

---

## MIG 2020 – CO<sub>2</sub>

# Le CO<sub>2</sub> : son captage, son stockage et sa valorisation

---

Encadrantes : Elise El Ahmar, Irina Sin

Alexia ALLAL  
Mohamed Amine BELKASMI  
Hanna BENARROCH  
Gaspard BRUE  
Vania CLESCA  
Ines DE MONTGOLFIER  
Charlotte FERBER  
Mathis GROSMAITRE  
Gabriel HAYOUN  
Dong Hwan KIM  
Ludovic LEPIC  
Léonard MORACCHINI  
Quentin ROBERT  
Lucie TARAZONA  
Olympe TOURNIER  
Guillaume VINDRY  
Imen WAFRA  
Xindong XU

## Table des matières

Introduction .....	1
1. Émetteurs en France.....	2
1.1 État des lieux des émetteurs en France.....	2
1.2 Décarbonation des industries.....	2
2 Captage .....	7
2.1 Présentation des procédés .....	8
2.2 Comparaison technique des procédés .....	10
2.3 Comparaison économique.....	10
3 Transport .....	11
3.1 Enjeux techniques.....	11
3.2 Logistique.....	12
3.3 Coûts .....	12
4 Stockage.....	12
4.1 Comment stocker le CO <sub>2</sub> ? .....	12
4.2 Piéger le CO <sub>2</sub> .....	13
4.3 Sites de stockage en France.....	14
4.4 Analyse économique.....	16
5 Valorisation.....	16
5.1 Valorisation directe.....	17
5.2 Valorisation biologique.....	17
5.3 Valorisation chimique .....	18
Synthèse.....	18
1. Émetteurs en France.....	18
2. Perception sociale.....	21
3. Modélisation du stockage géologique.....	22
4. Où stocker.....	27
5. Analyse économique.....	28
Conclusion.....	30
Annexes.....	31
A. Emetteurs en France.....	31
B. Captage .....	33
D. Stockage.....	35
E. Valorisation .....	36
F. Synthèse.....	37
G. Carnet de bord : .....	43
Bibliographie .....	45

# Introduction

Depuis sa création en 1988, le GIEC (le groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat) travaille continuellement sur l'élaboration (et la modélisation) de différents scénarios d'émissions de gaz à effet de serre dans l'objectif de donner une évaluation quantitative de leurs impacts sur le climat. C'est en se basant sur ses travaux que les accords de Paris, signés en 2015, ont souligné l'intention des pays participants de maintenir le réchauffement planétaire en dessous des 2°C (et même 1.5 °C pour les plus ambitieux) par rapport à l'époque préindustrielle.

Dans le rapport d'évaluation publié en 2021, quatre scénarios sont envisagés par le GIEC, avec chacun ses stratégies de décarbonation, stockage, évolution de la société, etc.

Il a été fait le choix de retenir dans notre étude le **deuxième scénario (SSP1 - 2.6)**, qui prévoit d'éviter **350 Gt de CO<sub>2</sub> d'ici à 2100** par CSC (Captage et Stockage du CO<sub>2</sub>) à l'échelle mondiale (**AIE 2019**). Ce choix a été retenu pour 3 raisons principales : ce scénario d'émission se veut en effet compatible avec les accords de Paris, en maintenant le réchauffement planétaire en dessous des 2°C. Il s'agit de plus du modèle basé sur une sobriété énergétique avant tout, qui est à la base du changement de paradigme nécessaire à cette transition énergétique et il correspond à la prévision impliquant une accessibilité sociale la plus limitée, de par la sensibilité du sujet auprès de la population.

Nous ferons ici également le choix de se cantonner à l'étude de la France, pour laquelle il va donc falloir transcrire cet objectif mondial, ce qui se fera par une règle de trois : considérons les émissions de CO<sub>2</sub> industrielles dans le monde, puis en France. On multipliera alors l'objectif mondial par le ratio trouvé entre ces deux quantités. (**TABLEAU 0.1**)

Puisque nous envisageons un plan d'action jusqu'à 2100, nous devons capter à partir d'aujourd'hui **1602 Mt** de CO<sub>2</sub> en France, ce qui représente **20.0 Mt** de CO<sub>2</sub> **par an**. Nous choisissons de se baser sur l'hypothèse d'un modèle linéaire : nous supposons qu'on capte dès aujourd'hui ce débit. Bien sûr, ce n'est pas possible puisque la technologie doit mettre quelques années pour être déployée à large échelle. D'autre part, au fil des décennies, l'industrie française devrait émettre de moins en moins grâce à la décarbonation. Finalement, la synthèse de ces arguments - années de mise en route et émissions dégressives - peut être retranscrite par le modèle linéaire choisi.

## ***Dans quelles mesures les technologies actuelles ou futures permettront d'atteindre cet objectif en France ?***

Nous nous poserons cette question dans un sens technique, mais aussi économique, puisqu'il sera question d'évaluer la taxe carbone nécessaire à la viabilité d'une telle entreprise.

Nous étudierons dans un premier temps la situation des plus gros émetteurs en France, ainsi que les solutions envisagées pour les décarboner. Puis, nous détaillerons les technologies de captage, stockage et valorisation du CO<sub>2</sub>, ainsi que leurs coûts, en observant concrètement le cas de la France.

Enfin, nous proposerons une stratégie logistique, technologique et économique à l'échelle française pour atteindre les objectifs fixés ci-dessus.

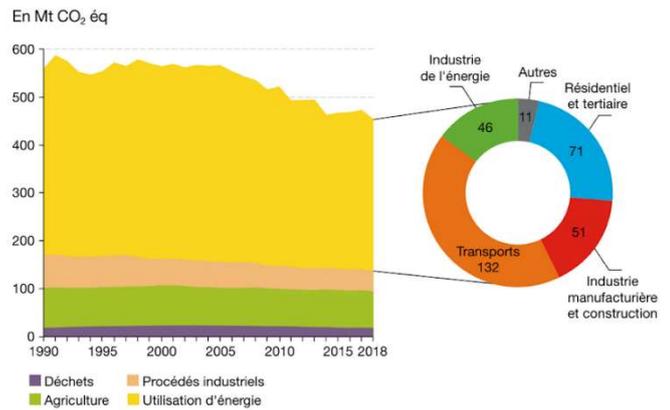
	Émissions de CO <sub>2</sub> (Mt)	Production électricité (%)	Industrie et construction (%)	CO <sub>2</sub> captable (Mt)	Objectif (Mt)
Monde	33 622	47	18	21 854	350 000
France	294	21	13	100	<b>1 602</b>

**TABLEAU 0.1 : Objectifs du GIEC pour la France et pour le monde. Sources : AIE (2019,2020)**

# 1. Émetteurs en France

## 1.1 État des lieux des émetteurs en France

L'industrie en France compte pour environ un tiers des émissions de gaz à effet de serre (**FIGURE 1.1**). Cependant, ces émissions sont concentrées sur quelques sites très émetteurs : bien qu'on compte plus de 80% de petits émetteurs sur le sol français (émissions inférieures à 150 ktCO<sub>2</sub> /an par site), leurs émissions cumulées comptaient pour 17% des émissions de CO<sub>2</sub> du secteur industriel en 2011. Aussi, cette partie ne traitera pas des petits émetteurs, mais des solutions de captage et stockage adaptées à ces industries seront abordées par la suite de notre étude.



**FIGURE 1.1 : Évolution de la répartition des émissions de gaz à effets de serre en France entre 1990 et 2018. Source : AEE, 2020**

## 1.2 Décarbonation des industries

Le rapport du GIEC de 2021 spécifie que pour atteindre les objectifs du réchauffement de 2,5°C, il faut améliorer l'efficacité énergétique de 47% des industries d'ici 2030. En effet, même si les technologies de captage, stockage et valorisation du carbone (CSCV) sont prometteuses, décarboner les industries en amont est aussi nécessaire.

Les quatre industries émettrices que nous avons choisies d'étudier sont les raffineries, les sidérurgies, les cimenteries et les industries chimiques. En effet, bien que d'autres industries telles que les papeteries soient très polluantes, elles ont déjà été décarbonées, et le potentiel de décarbonation est minime par rapport à celui des autres industries en France. La production d'électricité étant fortement décarbonée en France, et les papeteries (industries produisant du papier et ses produits dérivés) utilisant majoritairement l'énergie du réseau, le dernier levier de décarbonation est la mise en place de technologies de rupture que nous n'étudierons pas dans notre étude.

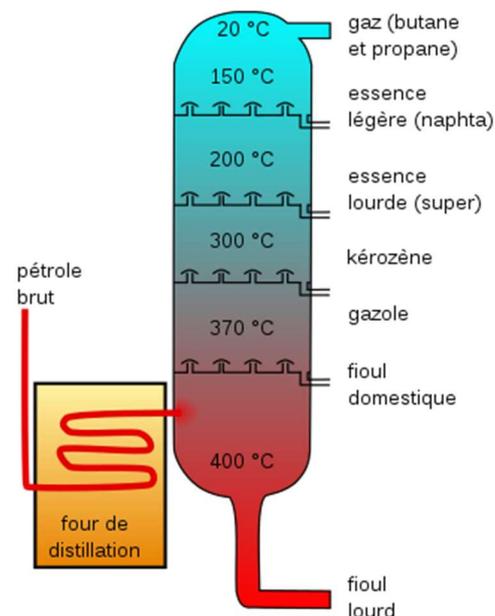
### 1.1.1. Raffineries

Une raffinerie reçoit en entrée du pétrole brut et en sortie les différents types de produits du pétrole tels que le kérosène, le gasoil ou encore le diesel.

La première étape est la séparation des différents composés du pétrole par distillation. La méthode utilisée en France est la distillation atmosphérique. Le pétrole est alors placé dans une colonne de distillation de 60 m de hauteur en moyenne chauffée par le bas à 350-400°C, sous pression atmosphérique. On peut ainsi séparer les différents composants par densité, les plus denses se trouvant en bas de la colonne de distillation et les moins denses en haut. (**FIGURE 1.2**)

Les différents produits sont alors récupérés puis vont être traités via des procédés de conversion afin de les rendre propres à la consommation. Il existe pour cela plusieurs processus de conversion tels que le craquage (hydrocraquage ou craquage catalytique), la cokéfaction, la viscoréduction, l'alkylation ou encore l'isomérisation.

La méthode la plus courante en France est le craquage catalytique qui nécessite de réchauffer le pétrole à 500°C.



**FIGURE 1.2 : Première étape du raffinage : la distillation (ici à pression atmosphérique). Source : Psanarios & Knott, 2007**

Ainsi le processus de raffinage est un processus très gourmand en énergie et notamment en chaleur. (FIGURE 1.3)

Actuellement, la principale méthode de réduction des émissions est la mise en place d'un système de récupération de chaleur et d'eau (en anglais HWR : Heat and Water Recovery). La FIGURE 1.4 présente ce principe.

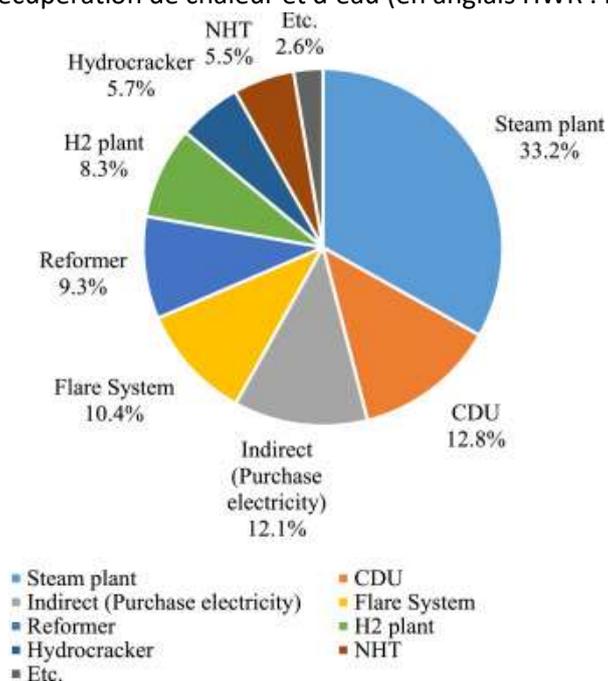


FIGURE 1.3 : Sources d'émissions dans les raffineries. Source : Yoo et al, 2019

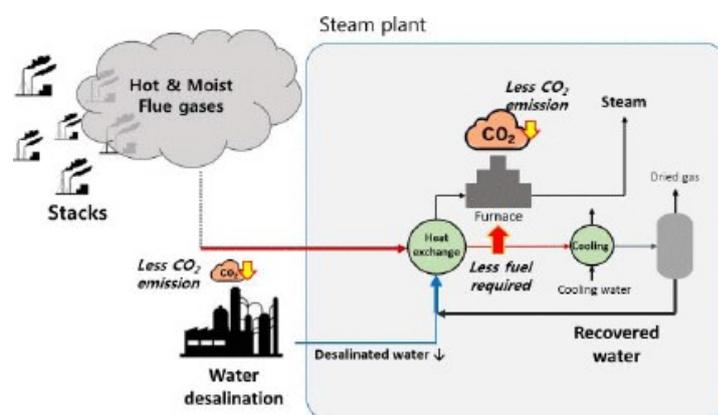


FIGURE 1.4 : Récupération de chaleur et d'eau. Source : Yoo et al, 2019

Cette méthode améliore l'efficacité énergétique des procédés utilisant la chaleur : elle réutilise les gaz issus des combustibles comme sources de chaleur dans des échangeurs thermiques avec l'eau d'alimentation des chaudières. Il s'agit donc d'optimiser ce système d'échangeurs thermiques (HEN : Heat Exchangers Network).

L'efficacité énergétique peut aussi être améliorée par la mise en place d'autres processus tel que la cogénération. Cette dernière est déjà mise en place dans d'autres groupements d'industries telles que l'industrie chimique (Fos-sur-Mer et Boréalys). Cependant, ce procédé a été testé sur la raffinerie de Donges, et le bilan des émissions de CO<sub>2</sub> était moins bon après qu'avant. Due à l'installation de ce dispositif, les émissions globales de CO<sub>2</sub> de la raffinerie sont passées de 51 kt de CO<sub>2</sub>/an à 84,6 kt CO<sub>2</sub>/an.

Les émissions de CO<sub>2</sub> peuvent aussi être nettement réduites grâce à la mise en place de solutions plus générales telles que l'amélioration de l'isolation, une meilleure maintenance ou encore la mise en place d'asservissements. Ces procédés sont prometteurs, et ils ont déjà été implémentés dans les raffineries françaises améliorant l'efficacité énergétique du secteur de 30 tCO<sub>2</sub>eq/baril de pétrole.

Pour la première étape de distillation du pétrole (CDU), différentes méthodes de distillation existent. Il s'agit de méthodes de distillation hybrides qui couplent la distillation à pression atmosphérique présentée précédemment à d'autres méthodes telles que l'utilisation de membrane. Ces méthodes étudiées par l'université du Texas ont encore besoin d'être étudiées avant de pouvoir être implémentées à grande échelle. (Eldridge et al. 2005)

Il semble donc compliqué de poursuivre les objectifs du GIEC en améliorant uniquement les procédés et leur efficacité énergétique. Ainsi, la mise en place de technologies de rupture est nécessaire dans les industries voire même l'abandon progressif des raffineries de pétrole traditionnelles. Total Energies a ainsi transformé la raffinerie de la Mède en une bioraffinerie qui émettrait jusqu'à 50% de moins de gaz à effet de serre, ce qui permet alors de suivre les objectifs du rapport du GIEC de 2021.

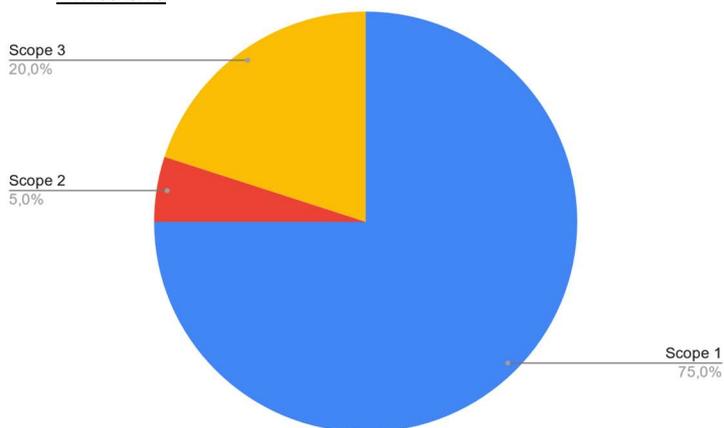
### 1.1.2. Cimenteries

#### Fonctionnement :

Les matières premières d'une cimenterie sont le **calcaire** et l'**argile**. Ces deux matériaux sont d'abord broyés, puis cuits dans un four à 1450°C. Cela forme le clinker. Les cimentiers ajoutent ensuite d'autres matériaux, tels que le gypse,

les laitiers de hauts-fourneaux et les cendres volantes. Le tout est broyé, formant ainsi le **ciment Portland** classique. Il faut ensuite humidifier le ciment et ajouter des agrégats pour obtenir le **béton**.

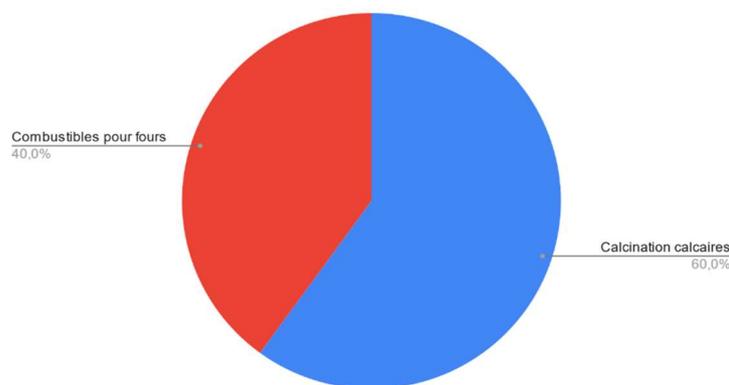
### Emissions :



**FIGURE 1.5 : Répartition des émissions d'une cimenterie.**  
Source : Holcim, 2021

Les émissions liées au scope 1 proviennent pour **60%** de la **calcination** des calcaires, selon la réaction chimique  $\text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaO} + \text{CO}_2$ . Les **40%** restants s'expliquent par le **brûlage des combustibles** utilisés pour les fours. (FIGURE 1.6)

Les émissions de gaz à effet de serre (GES) d'une cimenterie proviennent majoritairement du scope 1, c'est-à-dire de ses **émissions directes**. Le **transport** du ciment, une fois celui-ci sorti de l'usine, a un fort impact dans le scope 3, les émissions indirectes hors consommation d'énergie. (FIGURE 1.5) En France, pour la production d'une tonne de ciment, **600 kg de CO<sub>2</sub>** sont émis en moyenne (Nature 2021). Au total, les cimenteries en France émettent **11 Mt de CO<sub>2</sub> par an** (ADEME 2021).



**FIGURE 1.6 : Répartition des émissions pour le scope 1.**  
Source : Nurdiawati & Urban, 2021

### Solutions :

Pour limiter les émissions de gaz à effet de serre d'une cimenterie, plusieurs options existent.

Tout d'abord, certaines solutions ne requièrent pas un changement drastique du procédé. Il est ainsi possible de **diluer le ciment** (par des ajouts, des déchets d'autres industries) et le béton (par des granulats). Cela représenterait une réduction des émissions de CO<sub>2</sub> jusqu'à respectivement **35% sur le ciment et 70% sur le béton, 50%** semblant plus raisonnable. (Nurdiawati & Urban 2021) On peut aussi penser à remplacer les combustibles fossiles actuellement utilisés. Des **combustibles alternatifs**, comme la biomasse ou des pneus usés, peuvent être utilisés. Une réduction de jusqu'à **40%** des émissions de CO<sub>2</sub> associées au ciment peut être espérée. Une autre façon de remplacer les combustibles traditionnels est l'**électrification** : on utilise des résistances, alimentées en électricité, pour atteindre les mêmes températures. Pour que cela soit intéressant, il faut évidemment que la production d'électricité soit peu carbonée, ce qui est le cas en France. On pourrait réduire les émissions de CO<sub>2</sub> du ciment de **30%** (Nurdiawati & Urban 2021). Enfin, on peut **réutiliser le béton** issu de constructions démolies.

Ensuite, certaines solutions impliquent un grand changement sur le procédé, mais permettent souvent de réduire de façon plus importante les émissions de CO<sub>2</sub>. La carbonatation minérale consiste à stocker du CO<sub>2</sub> dans le béton sous forme minérale. La technologie **CarbonCure** consiste ainsi à injecter du CO<sub>2</sub> sous forme gazeuse et solide dans le béton pendant son mélange, le transformant en carbonate de calcium. Il est possible de stocker **17kg de CO<sub>2</sub> par m<sup>3</sup> de béton**. (CarbonCure 2021) Une autre technologie est **Carbon Upcycling Technologies** : le principe est d'injecter du CO<sub>2</sub> dans des cendres volantes, qui peuvent représenter jusqu'à 20% du ciment et le rendent 40% plus solide. Cela permet de réduire au maximum de **25%** les émissions de CO<sub>2</sub> liées à la production du béton (Carbon Upcycling Technologies 2021). Une autre modification du procédé a été développée par **Solidia** : l'idée est de faire prendre le ciment par le CO<sub>2</sub> et pas par l'eau. Cette technique ne permet cependant que de fabriquer des préfabriqués pour l'instant. Elle coûte moins cher que la méthode traditionnelle et permet une réduction des émissions de gaz à effet de serre de **70%** (Solidia 2021). On peut

par ailleurs produire du **ciment alumineux** : les matières premières sont alors le calcaire et la bauxite ( $Al_2O_3$ ). Il coûte environ 30% plus cher qu'un ciment classique mais permet de diminuer de **30%** les émissions. Un dernier type de ciment est celui de l'entreprise **Hoffmann Green** : l'idée est d'utiliser uniquement les "ajouts" du ciment Portland et des activateurs. L'activation se fait à froid, ce qui permet d'agir sur les deux sources d'émissions usuelles de  $CO_2$  pour la cimenterie. Les émissions sont en effet **divisées par au moins 4**. L'investissement est d'environ 1 000€ pour réduire de 1 t $CO_2$  (**Hoffmann Green 2021**).

### 1.1.3. Industrie chimique

L'industrie chimique émet **20,8 Mt** de  $CO_2$  eq par an en France, **25,9%** des émissions de l'industrie française (**ADEME 2021**). Il y a deux filières principales pour l'industrie chimique : la production d'engrais azotés et la production de plastique par synthèse d'alcènes (**Annexe [A.a]**)

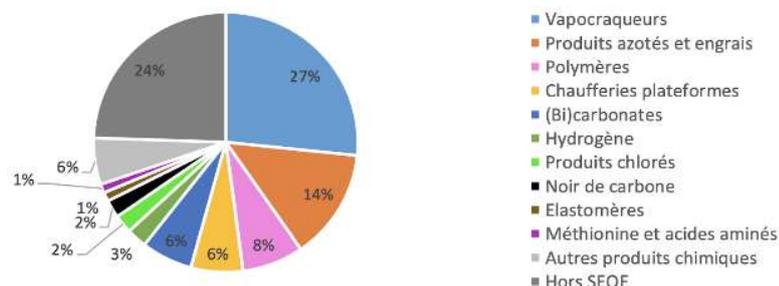
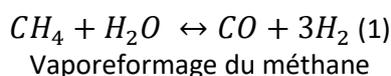


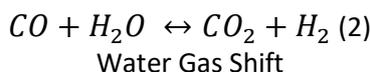
FIGURE 1.7 Emissions de la filière Chimie en 2018. Source : EUTL 2018

#### Synthèse d'hydrogène

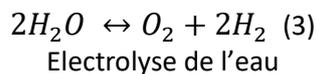
L'hydrogène est produit en majorité par vaporeformage du méthane. (**Voir Annexe [A.a]**)



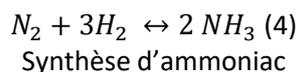
La réaction (1) étant très endothermique, elle nécessite des hautes températures (700-1100°C) : on utilise la vapeur issue de brûleurs à combustibles, ce qui émet du  $CO_2$ . La réaction (1) produit du gaz de synthèse : il faut retransformer le monoxyde de carbone par la suite car il est toxique, ce qui réémet à nouveau du  $CO_2$  (Réaction (2))



Pour produire de l'hydrogène, on peut donc envisager l'électrolyse de l'eau, qui n'a pas d'émissions directes de  $CO_2$ .

