

RAPPORT D'ÉTUDE  
DRS-17-164859-08281A

30/11/2017

**Captage et stockage géologique du CO<sub>2</sub> :  
retour d'expérience et perspectives**

**INERIS**

maîtriser le risque |  
pour un développement durable |



# **Captage et stockage géologique du CO<sub>2</sub> : retour d'expérience et perspectives**

Direction des Risques du Sol et du Sous-sol

## PREAMBULE




Le présent rapport a été établi sur la base des informations fournies à l'INERIS, des données (scientifiques ou techniques) disponibles et objectives et de la réglementation en vigueur.

La responsabilité de l'INERIS ne pourra être engagée si les informations qui lui ont été communiquées sont incomplètes ou erronées.

Les avis, recommandations, préconisations ou équivalent qui seraient portés par l'INERIS dans le cadre des prestations qui lui sont confiées, peuvent aider à la prise de décision. Etant donné la mission qui incombe à l'INERIS de par son décret de création, l'INERIS n'intervient pas dans la prise de décision proprement dite. La responsabilité de l'INERIS ne peut donc se substituer à celle du décideur.

Le destinataire utilisera les résultats inclus dans le présent rapport intégralement ou sinon de manière objective. Son utilisation sous forme d'extraits ou de notes de synthèse sera faite sous la seule et entière responsabilité du destinataire. Il en est de même pour toute modification qui y serait apportée.

L'INERIS dégage toute responsabilité pour chaque utilisation du rapport en dehors de la destination de la prestation.

	Rédaction	Vérification		Approbation
NOM	Régis FARRET	Franz LAHAIE	Christian FRANCK	Pascal BIGARRE
Qualité	Responsable de l'unité « Eaux Souterraines et Émissions de Gaz » à la Direction des Risques du Sol et du sous-sol	Responsable de l'unité « Risques Naturels et Ouvrages Souterrains » à la Direction des Risques du Sol et du sous-sol	Responsable Appui Technique à la Direction des Risques du Sol et du sous-sol	Directeur des Risques du Sol et du Sous-sol
Visa				

## RÉSUMÉ

Bien que des financements publics importants aient été mis en place depuis 2007, la filière CCS (*carbon capture and storage*) peine à décoller et à jouer son rôle en matière de lutte contre le changement climatique. L'Europe a connu une période de flottement avec des reports et des échecs sur plusieurs projets importants, le programme de financement NER300 n'a pas bénéficié comme prévu aux projets CCS en Europe, tandis que le mécanisme ETS d'échange de quotas d'émission de CO<sub>2</sub> n'a pas joué le rôle escompté.

A l'heure actuelle, dans le monde entre 4 et 5 Mt de CO<sub>2</sub> par an sont stockées en aquifère, avec deux sites en Norvège, deux en Amérique du Nord et un au Japon. Cela reste très loin des objectifs visés par la filière CCS, soit près de 6 Gt en 2050. Toutefois, des projets récents montrent un renouveau de la filière CCS depuis 2015-2016.

Ce rapport, réalisé par l'INERIS dans le cadre de son programme d'appui au Ministère en charge de l'écologie, présente l'évolution des émissions en Europe et dans le monde et un bilan des expériences menées dans le domaine du CCS depuis une vingtaine d'années. Il présente les difficultés rencontrées sur les plans technologique et socio-économique ainsi que les enseignements à en tirer pour l'avenir, ainsi que les perspectives probables d'évolution en Europe, avec notamment le rôle moteur de la Norvège en mer du Nord.

Pour les centrales de production d'électricité, le CCS est généralement considéré comme une technologie de transition, avant l'avènement d'un mix énergétique décarboné. Couplée à une production d'énergie à partir de biomasse, cette technologie pourrait permettre de réaliser des « émissions négatives ». Pour d'autres sites industriels tels les aciéries et les cimenteries, le CCS semble adapté, même à moyen-long terme. Cependant en Europe cela suppose *a minima* deux conditions : que le prix de la tonne de CO<sub>2</sub> augmente pour inciter à investir – car actuellement le coût du captage est un verrou économique ; et que les pouvoirs publics s'impliquent au-delà du financement de projets industriels, par exemple en développant des infrastructures mutualisées pour le transport et le stockage ou en facilitant le transfert de responsabilité à long terme.

