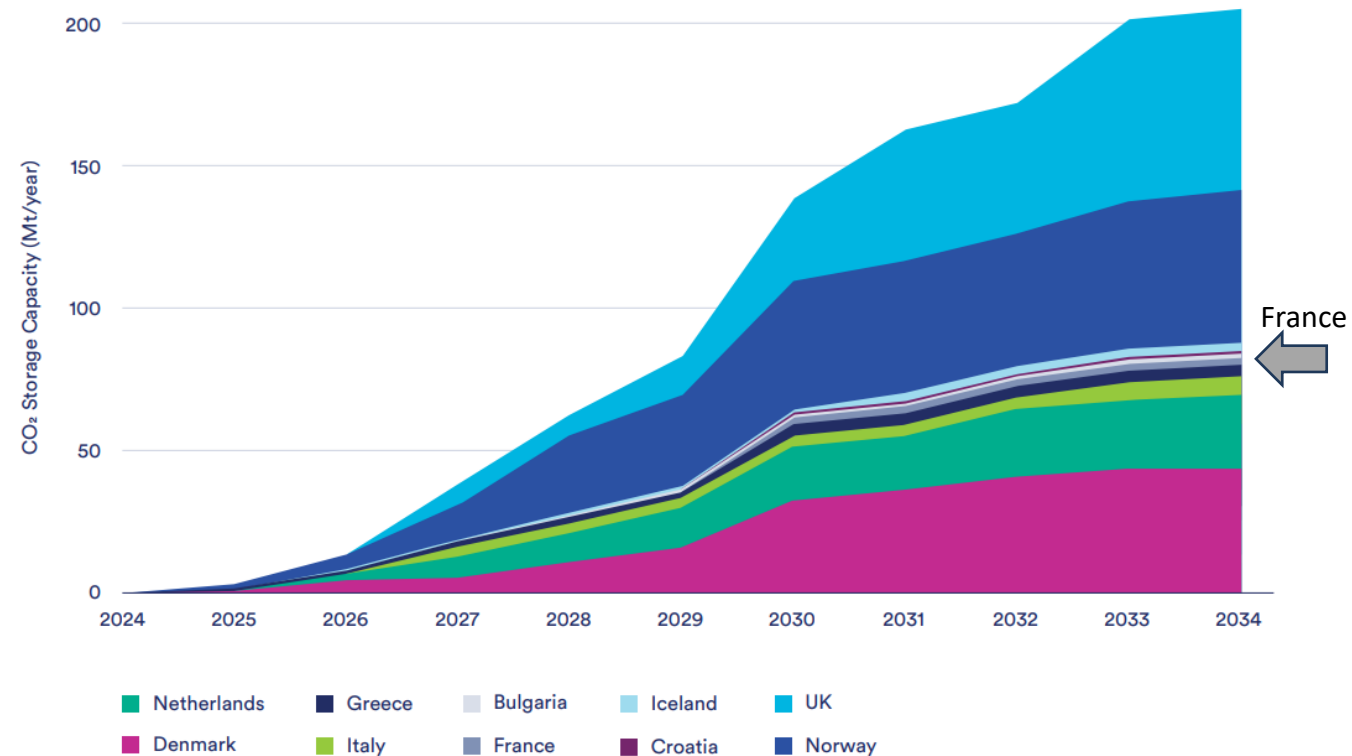


Figure 1: Growth in CO₂ storage capacity over time based on current announcements