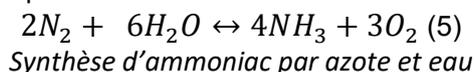


#### Synthèse d'ammoniac



La réaction (4) est favorisée à haute température et haute pression car la liaison  $N_2$  est exceptionnellement forte, d'où la nécessité de brûler des combustibles et d'utiliser des machines à comprimer, ce qui émet du  $CO_2$ .

On peut synthétiser l'ammoniac à partir d'azote et d'eau.



Contrairement au procédé Haber Bosch, la réaction (5) "permet de synthétiser l'ammoniac dans des conditions de température et pression ambiantes et ne nécessite pas d'apport en hydrogène" (**Simmonds, 2019**).

#### Activation thermique des réactions chimiques

Pour les processus chimiques se déroulant entre 250°C et 1100°C (comme la synthèse d'ammoniac), on peut utiliser des pompes à chaleur plutôt que des brûleurs à combustibles. Les émissions d'une pompe à chaleur sont plus de **6 fois** moindres qu'une chaudière à fioul (**ADEME, 2012**). Cependant, le rendement des pompes à chaleur n'excède pas **40%** en théorie, et elles sont coûteuses à mettre en place.

On peut également utiliser le chauffage électrique (thermique). Cependant il est **3 fois** plus cher que le chauffage au combustible fossile. En contrepartie, la taille de l'installation est divisée par **100** et la quantité de catalyseur est divisée par **10** (**Mitchell Crow, 2020**).

On peut aussi utiliser le chauffage à la biomasse, ou la chaleur des combustibles solides de récupération (CSR) (CNI, 2021).

On peut aussi remplacer un grand brûleur par des petits brûleurs qui fournissent de la vapeur en accord avec les fluctuations de la demande ce qui permettrait des économies d'énergie de **10%** (Rissman, 2020).

### Séparation des composants

La chimie utilise des procédés de séparation des composants, qui nécessitent souvent un grand apport d'énergie : distillation, séchage et évaporation. Des procédés moins énergivores comme la séparation par membrane, la séparation par sorbants, l'extraction par solvant et la cristallisation sont moins utilisés car plus coûteux et moins performants (Rissman, 2020). Les améliorations possibles pour la séparation des composants pourraient réduire la consommation directe d'énergie d'environ **5%**. Cependant, ces techniques sont plus chères et plus longues à mettre en œuvre.

### Synthèse des alcènes

Si l'énergie des vapocraqueurs pouvait provenir d'une électricité zéro émission, les émissions de CO<sub>2</sub> pourraient être réduites jusqu'à **90%** (Rissman, 2020).

Une autre technique appelée « Methanol To Olefins » (MTO) permet de synthétiser l'éthylène et le propylène à partir de méthanol (Voir Annexe [A.a]). L'idéal est d'utiliser du biométhanol, venant de la biomasse principalement. Les émissions de CO<sub>2</sub> sont divisées par **5** pour le MTO. Cependant, le coût doit être multiplié par **2 ou 3** (Fritz & Aydemir, 2020).

### Autres options de décarbonation

On peut faire une synthèse électrochimique de l'ammoniac : en remplaçant la pression appliquée par une différence de potentiel, la thermodynamique du système devient favorable sans l'utilisation de hautes pressions. Les émissions de CO<sub>2</sub> sont divisées par **2,2** par rapport au chauffage au gaz de fioul (ADEME 2012). L'électrochimie est néanmoins beaucoup plus chère.

L'économie circulaire permet également de réduire les émissions CO<sub>2</sub>. L'hydrogène, qui est un co-produit de la production industrielle de chlore, pourrait être utilisé pour la production d'ammoniac.

Au sein de l'usine, il existe aussi des leviers pour réduire la consommation énergétique : c'est l'efficacité énergétique. Il s'agit d'optimiser les systèmes autant que possible : optimiser le système de vapeur, mettre des variateurs de vitesse, récupérer la chaleur...

#### 1.1.4. Industrie sidérurgique

Les émissions de gaz à effet de serre de l'industrie sidérurgique représentent 23 Mt de CO<sub>2</sub>eq (ADEME 2020) chaque année en France pour une production annuelle moyenne de 15 Mt d'acier (ADEME 2021).

Il existe deux filières principales pour la production de l'acier :

Filière primaire (hauts fourneaux) : c'est la filière traditionnelle de fabrication de l'acier. Les minerais de fer ainsi que le charbon sont respectivement envoyés dans une usine d'agglomération et dans une cokerie, puis sont transformés en fonte dans le haut fourneau, le coke issu du charbon servant à la fois de combustible et de réducteur. La fonte obtenue est ensuite envoyée avec de la ferraille dans un convertisseur à l'oxygène pour produire l'acier liquide.

Filière recyclage (électrique) : la ferraille est fondue dans un four à arc électrique. La qualité de l'acier fondu dépend de la qualité de la ferraille.

L'acier liquide obtenu (peu importe la filière) va ensuite suivre un certain nombre de procédés que sont la mise à nuance, la coulée, le laminage à chaud puis le laminage à froid, jusqu'à obtenir le produit fini.

### Produire de l'acier recyclé

On estime que la production d'une tonne d'acier recyclé en France émet en moyenne 300 kg de CO<sub>2</sub> contre 1400 kg de CO<sub>2</sub> pour de l'acier non recyclé (ADEME 2021).

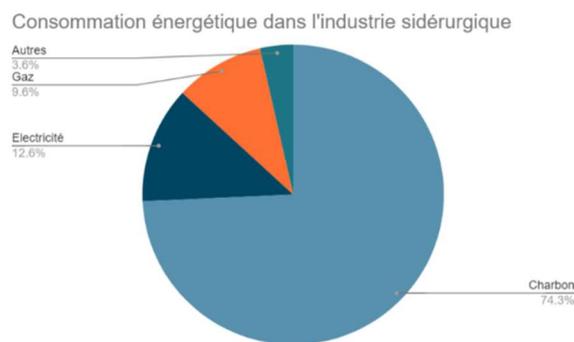
Aujourd'hui, l'acier recyclé issu de la filière électrique représente près de 30% de la production française. Il n'est cependant pas possible d'envisager une production de 100% d'acier recyclé à cause de la qualité de ce dernier. En effet, si cela ne pose pas de problème dans certains secteurs de l'industrie comme la construction, d'autres ont des exigences

particulières concernant le type d'acier qu'ils doivent utiliser comme l'industrie automobile avec son acier plat. Selon le rapport "Stratégie pour un monde décarboné" (**Carbone 4 2019**), l'acier recyclé permettrait toutefois de répondre aux exigences en qualité de 80 % de la demande globale.

### Efficacité énergétique : récupération de chaleur/gaz

Une part importante des émissions de CO<sub>2</sub> lors de la production de l'acier dans la filière primaire provient de la consommation de charbon, qui représente 74,3% de la consommation énergétique totale. Les émissions sont de 1058 g CO<sub>2</sub>eq/kWh pour le charbon contre 443 g CO<sub>2</sub>eq/kWh pour le gaz naturel et 74 g CO<sub>2</sub>eq/kWh pour l'électricité compte tenu du mix électrique en France (**ADEME 2012**) (**FIGURE 1.8**).

Cette importante consommation énergétique peut être réduite considérablement par une réutilisation et une intégration intelligente des flux de chaleur et de gaz.



**FIGURE 1.8 : Consommation énergétique dans l'industrie sidérurgique. Source : IEA 2020**

### Technologies de rupture

Une technologie de rupture étudiée par ArcelorMittal consiste à remplacer le mélange de gaz dans la réduction directe du fer par de l'hydrogène vert, ce qui permettrait de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> de la filière primaire de maximum 10%. La réduction du fer ne générerait alors plus que de l'eau comme sous-produit.

Une seconde technologie de rupture mise en place dans le projet SIDERWIN permettrait de réduire de 87 % les émissions directes de CO<sub>2</sub>. Il s'agit d'un procédé d'électrolyse du minerai de fer pour transformer les oxydes de fer en tôle d'acier, suffisamment flexible pour être alimenté par des énergies renouvelables (**rapport Sénat 2019**).

## 2 Captage

Comme nous l'avons vu, certaines installations ne peuvent être totalement décarbonées, il faut ainsi envisager de capter le CO<sub>2</sub> libéré, puis de le stocker : il s'agit du principe du **CSC – Capture et Stockage de Carbone**. Divers secteurs émettent du CO<sub>2</sub> au sein de l'**industrie**. Tout d'abord, les centrales électriques se basent sur la combustion de ressources fossiles, rejetant du dioxyde de carbone via l'oxydation du carbone par l'air. Les usines, produisant des biens et des matériaux, peuvent également évacuer du CO<sub>2</sub>, de par leur consommation électrique ou les réactions chimiques mises en jeu. Notre but est donc de récupérer le CO<sub>2</sub> contenu dans ces fumées en sortie d'usine. Or, afin de minimiser les coûts de transports, de faciliter la valorisation et de maximiser le potentiel de stockage, ce dioxyde de carbone doit être purifié, séparé des autres constituants.

Penchons-nous alors sur la composition des rejets d'usine. À titre d'exemple, une cimenterie rejette un mélange composé – en volume - de 24,5% de CO<sub>2</sub>, 66% de N<sub>2</sub>, 5,7% de H<sub>2</sub>O et 3,4% de O<sub>2</sub> (**M. Kanniche et al, 2009**). La majorité de l'industrie rejette des fumées comportant de **5 à 35%** de dioxyde de carbone. La démarche est d'extraire ce CO<sub>2</sub> via divers procédés, pour se ramener à une teneur de plus de **90%**, alors apte au transport.

Nous distinguons 3 catégories de procédés de captage qui se caractérisent par leur intervention dans la chaîne de production :

- La postcombustion : le captage étant réalisé en aval de la combustion.
- La précombustion : le captage étant réalisé en amont.
- L'oxycombustion : utilisant de l'oxygène au lieu de l'air afin de générer un gaz de combustion suffisamment concentré en CO<sub>2</sub> pour ne pas nécessiter de séparation complexe.

## 2.1 Présentation des procédés

### 2.1.1. Postcombustion

La postcombustion est la technique de captage la plus aboutie jusqu'à présent, elle était déjà utilisée par les industriels pour capter des impuretés autres que le CO<sub>2</sub> comme de l'azote et de la vapeur d'eau dans de nombreuses usines. Elle consiste à récupérer les fumées issues de la combustion pour en extraire le CO<sub>2</sub>.

Plusieurs technologies existent pour séparer le CO<sub>2</sub> des autres gaz dans les fumées :

- L'absorption physique : elle consiste à faire entrer dans un solvant le CO<sub>2</sub> sous forme dissoute par équilibre thermodynamique des concentrations en CO<sub>2</sub> des phases liquides et gazeuses. Pour la régénération du solvant, c'est-à-dire la récupération du CO<sub>2</sub> pur, il suffit de réduire la pression.
- L'absorption chimique : cette fois-ci, le CO<sub>2</sub> réagit avec le solvant et forme de nouveaux composés, ce qui le stabilise fortement. L'absorption a un meilleur rendement et est plus facile, mais la régénération demande des températures très élevées donc une quantité importante d'énergie. La technique d'absorption chimique par un solvant est utilisée pour des concentrations en CO<sub>2</sub> assez faible, de l'ordre de 3 à 15%. Les solvants utilisés sont souvent des amines, telles que la MEA (monoéthanolamine NH<sub>2</sub>CH<sub>2</sub>CH<sub>2</sub>OH) ou la DEA (diéthanolamine HN(CH<sub>2</sub>CH<sub>2</sub>OH)<sub>2</sub>).
- L'adsorption : on utilise un matériau poreux sur lequel se fixe le dioxyde de carbone. Il faut régénérer le matériau, soit en augmentant la température, soit en abaissant la pression selon le procédé APM (Adsorption à Pression Modulée), ce dernier étant le plus économique (Descamps 2004).
- Les membranes : il s'agit des membranes qui piègent et séparent le CO<sub>2</sub>. Contrairement à la séparation du liquide, la séparation du gaz en utilisant des membranes est en cours de développement. Les gaz qui sont impliqués sont différents selon le procédé de combustion : séparation de H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> pour précombustion, de N<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> pour postcombustion et de O<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> pour oxycombustion. En ce qui concerne la postcombustion, les fumées contiennent principalement du N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> et de la vapeur d'eau. La vapeur est facilement éliminée par la condensation et donc la plupart des efforts sont nécessaires pour séparer le CO<sub>2</sub> du N<sub>2</sub>. La séparation se fait essentiellement par diffusion à travers des membranes qui sont perméables pour le CO<sub>2</sub> et non pour le N<sub>2</sub>.
- La cryogénie : pour la purification du CO<sub>2</sub>, les fumées sont refroidies à la température de désublimation (-100 à -135°C) (Leung et al. 2014), permettant de récupérer le CO<sub>2</sub> sous forme de neige carbonique. On distingue 2 types de différenciation : une séparation liquide-vapeur (conventionnelle) et une séparation solide-vapeur (peu conventionnelle).

Il existe plusieurs sortes de procédés où la capture se passe à une basse température. On peut notamment utiliser des réacteurs à lit fixe : ils sont composés de couches froides qui servent à sublimer le CO<sub>2</sub> gazeux. Quand les fumées sont injectées, différents fronts de température et concentration se déplacent dans la structure avec différentes vitesses associées (Tuinier et al. 2011). Lorsque les fumées contenant du CO<sub>2</sub> sont suffisamment refroidies par la couche froide, le CO<sub>2</sub> se condense sur la surface du lit et forme du givre. Ainsi l'eau se condense et le CO<sub>2</sub> redevient solide.

### 2.1.2. Précombustion

Le principe de la précombustion se distingue par la mise en combustion avec un gaz composé majoritairement d'O<sub>2</sub>, et la production de 2 flux sortants : un flux de CO<sub>2</sub> purifié et condensé, et un flux de H<sub>2</sub> pouvant être utilisé comme vecteur énergétique.

Le captage en précombustion consiste en une étape de filtrage avant l'allumage. L'air est d'abord traité afin d'extraire l'O<sub>2</sub> nécessaire à la combustion. Ainsi amené au réacteur, un combustible

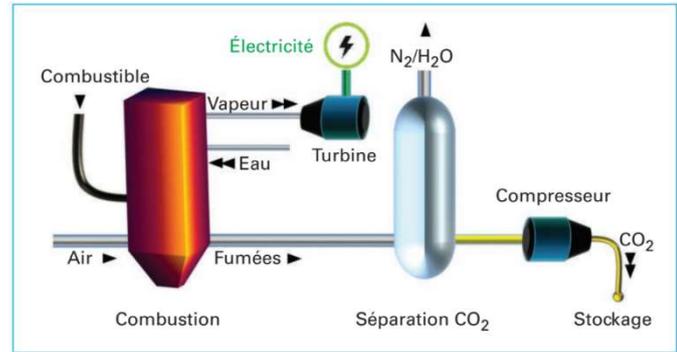


FIGURE 2.1 : Procédé de captage en Postcombustion.  
Source : Techniques de l'ingénieur, 2020

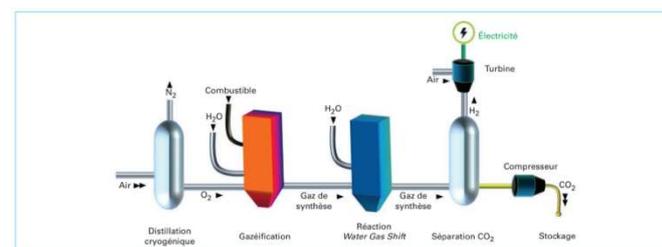


FIGURE 2.2 : Procédé de captage en Précombustion.  
Source : Techniques de l'ingénieur, 2020

comme du gaz, du fioul ou du charbon est mis en réaction afin de produire un gaz de synthèse, mélangeant dioxyde de carbone  $\text{CO}_2$ , monoxyde de carbone  $\text{CO}$  et dihydrogène  $\text{H}_2$ .

L'équation de réaction est la suivante :  $C_xH_y + \frac{x}{2}O_2 \leftrightarrow xCO + \frac{y}{2}H_2$

Une enceinte spécifique le fait par la suite réagir avec de l'eau pour produire une association  $\text{H}_2/\text{CO}_2$ , suivant la réaction suivante dite de Water Gas Shift :  $CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2$

Pour finir, une étape de séparation distingue alors un flux de  $\text{CO}_2$  relativement pur, envoyé au compresseur et un flux de  $\text{H}_2$  relié à un système de récupération d'énergie. Pour cela, les méthodes analogues à la séparation en postcombustion sont utilisées, au détail près que le mélange possède une teneur bien plus forte en dioxyde de carbone, de 15 à 50 %. Ainsi, on privilégie des procédés d'adsorption physique de type Rectisol (Air Liquide), permettant un rendement intéressant.

### 2.1.3. Oxycombustion

L'oxycombustion consiste à séparer l'oxygène de l'air en amont de la chaudière pour obtenir des fumées concentrées en  $\text{CO}_2$  qui seront plus faciles à capter. L'air est substitué par de l'oxygène pur dans une unité de séparation de l'air. Le combustible est brûlé avec de l'oxygène pur pour produire un gaz de combustion très concentré en  $\text{CO}_2$ .

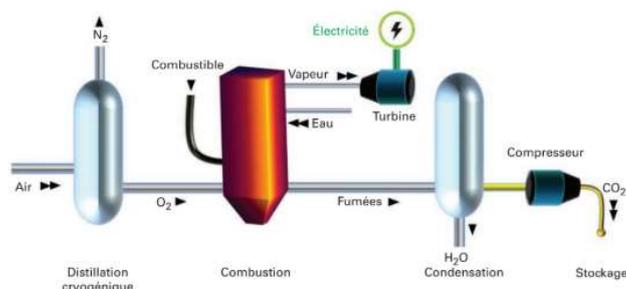


FIGURE 2.3 : Procédé de captage en Oxycombustion.  
Source : Techniques de l'ingénieur, 2020

Pour produire du dioxygène à une pureté d'au moins 95 % en volume en aval, il faut le séparer du diazote dans l'air. Cette séparation est faite en amont de la chaîne par distillation de l'air à des températures cryogéniques, dans des colonnes à haute et basse pressions. Les produits de combustion forment alors un mélange de  $\text{CO}_2$  et de vapeur d'eau. Cette dernière est ensuite facilement retirée par refroidissement et compression du mélange gazeux. On obtient en sortie du  $\text{CO}_2$  pur à 95 % à 1.7 bar. La séparation n'étant pas totale, le gaz contient de l'argon et du diazote non séparés de l'oxygène lors de la distillation fractionnée et ceux-ci se retrouvent dans le flux de  $\text{CO}_2$  à stocker.

### 2.1.4. Remarques et autres méthodes

Les fumées contiennent aussi des oxydes de soufre et d'azote et de petites quantités d'autres polluants (**Renard, 2010**). Ces produits sont éliminés par un pré-traitement, qui consiste en une filtration pour les éléments solides et le sulfure d'hydrogène (par exemple au charbon actif), des procédés tels que la désulfuration pour les oxydes de soufre et une réduction catalytique sélective pour les oxydes d'azote. En général, la fumée contient également un pourcentage de vapeur d'eau, qu'il est facile d'éliminer par condensation par exemple.

Ces méthodes permettent de réduire les émissions de  $\text{CO}_2$ , voire de les rendre nulles : le carbone des ressources fossiles est extrait, utilisé puis réinjecté. Peu de molécules ont alors été relâchées dans l'atmosphère et participent au réchauffement climatique. Cependant, d'autres techniques permettent des émissions négatives, c'est-à-dire que le dioxyde de carbone présent dans l'atmosphère est capté puis enfoui dans le sol : le bilan est effectivement négatif. Le captage direct du  $\text{CO}_2$  dans l'atmosphère – qui consiste à capturer ces molécules ambiantes via des bassins de solvants – en est un exemple. Cette méthode peut paraître attractive au premier abord : elle ne nécessite pas d'être attachée à une source importante de  $\text{CO}_2$ , elle est éventuellement implantable à grande échelle donc elle paraît plus adaptée à un futur décarboné. Néanmoins, la concentration en  $\text{CO}_2$  de l'atmosphère est de 0,04%, c'est-à-dire 50 à 100 fois moindre que les fumées industrielles. Ainsi, la technique de capture directe dans l'air est beaucoup moins efficace et seule une usine de capture directe est en marche dans le monde, en Islande. Son coût énergétique est de plus très élevé, aux alentours de 1800 kWh/t $\text{CO}_2$ , et elle requiert une surface au sol massive. Nous ne nous pencherons donc pas sur cette technologie, car elle ne nous paraît pas prioritaire.

## 2.2 Comparaison technique des procédés

Comparons maintenant les différentes techniques introduites :

La postcombustion est avantageuse dans le sens où elle est bien connue des industriels et très développée dans la recherche. Elle ne nécessite pas d'adapter les processus industriels en amont lorsqu'on l'ajoute en fin de chaîne de production (on parle de retro-fitting). Cependant, on ne peut pas l'ajouter à n'importe quelle usine, car elle entraîne une consommation supplémentaire d'énergie.

Les avantages du captage en précombustion, vis-à-vis des autres méthodes, sont :

- a) Un flux de CO<sub>2</sub> récupéré sous une pression plus importante, ce qui facilite son captage et réduit les coûts de compression.
- b) La production d'un vecteur énergétique décarboné : le H<sub>2</sub>, qui peut être réutilisé directement dans la chaîne de production, permettant un circuit court intéressant (cycle combiné à gazéification intégrée : CCGI)

Les principaux freins à cette technologie sont des verrous économiques et techniques, il s'agit de dispositifs lourds et complexes, qui nécessitent un redimensionnement complet de la chaîne de production précédente. Les coûts d'installation sont alors importants.

L'oxycombustion facilite également la capture du CO<sub>2</sub> après la combustion, car le mélange sortant est composé d'eau et de CO<sub>2</sub>, faciles à séparer. Cependant, la séparation de l'air en amont de la combustion consomme beaucoup d'énergie et tend à pénaliser le rendement. En effet, la surconsommation liée à la séparation cryogénique de l'air et la compression et la purification du CO<sub>2</sub> entraînent une pénalité énergétique élevée pouvant représenter jusqu'à 20 % de la production.

Ces techniques ne se distinguent pas particulièrement sur le volet énergétique, chaque méthode peut se ramener à un coût minimal entre 800 et 1000 kWh / tCO<sub>2</sub> captée. **(Rubin et al. 2015)**

## 2.3 Comparaison économique

### 2.3.1. Par technique

Les techniques de captage que nous vous avons détaillées présentent des coûts variés qui doivent être traités au cas par cas. Cependant, nous pouvons synthétiser les moyennes des frais associés **(TABLEAU 2.4)**

Techniques	Postcombustion	Précombustion	Oxycombustion
Coûts économiques (\$/tCO <sub>2</sub> )	58-121 (87)	37-58 (46)	45-73 (62)

**TABLEAU 2.4 : Coûts du captage en fonction de la technique utilisée. Source : Rubin et al. 2015**

La précombustion représente donc la technique la plus avantageuse économiquement, grâce au flux de CO<sub>2</sub> obtenu très pur, et au flux d'H<sub>2</sub> produit. Cependant, elle est très compliquée à mettre en place dans l'ensemble de la chaîne de production, l'oxycombustion lui est alors préférée. Lorsque l'usine en place est assez ancienne et possède déjà des installations de traitement en fin de chaîne, nous pouvons opter pour un captage de postcombustion.

### 2.3.2. Par type d'émetteurs

Les prix varient certes en fonction de la technique de captage, mais encore plus en fonction du type d'émetteur. En effet, la concentration en CO<sub>2</sub> en sortie de cheminée des usines varie fortement, et le coût de captage dépend de cette concentration : plus la fumée est concentrée, moins le captage est cher.