## MOTS-CLÉS

Ouvrages souterrains, stockage de CO<sub>2</sub>, changement climatique.

## TERRITOIRE

France, Europe, Monde

## **ABSTRACT**

Despite important public funding since 2007, the CCS technology (carbon capture and storage) knows a poor development and is not playing its role in the fight against climate change. Europe has known a difficult period with adjournments and failures of industrial projects. The funding program NER300 did not succeed in developing CCS projects, while the European Emission Trading Scheme for CO<sub>2</sub> emission quotas (ETS) was not as effective as planned.

Today, in the world a little less than 5 Mt are stored in saline aquifers each year, with two sites in Norway, two in North America and one in Japan. It is very far from the objective for the CCS sector, i.e. about 6 Gt in 2050. However, industrial successes were observed in 2015-2016.

This report, written by INERIS within its support program to the French Ministry of Ecology, presents the evolution of CCS in the past twenty years, its operational projects and the technological and socio-economic issues encountered. The report also presents the recent CCS projects, which illustrate a revival since 2015-2016, as well as the likely perspectives of CCS in Europe, particularly the driving role of Norway in the North Sea.

For energy power plants, CCS is generally considered as a transition technology, before decarbonated sources of energy are generalized. Combined with biomass energy production, it could result in “negative emissions”. For other industrial sites, such as steel and cement industries, CCS seems adapted, even in mean-long term. However in Europe this supposes at least two conditions: i) The price of the ton of CO<sub>2</sub> should increase to incite investment – since at present the capture cost is a brake; and ii) Public authorities should get involved beyond the financing of industrial projects, for example by developing mutualized infrastructures for transport and storage, and by facilitating the transfer of long-term responsibility.

## **KEYWORDS**

Carbon capture and storage, climate change

## **TERRITORY**

France, Europe, World

# TABLE DES MATIÈRES

<b>1. INTRODUCTION .....</b>	<b>7</b>
<b>2. QUELQUES RAPPELS SUR LE CCS .....</b>	<b>9</b>
2.1 Descriptif technique de la filière .....	9
2.2 L'efficacité en matière de réduction d'émissions .....	10
<b>3. HISTORIQUE DU CCS DANS LE MONDE .....</b>	<b>13</b>
3.1 Les projets pionniers (1996).....	13
3.2 Les projets réussis .....	13
3.2.1 Sleipner et Snøhvit, le stockage offshore en Europe .....	13
3.2.2 Weyburn, l'EOR en Amérique du Nord .....	15
3.2.3 Rouse, l'exemple français .....	15
3.3 Les projets ayant connu des limites ou des difficultés.....	16
3.3.1 In Salah (fuite) .....	16
3.3.2 Ketzin (soucis d'injectivité).....	17
3.3.3 Sleipner et Snøhvit (illustration des incertitudes) .....	18
3.4 Les projets avortés .....	19
3.4.1 Projets à échelle industrielle .....	19
3.4.2 En Europe et en France : la déception suite au NER 300 .....	21
<b>4. LES ENSEIGNEMENTS.....</b>	<b>23</b>
4.1 Enjeux techniques .....	23
4.1.1 Techniques de captage .....	23
4.1.2 Capacités de stockage, transport et injectivité.....	23
4.1.3 Maîtrise technique des risques et des impacts .....	24
4.2 Enjeux économiques et sociétaux.....	27
4.2.1 Le coût.....	27
4.2.2 Le management des projets de CCS.....	29
4.2.3 L'acceptabilité sociétale .....	30
4.2.4 Enseignements et suggestions.....	30
<b>5. LES SCHÉMAS D'ÉVOLUTION POSSIBLES DU CCS.....</b>	<b>33</b>
5.1 Objectifs .....	33
5.1.1 Les émissions de CO2 dans le monde, en Europe et en France.....	33