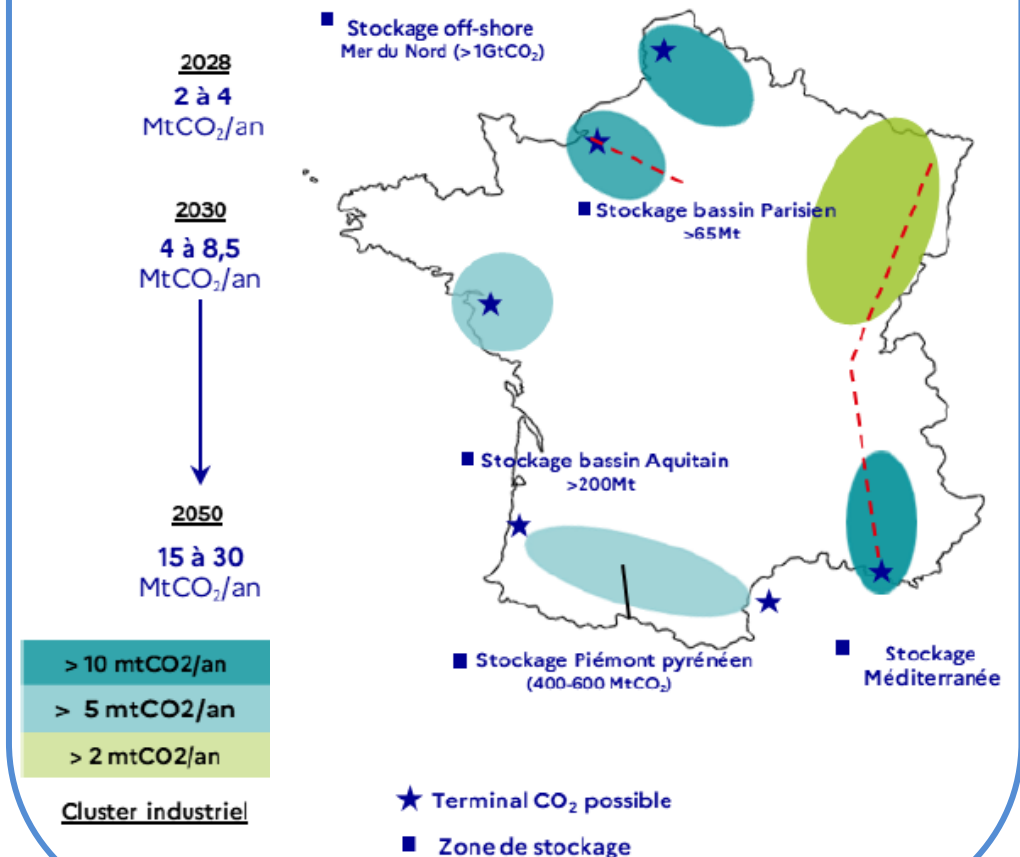
Annnonce en avril du gouvernement de tester en France 4 ou 5 projets de stockage de CO₂ en priorité dans d'anciens gisements pétroliers

OÙ EN SOMMES-NOUS EN FRANCE ? QUELLES PERSPECTIVES ?

Capacités potentielles de stockage hors du territoire

- Mise en place d'accords bilatéraux pour du stockage en mer du Nord
 - Accord préliminaire avec la Norvège en janvier 2024
 - Accord bilatéral avec le Danemark en mars 2024 sur le transport transfrontalier et le stockage de CO₂
- La France explore d'autres partenariats, notamment avec les Pays-Bas et l'Italie

Capacités potentielles de stockage sur le territoire



International

Convention (1972) et le protocole de Londres (1996) sur la prévention de la pollution marine

2006 : 1^{er} amendement au protocole – autorisation stockage dans des formations géologiques offshore
2009 : 2^{ème} amendement protocole – autorisation du transport transfrontalier de CO₂ à des fins de CCS
2019 : résolution autorisant application provisoire du 2^{ème} amendement en attendant ratification du protocole. Cette résolution permet des conventions bipartites entre 2 pays qui accepteraient d'exporter/recevoir du CO₂ pour le stocker offshore.

Europe

Directive CCS (2009) établit un cadre juridique pour le CCS en toute sécurité pour l'environnement

Mécanisme d'ajustement Carbone aux Frontières (CBAM, 2023) pour la mise en place d'un prix équitable pour le CO₂ émis lors de la production de biens entrant sur le marché européen

Phase de transition jusqu'à fin 2025. Au-delà, tous les importateurs européens de biens couverts par le CBAM devront remettre un certificat CBAM pour chaque tonne d'émissions attachée aux biens qu'ils importent.