Nous avons décidé d'analyser les coûts pour les quatre industries les plus émettrices de CO<sub>2</sub>, à savoir la cimenterie, la sidérurgie, la chimie et la raffinerie. Le prix du captage est évalué en effectuant une moyenne sur les différentes techniques. **(Annexe [B.b])**

Il convient ici de marquer la distinction entre CO<sub>2</sub> capté et CO<sub>2</sub> évité. En effet, si la quantité de CO<sub>2</sub> captée se calcule facilement de manière brute, la notion de CO<sub>2</sub> évité est plus subtile. Puisque le fonctionnement des installations de captage demande un surplus d'énergie à l'usine, celle-ci émettra, à production utile égale, plus de CO<sub>2</sub> en valeur absolue. (FIGURE 2.5)

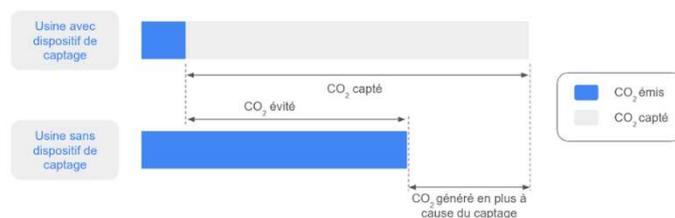


FIGURE 2.5 : Différence entre CO<sub>2</sub> capté et CO<sub>2</sub> évité

La conversion entre CO<sub>2</sub> capté et CO<sub>2</sub> évité ne peut se faire que si l'on connaît la quantité de CO<sub>2</sub> généré en plus à cause du captage. Par une très grande simplification, on suppose que le rapport CO<sub>2</sub> capté/CO<sub>2</sub> évité est constant pour calculer nos quantités. Pour notre étude, nous avons utilisé un rapport de 1,18. (Rubin et al. 2015)

Dans le cadre de l'élaboration de notre stratégie de captage en France, il est plus intéressant de se concentrer sur les industries les plus émettrices (et dont une grande partie des émissions peut être captée), mais également les moins chères. D'après le tableau en Annexe [B.b], il s'agit ici en particulier de l'industrie de la sidérurgie.

## 3 Transport

Dans la chaîne de décarbonation du CSCV, le transport du CO<sub>2</sub> permet de faire le pont entre les sites de capture et les lieux de stockage correspondant, parfois sur des centaines de kilomètres. De par la diversité des structures de capture onshore, offshore, usines ou parcelles, plusieurs dispositifs sont mis au point pour répondre à ces demandes. Deux méthodes spécifiques sont aujourd'hui mobilisées par l'industrie et retiendront notre attention ici : le transport par gazoduc et le transport par bateau.

### 3.1 Enjeux techniques

#### 3.1.1. Gazoduc

La technologie la plus établie dans le transport du dioxyde de carbone est le transfert par conduites, de par l'existence préalable de réseaux de gaz et l'importante densité du CO<sub>2</sub> obtenu. En effet, ce dernier y est placé sous forme supercritique : sous haute pression (80 à 150 bars) et à une température d'environ 40 °C, ce qui nécessite des installations de compression et d'injection adaptées. Les coûts de cette méthode dépendent de multiples facteurs comme la distance, le débit et la localisation du gazoduc (onshore ou off-shore notamment). Dans ce cadre, la gestion de la pureté du gaz joue un rôle majeur. La présence d'impuretés modifie les caractéristiques de phase du CO<sub>2</sub> telles que le point critique. Des infrastructures de gazoduc doivent alors empêcher la moindre chute de pression durant le transport, ce qui garantira que le CO<sub>2</sub> supercritique transporté ne descendra pas en dessous de la pression critique (Bing Chen et al. 2019). Enfin, il est nécessaire de prendre en compte dans le transport l'utilisation future du gaz transporté : les réseaux sont aujourd'hui adaptés à un CO<sub>2</sub> utilisé pour la récupération assistée d'hydrocarbures (RAH), mais pas pour le stockage. (Edward Rubin 2018). En ce qui concerne les risques, la possible présence d'eau pour le transport de CO<sub>2</sub> à grande échelle doit être prise en compte. Il est donc nécessaire d'évaluer le potentiel corrosif du matériau qui constitue le gazoduc de transport du CO<sub>2</sub>, sous des systèmes CO<sub>2</sub>-eau à haute pression. La corrosion peut avoir lieu dans la phase CO<sub>2</sub> saturée en eau, sous des conditions de haute pression, mais la vitesse de corrosion reste faible (~0,2 mm/an) en raison de la formation de FeCO<sub>3</sub> à la surface de l'acier, ce qui laisse à croire que les gazoducs pourront être utilisés pendant plusieurs dizaines d'années avant de devoir être changés (Yoon-Seok Choi 2011).

#### 3.1.2. Bateau

Le transport maritime se distingue quant à lui pour des implantations offshores situées à longue distance, car il évite la construction onéreuse de conduites sous-marines. Il présente l'avantage d'être plus flexible que le transport par gazoduc, et moins coûteux sur de grandes distances (à l'échelle intercontinentale). Les faibles volumes de CO<sub>2</sub> sont alors passés en phase liquide, soit sous une pression de 14 à 17 bars pour une température de - 25 à - 30 °C (Rojey 2011).

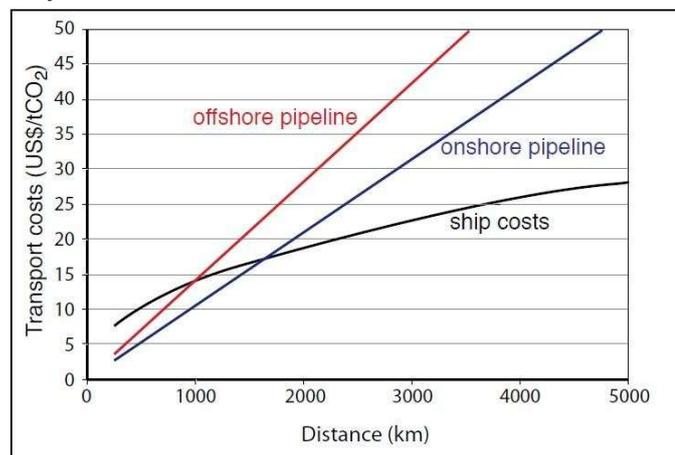
L'inconvénient majeur réside justement en l'étape de liquéfaction du gaz qui reste très coûteuse, le processus nécessitant entre 1.9 et 7.8 kWh/t CO<sub>2</sub> en compression, et 21.0 et 30.5 kWh/t CO<sub>2</sub> en chaleur (**Frithjof & Kather 2018**).

### 3.2 Logistique

À l'avenir, on estime qu'il faudra approximativement 100 000 km en 2030 et entre 200 000 et 550 000 km en 2050 de réseaux de gazoducs pour espérer réaliser les différents objectifs des conférences climat (**Knoope 2012**). À titre de comparaison, la Russie possède un réseau de gazoducs de 48 000 km. En ce qui concerne la recherche actuelle, certains travaux développent des modèles de corrélation coût/diamètre du pipeline et coût/débit massique. Le choix du diamètre s'avère crucial pour des raisons tant économiques que techniques. Cependant, une large fourchette d'incertitudes ne serait pas acceptable pour les investisseurs, car le CSC demeure une technologie nouvelle. Un autre pan de la recherche est bien sûr l'efficacité énergétique des processus de compression et d'injection.

### 3.3 Coûts

Pour calculer le coût du transport de CO<sub>2</sub>, nous nous sommes appuyés sur ce graphique publié par le GIEC. Il fournit, en fonction de la distance, le coût du transport par tonne, comprenant les coûts d'investissement et les coûts opératoires. Nous pouvons remarquer que pour des petites distances (inférieures à 1000 km), l'utilisation de gazoducs est moins coûteuse, mais que ce n'est plus le cas pour des distances plus importantes.



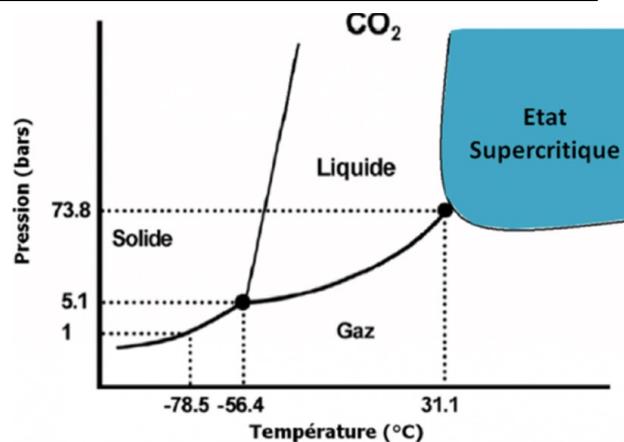
**FIGURE 3.1 : Coûts de transport du CO<sub>2</sub> par gazoduc ou par bateau. Source : GIEC, 2005**

Pour conclure, les enjeux techniques du processus de transport du CO<sub>2</sub> résident bien plus dans le conditionnement du gaz (compression, liquéfaction) que dans les infrastructures nécessaires (terminaux portuaires, gazoducs), car elles sont pour la plupart déjà existantes. Des avancées sont attendues concernant l'efficacité énergétique notamment, dans l'optique de réduire les coûts ainsi que l'impact sur l'environnement.

## 4 Stockage

### 4.1 Comment stocker le CO<sub>2</sub> ?

Aux conditions de pression et de température normales, le dioxyde de carbone se trouve sous forme gazeuse. Pour pouvoir le stocker efficacement (on entend par là stocker le maximum de CO<sub>2</sub> possible dans un espace donné), il est d'usage de le condenser. Dès lors, les formes préférentielles pour stocker le CO<sub>2</sub> sont l'état liquide et l'état supercritique, formes de stockage que nous développerons par la suite. On se laissera également la possibilité d'étudier la faisabilité d'un stockage du CO<sub>2</sub> sous forme dissoute, plus sûr et plus adapté aux petites industries, comme développé dans la suite.



**FIGURE 4.1 : Diagramme de phases du CO<sub>2</sub> (Source : Cahal 2015)**

Théoriquement, il est possible de stocker le CO<sub>2</sub> liquide au fond des océans : les conditions de pression et température permettent de l'y maintenir à l'état liquide et, étant plus dense que l'eau, celui-ci ne remontera pas à la surface. Cependant ceci pourrait avoir de graves conséquences sur la biodiversité environnante ; par ailleurs, le CO<sub>2</sub> est à ce jour

considéré comme un déchet et à ce titre ne peut être déposé dans les océans. Nous abandonnerons donc la possibilité de stocker le CO<sub>2</sub> de cette manière dans toute la suite, ces lois et ces préoccupations environnementales étant beaucoup trop lentes à faire évoluer pour notre objectif de captage (cf. Introduction).

Le dioxyde de carbone est ainsi traditionnellement stocké dans la roche, sous forme supercritique, d'où l'expression "stockage géologique de CO<sub>2</sub>". On retient généralement deux types de réservoirs : les anciens réservoirs d'hydrocarbures exploités, dits réservoirs déplétés, et les aquifères. Ces sites sont en effet propices, pour un grand nombre d'entre eux, à accueillir du CO<sub>2</sub> puisqu'ils sont disposés à remplir plusieurs conditions, nécessaires au stockage :

- La couche destinée à servir de réservoir doit être poreuse et en capacité de contenir une quantité de CO<sub>2</sub> relativement grande.
- Le site doit se trouver à une profondeur d'au moins 800 m environ pour que les conditions de température et de pression soient propices au stockage du dioxyde de carbone à l'état supercritique.
- Le réservoir doit être recouvert d'une couche de roche imperméable (appelée caprock) pour stocker la migration du CO<sub>2</sub> vers la surface.
- Il ne doit pas y avoir d'aquifères utilisés pour leur eau potable ou l'agriculture qui puissent être pollués par le dioxyde de carbone lorsqu'il remonte par densité, ou s'écoule, on privilégiera donc les aquifères salés pour le stockage direct.
- D'une manière générale il ne faut pas, ou du moins limiter, les conflits d'usages avec d'autres activités (géothermie, exploitation de gisements d'hydrocarbure, espaces protégés...).

## 4.2 Piéger le CO<sub>2</sub>

Au sein des techniques de stockage géologiques il existe différents moyens de piéger du CO<sub>2</sub> :

On a déjà mentionné la possibilité de stocker le CO<sub>2</sub> dans un état supercritique, en injectant le gaz dans un puits géologique à une pression de 74 bars et une température de 34°C (coordonnées de son point critique). Ce stockage n'est en fait rendu possible que grâce à la présence d'un phénomène de piégeage, qui peut être **structurel** (notamment dans le cas d'un réservoir déplété), où le fluide se retrouve coincé sous une couche de roche imperméable, ou **résiduel**, le fluide étant alors piégé dans les pores de la roche d'injection (technique privilégiée pour les aquifères).

On peut le stocker sous forme aqueuse, le CO<sub>2</sub> étant dissous dans de l'eau (d'où le nom de piégeage par **dissolution**). Cette technique est plus sûre que le stockage sous forme supercritique puisque le CO<sub>2</sub> dissous a une densité supérieure à celle de l'eau, il se place donc au fond de l'aquifère et n'a aucune chance de remonter. Cependant le stockage est moindre car il est limité par la solubilité du CO<sub>2</sub> (environ 50 kg/m<sup>3</sup> à 1 km de profondeur et 70°C).

Cette méthode, plus profondément étudiée par la suite, prend tout son sens lorsqu'on étudie la possibilité de la coupler avec une technologie géothermique. On peut en effet aisément imaginer qu'un émetteur de CO<sub>2</sub> puisse pomper de l'eau chaude, capter ses émissions et les y dissoudre tout en extrayant la chaleur de l'eau, et renvoyer dans le sol une eau froide riche en CO<sub>2</sub>. C'est ce qu'a imaginé le BRGM avec son projet CO<sub>2</sub>-dissolved, projet que l'on prendra soin d'étudier plus en détail dans la suite (avec notamment de nombreuses simulations), et dont l'un des seuls désavantages sera son application limitée aux petits émetteurs (moins de 150 kt CO<sub>2</sub>/an) sans quoi l'eau de l'aquifère géothermal serait trop rapidement saturée en CO<sub>2</sub>.

On peut noter l'existence d'un dernier type de piégeage, dit par **minéralisation**. L'idée est ici de faire réagir le CO<sub>2</sub> avec les roches calcaires du puits. Cette réaction aura pour effet de "fixer" le carbone dans la roche (qui change de nature). Ce type de piégeage, irréversible d'un point de vue thermodynamique, est alors le piégeage le plus sûr (pas de risque de fuite du CO<sub>2</sub>). Cependant cette technique est aussi la plus longue à mettre en place et elle ne sera donc pas exploitée par la suite, dans notre volonté de capter le dioxyde de carbone le plus rapidement possible.

## 4.3 Sites de stockage en France

On estime la capacité de stockage de CO<sub>2</sub> dans le monde entre 2000 et 4000 Gt. Ainsi, on peut légitimement imaginer un déploiement de cette solution à grande échelle dans les années à venir. Cependant, on compte à ce jour moins d'une dizaine de sites en activité dont la plupart utilise le CO<sub>2</sub> pour mieux extraire du pétrole (Enhanced Oil Recovery). Le site de Sleipner en mer du Nord, actif depuis 1996, reste le meilleur modèle pour de futures installations de stockage puisque le CO<sub>2</sub> est réinjecté sous terre sans servir à augmenter la production d'hydrocarbures, bien que le CO<sub>2</sub> soit issu de l'extraction de gaz par la plateforme.

Evidemment, les capacités de stockage sont inégalement réparties entre les pays, d'où une probable exportation des émissions. Nous verrons ci-dessous où la France pourrait envisager de stocker ses émissions.

### 4.3.1. Stockage en Mer du Nord

Bien qu'il ne s'agisse pas d'un site de stockage français à proprement parler, la mer du Nord, modulo une étape de transport (non négligeable, nous le verrons par la suite) constitue l'un des scénarios de stockage les plus envisagés à l'échelle française, et ce pour plusieurs raisons.

Pour commencer par un point non négligeable, ce site offshore permet de limiter les conflits d'usages entre le stockage du CO<sub>2</sub> et les autres usages du terrain. Il convient notamment de noter que la perception sociale d'un tel projet serait bien meilleure que pour un projet onshore, où les conflits d'usages avec les habitants (et exploitants, par exemple agricoles) augmentent.

Ce site, exploité pour les hydrocarbures, a aussi l'avantage d'être connu et de comporter un certain nombre de réservoirs déplétés, qui seront exploitables pour le stockage. Si la capacité totale de stockage dans ces réservoirs vidés n'est pas connue explicitement, elle est tout de même estimée comme étant considérable, étant donné qu'un seul de ses puits -Sleipner- représente à lui tout seul une capacité de stockage de 6.3 Gt CO<sub>2</sub>.

### 4.3.2. Stockage dans le bassin d'Aquitaine

De par sa formation géologique particulière, le Bassin aquitain représente un espoir majeur dans la possibilité de stocker du CO<sub>2</sub> en France. Cette région est en effet également riche en réservoirs déplétés, où le CO<sub>2</sub> pourrait être stocké sous forme supercritique par un "simple" piégeage structurel. On estime à 560 Mt CO<sub>2</sub> leur capacité de stockage totale. A cette quantité, il est à noter qu'il serait possible de rajouter une possibilité de stockage dans les aquifères. Cependant, leur capacité n'est quant à elle pas connue avec précision et nous nous limiterons donc dans la suite aux 560 Mt CO<sub>2</sub> des réservoirs vides.

Notons également que le stockage de CO<sub>2</sub> dans cette région a déjà été expérimenté lors d'un projet pilote sur le site de Lacq-Rousse. Nous reviendrons sur l'étude et les apprentissages de ce pilote par la suite.

L'un des principaux points faibles de ce lieu est sa localisation : peu d'émetteurs y sont présents, comme nous le verrons par la suite, et stocker dans le Bassin aquitain nécessitera forcément une lourde étape de transport.

### 4.3.3. Stockage dans le Bassin parisien

Le Bassin parisien est un bassin sédimentaire qui recouvre la partie Nord de la France. Il est bordé par des massifs Paléozoïques (le Massif armoricain, les Vosges, les Ardennes et le Massif central) et se compose d'un empilement de différentes couches qui forment une grande cuvette. Son maximum de profondeur est atteint vers Paris, et vaut environ 3000m.

Ce bassin est particulièrement intéressant car on possède de nombreuses données géologiques sur lui. En effet, les bases de la géologie sédimentaire ont été posées en étudiant le bassin de Paris, et la présence d'hydrocarbures et de ressources en eau ont mené à une exploration très importante.

La recherche se fait en plusieurs étapes. Tout d'abord, il faut identifier les nappes avec le plus grand potentiel de stockage de CO<sub>2</sub>, puis modéliser à l'échelle régionale ces nappes pour y sélectionner un ou plusieurs sites de stockage. On procède ensuite à l'étude des meilleurs sites de stockage, avant de pouvoir dimensionner un pilote d'injection de 100 kt de CO<sub>2</sub>. (Lions J., Bouc O. 2013)

Le Bassin parisien comporte de nombreux réservoirs. (Bonijoly et al. 2003) Les cibles stratigraphiques retenues par les différentes études du BRGM sont représentées la FIGURE 4.2 :

- Les Grès du Trias supérieur (du **Buntsandstein**, du **Keuper** et du Rhétien)
- Les calcaires du **Dogger** (aquifère salin et réservoirs d'hydrocarbures)
- Les calcaires de l'Oxfordien moyen et supérieur (Malm)
- Les sables et grès du Crétacé inférieur
- Les sables et grès de l'Albien

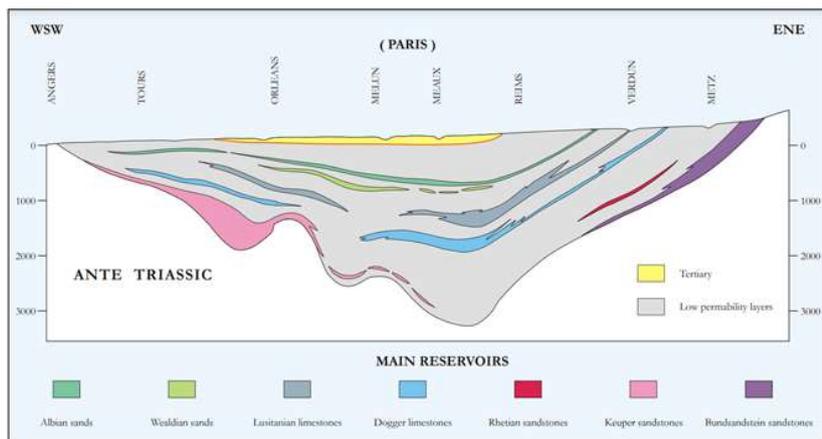


FIGURE 4.2 : Coupe des principaux aquifères du Bassin de Paris. Source : Bonijoly et al. 2003

Pour pouvoir stocker de manière pérenne dans le sous-sol, sans risque de migration du CO<sub>2</sub> vers la surface, et sans polluer les réservoirs d'eau potables des couches proches de la surface, on sélectionne les cibles du Dogger et du Trias. De plus, le Rhétien a une épaisseur trop faible et des caractéristiques mal connues, ce qui fait de lui un mauvais candidat.

Le **Dogger** (175-161 Ma) correspond au Jurassique moyen, et atteint jusqu'à 1800 m de profondeur au cœur du bassin. Il présente des conditions de pression, température et profondeur suffisantes pour que le CO<sub>2</sub> soit sous forme supercritique. Enfin, une couche de roches imperméables, d'une épaisseur de 800 à 1000 m, se situe par-dessus, pour permettre un stockage structural et éviter les fuites. Les grès du **Trias** (251-200 Ma) atteignent quant à eux 2500 m de profondeur, et valident aussi les caractéristiques précédentes.

Une première estimation brute (en fonction de la surface et de l'épaisseur moyenne des couches) de la capacité de stockage du Buntsandstein, du Keuper et du Dogger a été réalisée, et se trouve dans l'Annexe [D.a]. Les résultats obtenus sont représentés dans la première ligne du TABLEAU 4.3.

En outre, de nombreuses contraintes restreignent la quantité totale de CO<sub>2</sub> stockable. Selon ADEME (2014) :

- Le Buntsandstein présente un risque important de migration du CO<sub>2</sub> injecté vers la zone à eau potable, ce qui ne laisse plus que 100 Mt de stockage.
- Le Keuper Sud semble être la meilleure solution, sa capacité de stockage est estimée entre 60 et 130 Mt, et représente 15 puits sur une superficie importante (environ 3000 km<sup>2</sup>).
- Le Keuper Nord ne représente que 40 Mt de CO<sub>2</sub>, pour 20 puits forés.

Couche géologique	Buntsandstein	Keuper	Dogger	Réservoir géothermique du Dogger
Capacité de stockage (Mt)	529	130	8.64	0.43
Capacité réelle selon l'ADEME (Mt)	100	120	< 10	< 1

TABLEAU 4.3 : Estimation de la capacité de stockage du Bassin parisien, issue de l'Annexe [D.a]

Finalement, une modélisation de réservoir simulant l'injection de CO<sub>2</sub> dans le temps a été réalisée pour avoir une estimation plus réaliste de la masse de CO<sub>2</sub> que l'on pourrait concrètement injecter. Un total de 222 Mt de CO<sub>2</sub> de capacité de stockage a été estimé pour ces deux zones, auquel il faut rajouter les 33 **gisements d'hydrocarbures épuisés** qui pourraient fournir une capacité de stockage de CO<sub>2</sub> estimée à 111 Mt. On a donc une capacité de stockage de **330 Mt** environ.

Pour continuer, le Bassin parisien contient des **ressources en eau**. Elles se rechargent par infiltration par les bordures du bassin. Lorsque le niveau de la source (là où l'eau s'infiltré) est plus haut que le niveau du puits, l'eau remonte toute seule, formant l'un des 6 puits artésiens que l'on trouve dans Paris. Il faut environ 20 000 ans pour que l'eau s'infiltré du bord du bassin à la partie profonde de la nappe phréatique, ce qui fait de cette eau une ressource stratégique pour Paris

: on utilisera cette nappe pour permettre à la population d'avoir de l'eau si besoin. Il faudra donc veiller à ce que le CO<sub>2</sub> stocké ne puisse pas s'infiltrer dans cette eau, ou du moins estimer le temps qu'il mettrait pour le faire.