5.1.2 Evolution des objectifs assignés au CCS .....	34
5.1.3 Quel déploiement possible, dans quelles régions du monde ?.....	35
5.2 En 2016, l'année du renouveau ? .....	36
5.2.1 Des projets à échelle industrielle .....	36
5.2.2 Europe : encore des ambiguïtés.....	39
5.3 Le rôle de l'EOR et la notion d'EOR+ .....	40
5.4 Quelle est la volonté politique ? .....	42
5.4.1 Les taxes carbone et le système européen ETS .....	42
5.4.2 La situation en France .....	43
5.4.3 En Europe, une politique norvégienne volontariste .....	44
5.4.4 Au niveau mondial, quelques nouveaux acteurs .....	45
5.5 Les évolutions techniques et les secteurs industriels concernés .....	46
5.5.1 La production d'électricité ou l'industrie ? .....	46
5.5.2 Le CCS couplé à d'autres technologies.....	48
5.5.3 La réutilisation : le CCUS.....	48
<b>6. CONCLUSION.....</b>	<b>53</b>
<b>7. BIBLIOGRAPHIE .....</b>	<b>57</b>
<b>8. LISTE DES ANNEXES .....</b>	<b>63</b>



## 1. INTRODUCTION

La mise en œuvre de l'accord de Paris relatif à la lutte contre le changement climatique est une priorité sur le plan international. Signé par 195 pays et ratifié à ce jour par 75 pays (représentant 60% des émissions), il est entré en vigueur en novembre 2016. Sa mise en œuvre concrète dépend de la volonté de chaque État, puisqu'il se fonde sur des mécanismes volontaires, et non des obligations : il est donc contraignant sur le plan politique, mais pas sur le plan juridique. Par ailleurs, il ne prévoit pas d'incitation financière du type taxe carbone. Chaque pays s'est donné des objectifs à atteindre et des actions à mener, parmi lesquelles le captage et stockage géologique du CO<sub>2</sub> (*carbon capture and storage* ou *CCS* en anglais)<sup>1</sup> figure peu souvent.

Cependant, plus l'accord de Paris tarde à être mis en œuvre, plus l'objectif de limiter la hausse de la température du globe à moins de +2°C devient difficile à atteindre. Ceci pourrait paradoxalement favoriser le CCS dans la mesure où celui-ci est plus rapide à mettre en œuvre que d'autres solutions : en effet, il ne nécessite pas de remplacer entièrement des installations industrielles, ni de faire évoluer l'ensemble d'un réseau de distribution d'énergie. A l'inverse, le CCS est considéré comme une technologie de transition, apportant une solution moins durable que le remplacement des énergies fossiles par des énergies renouvelables.

Depuis 2015-2016, on constate un renouveau, ou en tout cas une évolution du CCS. D'une part, de grands projets industriels voient le jour, notamment aux Etats-Unis et en Norvège, alors que les années précédentes, étaient plutôt marquées par des échecs et des projets reportés. D'autre part, la vision politique du CCS évolue : elle est davantage partagée au niveau mondial et elle identifie de nouveaux modes d'action, par exemple en appliquant le CCS à l'industrie dans son ensemble et pas seulement aux centrales de production d'électricité.

Ce rapport vise à faire un bilan des expériences menées dans le domaine du CCS depuis une vingtaine d'années et à dresser quelques perspectives d'évolution de cette filière dans les années à venir, dans le cadre de la lutte contre le changement climatique.

Ce travail a été réalisé pour le compte du Ministère de la Transition Écologique et Solidaire, dans le cadre de la mission d'appui de l'INERIS.

---

<sup>1</sup> Nous faisons le choix dans le présent document d'utiliser l'acronyme anglais CCS (*carbon capture and storage*), plus couramment utilisé que l'acronyme français CSC (*captage et stockage du CO<sub>2</sub>*).