Net-Zero Industry Act (NZIA), loi sur laquelle les États membres se sont accordés fin 2023, propose de développer une capacité d'injection annuelle de 50 Mt de CO₂ dans le sous-sol d'ici à 2030 et de 550 en 2050.

Stratégie France

(devrait être publiée été 2024)

Industrie

- Réduire les émissions de 33 Mt entre d'ici 2030, dont 6 Mt via le CCS
- Décarboner les 50 sites les plus émetteurs
- Besoin de capter le CO₂ à hauteur de (révision à la hausse par rapport SBNC2)
 - 4 à 8 Mt/an en 2030
 - 15 à 20 Mt/an en 2050
- Objectifs
 - Permettre aux industriels d'exporter leur CO₂ vers des sites de stockage en mer du Nord ou en mer Méditerranée
 - Explorer les possibilités de stockage sur le territoire
 - Valoriser le carbone

COÛTS

- Obstacle majeur au déploiement des projets CCUS

- Dépendent du

- Captage

- **Procédé industriel ciblé et technologie de captage**
- Plus la **concentration** en CO₂ dans le gaz rejeté est faible (15-20% pour la production de H₂ gris, 1% pour la production d'aluminium), plus la quantité d'**énergie** nécessaire pour le capter est importante → coûts plus élevés

- Transport

- **Mode** (pipeline, bateau, camion, train) et **distance**
 - entre 5 et 25 €/t CO₂