Il reste encore de nombreux points à étudier avant de pouvoir réellement stocker du CO<sub>2</sub> dans le Bassin parisien. Pour ce qui est du risque sismique, une étude du BRGM sur le projet PICOREF (un projet de stockage de deux ans dans le Bassin parisien) conclut que ce risque est extrêmement faible, et acceptable tant que l'on garde une surveillance constante. **(Roullé A. 2006)** Il faudrait aussi étudier plus en détail les **conflits d'usage** (eau potable, géothermie, stockage de gaz naturel, gisements pétroliers et gaziers, mais aussi espaces protégés, ...), et les impacts du réchauffement climatique sur les installations. Enfin, il faut que la société accepte que l'on stocke du CO<sub>2</sub> sous terre, nous reparlerons de la perception sociale dans la synthèse.

#### 4.3.4. Vallée du Rhône

Il existe une dernière zone à potentiel pour le stockage de CO<sub>2</sub> à savoir la vallée du Rhône. Ce lieu n'a cependant pas été retenu dans notre étude, car géologiquement plus instable (activité sismique due à la proximité des Alpes) et connu moins précisément en profondeur. Stocker du CO<sub>2</sub> ici ne serait donc pas adapté à notre volonté d'une mise en place rapide et sûre, même si nous restons confiants quant à la possibilité d'un stockage dans un futur plus lointain.

### 4.4 Analyse économique

En termes économiques, ce n'est pas la technique d'injection mais bien le lieu de stockage qui importe. En effet, les coûts d'installation en particulier ne sont pas les mêmes selon si l'on se place sur terre ou en mer, selon la profondeur et la nature de la formation géologique.

En supposant que la durée de vie d'une installation est de 30 ans (la fin de vie étant donnée soit par le remplissage complet du puits, soit par le renouvellement des infrastructures), on peut calculer le coût de la tonne de CO<sub>2</sub> injectée.

Si l'on raisonne sur les capacités de stockage maximales des lieux de stockage géologique en France, on peut, à partir de l'objectif de captage fixé d'ici 2100, déterminer les lieux pour lequel il reviendra le moins cher de stocker.

Selon le tableau en **Annexe [D.b]**, il est plus intéressant de stocker en priorité dans les réservoirs déplétés onshore et dans les aquifères salins onshore, ce qui correspond au sous-sol français. Néanmoins, les questions de conflits d'usage ainsi que de perception sociale réduisent fortement les estimations de capacités des réservoirs onshore. L'on sera donc contraint de stocker ailleurs, préférablement en mer, et donc en dehors du territoire français. La Mer du Nord constitue ainsi une bonne solution à appliquer en parallèle du stockage en France, mais qui demande des recherches géologiques supplémentaires, des coûts beaucoup plus élevés de construction des infrastructures, de transport et d'injection, et qui peut également poser des problèmes de diplomatie internationale.

En résumé, ce ne sont pas réellement les questions économiques mais les questions sociales et politiques qui vont conditionner l'usage de tel ou tel lieu de stockage.

## 5 Valorisation

Le CO<sub>2</sub> capté peut donc être stocké, mais il peut aussi être revendu pour des utilisations dans l'industrie. Ainsi, si le prix du carbone est suffisant, certains projets peuvent être rentables même sans taxe carbone.

## 5.1 Valorisation directe

Le dioxyde de carbone peut tout d'abord être utilisé directement dans certains domaines spécifiques de l'industrie, pour ses propriétés physiques et chimiques.

L'utilisation la plus fréquente est la récupération assistée d'hydrocarbures (RAH) (FIGURE 5.1), le CO<sub>2</sub> est injecté dans les réservoirs d'hydrocarbures, afin de les pousser vers la surface. On peut alors augmenter la quantité de pétrole récupéré de 7 - 23%. Il est dans ce cas placé sous forme supercritique, ce qui permet une absence de tension superficielle et ainsi un écoulement amélioré dans les roches poreuses. De nombreux projets de captage aux États-Unis sont reliés à un tel dispositif de valorisation : 166 projets de RAH par CO<sub>2</sub> étaient en fonctionnement dans le monde en 2017, pour une consommation d'environ 70 MtCO<sub>2</sub>/an.

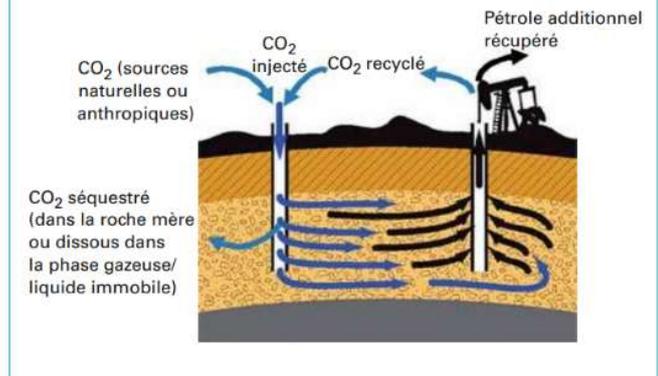


FIGURE 5.1 : Schéma du principe de la récupération assistée d'hydrocarbures. Source : Techniques de l'ingénieur, 2016

Le CO<sub>2</sub> remplace ainsi d'autres produits plus polluants (solvants et catalyseurs). Cependant, cet usage encourage la consommation d'hydrocarbures donc un bilan carbone globalement négatif, ce qui s'oppose au projet de ce MIG de décarboner l'industrie française. Il ne sera donc pas retenu comme solution possible, même si ce genre de procédé pourrait accélérer le développement du marché du CO<sub>2</sub>, avant d'être abandonné d'ici 2050.

On retrouve aussi une utilisation dans l'agriculture : injecter du CO<sub>2</sub> dans des serres permet de compenser l'absorption de CO<sub>2</sub> par les plantes, notamment lorsque la serre est peu aérée, et de provoquer une augmentation de rendement de 10 à 30%.

On peut également utiliser le CO<sub>2</sub> dans l'alimentation, soit pour gazéifier des boissons, soit pour maintenir une atmosphère protectrice (inertage) ce qui empêche le développement de bactéries pour une meilleure conservation. Il faut pour cela qu'il suive des normes alimentaires : par exemple pour les boissons, il ne doit pas contenir d'impuretés toxiques, odorantes ou ayant un goût, telles que le soufre. Sa pureté doit être de plus de 99.99%. (Techniques de l'ingénieur, 2016)

D'autres voies de valorisation sont également étudiées, comme la valorisation biologique, déclinée principalement sur 2 axes : la culture de microalgues et la biocatalyse.

## 5.2 Valorisation biologique

### 5.2.1. Culture de microalgues

Commençons par détailler le procédé d'algoculture. En effet, la flore peut être un capteur naturel de CO<sub>2</sub>, par exemple via le processus de photosynthèse décrit comme :  $6 CO_2 + 6 H_2O \rightarrow C_6H_{12}O_6 + 6 O_2$

L'intérêt de cette consommation de CO<sub>2</sub> réside dans sa conversion en biomasse, intéressante pour l'industrie alimentaire et pharmaceutique sous forme de lipides, glucides, cellulose. Cette technologie est utilisée dans la production de biogaz (majoritairement constitué de CH<sub>4</sub>) permise par certains organismes, dans le traitement des eaux usées, dans l'industrie chimique (colorants), dans l'alimentation, mais aussi comme biocarburants. Les organismes sollicités sont alors les algues et micro-algues bénéficiant d'un rendement photosynthétique avantageux de 2 à 8 % (Techniques de l'ingénieur, 2016).



FIGURE 5.2 : Photo d'une culture de microalgues

### 5.2.2. Biocatalyse

La biocatalyse se définit comme étant l'utilisation de biocatalyseurs afin de stimuler les réactions chimiques, en imitant les processus naturels. Les biocatalyseurs sont des enzymes isolées ou maintenues au sein du microorganisme d'origine. Ainsi, en biocatalyse le CO<sub>2</sub> peut servir de réactif et être transformé en molécules organiques d'intérêt pour la production d'énergie, de biocarburants ou encore de substances pharmaceutiques. Cette voie reste relativement peu exploitée, car les coûts de développement peuvent être très élevés, ils font appel à des technologies poussées de biologie moléculaire ou de physico-chimie.

Ces utilisations industrielles ont globalement une consommation faible de CO<sub>2</sub> (au total environ 50 MtCO<sub>2</sub>/an) et demandent une purification très importante donc des infrastructures complémentaires après le captage. Par exemple, sur le site Methatrel à Machecoul, après la séparation par membrane du gaz naturel, le CO<sub>2</sub> est filtré de nouveau afin d'atteindre une pureté suffisante pour être injecté dans une serre.

Hormis la valorisation biologique, la transformation chimique du CO<sub>2</sub> est également possible via différentes méthodes.

## 5.3 Valorisation chimique

Un des procédés de valorisation chimique se nomme la minéralisation ex-situ. Il consiste en une réaction entre le CO<sub>2</sub> et des oxydes de calcium ou de magnésium pour former des carbonates (MCO<sub>3</sub>) :

Avec M un métal comme du Mg ou du Ca :  $CO_2 + \text{oxyde métallique (MO)} \rightarrow \text{carbonate (MCO}_3) + \text{chaleur}$

Les produits obtenus peuvent être valorisés comme calcaire, ciment et matériaux de construction. Une étude d'analyse de cycle de vie estime que la mise en place d'un procédé de minéralisation permet une baisse de 28 à 46 % du bilan carbone initial d'une centrale électrique sans captage.

On peut aussi utiliser le CO<sub>2</sub> dans de nombreuses synthèses organiques, pour la production d'urée, de fertilisants et de matières plastiques. Cependant, pour utiliser le CO<sub>2</sub> dans ce procédé, du CO<sub>2</sub> liquéfié ou gazeux pur à 99.99 % est requis puisque certains catalyseurs sont sensibles aux impuretés.

On retrouve aussi le CO<sub>2</sub> à la base de la méthode d'hydrogénation, de reformage sec et d'électrolyse menant à la formation d'hydrocarbures de synthèse. Ces procédés sont peu avantageux à la fois économiquement et écologiquement : par exemple, il faut 330.1 t/h de CO<sub>2</sub> pour produire 93 t/h de carburant synthétique. Le reformage émet 91 t/h de CO<sub>2</sub>.

## Synthèse

Dans les parties précédentes était dressé un état de l'art des technologies de décarbonation des industries, de captage, stockage, valorisation et transport du CO<sub>2</sub>.

Ici il est question d'en appliquer les principes au cas de la France. On proposera donc dans cette section de nombreux scénarios et modèles réalisés par nos soins afin de répondre à notre objectif fixé en introduction.

### 1. Émetteurs en France

Pour commencer, il convient de se questionner quant aux émetteurs français et à leur potentiel de décarbonation.

#### 1.1 Raffinerie

Des calculs d'optimisation du procédé HEN mentionné précédemment montrent que le potentiel de réduction des émissions de GES est de 4,1% maximum, si les industriels décident de réduire les émissions (et non la consommation d'énergie). (Yoo et al, 2019)

Raffinerie	Production (Mt /an)	Emissions de GES associées (Mt CO <sub>2</sub> eq/an)	Potentiel de réduction
Raffinerie de Normandie	12,3	1,7	0,072
Raffinerie de Donges	11	1,5	0,064
Raffinerie de Grands-Puits	4,8	0,7	0,028
Raffinerie de Feyzin	5,8	0,8	0,034
Raffinerie de la Mède	0,5	(Conversion bioraffinerie)	-
Raffinerie de Gravenchon	11,7	1,6	0,068
Raffinerie de Lavéra	5,6	0,78	0,033
Raffinerie de Fos-sur-Mer	10,2	1,4	0,059
Raffinerie SARA	0,8	0,11	0,0047
Total	62,7	8,7	0,36

**TABLEAU S.1 : Décarbonation des raffineries françaises**

Cette réduction des émissions par le procédé HEN représenterait une réduction totale de 0,36 Mt de CO<sub>2eq</sub> par an. (TABLEAU S.1)

D'autres procédés peuvent être mis à l'œuvre dans les raffineries, mais il semble que le plus gros levier soit la conversion des raffineries traditionnelles aux bioraffineries, comme cela a été le cas pour la raffinerie de la Mède permettant ainsi de diviser par 2 les émissions de gaz à effet de serre des raffineries.

### 1.2 Cimenterie

Avant décarbonation, l'émission moyenne des cimenteries françaises est de 11 Mt CO<sub>2</sub> / an (ADEME, 2021). À partir des solutions proposées, plusieurs scénarios sont envisageables (Tableau S.2)

Scénario	Réduction des émissions associées à la fabrication du béton (en %)	CO <sub>2</sub> évité (en Mt/ an)	Coût	Limites, problèmes
Remplacer les combustibles fossiles ou électrifier et diluer le clinker et le béton	63 à 65	7	A peu près le même coût	Il faut du temps pour que les nouvelles formules rentrent dans les normes
Remplacer les combustibles fossiles ou électrifier et faire de la carbonatation minérale	52 à 61	6	100€/t béton	Le coût, supérieur à la taxe carbone pour l'instant
Utiliser que les ciments de Hoffmann Green	>67,5	>7,5	10% en plus	La formulation de ces ciments appartient à Hoffmann Green
Utiliser que le procédé Solidia	70	8	Moins cher	Seuls des préfabriqués peuvent être construits avec ce procédé actuellement

**TABLEAU S.2 : Décarbonation des cimenteries françaises.**

Il semble faisable de remplacer les combustibles fossiles ou d'électrifier d'ici 2030. En y ajoutant une combinaison de dilution du clinker et du béton et de la carbonatation minérale, le secteur du ciment pourrait alors réussir à atteindre l'objectif de réduire de 50% ses émissions de gaz à effet de serre à cette date. Pour ce qui est d'atteindre la neutralité carbone en 2050, il faudra sûrement développer de nouvelles technologies de décarbonation d'ici là.

### 1.3 Industrie chimique

Avant décarbonation, les émissions annuelles de l'industrie chimique sont de 20,8 Mt CO<sub>2</sub> eq (ADEME, 2021).

Scénario	CO <sub>2</sub> évité (en Mt/an)	Coût	Limites, problèmes
----------	----------------------------------	------	--------------------

20% d'hydrogène bas carbone dans la chimie en 2030	0,5 (Conseil National de l'Industrie (CNI), 2021)	3x plus cher	Coût et problème d'approvisionnement en électricité verte
10% de l'hydrogène venant de l'industrie du chlore	0,27	Moins cher	Avoir une entreprise de chlore à proximité
20% de la production d'ammoniac par eau + azote	0,4	Beaucoup plus cher	Technique encore trop chère car peu utilisée
20% de la production d'ammoniac par synthèse électrique	0,08	Plus cher	Le coût
Pompes à chaleurs et fours électriques (autant que possible)	0,5 (CNI, 2021)	3x plus cher	Le coût et le rendement pour les pompes à chaleur
6,5%* du chauffage par biomasse, 3,4%* du chauffage par CSR	0,09 et 0,05 (CNI, 2021)	Plus cher	Problématiques de déforestation pour la biomasse et approvisionnement en CSR
20% des alcènes produits par MTO	0,9	Coût multiplié par 2-3	Il faut avoir du biométhanol
Électrifier 20% des vapocraqueurs	0,6	Plus cher	Le coût
Petits brûleurs	2,2	Plus cher	Le coût
Séparation des composants moins énergivore	0,17	Plus coûteux	Le coût
Efficacité énergétique	0,10 (CNI, 2021)	Coûteux	Le coût d'optimisation

TABLEAU S.3 : Décarbonation des industries chimiques françaises.

\* : Estimation des ressources disponibles en bois et en CSR établie par France Chimie

Voir remarques sur la construction du tableau en Annexe [F.a].

Au bilan, si on inclut les technologies de rupture, on atteint une réduction des émissions de CO<sub>2eq</sub> de **5,86 Mt** par an, donc environ **28%** des émissions. Sans inclure les technologies de rupture, on atteint **3,82 Mt** de CO<sub>2eq</sub> par an (**18%** des émissions). (Tableau S.3) L'efficacité énergétique, le changement de procédés, l'électrification des chauffages et le recyclage sont les quatre leviers de décarbonation principaux (Figure S.4).

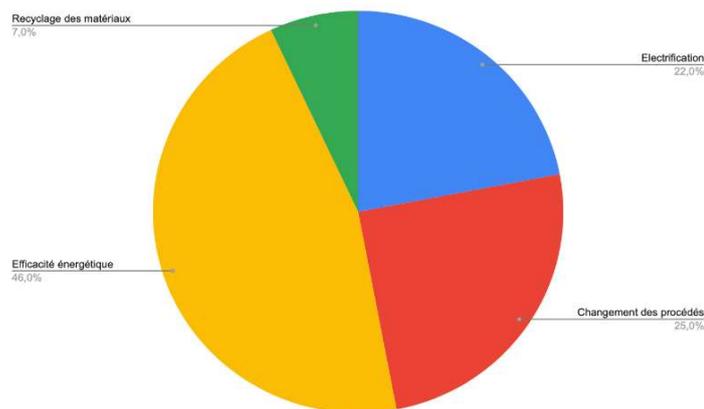


FIGURE S.4 : Potentiel de décarbonation de l'industrie chimique

#### 1.4 Sidérurgie

L'industrie sidérurgique émet 23 Mt CO<sub>2eq</sub> par an. Le principal levier d'action pour décarboner l'industrie sidérurgique est d'augmenter la production d'acier issue de la filière recyclage. En atteignant la proportion maximale de 80% d'acier issu de la filière recyclage tout en maintenant une production annuelle de 15 millions de tonnes d'acier, il est alors possible d'économiser **8,25 Mt** de CO<sub>2</sub> par an. (Tableau S.5 A/)

Sur les 20% d'acier restant issus de la filière primaire, il est encore possible de réaliser des économies d'énergie par la récupération de la chaleur et du gaz, ces économies d'énergie pouvant être converties en une réduction des émissions de CO<sub>2</sub> en prenant en compte la quantité de CO<sub>2</sub> émise au kWh par type d'énergie économisée. On obtient en additionnant tous ces processus de récupération de gaz et de chaleur une réduction totale des émissions de CO<sub>2</sub> comprise entre **1,54 et 2,06 Mt** par an. (Tableau S.5 B/)

Scénario	CO <sub>2</sub> évité (en Mt/an)	Coût	Limites, problèmes
----------	----------------------------------	------	--------------------

Faire passer la production d'acier issu de la filière recyclable de 30% à 80%	8,25 Mt		Développer la filière d'approvisionnement en ferraille
Récupération la chaleur des usines d'agglomération et des hauts fourneaux	116-174 kt	2,79 €/t acier brut	
Récupération des gaz en sortie des cokeries et des convertisseurs à l'oxygène	555-893 kt	29,1 €/t acier brut	Procédé non rentable à court terme et qui donc n'intéressait pas les actionnaires à moins d'augmenter la taxe carbone
Extinction à sec du coke en sortie d'usine d'agglomération	835-941 kt	31,4 €/t acier brut	Procédé non rentable à court terme
Préchauffage de la ferraille avec les gaz récupérés du four à arc électrique.	54,7 kt	6,9 – 8,7 €/t acier brut	Procédé non rentable à court terme

Les technologies de rupture que sont la réduction directe du fer par de l'hydrogène vert ainsi que l'électrolyse du minerai de fer, dont la faisabilité reste pour l'instant trop incertaine pour être prise en compte dans notre étude, représentent néanmoins un potentiel de décarbonation intéressant pour les prochaines décennies.

Remplacer le coke par de l'hydrogène vert pour la réduction du minerai de fer	< 420 kt		Technologie encore en phase de test
Projet SIDERWIN, électrolyse du minerai de fer	3,65 Mt		Technologie encore en phase de test

TABLEAU S.5 (A/ ET B/) : Potentiel de décarbonation des raffineries françaises

## 2. Perception sociale

Au-delà des difficultés techniques liées à la mise en place du captage et stockage de CO<sub>2</sub>, un frein majeur à prendre en compte est la perception sociale. En effet, bien qu'il existe des poches de CO<sub>2</sub> souterraines à l'état naturel, l'idée d'enterrer du CO<sub>2</sub> est mal reçue par la population (nous essayerons de quantifier cela par la suite). Certes, injecter du gaz sous pression dans le sol comporte des risques (augmentation de l'activité sismique, remontée du CO<sub>2</sub> à la surface entraînant une pollution des sols et des eaux...), mais ceux-ci sont connus et étudiés, par exemple par les scientifiques du BRGM, dans l'intention de bien connaître le comportement du dioxyde de carbone enterré avant de lancer toute installation à grande échelle et à proximité de zones habitées. Malheureusement, même s'il apparaît que ces dangers sont souvent peu probables, le stockage de CO<sub>2</sub> ne gagne pas pour autant en popularité.

Nous avons pu constater cela dans un sondage que nous avons mené auprès de 419 personnes. Celles-ci ont été soumises à la lecture d'un texte présentant le principe de stockage de CO<sub>2</sub> dans le cadre de la lutte contre le réchauffement climatique (texte 1 en **Annexe [F.b]**), puis d'un texte exposant les risques associés, à la façon d'un journaliste polémique (texte 2 en **Annexe [F.b]**). A la fin de la lecture de chacun des deux textes, la personne devait répondre à la question « Cette solution vous semble-t-elle envisageable et acceptable dans le département dans lequel vous vivez ? ». Le graphique ci-dessous représente l'évolution des réponses entre la fin de la lecture du texte 1 (cercle intérieur) et celle du texte 2

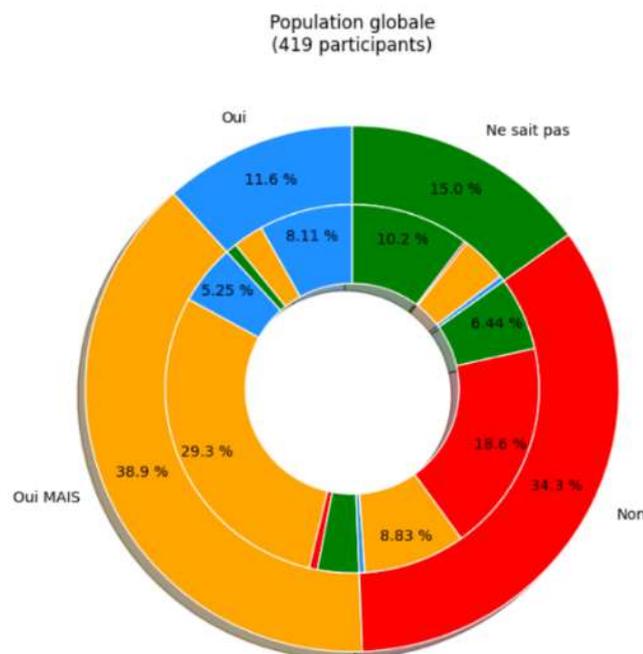


FIGURE S.6 : Résultats du sondage

(cercle extérieur) (la réponse « oui MAIS » est une abréviation de la réponse proposée « Oui mais je veux être mis au courant par les autorités et les scientifiques des détails du projet et des potentiels risques »).

L'analyse de ces réponses nous montre qu'après lecture du texte polémique, plus d'un tiers des personnes interrogées se disent défavorables au stockage de CO<sub>2</sub>. Par ailleurs, il est intéressant de regarder l'évolution de la réponse selon si la personne avait déclaré connaître la technologie ou non. Ainsi les personnes étrangères au procédé le refusent à 12.8 % après la lecture du premier texte et cette proportion triple après lecture du second texte. De plus, 29 % des personnes interrogées disent n'être favorables au stockage qu'en off-shore.

Le refus de ce procédé a déjà pu être observé, par exemple sur le pilote que Total a mené à Lacq, près de Pau, où l'on craignait pour la viticulture environnante. Pourtant, le projet a donné de bons résultats et a pu vérifier que la sismicité induite ne dépassait pas les magnitudes habituelles pour la région.