## 2. QUELQUES RAPPELS SUR LE CCS

### 2.1 DESCRIPTIF TECHNIQUE DE LA FILIÈRE

Un complexe de CCS (captage et stockage du CO<sub>2</sub>) est une chaîne d'activités qui comprend différents maillons successifs : captage, transport, injection et stockage. Le lecteur trouvera à l'annexe 1 une présentation des technologies mises en œuvre pour le captage et le stockage. Le présent chapitre se borne à en présenter les éléments fondamentaux.

En ce qui concerne le captage, il y a trois grandes familles de procédés pour les centrales de production d'électricité : précombustion, postcombustion et oxycombustion – chacune ayant plusieurs variantes. Elles nécessitent :

- soit de compléter les installations industrielles existantes par une installation supplémentaire : par exemple, pour le procédé de postcombustion, le CO<sub>2</sub> présent dans les fumées est adsorbé à l'aide d'un réactif ou d'un solvant spécifique ;
- soit de modifier sensiblement le process existant : par exemple en « revampant » (transformant) une chaudière pour qu'elle fonctionne avec de l'oxygène, c'est le procédé d'oxycombustion.

Le transport vers les sites de stockage s'effectue généralement par canalisation, même si un transport par bateau est envisageable pour les grandes distances (typiquement, 500 km ou plus).

En ce qui concerne le stockage, il existe deux solutions principales : en aquifère salin ou en gisement d'hydrocarbure déplété (voir illustration en figure 1). A l'échelle globale, le stockage en aquifère salin profond est celui qui est susceptible de permettre les plus grandes quantités de stockage, du fait de la prédominance de ces configurations par rapport aux gisements déplétés. En revanche, il présente, par le simple fait « d'ajouter » une substance, l'inconvénient de générer une surpression dans l'aquifère (cette surpression s'atténue ensuite peu à peu, par équilibrage naturel du système souterrain et du fait que le CO<sub>2</sub> se dissout).

#### *Aquifère fermé ou aquifère ouvert ?*

*Le cas le plus simple à étudier est celui d'un aquifère fermé du fait de la structure géologique, par exemple dans le cas où le CO<sub>2</sub>, plus léger que l'eau, est piégé sous un anticlinal (on parle parfois de piégeage structurel).*

*Mais le cas du stockage en aquifère ouvert est en pratique assez fréquent : il correspond à des bassins sédimentaires étendus, avec un toit relativement plat. On prévoit alors une migration importante au toit du réservoir, l'extension latérale du panache de CO<sub>2</sub> ne pouvant être limitée que par la faible vitesse d'écoulement au sein de l'aquifère salin (ou par la dissolution du CO<sub>2</sub> au sein de l'aquifère : on peut parler de piégeage hydrodynamique). A long terme, l'emprise latérale du panache (ou de la « bulle ») de CO<sub>2</sub> peut être de l'ordre du millier de km<sup>2</sup>, soit plusieurs dizaines de kilomètres d'extension (Farret, 2010, Bouc et al., 2011).*

Le stockage en gisement d'hydrocarbure déplété, pour sa part, permet d'éviter la surpression, puisque le CO<sub>2</sub> vient simplement remplacer le gaz ou le pétrole extrait précédemment du gisement. Ce type de gisement offre une couverture géologique *a priori* étanche puisqu'elle a piégé les hydrocarbures au préalable. Cependant, le volume global accessible par cette solution est plus limité et par ailleurs, un ancien gisement d'hydrocarbures est le siège de nombreux puits d'extraction, qui sont autant de sources potentielles de fuite pour le CO<sub>2</sub>.