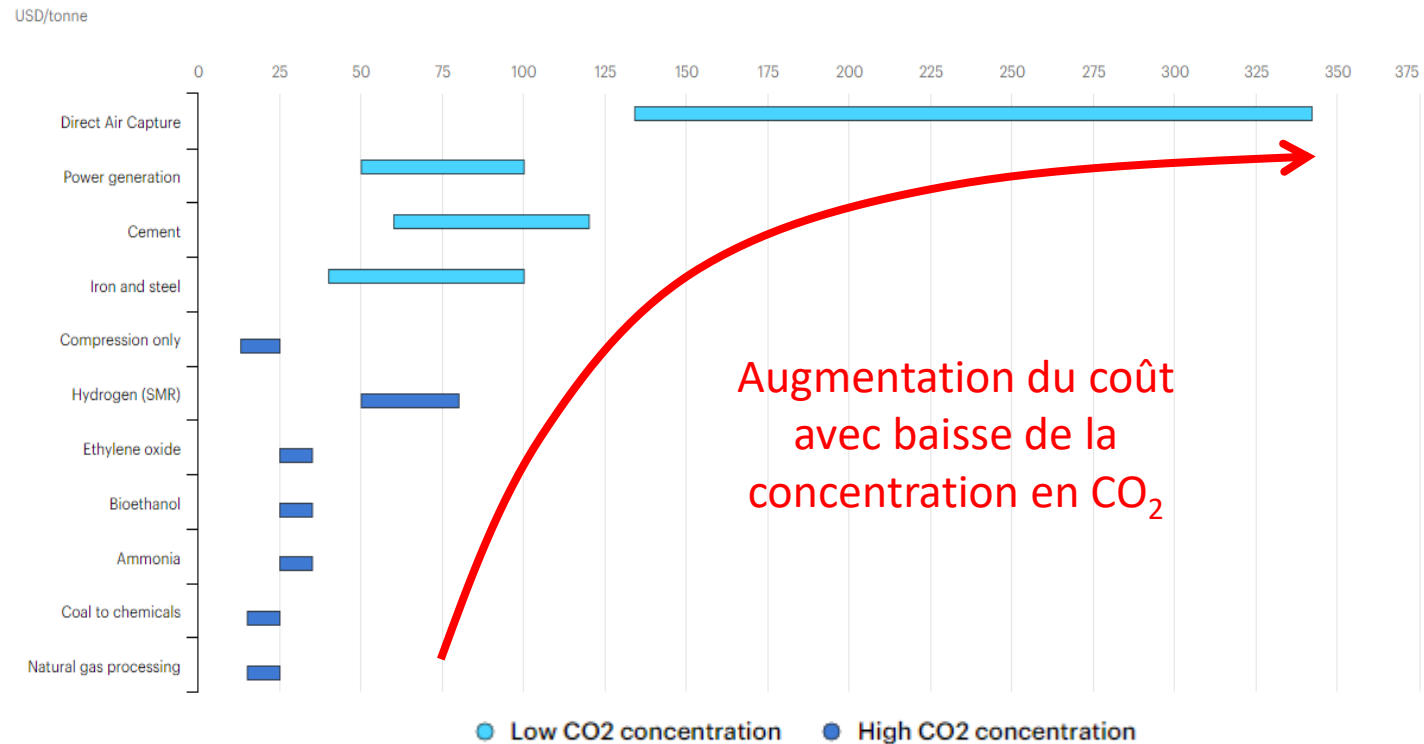
- Stockage

- Localisation **terre/mer**, **profondeur**, **propriétés** de la formation géologique hôte
 - entre 1 et 20 €/t CO₂