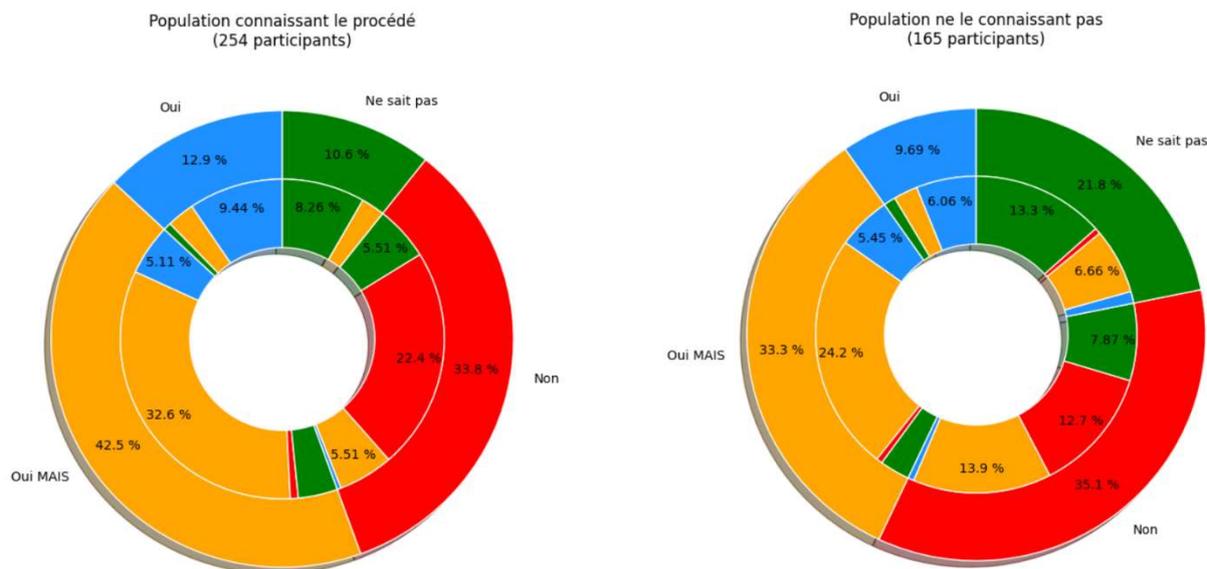


FIGURE S.7 : Comparaison des réponses entre connaisseurs et non connaisseurs du principe de de séquestration du CO<sub>2</sub>

Il apparaît donc qu'avant tout projet de grande envergure de stockage de CO<sub>2</sub>, une sensibilisation de la population au captage et stockage de CO<sub>2</sub> sera nécessaire. Ceci vient renforcer l'aspect idéaliste de notre scénario de stockage de 20 Mt CO<sub>2</sub>/an à compter de maintenant, puisqu'il faudra sans doute plusieurs années avant que la population ne soit favorable à ce procédé.

### 3. Modélisation du stockage géologique

#### 3.1 Stockage du CO<sub>2</sub> sous forme dissoute

Nous cherchons ici à réaliser une modélisation du stockage de CO<sub>2</sub> sous forme dissoute (selon le projet CO<sub>2</sub> - dissolved élaboré par le BRGM, évoqué plus tôt), (Castillo C et al. 2017) afin d'en évaluer les possibilités. Notons d'ailleurs que l'organisme avait déjà réalisé une étude similaire qui pourra nous servir de comparaison. En nous basant sur les mêmes paramètres qu'eux, nous avons réalisé notre étude en utilisant un logiciel différent mis à notre disposition : Hytec (Van der Lee 2003). Nous avons alors fait varier différents paramètres pour étudier leur influence sur le réservoir (Voir les valeurs numériques en Annexe [F.c]).

On simule une injection de CO<sub>2</sub> en faisant varier la vitesse d'injection de l'eau, que l'étude du BRGM ne précisait pas.

Comme mentionné précédemment, le stockage du CO<sub>2</sub> sous forme dissoute permet de coupler un site de stockage à une exploitation géothermique ; nous décidons ici de modéliser ce couplage car cette solution pourrait convenir à des petits émetteurs de CO<sub>2</sub>, nous pouvons ainsi vérifier la viabilité de cette technique. La décision de coupler notre site à une exploitation géothermique nous impose par ailleurs des contraintes sur la durée de vie de ce site. En effet, une fois que l'eau saturée en CO<sub>2</sub> aura atteint le puits de production (puits auquel on pompe l'eau chaude), nous ne pourrons plus

injecter de CO<sub>2</sub> dans l'eau prélevée, nous ne pourrions donc plus stocker. Nous décidons ainsi de choisir cet instant comme la fin de notre exploitation. En effet, nous observons que la propagation du CO<sub>2</sub> est plus rapide que la modification de la température.

On simule une injection dans un aquifère salin dans un modèle 1D axisymétrique.

### Études des solubilités des minéraux de la structure géologique et de la porosité

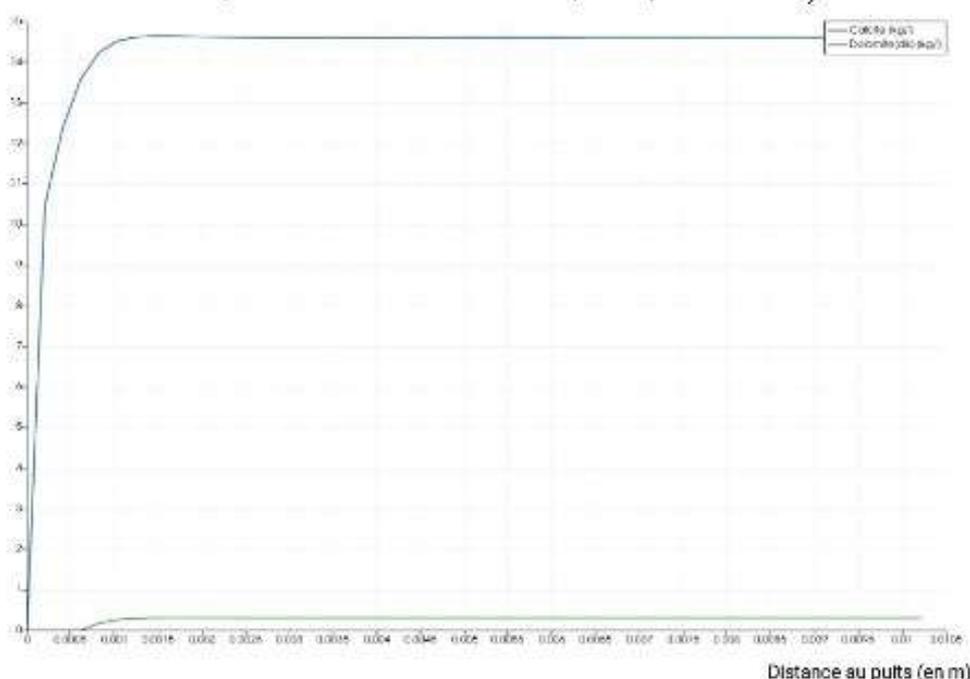
Afin d'éviter les modifications de la structure géologique causées par le CO<sub>2</sub> stocké sous terre, qui peuvent à leur tour entraîner des fractures géologiques et des fuites de CO<sub>2</sub> à haute pression et haute température, il est nécessaire d'étudier l'effet du dioxyde de carbone injecté sur la structure géologique et la porosité.

Masse volumique de calcite et de dolomite avant injection de CO<sub>2</sub> dissous.



FIGURES S.8 ET S.9 : Évolution de la masse volumique de la calcite (en bleu) et de la dolomite (en vert) avant et après un an d'injection de CO<sub>2</sub> dissous en fonction de la distance au puits

Masse volumique de calcite et de dolomite après injection de CO<sub>2</sub> dissous.



Au bout d'un an d'activité, en comparant les courbes d'évolution de la masse volumique de la calcite et de la dolomite présentes dans les roches avant et après (FIGURES S.8 et S.9) l'injection de CO<sub>2</sub> dissous. Nous avons observé une faible diminution de la concentration autour du puits d'injection.

De plus, nous avons tracé l'évolution de la porosité autour du puits d'injection (**Annexe [F.d], FIGURE S.21**), en supposant que la porosité initiale de la couche est homogène et égale à 15%. Nous observons qu'elle évolue très peu autour du puits d'injection, environ 3m autour du puits. Cela est lié à la dissolution de la calcite et de la dolomite autour du puits.

Cette valeur est très petite devant la distance entre les deux puits (1000 m), et est de plus négligeable devant l'avancée du front de propagation de CO<sub>2</sub> (environ 120 m au bout d'un an en prenant un débit de 25 m<sup>3</sup>/h). Nous pouvons donc, dans la suite de nos modélisations, retenir l'hypothèse d'une porosité constante dans le temps.

Il est cependant nécessaire de noter que la porosité autour du puits atteint les 95% (alors qu'elle valait 15% avant l'injection de CO<sub>2</sub>), ce qui illustre la dangerosité du CO<sub>2</sub> dissous puisque cela peut provoquer des fuites.

### Études des débits de solution injectée

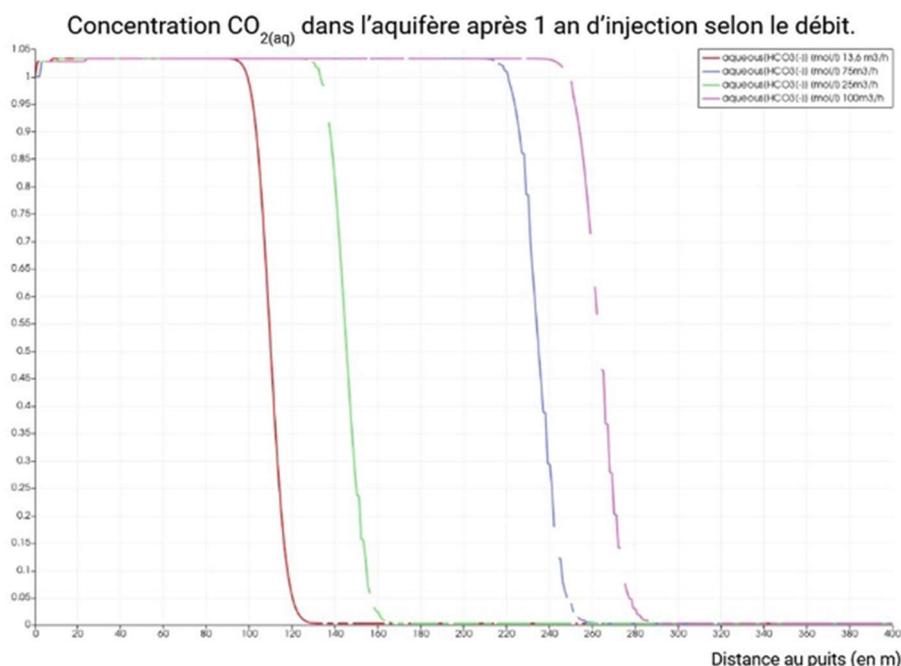
Nous nous intéressons au débit avec lequel la solution est injectée, car il affecte directement la propagation du CO<sub>2</sub> dans le sous-sol, qui à son tour affecte l'évolution d'un certain nombre de paramètres tels que la température et la pression en sous-sol. Ces paramètres, qui représentent dans une certaine mesure les progrès et les risques de l'utilisation de cet équipement, sont ceux auxquels nous devons toujours prêter une attention particulière. Une étude du débit d'injection est par conséquent très importante.

Après un an d'opération dans un aquifère de 1 km de long et de 20 m de hauteur, nous observons sur la **FIGURE S.10** que le front de CO<sub>2</sub> varie grandement en fonction du débit, il est donc nécessaire de choisir un débit et de le conserver pour nos futurs modèles.

À l'aide du logiciel Hytec, nous avons simulé différents débits et observé que pour des débits de 25 m<sup>3</sup>.h<sup>-1</sup>, 50 m<sup>3</sup>.h<sup>-1</sup> et 75 m<sup>3</sup>.h<sup>-1</sup>, les temps de remplissage du réservoir sont respectivement de 40, 24 et 15 ans. Nous choisissons un débit de 25 m<sup>3</sup>.h<sup>-1</sup> pour nos simulations futures. En effet, avec celui-ci, nous pouvons obtenir un bon compromis entre la masse de CO<sub>2</sub> injectée et le temps d'exploitation de l'usine géothermique : 40 ans.

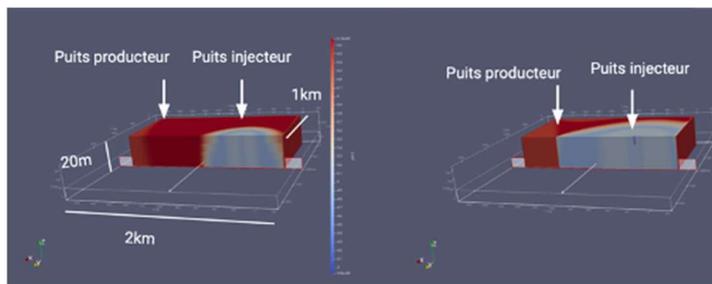
Pour avoir un modèle plus réaliste nous avons réalisé, ensuite une simulation en deux dimensions. Nous observons alors l'avancée du CO<sub>2</sub> dans le réservoir qui se caractérise par l'augmentation de la densité autour du puits d'injection (**Annexe [F.d], FIGURE S.22**). En effet, l'eau contenant du CO<sub>2</sub> dissous est plus dense que le reste de l'eau. Nous observons aussi la progression de l'eau plus froide dans le réservoir (**Annexe [F.d], FIGURE S.23**). Sur 4 mois la vitesse moyenne de propagation du CO<sub>2</sub> est de 0,75 m/jour. L'avancée du CO<sub>2</sub> est plus rapide que l'évolution de la température autour du puits d'injection.

Nous avons par la suite fait une simulation en trois dimensions. En modélisant à la fois le puits injecteur et le puits producteur, on observe dans un premier temps que le pH diminue au sein d'un disque se formant autour du puits injecteur, témoignant d'une acidification de la zone. Dans un second temps, le disque tend vers le puits producteur, ainsi le pH de la zone se situant entre le puits injecteur et le puits producteur évolue plus vite (**FIGURE S.11**). Cela s'explique par l'étude des lignes de champs. Elles sont dirigées vers le puits producteur, à cause de l'aspiration de celui-ci. (**Annexe [F.d], FIGURE S.24**).



**FIGURE S.10 : Évolution de la concentration en CO<sub>2(aq)</sub> dans l'eau de l'aquifère selon le débit en fonction de la distance au puits au bout d'un an d'injection**

Avec le choix d'un débit de  $25 \text{ m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ , on injecte environ  $10 \text{ kt} \cdot \text{an}^{-1}$  de  $\text{CO}_2$  (**Annexe [F.d], S.25**). On retrouve ainsi l'ordre de grandeur de l'usine de ClimeWorks et Carbfix en Islande qui utilise la même technologie et qui parvient à stocker  $4 \text{ ktCO}_2$  par an. Le facteur limitant se trouve donc être la technologie d'injection et non la quantité de  $\text{CO}_2$  captée. On devrait passer en France de  $10 \text{ tCO}_2 \cdot \text{an}^{-1}$  par habitant à  $2 \text{ tCO}_2 \cdot \text{an}^{-1}$  par habitant, une installation de ce type contrebalancerait donc les émissions de 1200 personnes.



**FIGURE S.11 : Évolution en 3D, du pH au bout de 5 ans d'injection puis au bout de 25 ans d'injection, (rouge : partie basique, bleu : partie acide)**

### 3.2 Stockage supercritique

Le stockage de  $\text{CO}_2$  sous forme dissoute ne semble cependant pas être la technique permettant de stocker les quantités de  $\text{CO}_2$  les plus importantes. Pour les gros émetteurs, le stockage sous forme supercritique paraît plus adapté. Nous nous intéressons donc dorénavant à ce type de stockage.

Le  $\text{CO}_2$  que l'on stocke est souvent récupéré à la suite de processus de captage, et le gaz obtenu n'est pas composé uniquement de  $\text{CO}_2$ . On obtient plutôt un mélange de gaz où le  $\text{CO}_2$  est majoritaire (souvent supérieur à 95%), les autres gaz présents dans ce mélange sont appelés des impuretés. Leur nature et leur teneur, présentées sur le **TABLEAU S.12**, dépendent de la méthode de captage.

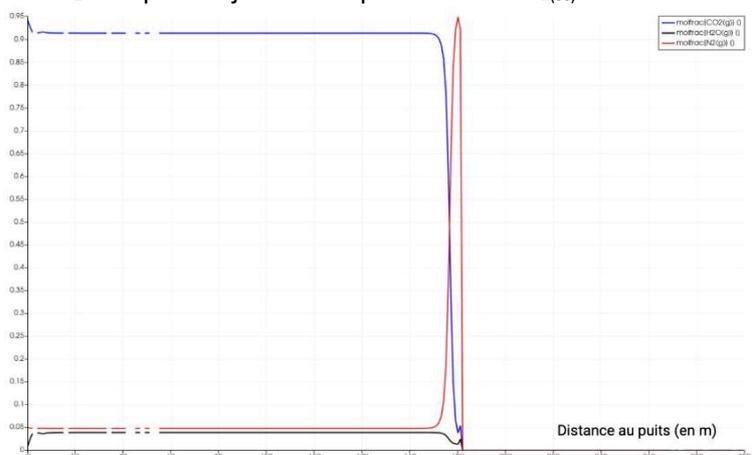
Impuretés	Pré-combustion	Oxycombustion	Post-combustion
CO	1%	0%	0%
$\text{H}_2\text{S}$	1%	0%	0%
$\text{N}_2$	1%	1%	0,01%
Ar	1%	1%	0,01%
$\text{O}_2$	1%	1%	0,01%
$\text{H}_2$	1%	0%	0%
$\text{CH}_4$	0,01%	0%	0%
$\text{SO}_2$	0%	1%	0,01%
NO	0%	0,01%	0,01%

**TABLEAU S.12 : Composition des gaz à stocker selon la technologie de captage. Source : S. Renard, 2010**

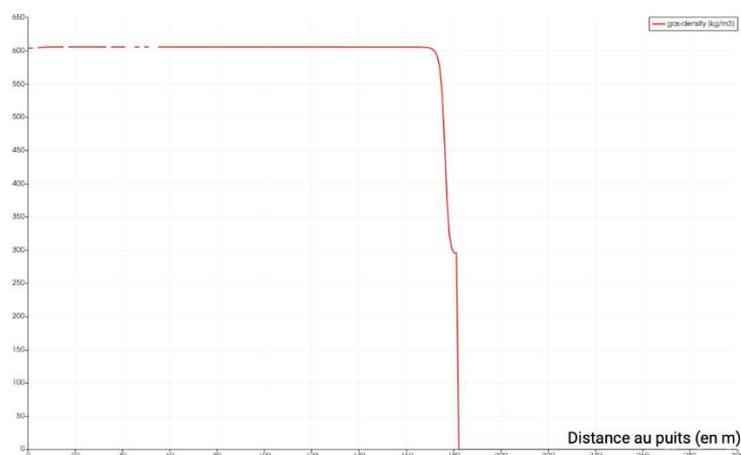
On crée un nouveau modèle de stockage de  $\text{CO}_2$  à l'état supercritique (dont les paramètres de la structure géologique sont précisés en **Annexe [F.d], S.26** dans lequel on prend en compte les impuretés lors de l'injection. On se place à nouveau dans un modèle 1D axisymétrique.

#### Étude de la présence de $\text{N}_2$

On commence par étudier l'effet des gaz inertes, nous lançons donc un premier modèle dans lequel on injecte un mélange composé à 95% de  $\text{CO}_{2(\text{sc})}$  et à 5% de  $\text{N}_{2(\text{g})}$  (on choisit l'azote car ce gaz est présent dans le mélange gazeux récupéré après toutes les techniques de captage selon la **FIGURE S.13**). On remarque premièrement que la densité du gaz injecté a diminué (elle était de  $624,68 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$  lorsque l'on injectait uniquement du  $\text{CO}_{2(\text{sc})}$ , elle est maintenant de  $485,72 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$ ). On calcule à présent la masse de  $\text{CO}_2$  injectée au bout d'un an, on obtient  $335 \text{ kt CO}_2$  alors qu'on obtenait  $445 \text{ kt CO}_2$  lorsqu'on injectait uniquement du  $\text{CO}_{2(\text{sc})}$ .



**FIGURE S.13 : Évolution de la fraction molaire du dioxyde de carbone, de l'azote et de l'eau en fonction de la distance au puits au bout d'un an (courbe bleue :  $\text{CO}_{2(\text{g})}$ , courbe rouge :  $\text{N}_{2(\text{g})}$ , courbe noire :  $\text{H}_2\text{O}_{(\text{g})}$ )**



**FIGURE S.14 : Évolution de la densité du gaz en fonction de la distance au puits au bout d'un an**

On s'intéresse d'abord à la fraction molaire des différents gaz. On observe un pic dans la fraction molaire de l'azote au moment où celle du  $\text{CO}_{2(\text{sc})}$  baisse fortement. Cela est dû au fait que l'azote a une solubilité bien inférieure à celle du  $\text{CO}_{2(\text{sc})}$ . Par effet chromatographique, l'azote semble se placer au niveau du front de  $\text{CO}_{2(\text{sc})}$ . Ceci explique la marche que l'on observe lorsque l'on s'intéresse à la densité du gaz.

La présence de l'azote n'est cependant pas dangereuse car il s'agit d'un gaz inerte, il ne réagit donc pas avec son environnement et peut même avoir une utilité en tant que traceur. Sa présence reste néanmoins contraignante puisqu'on perd une grande partie de la capacité de stockage, il reste donc préférable de travailler avec un gaz le plus riche possible en  $\text{CO}_2$ .

### Étude de la présence de $\text{H}_2\text{S}$

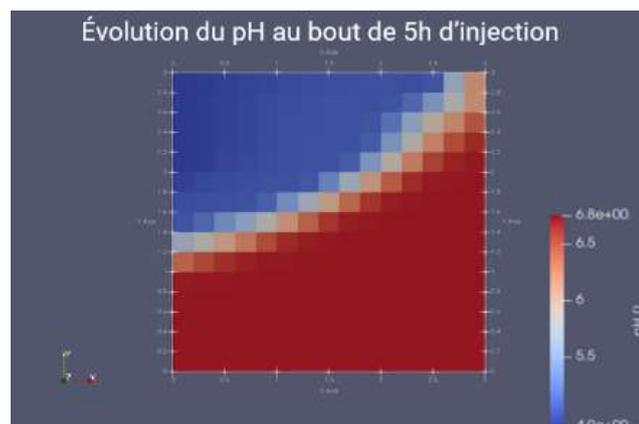
Nous avons également étudié l'injection de  $\text{CO}_{2(\text{sc})}$  avec du sulfure d'hydrogène ( $\text{H}_2\text{S}$ ) afin d'étudier les effets d'un gaz non inerte. Le fluide injecté était composé à 95% de  $\text{CO}_2$  et 5% de  $\text{H}_2\text{S}$  ; celui-ci, dans le modèle 2D créé, est introduit dans une structure géologique ayant pour dimension un carré de 3m de côté (**Annexe [F.d], FIGURE S.27**).

Cette structure est composée de calcite (82%), de dolomite (7%), d'anhydrite (7%) et de sidérite (4%). En effet, il est intéressant ici de considérer les éléments minoritaires tels que l'anhydrite  $\text{CaSO}_4$  ou la sidérite  $\text{FeCO}_3$ , car le  $\text{H}_2\text{S}$  réagit avec ceux-ci.

On remarque qu'après 5h d'injection le  $\text{H}_2\text{S}$  s'est déplacé au sein de la structure géologique, jusqu'à une distance moins importante du puits d'injection que le  $\text{CO}_{2(\text{sc})}$  car il réagit avec les roches (**Annexe [F.d], FIGURE S.28**). De plus, le profil de la fraction molaire est oblique car le  $\text{H}_2\text{S}$  est un gaz, il est donc moins dense que le  $\text{CO}_{2(\text{sc})}$  et la solution se trouvant dans les pores de la roche.