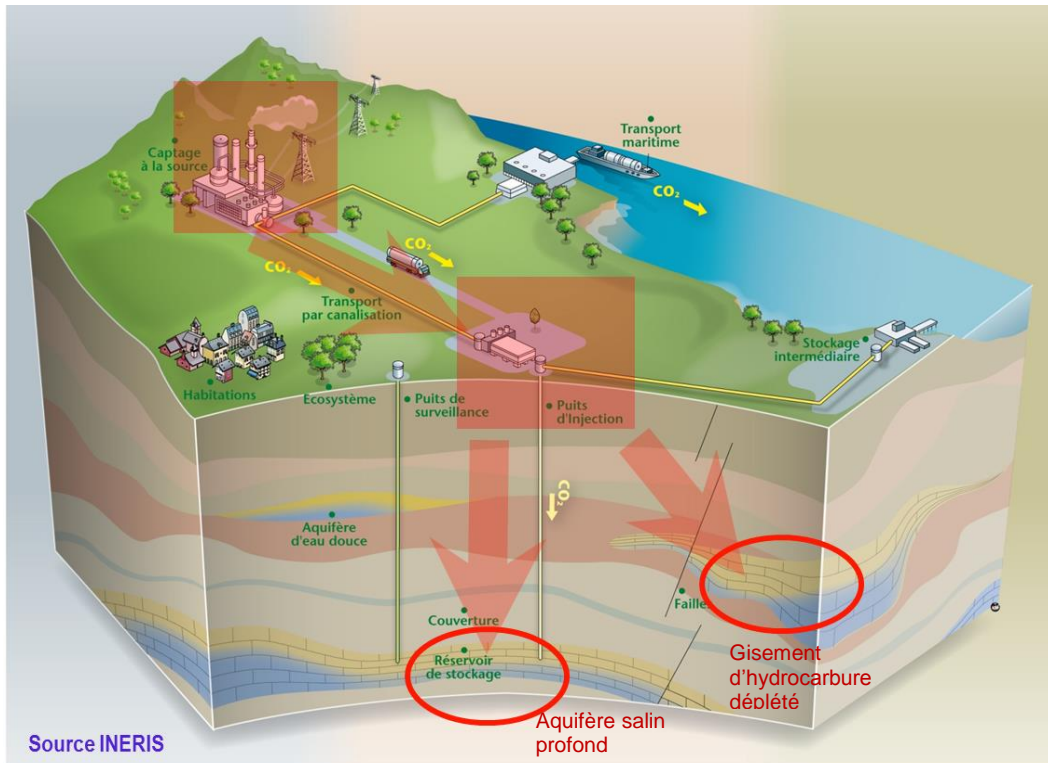


Figure 1. Schéma de principe de l'ensemble de la filière CCS, avec illustration symbolique des deux possibilités de stockage

Dans ces deux types de stockages (aquifères ou gisements déplétés), le CO<sub>2</sub> est injecté et stocké sous forme comprimée, donc dense (généralement, les conditions de température et de pression au-delà de 800 m de profondeur correspondent pour le CO<sub>2</sub> à un état dit « supercritique »). Ceci permet une meilleure perméation du fluide dans les pores du réservoir et le stockage d'une plus grande quantité de CO<sub>2</sub> du fait de la réduction drastique de volume qui accompagne ce changement de phase.

Sur un site de stockage, les débits d'injection considérés sont généralement de l'ordre de 1 à 3 Mt de CO<sub>2</sub> par an (3Mt/an, soit 100 kg/s, correspondant à la production de CO<sub>2</sub> d'une centrale de 500 MW fonctionnant au fuel ou au charbon) (Farret et Thoraval, 2013).

## 2.2 L'EFFICACITÉ EN MATIÈRE DE RÉDUCTION D'ÉMISSIONS

Pour quantifier le bénéfice d'une installation de CCS en termes de réduction d'émissions de CO<sub>2</sub>, il faut adopter une approche globale, comme l'illustre la figure 2 ci-dessous.

Établir une filière CCS sur une usine existante nécessite dans un premier temps d'augmenter les émissions de CO<sub>2</sub> (de l'ordre de 30 à 40%), puisqu'il faut ajouter à cette usine des équipements qui consomment de l'énergie pour le captage (colonnes en jaune sur la figure 2).

Ces équipements permettent ensuite de capter 90 à 98% du CO<sub>2</sub> produit (colonne orange), diminuant ainsi de manière drastique les émissions (Naims, 2016). Dans le cas illustré, le procédé capte 90% du CO<sub>2</sub> produit, l'efficacité réelle de l'étape de captage est donc de 86% (voir encadré).