- Effets d'échelle

- Création de hubs

Coût du captage suivant les secteurs en USD/tonne

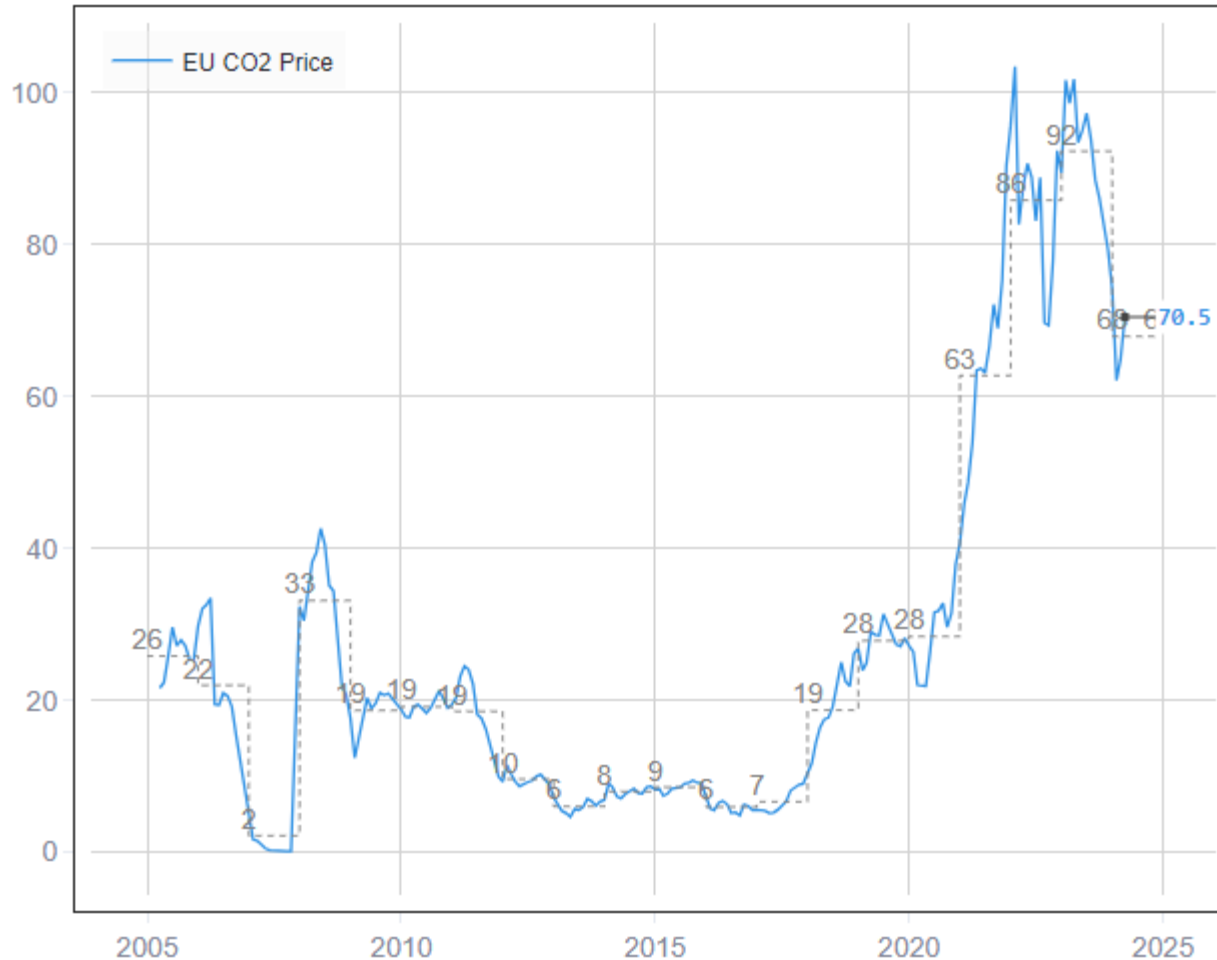


(IEA, 2019)

Le captage représente l'essentiel du coût du CCUS

COÛTS

Prix de la tonne de CO₂ sur le marché européen



- Pic à 100 €/t CO₂ en 2022 et 2023
- Depuis mi-2023, baisse. Tendance conjoncturelle liée à la diminution des émissions du secteur électrique (record production électricité verte) et au recul de l'activité industrielle.
- Prévisions Reuters : moyenne à 64 €/t CO₂ en 2024 et 74 €/t CO₂ en 2025

Besoin d'un prix plus élevé pour compenser coût du CCUS

EXEMPLES – HUB DUNKERQUOIS (ZIBAC)

- Rassemble plusieurs entreprises parmi les 50 plus émettrices
- 16 Mt CO₂, soit 20 % des émissions de CO₂ d'origine industrielle en France
- Vise une réduction de 30 % de ses émissions en 2030 et la neutralité carbone en 2050 (baisse des émissions de 70 % et stockage des 25 % restants)
- Chaîne de valeur : post-capture du CO₂, transport, liquéfaction, stockage intermédiaire et chargement par navire pour un export vers la mer du Nord ou une éventuelle réutilisation



CO₂
3D DMX
DEMONSTRATION
DUNKIRK



- Accueille pilote de démonstration du procédé DMX™ qui vise à capter le CO₂ présent dans les gaz émis lors de la production d'acier sur le site d'ArcelorMittal
- Procédé DMX™ à solvant démixant a été développé par IFPEN pour améliorer les performances des procédés classiques aux amines, très consommateurs d'énergie pour la régénération du solvant. Le gain énergétique attendu est de l'ordre de 20 à 30 %.
- Après 1 an de tests, promesses tenues : CO₂ pur à 99,9 %. Prochaine étape : la commercialisation

EXEMPLES – HUB DUNKERQUOIS (ZIBAC)

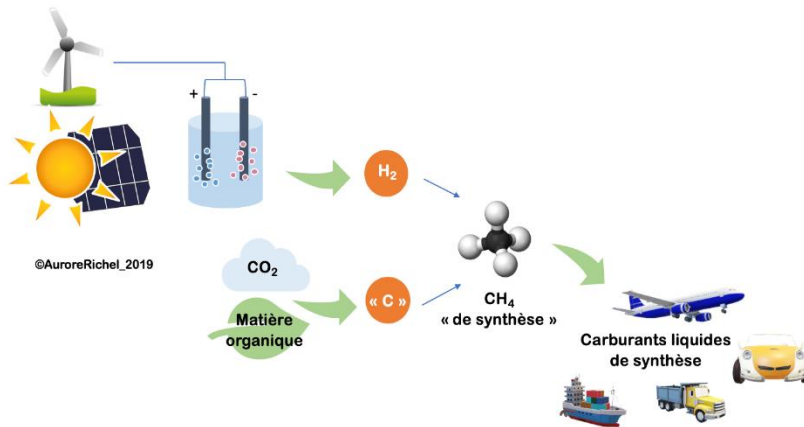
- Quelles difficultés pour le hub Dunkerquois ?