De surcroît, il est intéressant d'étudier l'évolution du pH au sein de la structure (**FIGURE S.15**). Le pH diminue fortement autour du puits d'injection, il passe en effet de 6,75 à 4,9. Il pourrait baisser encore plus, seulement la calcite ( $\text{CaCO}_3$ ) joue ici le rôle de tampon. C'est-à-dire qu'elle consomme des ions  $\text{H}^+$  selon la réaction  $\text{CaCO}_3 + \text{H}^+ = \text{Ca}^{2+} + \text{HCO}_3^-$  et empêche donc le pH de continuer à baisser.

Enfin, l'étude de l'évolution du volume minéral (**Annexe [F.d], FIGURE S.29**) apporte des informations très intéressantes. En effet, on remarque que celui-ci diminue lors de l'injection. La baisse du volume minéral au bout de 5h n'est que de  $1 \times 10^{-3} \text{ m}^3$ , cependant la sidérite réagit avec l'anhydrite pour donner de la pyrite, ainsi la totalité de l'anhydrite et de la sidérite seront consommées. Ceci entraîne une augmentation de la porosité, ce qui est bénéfique pour l'injection de  $\text{CO}_{2(\text{sc})}$  car la quantité que l'on peut stocker augmente, de plus il n'y a pas de dangers de fuite comme avec le  $\text{CO}_2$  dissous puisqu'on parle ici de minéraux minoritaires. Toutefois, ajouter du sulfure d'hydrogène au  $\text{CO}_2$  afin de faire croître la porosité ne semble pas être une bonne idée car le soufre est un élément dangereux pour l'environnement. De plus, comme évoqué précédemment, la présence d'impureté entraîne une diminution de la masse de  $\text{CO}_{2(\text{sc})}$  injectable.



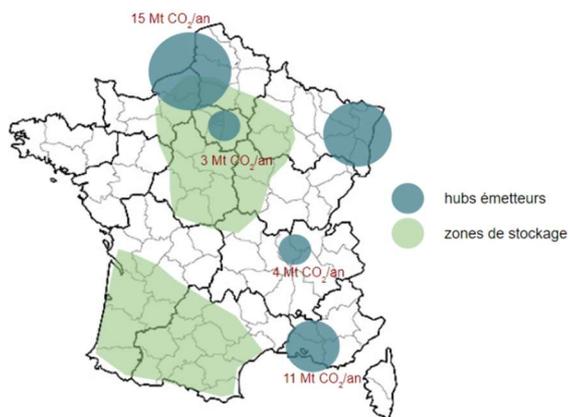
**FIGURE S.15 : Évolution du pH après 5h d'injection**

### 3.3 Comparaison des modes de stockage

En injectant le  $\text{CO}_2$  sous forme dissoute dans la structure présentée dans la section 3.1, il est possible de stocker environ  $7.0 \text{ kg.m}^{-3}$ , ce qui représente  $140 \text{ kg.m}^{-2}$  (**Annexe [F.e]**). En ce qui concerne le  $\text{CO}_{2(\text{sc})}$ , on peut stocker environ  $625 \text{ kg.m}^{-3}$ , soit  $75 \text{ t.m}^{-2}$ . On remarque donc que la quantité de  $\text{CO}_2$  que l'on peut piéger par  $\text{m}^2$  est plus de 500 fois plus importante sous forme supercritique que sous forme dissoute.

Finalement, d'après le dernier rapport du GIEC, il serait nécessaire de stocker géologiquement  $350 \text{ GtCO}_2$  d'ici à 2100. En considérant que le captage à l'échelle industrielle ne sera possible qu'à partir de 2040, il faudra ainsi stocker  $5.83 \text{ GtCO}_2.\text{an}^{-1}$ . Ceci représente donc 5 830 lieux de stockage sous forme supercritique comme Sleipner ou 1.46 million de stockage comme celui sous forme  $\text{CO}_{2(\text{aq})}$  en Islande.

## 4. Où stocker



**FIGURE S.16 : Carte des hubs émetteurs et des zones de stockage possible en France**

Dans ce paragraphe, il est question d’explorer différentes stratégies de captage/stockage à l’échelle de la France. Nous avons déjà mentionné plus haut les capacités de la France à se décarboner. En partant du principe que le meilleur CO<sub>2</sub> est celui que l’on n’émet pas, le CO<sub>2</sub> que l’on pourra capter/stocker en France sera celui émis après décarbonation des industries, comme figuré sur la figure suivante.

On voit se dessiner sur la carte de la **FIGURE S.16** un certain nombre de hubs émetteurs. C’est sur ces hubs que nous avons choisi d’axer notre stratégie, afin de capter un maximum de CO<sub>2</sub> en un lieu donné et d’ainsi limiter les infrastructures de transports, coûteuses et longues à mettre en place.

Dans les trois parties qui vont suivre, on se propose d’étudier un scénario de stockage pour un hub donné, sans étudier sa capacité à répondre à l’objectif que nous nous étions fixés en introduction. Cet aspect sera en effet discuté dans les parties suivantes qui, via une évaluation économique du problème, pourront permettre d’articuler ces différents scénarii entre eux et éventuellement d’en privilégier l’un ou l’autre.

### 4.1 Gérer les Hubs du Nord de la France

Sur la carte précédente on peut noter la présence de deux hubs principaux au nord de la France, au niveau du Havre et de Dunkerque. A eux deux ces hubs cumulent 19 MtCO<sub>2</sub>/an captable.

En vertu de l’importance de leurs émissions (c’est-à-dire la nécessité d’avoir un grand espace de stockage) et de leur proximité avec la côte, il semble naturel de vouloir stocker ces émissions en Mer du Nord. Ce projet semble en effet à première vue en tout cas cohérent puisqu’on rappelle que la capacité de stockage du puits Sleipner seul est de 6,3 Gt CO<sub>2</sub>, ce qui représente 330 années d’injection (on fait ici l’hypothèse que les émissions de nos hubs constituent le seul flux dans le puit d’injection).

La plus grande difficulté d’un tel projet reste bien évidemment le transport du CO<sub>2</sub>, qui pourra être envisagé selon plusieurs possibilités.

On a déjà discuté des coûts de transport du CO<sub>2</sub> selon le moyen utilisé. S’il est clair qu’entre Dunkerque et le puits il nous faudra mettre en place un transport du CO<sub>2</sub> liquide par bateau (distance de l’ordre, voire légèrement supérieure à 1000 km, ce qui fait du transport par bateau le moyen de transport le plus rentable), la question se pose pour le transport entre le Havre et Dunkerque. On envisage deux scénarios, pour lesquels on a pris soin de répertorier quelques avantages et inconvénients. (**TABLEAU S.17**)

Scénario	Points positifs	Points négatifs
<b>Scénario 1</b> : Construction d’un gazoduc entre le Havre et Dunkerque puis bateau vers Sleipner	- Une fois mis en place, les infrastructures sont garanties une cinquantaine d’années : seulement 2 chantiers d’ici 2100	- Corrosion de l’ordre de 0.01 mm/an : les tuyaux tiennent 50 ans - Gros investissement initial - Perception sociale, incrustation dans le paysage
<b>Scénario 2</b> : Bateau-bus : transport par bateau Le Havre-Dunkerque puis Dunkerque-Sleipner	- Plus flexible que le scénario 1	- Investissement constant - Un bateau tous les 6 jours

**TABLEAU S.17 : Points positifs et négatifs des différents scénarii proposés**

Une étude plus détaillée sera nécessaire pour choisir entre ces deux scénarios. On choisit ici de se laisser la possibilité de les considérer tous deux de front.

En parallèle, il est à noter que bien que les aspects de perception sociale du projet soient beaucoup moins contraignants que pour un projet onshore, là encore beaucoup de freins s'opposent à la mise en œuvre rapide du projet. Avant de pouvoir piéger du CO<sub>2</sub> dans un quelconque réservoir il faudra en effet l'étudier avec minutie, en faire des simulations informatiques. En outre, un tel projet doit être en accord avec le code de l'environnement et ne pas perturber les écosystèmes marins. Toutes ces problématiques montrent là encore que notre objectif de captage linéaire (capter dès aujourd'hui 20 Mt CO<sub>2</sub>/an) est idéalisé.

Cependant, la mise en œuvre de ce système de captage permettrait de capter environ 19 Mt CO<sub>2</sub>/an, ce qui est extrêmement encourageant vis-à-vis de notre objectif initial, bien que très idéalisé.

#### 4.2 Les Hubs de Fos-sur-Mer et Lyon

Les industries de Fos-sur-Mer représentent 11 Mt CO<sub>2</sub>/an captables et celles de la région lyonnaise 4 Mt CO<sub>2</sub>/an captables, ce qui rend le captage des émissions de ces sites intéressant. Malheureusement, celles-ci ne pourraient pas être stockées "sur place", comme expliqué en amont, notamment à cause de la méconnaissance de la géologie de la vallée du Rhône. En parallèle, nous avons vu plus haut que le bassin aquitain avait un important potentiel de stockage (estimé à 560 Mt CO<sub>2</sub> dans les réservoirs déplétés) sans qu'il y ait de grosses industries émettrices à proximité. Dès lors, si l'on veut pouvoir exploiter le bassin aquitain, le plus pertinent est de faire venir le CO<sub>2</sub> des industries émettrices plus lointaines. C'est pour cela que nous proposons de stocker les émissions de Fos-sur-Mer et Lyon dans le bassin d'Aquitaine.

Se pose alors la question du transport. Il serait contre-productif d'acheminer le CO<sub>2</sub> par camion sur de si longues distances et le train ne permet pas de déplacer des quantités de dioxyde de carbone aussi importantes qu'il le faudrait si l'on souhaite récupérer tout le CO<sub>2</sub> émis par les sites considérés. Le transport par gazoduc apparaît donc comme le plus approprié. Cependant, on ne pourrait utiliser les gazoducs existants destinés au transport de gaz naturel à cause de l'aspect corrosif du dioxyde de carbone, qui endommagerait rapidement les tuyaux (sans même mentionner les conflits d'usages avec le passage du gaz naturel dans les gazoducs : même si on vise à diminuer notre consommation de gaz, il y aurait une période de "chevauchement" des utilisations). Cette stratégie de stockage nécessite donc la construction d'un nouveau gazoduc conçu pour résister au CO<sub>2</sub> et long de plusieurs centaines de kilomètres (environ 500 km entre Fos-sur-mer et le site de Lacq, 300 km de plus pour relier Lyon à Fos-sur-mer).

En supposant qu'on stocke immédiatement l'intégralité des émissions de ces sites et qu'elles restent constantes, les réservoirs du bassin aquitain pourraient être utilisés pendant environ 35 ans.

#### 4.3 Stocker les émissions parisiennes.

La région parisienne seule cumule des émissions captables de 3 Mt de CO<sub>2</sub>, et il serait possible de les stocker sur place directement sans passer par un gazoduc de 400 km. Il s'agit du projet le plus facile à mettre en place aujourd'hui et le plus étudié. On pourrait aussi y stocker les émissions des grands émetteurs des Hauts de France, ou de la région de Strasbourg.

Avec une capacité de stockage de 330 Mt environ et un débit de 3 Mt de CO<sub>2</sub> par an, ce réservoir pourrait durer 110 ans. Cette durée diminue si on choisit aussi de stocker les émissions des Hauts de France.

## 5. Analyse économique

Pour déterminer le niveau de taxe carbone nécessaire pour atteindre les objectifs de stockage de 20Mt/an, nous nous sommes appuyés sur des diagrammes représentant en abscisse des capacités de captage/stockage et en ordonnées des coûts associés, en classant les capacités par coûts totaux (CAPEX et OPEX) croissants.

Dans un premier temps, faisons l'hypothèse simplificatrice que les coûts du transport et du stockage sont négligeables par rapport à ceux du captage et de la liquéfaction. A l'échelle nationale, nous obtenons les résultats présentés en **FIGURE S.18**.

Pour atteindre l'objectif fixé (indiqué par la droite violette) et pour minimiser les coûts, il semble donc nécessaire - sous ces hypothèses - que l'ensemble des usines de cimenterie, de sidérurgie, et quelques émetteurs de l'industrie chimique (à hauteur de 0.5 Mt/an) se mettent à capter toutes leurs émissions dès aujourd'hui. Pour les inciter à le faire, il est donc nécessaire de fixer une taxe qui rendrait rentable le captage de CO<sub>2</sub> pour les cimentiers, la sidérurgie et les industries chimiques, soit une taxe de l'ordre de 75 €/t (74€/t pour que les industries du ciment et la sidérurgie captent l'ensemble de leur CO<sub>2</sub>, nos données indiquant qu'il faut en moyenne 76 €/t pour rendre rentable le captage dans les usines chimiques). En fixant une taxe supérieure à 76 €/t, nos résultats indiquent que l'on pourrait atteindre une capacité annuelle de captage de l'ordre de 29 Mt.

Si on veut également prendre en compte le coût du transport et du stockage, il n'est plus possible de raisonner à l'échelle nationale. En effet, le coût du transport dépend de la distance du lieu d'émission au lieu de stockage, et le coût du stockage dépend du lieu de stockage. Pour simplifier le problème, nous allons faire l'hypothèse que le coût du transport ne varie pas au sein d'une région industrielle, et qu'à chaque région est associé un même lieu de stockage. Cela nous autorise donc à faire le même genre de diagrammes à l'échelle de chacune des 3 régions.

Pour collecter les émissions industrielles de nos trois zones géographiques, nous nous sommes appuyés sur les données de l'ADEME, en considérant que les émissions du nord de la France pourraient être approximées par les émissions cumulées des Hauts-de-France et de la Normandie, celles de la région parisienne par celles de l'Île-de-France et de la région Centre, et celles de la Vallée du Rhône par celles des régions Auvergne-Rhône-Alpes et Provence-Alpes-Côte d'Azur. Ces données sont rassemblées dans l'Annexe [F.f].

Nous devons maintenant décider comment répartir le débit national de captage stockage de 20Mt/an entre nos régions. Nous négligeons les raisons techniques (de sécurité par exemple) qui pourraient limiter les débits pour chaque zone de stockage, par manque d'informations et pour simplifier le problème. Nous retenons des débits de 11.75 Mt/an pour les industries du Nord, 1.25 Mt/an pour la région parisienne, et de 7 Mt/an pour la vallée du Rhône. Ce débit peut sembler arbitraire, mais nous le justifierons par la suite.

Les coûts de captage, de transport et de stockage associés à chaque zone géographique et à chaque secteur sont rassemblés dans les Annexes [F.g] et [F.h].

Pour le transport, nous avons supposé une distance moyenne de 800 km de transport par pipeline pour le stockage dans le bassin aquitain et 1000 km par bateau pour le stockage en mer du nord.

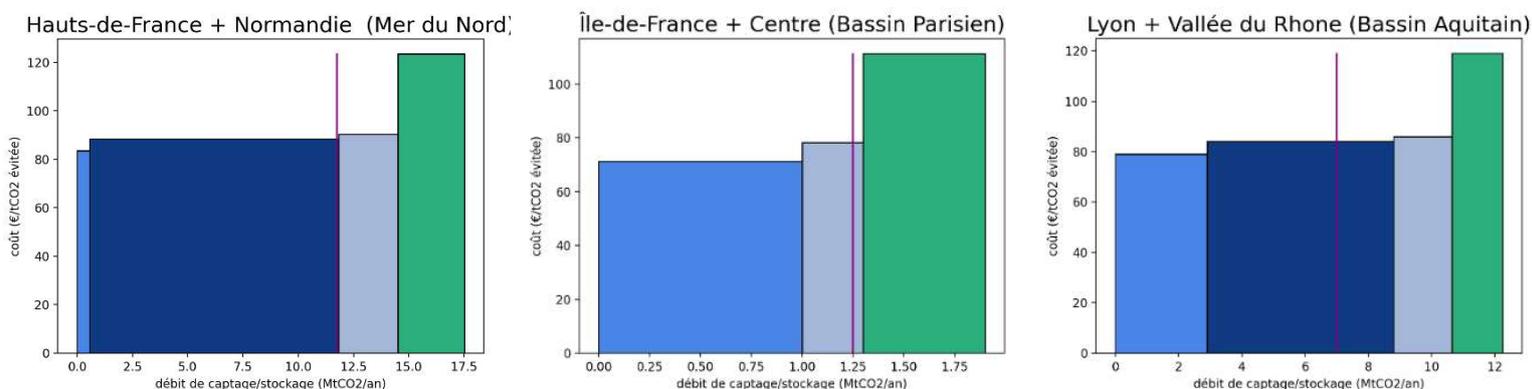


FIGURE S.19 : Coûts et débits de CSC par région

On observe qu'avec ce débit-là, la taxe carbone devrait être supérieure à **90,5 €/t** (correspondant au coût pour le secteur de la sidérurgie du nord de la France) pour atteindre les objectifs fixés. On peut également maintenant se convaincre qu'aucun débit ne pourrait faire mieux, la zone du diagramme associée au secteur cité précédemment étant nécessairement atteinte. De plus, ce débit permet d'assurer la durabilité du processus de stockage. En effet, avec ce débit, on pourrait en théorie continuer le captage/stockage pendant 560 ans en mer du Nord (à condition que la France soit le seul pays utilisateur de ce réservoir), pendant 260 ans dans le bassin parisien, et pendant 80 ans dans le bassin aquitain.

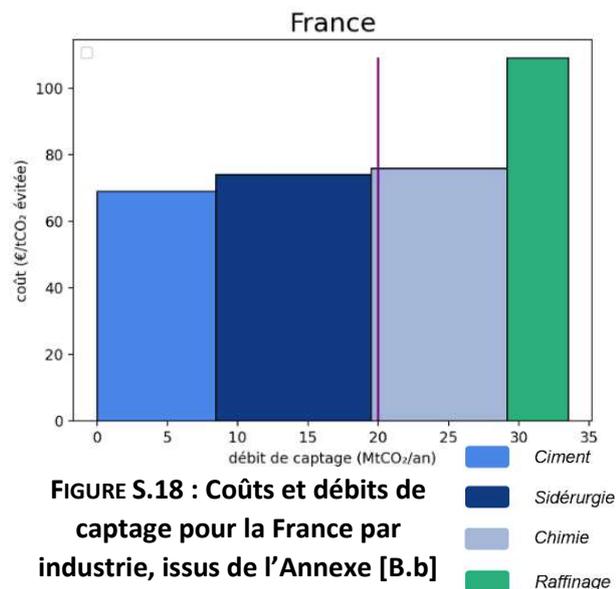


FIGURE S.18 : Coûts et débits de captage pour la France par industrie, issus de l'Annexe [B.b]

## Conclusion

Pour atteindre les objectifs de température fixés par le GIEC à l'horizon 2100, il semble nécessaire de faire appel à différents leviers de réduction de nos émissions de gaz à effet de serre. C'est pourquoi nous nous sommes tout d'abord intéressés aux quatre industries les plus émettrices en France, la cimenterie, la sidérurgie, la chimie et le raffinage, pour déterminer comment et à quel point il était possible de décarboner leurs procédés. Nous avons trouvé que certains biais de décarbonation étaient simples à mettre en place et permettaient des réductions significatives des émissions de CO<sub>2</sub> (entre 5 et 20%). D'autres technologies, dites de rupture, existent pour décarboner les industries, mais elles sont souvent très coûteuses à mettre en place et demandent plus d'efforts. De plus, toutes les industries n'ont pas le même potentiel de décarbonation. Certaines émissions, par contre, sont inévitables. Le CSCV nous est ainsi apparu comme la solution pour supprimer les émissions de CO<sub>2</sub> qui n'ont pas pu être évitées par la décarbonation.

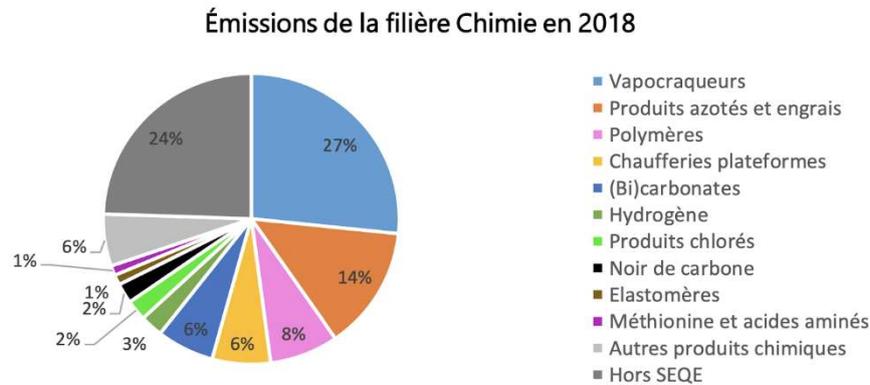
Pour continuer, nous avons étudié en détail la solution que constituait le CSCV en ce sens, en étudiant les aspects techniques et économiques de chaque étape du processus. Le captage tout d'abord représente un enjeu technique important et est l'étape la plus coûteuse. Trois techniques sont utilisables à l'échelle industrielle, dont la plus développée est la post-combustion. Le choix de la technique utilisée dépend fortement de l'usine et de son environnement, nous avons donc fait une moyenne des coûts de captage sur les 4 industries les plus émettrices. Le transport est probablement l'étape la plus difficile à évaluer en toute généralité, car les techniques employées et les coûts varient fortement selon le cas étudié. Retenons qu'il existe deux principaux moyens de transport pour le CO<sub>2</sub>, le caroduc, préféré pour des courtes distances (inférieures à 1000 km), et le bateau, préféré pour des distances plus importantes. Une fois acheminé, le CO<sub>2</sub> doit être stocké, et ce de façon sûre et viable. En ce sens, il est crucial d'étudier en profondeur les différents sites potentiels (modélisations, simulations, pilotes...), présents en mer du Nord ou en France. Cette étude peut être réalisée à partir de modélisations numériques qui permettent de prédire le comportement de la structure géologique en réponse à l'injection de CO<sub>2</sub>.

Il est également possible d'exploiter le CO<sub>2</sub> pour d'autres usages, et de le vendre sur un marché, mais celui-ci n'est pas de taille assez importante pour absorber toutes les émissions.

Enfin, nous nous sommes intéressés plus particulièrement au cas de la France. Nous avons calculé qu'il était possible de réduire au total de 19,4 à 33,7 Mt CO<sub>2</sub><sub>eq</sub>/an grâce à la décarbonation des industries les plus émettrices (sans CSC). Pour établir un plan de CSC à l'échelle nationale, nous avons identifié trois zones émettrices, la région parisienne, le Nord de la France et la vallée du Rhône, et trois zones de stockage potentielles associées, respectivement le bassin parisien, certains aquifères de la mer du Nord, et le Bassin aquitain. Pour inciter les industries à capter et stocker leur CO<sub>2</sub>, nous avons calculé à l'aide d'un modèle simplifié qu'il était nécessaire de fixer une taxe carbone à la hauteur de 90€/t.

## A. Emetteurs en France

### Annexe [A.a] : Détail des émissions de la filière chimie



Le principal enjeu dans la filière des engrais est la synthèse d’ammoniac. Elle émet **2,7 Mt** de CO<sub>2</sub> par an en France (ADEME, 2021), (Fig 1):



L’autre filière importante, la production d’éthylène et de propylène, émet **5,6 Mt** de CO<sub>2</sub> par an (ADEME, 2021) (Fig 2).

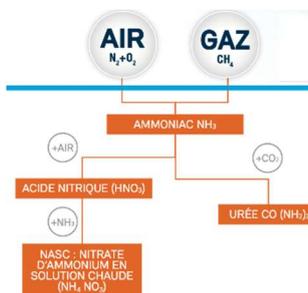


FIGURE 3 : Production d’engrais (ADEME, 2021)

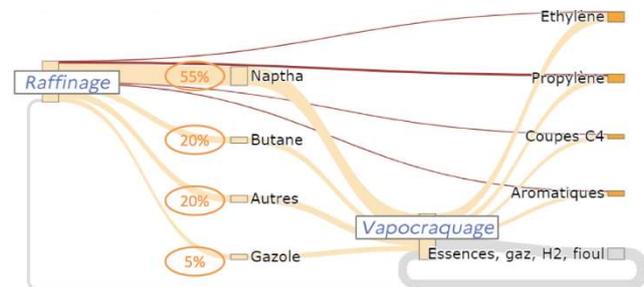


FIGURE 4 : Production d’alcènes (ADEME, 2021)

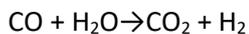
### Synthèse d’hydrogène

La production d’H<sub>2</sub> dans les industries chimiques produit **2,7 Mt** de CO<sub>2</sub> eq par an (Conseil national de l’industrie, 2021). Environ **10 tCO<sub>2</sub>** par 1 tH<sub>2</sub> produit sont émises (Dominique, 2021). L’hydrogène est produit en majorité grâce au vaporeformage du méthane.