On constate également que le CO<sub>2</sub> capté (en orange) est très largement supérieur au CO<sub>2</sub> produit dans la situation initiale (sans captage). Le CO<sub>2</sub> capté est également légèrement supérieur au CO<sub>2</sub> stocké (en violet), du fait des fuites de CO<sub>2</sub> qui peuvent survenir avant l'injection en milieu souterrain. Précisons que ces fuites (« CO<sub>2</sub> leaks ») sont bien évidemment peu importantes en quantité, mais elles sont inévitables le long de la chaîne transport-stockage : micro-fuites le long des canalisations ou par des équipements tels que les pompes, dégazages volontaires, incidents... Elles sont quantifiées, soit par comptage le long des canalisations et au point d'entrée du stockage, soit par calcul avec des facteurs d'émission, par exemple un taux de fuite par équipement ou par mètre linéaire de canalisation (ISO-TC 265, 2017).

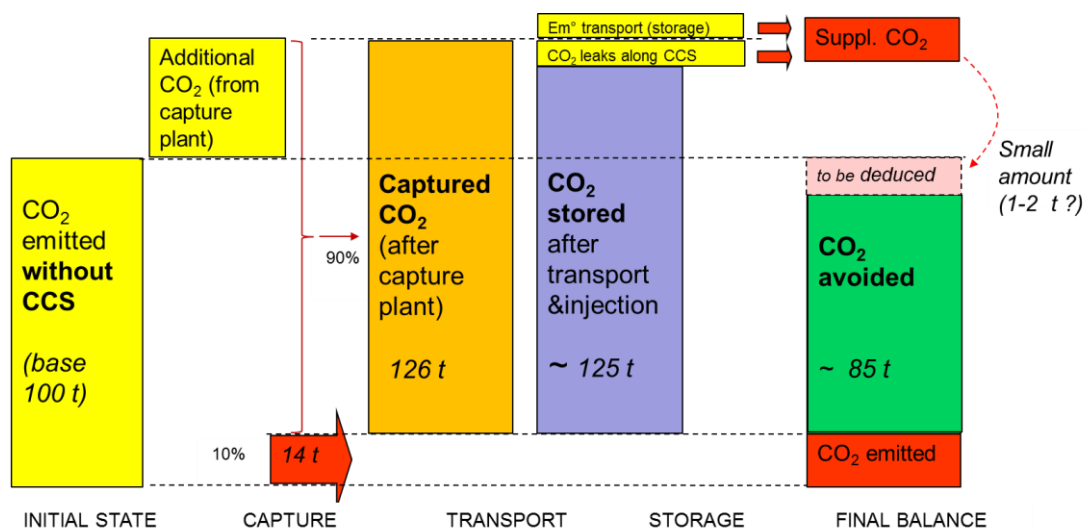


Figure 2. CO<sub>2</sub> évité vs CO<sub>2</sub> capté (source : O. Derceville & R. Farret, contribution aux travaux de normalisation ISO TC265)

Le CO<sub>2</sub> évité (« CO<sub>2</sub> avoided », en vert sur la figure 2) est, pour sa part, le CO<sub>2</sub> émis par l'usine de référence moins le CO<sub>2</sub> émis en présence de la filière CCS. Il est notablement inférieur au CO<sub>2</sub> stocké, la différence étant due à la pénalité énergétique liée à l'étape de captage, ainsi qu'aux émissions que génèrent les phases de transport et de stockage, à savoir les fuites déjà citées et les émissions supplémentaires dues aux équipements de pompage / recompression intermédiaires ou aux opérations de maintenance.