- Deux risques majeurs

- La capacité de financement et le respect des délais. Une phase administrative et technique doit être menée à bien avant une éventuelle décision d'investissement. Souvent, la complexité des sujets, les interactions entre les nombreuses parties prenantes et les contraintes administratives génèrent de multiples retards. Or, ce n'est qu'à l'issue de cette phase que le maître d'ouvrage décide ou non de financer le projet.
 - Le développement des hubs souligne le besoin de préciser la composition des flux de CO₂ envoyés par différentes entreprises. Sans spécification préalable, le site de stockage final impose ses contraintes qui peuvent s'avérer très, voire trop sévères.

EXEMPLES – VALORISATION DU CO₂

- Initiative ReFuelEU → accroître le recours aux carburants durables et bas carbone pour décarboner l'aviation. En particulier, augmenter la part des carburants de synthèse de 2030 à 2050.
- En France, émissions aviation représentent 5,3 % des émissions GES totales
- A l'échelle nationale, l'injonction européenne de 35 % de e-kérosène en 2050 correspond à un objectif annuel de 3,15 Mt.



- Projet Take Kair signé en 2023 par EDF, Holcim, Axens et IFPEN → a pour objectif le développement d'un pilote industriel pour produire du e-kérosène en Pays de la Loire dès 2028 à partir du CO₂ capté dans une cimenterie en Mayenne
- Production initiale de 50 kt de e-kérosène par an à partir de 160 kt CO₂
- Ce e-kérosène sera racheté par Air France-KLM
- Le e-kérosène a l'avantage d'être utilisable dans les avions existants



EXEMPLES – VALORISATION DU CO₂

● Quelles difficultés pour le e-kérosène ?

● Besoins en électricité bas carbone

- 28 MWh pour obtenir 1 tonne de e-kérosène, 85 % de cette énergie étant utilisée pour produire l'hydrogène par électrolyse
- Environ 90 TWh pour produire les 3,15 Mt de e-kérosène pour la France en 2050 (i.e., environ 8 EPR)

● Coût

- 3500€ pour 1 t de e-kérosène
- 700 € pour 1 t de kérosène
- Comme chaque tonne de kérosène émet 3 tonnes de CO₂, la tonne de CO₂ évitée reviendrait à environ 1000 €

CONCLUSION

- Les outils réglementaires mis en place poussent les industriels à investir dès maintenant dans la décarbonation de leurs sites.

Le CCUS devient un élément clé de la transition au même titre que l'efficacité énergétique, l'électrification, la décarbonation des sources d'énergie et l'hydrogène.

Besoin d'accords entre les pays pour autoriser le transport transfrontalier du CO₂

Besoin d'une harmonisation des normes pour le transport et la composition des flux de CO₂ (concentration, pureté)

Besoin d'un prix CO₂ plus important

Innovater les énergies

Retrouvez-nous sur :

 www.ifpenergiesnouvelles.fr

 @IFPENinnovation



COÛT ÉNERGÉTIQUE DU CAPTAGE

- En moyenne, les technologies actuelles nécessitent entre 2,5 (valeur pour DMX) et 3,6 gigajoules d'énergie par tonne de CO₂ captée.
- Pour les applications industrielles, le coût énergétique dépend des secteurs. Plusieurs facteurs sont à prendre en compte : le type de fumée, la technologie utilisée ou encore la proximité avec une source d'énergie renouvelable (exemple, disponibilité chaleur fatale).
 - On estime que pour un **cimentier, le besoin supplémentaire en énergie est de 50 % environ**. Pour une **centrale à charbon, ce serait entre 10 et 20 %**. Peu de données publiques sur le sujet.
- Pour certaines industries, les technologies du CCUS sont actuellement l'option la moins chère pour réduire les émissions (IEA).