La réaction (2) étant très endothermique, elle nécessite des hautes températures (700-1100°C). On utilise pour cela la vapeur issue de brûleurs à combustibles, ce qui émet du CO<sub>2</sub>.

L’eau et le gaz naturel sont convertis en gaz de synthèse. Il faut retransformer le monoxyde de carbone par la suite car il est toxique.



(3) (Water Gas Shift)

Choisir une électricité provenant des énergies renouvelables permet de produire de l'hydrogène neutre en carbone. Cependant, l'électrolyse de l'eau est très peu répandue (seulement **5%** en France (AURM, 2021)) car très coûteuse : **6 €** le kg d'H<sub>2</sub> vert contre **2 €** le kg d'H<sub>2</sub> formé par vaporeformage (Ministère de la transition écologique et solidaire, 2018).

De plus, pour avoir **100%** d'hydrogène vert dans la chimie, il faudrait que la production électrique française décarbonée augmente de **15%** ce qui pose des problèmes d'approvisionnement en électricité (Lavergne & Legait, 2021).

### Synthèse d'ammoniac

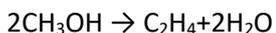
La production d'ammoniac française est de **1,5 Mt** par an. **1,8 tonnes** de CO<sub>2</sub> sont émises par tonne d'ammoniac produite : **1,3** pour le vaporeformage, et **0,5** pour la chaleur obtenue par combustion (ADEME, 2021). La réaction (1) est favorisée à haute température et haute pression (450°C et 200 bars) car la liaison N<sub>2</sub> est exceptionnellement forte, d'où la nécessité de brûler des combustibles et d'utiliser des machines à comprimer, ce qui émet du CO<sub>2</sub>.

Contrairement au procédé Haber Bosch, la réaction (5) "permet de synthétiser l'ammoniac dans des conditions de température et pression ambiantes et ne nécessite pas d'apport en hydrogène" (Simmonds, 2019). Le gain est de **1,3 tCO<sub>2</sub>** par tonne d'ammoniac.

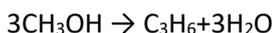
### Synthèse d'alcènes

La production d'éthylène et de propylène en France est de **4,1 Mt** par an (ADEME, 2021). Pour synthétiser les alcènes, la technique la plus utilisée est le vapocraquage de produits issus des raffineries de pétrole. Il émet **0,85 tonnes** de CO<sub>2</sub> par tonne de produit (ADEME, 2021). Les vapocraqueurs, qui décomposent les gros hydrocarbures en molécules plus petites, doivent atteindre une température de 850 °C pour décomposer le naphta en oléfines.

### MTO :



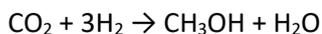
(6) (Synthèse d'éthylène)



(7) (Synthèse de propylène)

### Autres options de décarbonation

En outre, le CO<sub>2</sub> émis par la production d'ammoniac pourrait être réutilisé pour former des gaz comme le méthanol ou l'éthanol (utilisés notamment dans les carburants ou pour le procédé MTO).

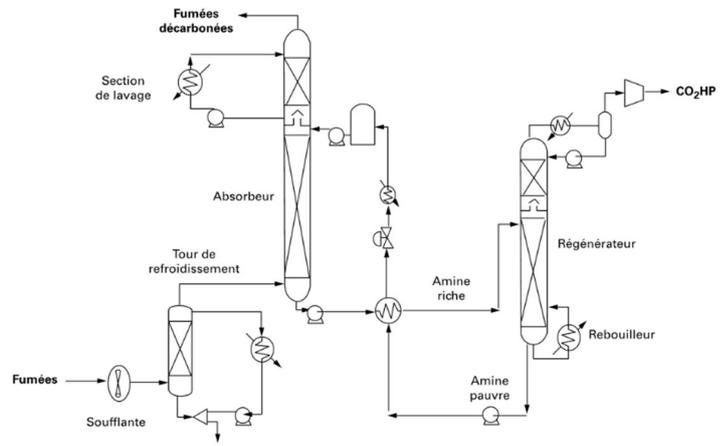


(8) (Synthèse de méthanol)

## B. Captage

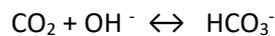
### Annexe [B.a] : Principe de l'absorption chimique

#### Schéma du processus de séparation par solvants aminés (Techniques de l'ingénieur 2020)



Extrait de « Captage du CO<sub>2</sub> : Technologie pour la transition énergétique »  
 Réf. BE0052, L. RAÏNAL, S. TEBANIAN - Techniques de l'ingénieur 2020  
 Copyright © 2020 | Techniques de l'ingénieur | tous droits réservés

Pour les amines primaires et secondaires, il y a formation d'ions carbamates. Les équilibres chimiques en jeu sont les suivants :



Cependant, leur capacité d'absorption (moles de solvant nécessaire pour capturer une mole de CO<sub>2</sub>) est assez faible.

La MEA a comme inconvénient de se dégrader rapidement en NH<sub>3</sub> et de réagir avec des impuretés comme les NO<sub>x</sub> et les SO<sub>x</sub>, et avec l'oxygène. Ainsi, environ 1,5 kg d'amines de MEA doivent être remplacés par tonne de CO<sub>2</sub> capté. Les amines tertiaires sont des bases trop faibles pour attaquer le CO<sub>2</sub> et ne possèdent pas de H pour former un carbamate. Il se forme seulement du HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>. Leur capacité d'absorption est grande, de l'ordre de 1.

Finalement, on peut envisager de mélanger divers solvants afin d'obtenir les propriétés souhaitées. De nouveaux solvants sont conçus en permanence pour optimiser l'absorption. **(Descamps 2009)**

**Bailey et Feron (2005)** récapitulent les principaux procédés d'absorption chimique commerciaux :

- Le procédé Kerr-McGee/ABB/ Lummus Crest utilise une solution aqueuse contenant entre 15 et 20 mass.% de MEA. La régénération requiert entre 5 et 6,5 GJ.t<sup>-1</sup> CO<sub>2</sub>.
- Le procédé ECONAMINE de Fluor Daniel utilise une solution aqueuse contenant 30 mass.% de MEA avec un inhibiteur de corrosion qui permet l'utilisation d'un acier conventionnel dans le procédé ainsi que la présence d'oxygène dans les fumées. La régénération requiert 4,2 GJ.t<sup>-1</sup> CO<sub>2</sub>.
- Le procédé Kansai Electric Power Co., Mitsubishi Heavy Industries. Ltd est basé sur les solvants KS-1, KS-2 et KS-3. Ce procédé permet de diminuer la quantité de vapeur requise lors de la régénération du solvant. Les pertes et la dégradation du 32 solvant sont aussi plus faibles que pour la MEA, sans nécessiter l'ajout d'additifs. La régénération requiert 3,2 GJ.t<sup>-1</sup> CO<sub>2</sub>.

### Annexe [B.b]

Type d'émetteur	Coût du captage (€/t CO <sub>2</sub> capté)	Coût du captage (€/t CO <sub>2</sub> évité)	Pourcentage du CO <sub>2</sub> capté parmi les émissions	Émissions totales de CO <sub>2</sub> (Mt/an)	CO <sub>2</sub> potentiellement capté (Mt/an)	CO <sub>2</sub> potentiellement évité (Mt/an)
Raffineries	85	100	50	10.3	5.15	4,38
Chimie	57	67	90	12.6	11.34	9,66

(éthylène-propylène)						
Sidérurgie	55	65	50-63	23	13	11,06
Cimenterie	51	60	90	11	9.9	8,42

Coûts du captage et émissions potentiellement évitables par secteur à l'échelle nationale (2017)

Source : ADEME 2020

## D. Stockage

### Annexe [D.a] : Modélisation de la capacité de stockage des principaux réservoirs du Bassin parisien

Trias	Dogger
Profondeur : entre 1500 et 3000m	Profondeur : entre 1700 et 2000m
Température : entre 70 et 120°C	Température : entre 60 et 80°C
Pression : entre 200 et 300 bar	Pression : entre 140 et 150 bar

$$\begin{aligned}
 V_p &= A_{aqui} \cdot e \cdot \phi \\
 Q_{aqui} &= V_p \cdot h_{st} \cdot \rho_{CO_2} \\
 Q_{piégé} &= Q_{aqui} \cdot T_{trapped} \%
 \end{aligned}$$

$Q_{aqui}$  : La masse de CO<sub>2</sub> que l'on pourrait injecter dans l'aquifère

$Q_{piégé}$  : La masse de CO<sub>2</sub> que l'on pourrait piéger dans l'aquifère

$V_p$  : Le volume poreux de l'aquifère

$h_{st} = 6\%$  : L'efficacité de stockage (la fraction de volume poreux qui peut être rempli de CO<sub>2</sub>)

$\rho_{CO_2}$  : La masse volumique du CO<sub>2</sub>

$A_{aqui}$  : La surface de l'aquifère

$e$  : L'épaisseur moyenne de l'aquifère

$\phi$  : La porosité (sans unité)

$T_{trapped} \%$  : La proportion de l'aquifère qui représente un piège

Formation	$A_{aqui}$ (Km <sup>2</sup> )	$e$ (Km)	$\phi$	$V_p$ (Km) <sup>3</sup>	$\rho_{CO_2}$ (t · m <sup>-3</sup> )	$Q_{aqui}$ (Mt CO <sub>2</sub> )	$T_{trapped} \%$	$Q_{piégé}$ (Mt CO <sub>2</sub> )
Buntsandstein	21,000	0.200	0.1	420	0.7	17,640	3%	529
Keuper	27,500	0.025	0.15	103		4,331		130
Total Triasique	48,500	0.225		523		21,971		659
Dogger	15,000	0.100	0.1	150	0.48	4,320	0.2%	8.64
Réservoir géothermique	2,484	0.020	0.15	7		215		0.43

Annexe [D.b] : Coût de la tonne de CO2 injectée et capacité des différents lieux de stockage géologique en France

Technique	Coût en puissance installée (€/t/an)	Coût par tonne (€/t)	Capacité totale (Mt)
Aquifères salins offshore	85	2,83	6300
Réservoirs déplétés onshore	79	2,63	560
Aquifères salins onshore	60	2	813

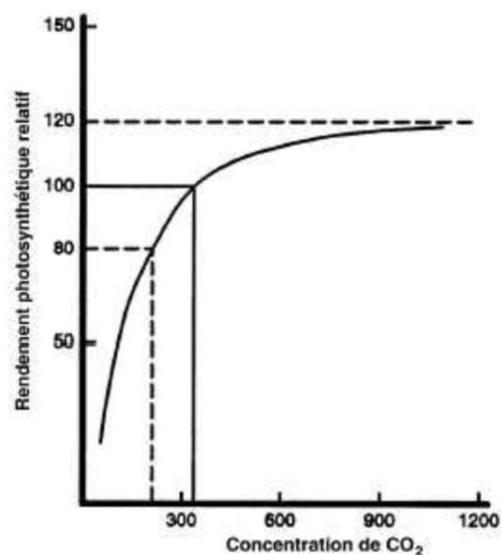
Source : Energy Economics 2021

## E. Valorisation

### Annexe [E.a] : Rendement photosynthétique

#### Rendement photosynthétique en fonction de la concentration en CO<sub>2</sub> (OMAFRA 2002)

On remarque que le rendement augmente encore au-delà de la concentration atmosphérique.



### Annexe [F.a] : Décarbonation de la filière chimie

Remarque 1 : lorsque nous avons des indications de réduction de consommation d'énergie, pour les convertir en réduction d'émissions CO<sub>2</sub>, nous avons utilisé le mix énergétique de l'entreprise Borealis Grand-Quevilly, qui représente 80% de la production d'ammoniac en France.

Remarque 2 : lorsqu'il s'agissait de changements de procédés, nous avons estimé que les changements possibles sur la production française, dans un laps de temps raisonnable, ne représentaient que 20% au maximum.

Remarque 3 : pour les chiffres de réduction d'émission CO<sub>2</sub> avancés, lorsqu'aucune source n'est citée, ils ont été calculés par le groupe ayant travaillé sur le sujet avec les données se trouvant dans le rapport sur la décarbonation.

Remarque 4 : les techniques en italique sont les techniques de rupture : ce qu'on appelle rupture, c'est ce qui selon nous nécessite un changement significatif dans la structure de l'industrie concernée ; cette appellation est de ce fait subjective.

### Annexe [F.b] : Textes utilisés pour le sondage

Texte 1 : Le CO<sub>2</sub>, aussi appelé gaz carbonique, est un gaz naturellement présent dans l'atmosphère. Les végétaux en ont besoin pour leur croissance et pour produire l'oxygène de l'air que nous respirons. Mais quand il y a trop de CO<sub>2</sub>, les températures augmentent à la surface de la Terre. Or, aujourd'hui, il y a 30% de plus de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère qu'il y a 100 ans, ce qui est dû en grande partie à la production d'énergie (le fait de brûler du charbon, du pétrole et du gaz naturel). Cette augmentation du CO<sub>2</sub> est la cause principale du changement climatique qui peut avoir des conséquences graves pour l'environnement et la santé humaine. Pour lutter contre le changement climatique, on doit donc réduire les émissions de CO<sub>2</sub>.

Pour cela, un certain nombre de mesures politiques et techniques doivent être envisagées. Parmi celles-ci, une solution a déjà été expérimentée en Amérique du Nord, en Norvège ou en Algérie. Elle consiste à récupérer le CO<sub>2</sub> et l'injecter à de grandes profondeurs dans le sous-sol au lieu de le laisser se diffuser dans l'atmosphère. C'est ce que l'on appelle le principe [SPLIT] géologique. Ce principe existe déjà au niveau naturel puisque l'on trouve dans le sous-sol de nombreux réservoirs de CO<sub>2</sub> qui le retiennent depuis des milliers d'années.

Texte 2 : Le but du stockage géologique est de retarder et de limiter les effets du changement climatique. Outre que les sites adaptés sont assez difficiles à trouver, les scientifiques s'interrogent aussi sur :

6. La fuite et la remontée du CO<sub>2</sub> vers la surface, qui pourraient provoquer des dommages à l'environnement.
7. La possibilité de fuite soudaine pouvant avoir des effets sur la santé humaine et animale.
8. Les problèmes de la pression en sous-sol qui pourraient entraîner de légères perturbations en surface (soulèvement de terrain, impact sur les constructions).
9. La possibilité que le CO<sub>2</sub> qui est légèrement acide contamine les roches souterraines et pollue l'eau.

Bien qu'ardemment étudiés par de nombreux groupes de scientifiques, les probabilités de ces scénarii et leurs effets ne sont pas encore bien connus, c'est pourquoi :

On prévoit une surveillance permanente à long terme des sites de [SPLIT] géologique éventuels.

Les sites potentiels sont choisis loin des réserves d'eau.

On étudie depuis les années 2010 cette technique dans des projets pilotes ou des réservoirs naturels déjà existants.

En cas de problème, on prévoit des solutions permettant de pouvoir récupérer une grande partie du CO<sub>2</sub> injecté dans le sous-sol.

### Annexe [F.c] : Valeurs Numériques utilisées pour la Modélisation du stockage dissous.

Modélisation du stockage sous forme dissoute : On réalise une étude sur 30 ans. Le réservoir se situe à 1500 m de profondeur avec une épaisseur de 20 m. La pression est de 147 bars, la température de l'eau est de 70 °C. La porosité est de 15% et la salinité de l'eau est de 15 g.L<sup>-1</sup>. La concentration de l'eau en CO<sub>2</sub> dissous est de 1 mol.L<sup>-1</sup> et la température de l'eau injectée est de 40 °C.

### Annexe [F.d] : Modélisation : Figures supplémentaires

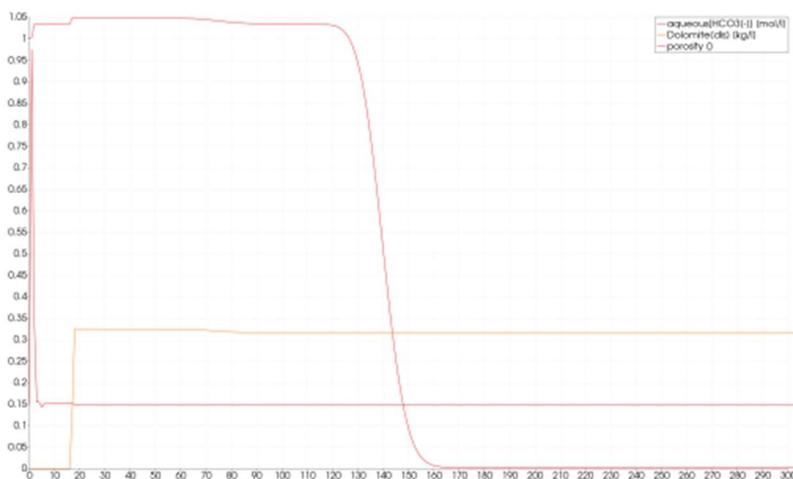


FIGURE S.21 : Évolution de la porosité en fonction de la distance au puits au bout d'un an

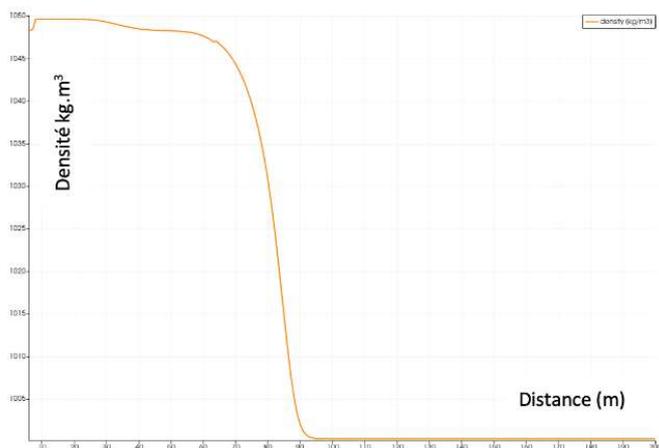


FIGURE S.22 : Évolution de la densité dans le réservoir en fonction de la distance au bout de 4 mois d'injection



L'eau injectée avec du CO<sub>2</sub> est plus dense, il faut ainsi prendre en compte les effets de gravité. L'eau envoyée par le puits producteur n'aura pas tendance à se répartir de manière uniforme, mais elle s'accumulera davantage au fond du réservoir. Ce paramètre se traduit par l'avancement en diagonale du front de température.

FIGURE S.23 : Évolution de la température en fonction de la distance au bout de 4 mois d'injection dans un modèle 2D

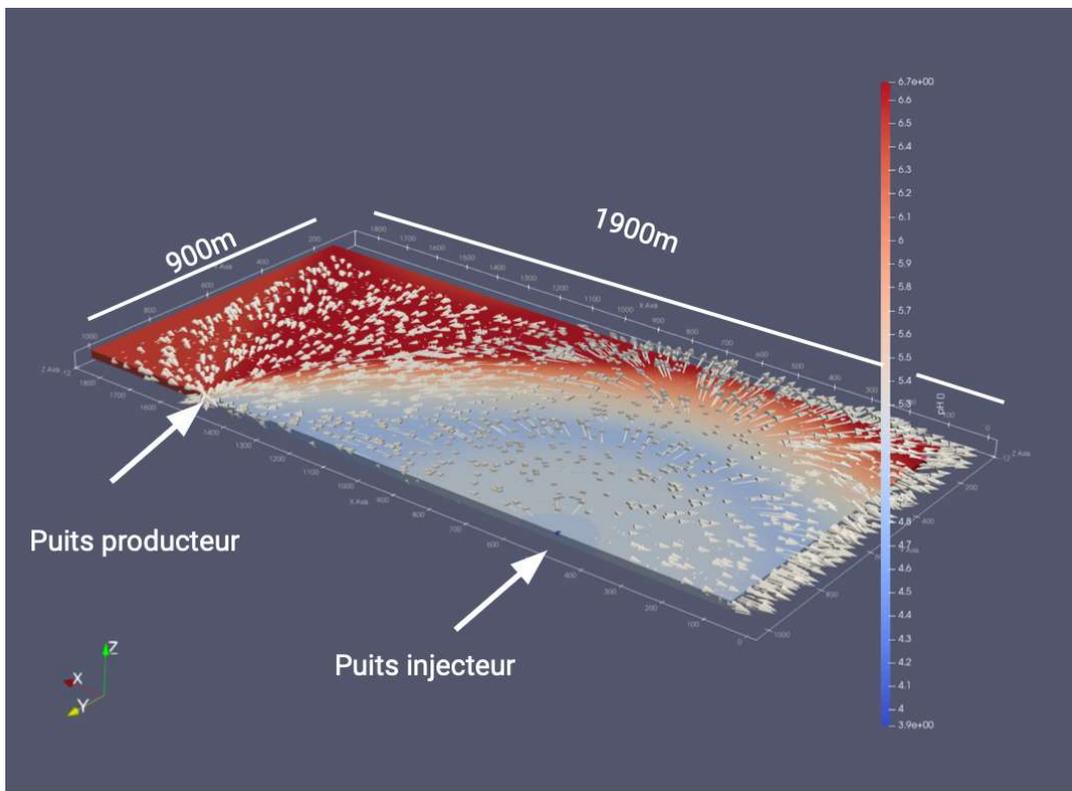


FIGURE S.24 : Évolution du pH dans le réservoir dans un modèle 3D avec mise en évidence des lignes de champs, après 25 ans d'injection

#### S.25 : Détails du calcul

$$25 \text{ m}^3 \cdot \text{h}^{-1} \cdot 24 \text{ h} \cdot \text{j}^{-1} \cdot 365 \text{ j} \cdot \text{an}^{-1} \cdot 1000 \text{ l} \cdot \text{m}^{-3} \cdot 1,0 \text{ mol} \cdot \text{l}^{-1} \cdot 44 \text{ g} \cdot \text{mol}^{-1} = 9636 \text{ t} \cdot \text{an}^{-1}$$

Calcul très approximatif car la géothermie ne fonctionne pas obligatoirement en été.

#### S.26 : Caractéristiques de la structure géologique pour le stockage sous forme super critique

Le réservoir se situe à 4500 m de profondeur avec une épaisseur de 120 m. La porosité est de 15%. La température est de 150°C.