*Détails du calcul de l'efficacité de la filière :*

*Le cas simplifié de la figure 2 illustre une efficacité de la filière ( $\text{CO}_2$  avoided /  $\text{CO}_2$  emitted without CCS) de l'ordre de 85%. Si l'efficacité intrinsèque du captage est de 90%, cela signifie que 10% du  $\text{CO}_2$  traité est émis à l'atmosphère. Si initialement, sans CCS, il y a 100 tonnes de  $\text{CO}_2$  produites (figure 2), alors avec CCS il peut y avoir jusqu'à 140 tonnes produites. Une fois traitées par l'unité de captage, 10% -soit 14 tonnes- sont émises à l'atmosphère : rapporté aux 100 tonnes initiales (sans CCS) cela représente 14%, d'où une efficacité réelle de 86%.*

*Une analyse du cycle de vie (ACV) considérant les phases de construction et démantèlement, et prenant en compte les autres produits utilisés (avec leurs rejets éventuels) montre une efficacité globale plus faible de la filière. D'après Singh et al. (2011), elle serait de 64% seulement c'est-à-dire que le potentiel global de réchauffement ne serait en fait réduit que de 64% entre la situation initiale sans CCS et la situation avec CCS. Leung et al (2014) évoque pour sa part une efficacité globale de 75 à 85%, citant une analyse plus ancienne (Odeh and Cockerill, 2008).*

Rapporté à la tonne de  $\text{CO}_2$  évitée, telle que définie précédemment, le coût total de la filière de captage, transport et stockage est actuellement supérieur à 50 €/t, incluant investissements et coûts d'opération (voir détail à la section 4.2).

### **3. HISTORIQUE DU CCS DANS LE MONDE**

#### **3.1 LES PROJETS PIONNIERS (1996)**

Le stockage opérationnel de CO<sub>2</sub> dans le sous-sol en vue de lutter contre le changement climatique a commencé il y a environ 20 ans, sur deux sites fortement connus et toujours en opération :

- Sleipner, site norvégien en mer du Nord, opérationnel depuis 1996, où le CO<sub>2</sub> issu du traitement des gaz acides d'un gisement pétrolier est injecté dans un aquifère sus-jacent à un débit de 1 Mt de CO<sub>2</sub> par an (à environ 1000 mètres de profondeur). Depuis 2010, un deuxième site d'injection norvégien est opérationnel à Snøhvit en mer de Barents, également pour stocker offshore le CO<sub>2</sub> issu du traitement du gaz naturel.
- Weyburn (Canada), où le CO<sub>2</sub> produit à partir d'une usine de gazéification aux Etats-Unis est injecté depuis 2000 à des fins de récupération d'hydrocarbures (EOR, enhanced oil recovery : voir encadré) à environ 1500 mètres de profondeur. Le débit d'injection est important, de l'ordre de 2 à 3 Mt de CO<sub>2</sub> par an. Il est prévu qu'après la phase d'EOR l'injection se poursuive à des fins de stockage.

*Présentation de l'EOR :*

*L'Enhanced Oil Recovery (EOR) consiste à augmenter la quantité de pétrole brut qui peut être extraite d'un gisement. Le CO<sub>2</sub> à l'état supercritique est particulièrement efficace pour cela, car il est un bon solvant pour les hydrocarbures (comme pour d'autres éléments, notamment les composés organiques), il réduit la viscosité du pétrole ainsi que sa tension superficielle avec la roche réservoir. La filière EOR utilise actuellement 70 Mt de CO<sub>2</sub> par an aux Etats-Unis, et est appelée à se développer.*

*Une part importante du CO<sub>2</sub> injecté ressort avec le pétrole produit, il est généralement séparé puis réinjecté dans le réservoir pour poursuivre l'EOR. On considère usuellement que 1 tonne de CO<sub>2</sub> utilisée accroît la production d'un gisement d'environ 0,5 tonne de pétrole - qui émettra à son tour presque 2 tonnes de CO<sub>2</sub> lors de sa combustion : il s'agit d'un déplacement d'émission. Ces éléments sont expliqués plus en détail en section 5.5.3.*

Ci-après sont passés en revue les principaux projets de CCS dans le monde, en commençant par les projets réussis, puis ceux qui ont connu des difficultés et enfin ceux ayant échoué ou avorté.