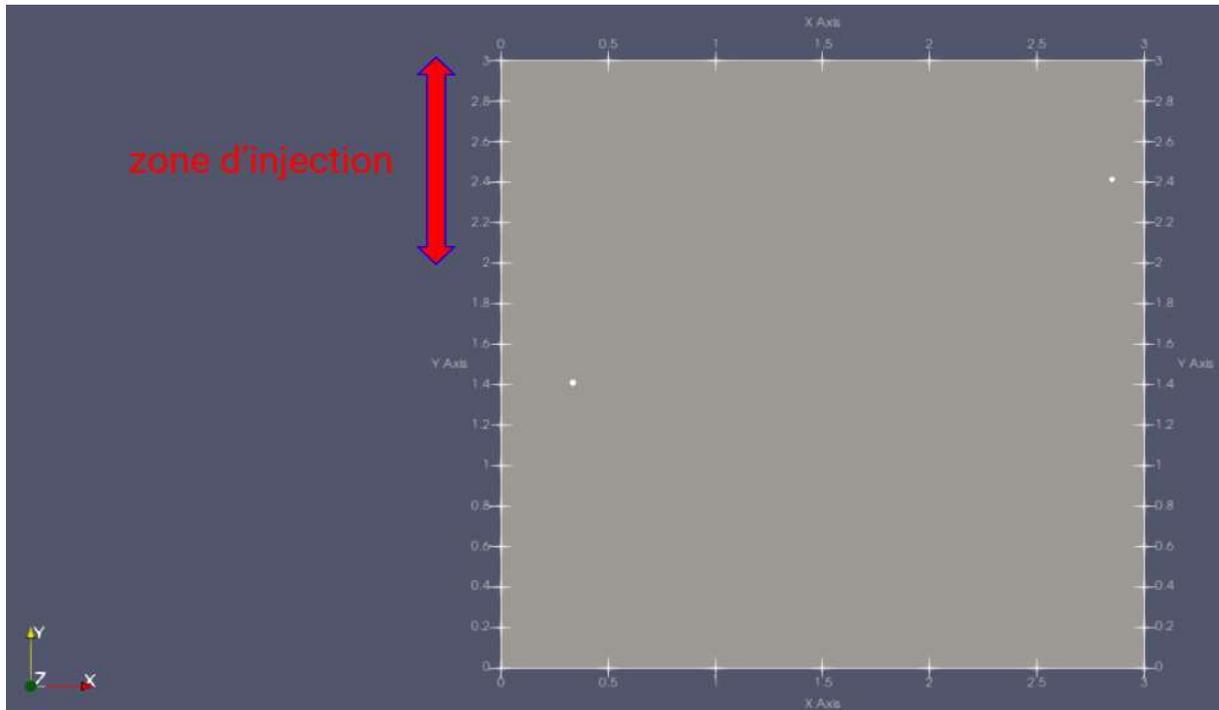


FIGURE S.27 : Structure géologique

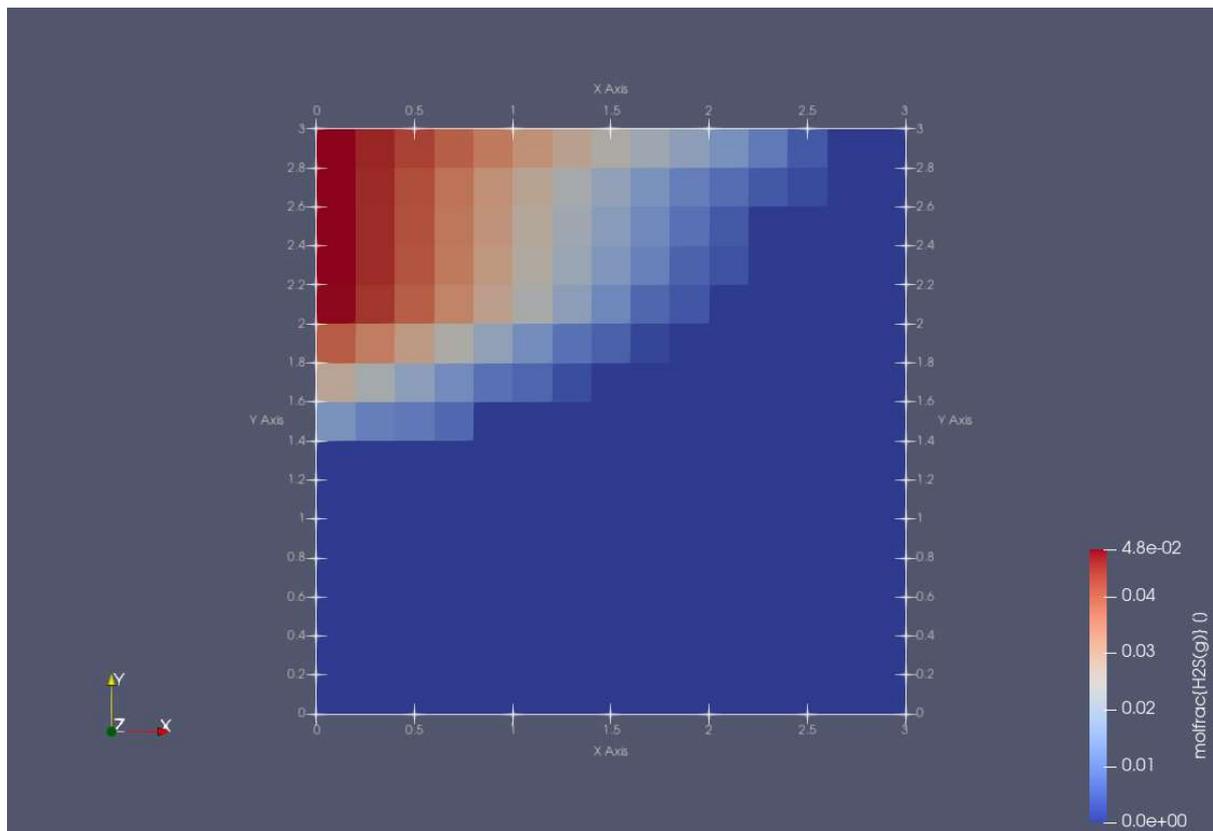


FIGURE S.28 : Évolution de la fraction molaire de  $H_2S_{(g)}$  après 5 h d'injection

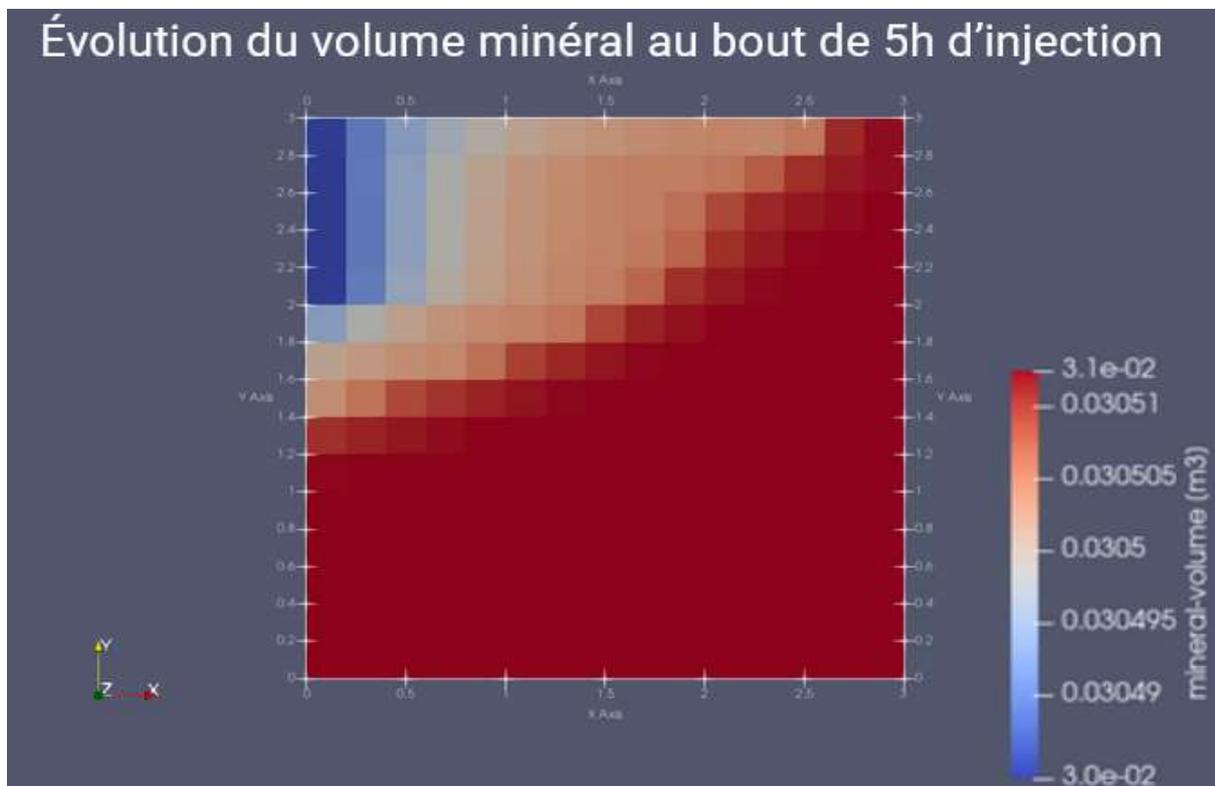


FIGURE S.29 : Évolution du volume minéral après 5h d'injection

#### Annexe [F.e] : Détails du calcul

Pour le CO<sub>2</sub> dissous, on s'était placé dans un réservoir de 20m d'épaisseur, ainsi avec 7 kg.m<sup>-3</sup> de CO<sub>2</sub>, on obtient 7x20 = 140 kg.m<sup>-2</sup>.

Pour le CO<sub>2</sub> supercritique, on s'est placé dans un réservoir de 120m de hauteur, ainsi avec 625 kg.m<sup>-3</sup> de CO<sub>2</sub>, on obtient 625x120 = 75 t.m<sup>-2</sup>.

#### Annexe [F.f] :

Régions	Émissions captables (Mt/an)	Cimenteries (%)	Sidérurgie (%)	Raffineries (%)	Chimie (%)
Hauts-de-France	15	3	75	0	8
Normandie	6	12	0	50	25
Île-de-France	2	5	0	30	15
Centre	1	90	0	0	0
AURA	4	45	10	13	5
PACA	11	10	50	10	15

Part des émissions industrielles captables pour chaque région (2017)

Source : ADEME 2020

#### Annexe [F.g]

Zone géographique	Coût de la liquéfaction	Coût du transport	Coût du stockage
Nord (stockage en Mer du Nord)	9	13,3	3,2

<b>Région parisienne</b> (stockage dans le bassin parisien)	9	Négligeable	2,3
<b>Vallée du Rhône</b> (stockage dans le bassin aquitain)	9	7	3,0

Coût de la liquéfaction, du transport et du stockage par zone géographique, en €/tCO<sub>2</sub>

Source : ADEME 2020, IPCC 2005, Energy Economics 2021

Annexe [F.h]

Zone géographique	Cimenteries	Sidérurgie	Chimie	Raffineries
<b>Nord</b> (stockage en Mer du Nord)	83,5	88,5	90,5	123,5
<b>Région parisienne</b> (stockage dans le bassin parisien)	71,3	76,3	78,3	111,3
<b>Vallée du Rhône</b> (stockage dans le bassin aquitain)	79	84	86	119

Coût du CSC (en €/t évitée) par secteur et par zone géographique

Déduit des autres tableaux

## G. Carnet de bord

15/11/21 :

0. Conférence d'Orano Mining sur la décarbonation de sites miniers
1. Après-midi passée dans les bâtiments de Total Energies : introduction au CSCV

16/11/21 :

2. Visite de Methatreil, premier site de valorisation de bio CO<sub>2</sub> en France à Machecoul-Saint-Même : visite des infrastructures de méthanisation et purification, et de serres de tomates utilisant le CO<sub>2</sub> produit

17/11/21 :

3. Présentation sur le métier de l'ingénieur et les limites planétaires dans le cas du changement climatique par les Mines de Fontainebleau
4. Initiation à l'écriture d'une bibliographie et à l'utilisation des outils associés

18/11/21 :

5. Présentation sur le diagramme de phase du CO<sub>2</sub> pour une application au captage, transport et stockage (Mines de Fontainebleau)
6. Présentation sur le captage et stockage de CO<sub>2</sub> Partie 1 (Mines de Fontainebleau) : stockage de CO<sub>2</sub> sous différentes formes, réservoirs potentiels, influence de la perception sociale, équations pour caractériser l'évolution dans le réservoir
7. Présentation et visite du Centre Thermodynamique et Procédés (Mines de Fontainebleau)

19/11/21 :

8. Journée au Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM) : conférences sur des stratégies de stockage en France, le stockage en milieu marin profond, la caractérisation des sites de stockage, le monitoring des sites, les freins liés à la perception sociale ; visite de laboratoire (BIOREP)

22/11/21 :

9. Conférence d'Engie sur le captage, (stockage) et valorisation de CO<sub>2</sub> dans le cadre de leurs objectifs de neutralité carbone
10. Présentation sur le captage et stockage de CO<sub>2</sub> Partie 2 : notion de transport réactif, modélisations de l'évolution du CO<sub>2</sub> dans le réservoir, problématiques de sécurité
11. Présentation du Centre de Géosciences (Mines de Fontainebleau)

23/11/21 :

12. Journée avec Holcim : conférences sur le prix du carbone, stratégies pour réduire les émissions (CSCV, ciment et béton bas-carbone, agrégats de béton recyclés...)

24/11/21 :

13. Présentation sur l'analyse de cycle de vie des systèmes énergétiques : définition des objectifs et du champ d'étude, analyse de l'inventaire, évaluation des impacts, interprétation des résultats et conclusions (Mines de Fontainebleau)
14. Présentation sur la géologie du bassin parisien (Mines de Fontainebleau) dans une optique de stockage

25/11/21 :

15. Conférence par CryoPur : présentation de l'activité du groupe (captage de CO<sub>2</sub> de façon cryogénique pour la production de biométhane)

29/11/21 :

16. Présentation de méthodes d'évaluation économique (notion d'actualisation et analyse des cash flows) (Mines de Fontainebleau)

30/11/21 :

17. Journée avec AirLiquide : conférences sur les techniques de captage, les moyens de transport, les voies de valorisation du CO<sub>2</sub>, imbrication des cycles CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O et O<sub>2</sub>

## Bibliographie

Eldridge, R. B., Seibert, A. F., Robinson, S., & Rogers, J. (2005). *Hybrid Separations/Distillation Technology. Research Opportunities for Energy and Emissions Reduction*. Univ. of Texas, Austin, TX (United States). <https://doi.org/10.2172/1218709>

Napp, T. A., Gambhir, A., Hills, T. P., Florin, N., & Fennell, P. S. (2014). A review of the technologies, economics and policy instruments for decarbonising energy-intensive manufacturing industries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, 616–640. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.036>

Yoo, H., Roh, K., Hunaidy, A. S. A., Imran, H., & Lee, J. H. (2019). Optimal design of heat and water recovery system utilizing waste flue gases for refinery CO<sub>2</sub> reduction. *Computers & Chemical Engineering*, 124, 140–152. <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2019.02.015>

Raffinage du pétrole. (2021). In *Wikipédia*. [https://fr.wikipedia.org/w/index.php?title=Raffinage\\_du\\_p%C3%A9trole&oldid=188381726](https://fr.wikipedia.org/w/index.php?title=Raffinage_du_p%C3%A9trole&oldid=188381726)

*Our CO2 footprint*. (2020, septembre 18). Holcim.Com. Consulté 23 novembre 2021, à l'adresse <https://www.holcim.com/our-co2-footprint>

Concrete needs to lose its colossal carbon footprint. (2021). *Nature*, 597(7878), 593-594. <https://doi.org/10.1038/d41586-021-02612-5>

Nurdiawati, A., & Urban, F. (2021). Towards deep decarbonisation of energy-intensive industries : A review of current status, technologies and policies. *Energies*, 14(9), 2408. <https://doi.org/10.3390/en14092408>

*Carboncure's sustainable concrete solution*. (s. d.). CarbonCure Technologies Inc. Consulté 30 novembre 2021, à l'adresse <https://www.carboncure.com/>

*Carbon upcycling technologies*. (s. d.). Carbon Upcycling Technologies. Consulté 30 novembre 2021, à l'adresse <https://carbonupcycling.com>

*Solidia® – making sustainability business as usual<sup>SM</sup>*. (s. d.). Consulté 29 novembre 2021, à l'adresse <https://www.solidiatech.com/>

*Pionnier du ciment décarboné—Pour une construction plus responsable*. (s. d.). Ciments Hoffmann. Consulté 29 novembre 2021, à l'adresse <https://www.ciments-hoffmann.fr/>

Létard, V. (2019). Sur les enjeux de la filière sidérurgique dans la France du XXI<sup>e</sup> siècle : Opportunité de croissance et de développement—Rapport. <https://www.senat.fr/rap/r18-649-1/r18-649-117.html>

Bouxin, A. (2021). Acier, mémo d'analyse des enjeux de décarbonation du secteur. ADEME. <https://librairie.ademe.fr/changement-climatique-et-energie/4731-acier-memo-d-analyse-des-enjeux-de-decarbonation-du-secteur.htm>

Iron and steel technology roadmap – analysis. (2020). IEA. <https://www.iea.org/reports/iron-and-steel-technology-roadmap>

Aulancier, H.-M., & Ramos, C. (2018). Stratégie d'entreprise dans (Et pour) un monde décarboné | Carbone 4. <https://www.carbone4.com/strategie-dentreprise-monde-decarbone>

ADEME. (2021). Plan de transition sectoriel de la chimie en France.

Conseil National de l'Industrie. (2021). Décarbonation de l'industrie : feuille de route de la filière chimie.

Dominique, Romain. « La décarbonation via l'hydrogène : thème du Congrès Horizons Hydrogène ». EnergyStream, 19 juillet 2021, <https://www.energystream-wavestone.com/2021/07/la-decarbonation-via-lhydrogene-sujet-phare-du-prochain-congres-horizons-hydrogene-de-novembre-2021/>

AFHYPAC. (2019). Production d'hydrogène à partir des combustibles fossiles.

Ministère de la transition écologique et solidaire. (2018). Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique.

Agence d'urbanisme de la région mulhousienne (AURM). (2021). Les enjeux de développement de l'hydrogène.

Lavergne, R. Legait, B. (2021). La décarbonation des entreprises en France (Rapport n° 2020/01/CGE/SG/TS).

Renard, S. (2010). Rôle des gaz annexes sur l'évolution géochimique d'un site de stockage de dioxyde de carbone : application à des réservoirs carbonatés. <http://www.theses.fr/>. <http://www.theses.fr/2010INPL025N>

Simmonds, G. "Synthèse d'ammoniac à partir d'azote et d'eau". RTFLASH, 13 juin 2019, <https://www.rtflash.fr/synthese-d-ammoniac-partir-d-azote-et-d-eau/article>. Consulté le 10 décembre 2021.

ADEME, « Les émissions de CO<sub>2</sub> par énergie ». Économie d'énergie, 24 septembre 2012, <https://www.economiedenergie.fr/les-emissions-de-co2-par-energie/>.

Mitchell Crow, J. La synthèse de l'ammoniac devient électrique | Dossier | NCGo. <https://ncgovote.org/fr/la-synth%C3%A8se-de-lammoniac-devient-%C3%A9lectrique/>. Consulté le 10 décembre 2021.

Rissman, J, et al. « Technologies and Policies to Decarbonize Global Industry: Review and Assessment of Mitigation Drivers through 2070 ». Applied Energy, vol. 266, mai 2020, p. 114848. ScienceDirect, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114848>.

Fritz, M. & Aydemir, A. (2020). The energy of exergy - analysis of different olefin production routes. Disponible sur [https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2020/2-023-20\\_Fritz.pdf](https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2020/2-023-20_Fritz.pdf).

Eldridge, R. B., Seibert, A. F., Robinson, S., & Rogers, J. (2005). *Hybrid Separations/Distillation Technology. Research Opportunities for Energy and Emissions Reduction*. Univ. of Texas, Austin, TX (United States). <https://doi.org/10.2172/1218709>

Napp, T. A., Gambhir, A., Hills, T. P., Florin, N., & Fennell, P. S. (2014). A review of the technologies, economics and policy instruments for decarbonising energy-intensive manufacturing industries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, 616–640. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.036>

Yoo, H., Roh, K., Hunaidy, A. S. A., Imran, H., & Lee, J. H. (2019). Optimal design of heat and water recovery system utilizing waste flue gases for refinery CO<sub>2</sub> reduction. *Computers & Chemical Engineering*, 124, 140–152. <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2019.02.015>

Rubin, Edward S., et al. « The Cost of CO<sub>2</sub> Capture and Storage ». International Journal of Greenhouse Gas Control, vol. 40, septembre 2015, p. 378-400.

Captage du CO<sub>2</sub>. (s. d.). Techniques de l'Ingénieur. Consulté 4 décembre 2021, à l'adresse <https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/stockage-de-l-energie-42638210/captage-du-co2-be8092/>

Kanniche, M., Gros-Bonnivard, R., Jaud, P., Valle-Marcos, J., Amann, J.-M., & Bouallou, C. (2009). Pre-combustion, Post-combustion and Oxy-combustion in thermal power plant for CO capture. *Applied Thermal Engineering*, 30(1), 53. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2009.05.005>

Descamps, C. (2004). Study of the CO<sub>2</sub> capture with physical absorption in an electricity production system based on coal gasification with an integrated combined cycle [Phdthesis, École Nationale Supérieure des Mines de Paris]. <https://pastel.archives-ouvertes.fr/pastel-00005506>

Leung, D. Y. C., Caramanna, G., & Maroto-Valer, M. M. (2014). An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 426–443.

Tuinier, M. J., Hamers, H. P., & van Sint Annaland, M. (2011). Techno-economic evaluation of cryogenic CO<sub>2</sub> capture—A comparison with absorption and membrane technology. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2011.08.013>

Renard, S. (2010). Rôle des gaz annexes sur l'évolution géochimique d'un site de stockage de dioxyde de carbone : Application à des réservoirs carbonatés [These de doctorat, Vandoeuvre-les-Nancy, INPL]. <http://www.theses.fr/2010INPL025N>

Rubin, E. S., Davison, J. E., & Herzog, H. J. (2015). The Cost of CO<sub>2</sub> capture and storage. *International Journal Of Greenhouse Gas Control*.

Bert Metz, Ogunlade Davidson, Heleen de Coninck, Manuela Loos and Leo Meyer, IPCC. (2005). Carbon Dioxide Capture and Storage. Cambridge University Press, UK.

Chahal, Radwan. (2015). Rare earth doped chalcogenide glasses optical fiber sensors applied for monitoring and storage of CO<sub>2</sub>. [https://www.researchgate.net/figure/Diagramme-de-phase-du-CO2-Un-fluide-supercritique-correspond-a-un-fluide-ayant-des\\_fig25\\_283209901](https://www.researchgate.net/figure/Diagramme-de-phase-du-CO2-Un-fluide-supercritique-correspond-a-un-fluide-ayant-des_fig25_283209901)

Holz, F., Scherwath, T., Crespo del Granado, P., Skar, C., Olmos, L., Ploussard, Q., Ramos, A., & Herbst, A. (2021). A 2050 perspective on the role for carbon capture and storage in the European power system and industry sector. *Energy Economics*, 104, 105631. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105631>

Bonijoly D., with the collaboration of Barbier J., Matray J.M., Robelin C., Kervevan C., Thierry D., Menjot A., Cotiche C., Herbrich B. (2003) – Feasibility of CO<sub>2</sub> storage in geothermal reservoirs. Example of the Paris Basin, France. BRGM-CFG-ANTEA contribution to the GESTCO project. Fifth RTD Framework Programme (ENK6-CT 1999-00010). BRGM/RP-52349-FR, 135 p., 54 fig., 9 tabl., 1 ann. <http://infoterre.brgm.fr/rapports/RP-52349-FR.pdf>

Synthèse des projets financés, point sur la filière captage et stockage du CO<sub>2</sub>, ADEME (2014) [https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/synthese\\_projet\\_ademe\\_web\\_0107.pdf](https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/synthese_projet_ademe_web_0107.pdf)

Blanchard F. – Piégeage du CO<sub>2</sub> dans les réservoirs géologiques en France : projet PICOREF, cadrage réglementaire et enjeux environnementaux. Rapport final. <http://infoterre.brgm.fr/rapports/RP-54638-FR.pdf>

Roullé A. (2006) – PICOREF : Piégeage du CO<sub>2</sub> dans les réservoirs géologiques en France. Evaluation du risque sismique. Rapport final BRGM/RP-54675-FR, 27 p., 6 fig., 1 tabl. <http://infoterre.brgm.fr/rapports/RP-54675-FR.pdf>

Valorisation du CO<sub>2</sub>. (s. d.). Techniques de l'Ingénieur. Consulté 1 décembre 2021, à l'adresse <https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/procedes-chimie-bio-agro-th2/gestion-durable-des-dechets-et-des-polluants-42495210/valorisation-du-co2-g1816/>

ADEME. (2020). Le Captage et Stockage du CO<sub>2</sub> (CSC) en France.

Castillo, C., Marty, N. C. M., Hamm, V., Kervévan, C., Thiéry, D., de Lary, L., & Manceau, J.-C. (2017). Reactive Transport Modelling of Dissolved CO<sub>2</sub> Injection in a Geothermal Doublet. Application to the CO<sub>2</sub>-DISSOLVED Concept. *Energy Procedia*, 114, 4062-4074. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1547>