#### **3.2 LES PROJETS RÉUSSIS**

##### **3.2.1 SLEIPNER ET SNØHVIT, LE STOCKAGE OFFSHORE EN EUROPE**

Depuis 1966, sur le site offshore de Sleipner en Norvège, l'opérateur pétrolier Statoil injecte du CO<sub>2</sub> dans un aquifère (formation d'Utsira) situé entre 800 et 1000 m de profondeur sous la mer du Nord. Il s'agit de CO<sub>2</sub> issu du traitement du gaz naturel qui est extrait d'une formation sous-jacente, à environ 2500 m de profondeur (comme illustré par la figure 3). En effet, ce gaz contient une forte proportion de CO<sub>2</sub>, qu'il est nécessaire de séparer sur la plateforme pétrolière.

Habituellement, ce CO<sub>2</sub> est émis à l'atmosphère, mais en 1991 le gouvernement norvégien a décidé d'une taxe de 30€ par tonne sur ces émissions (voir détails en

section 5.4.1). En conséquence, l'opérateur Statoil a décidé de réinjecter le CO<sub>2</sub> ainsi récupéré. Il s'agit du premier site au monde d'injection de CO<sub>2</sub> en vue d'un stockage à long terme et non à des fins d'EOR.

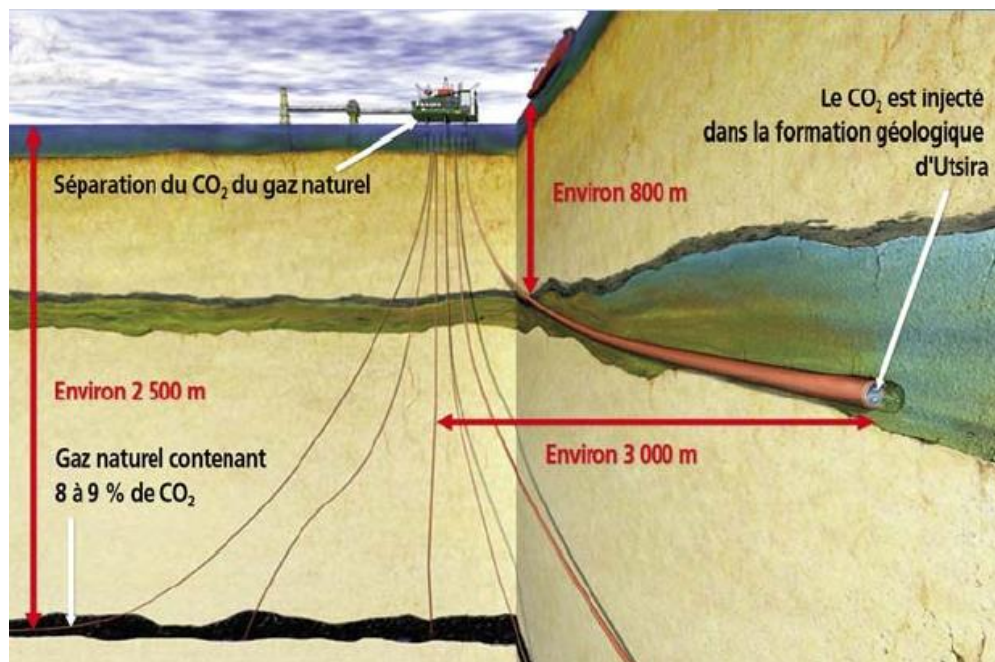


Figure 3. Configuration générale du site de Sleipner : extraction de gaz naturel, puis séparation de CO<sub>2</sub> et injection en aquifère (source CO<sub>2</sub>GeoNet)

Environ 1 Mt de CO<sub>2</sub> sont ainsi injectées chaque année. Des activités de surveillance (notamment des campagnes sismiques) sont entreprises sur le site, en collaboration avec des organismes internationaux et avec le soutien de l'IEA-GHG<sup>2</sup>.

Depuis 2010 le site de Snøhvit, plus au nord en mer de Barents, a également été mis en service par Statoil, dans une logique similaire à Sleipner : le champ de gaz exploité par Statoil depuis fin 2007 contient des quantités importantes de CO<sub>2</sub>, qui sont séparées du méthane à terre à Hammerfest, à environ 160 km de la plateforme de production. Le CO<sub>2</sub> est ensuite renvoyé par canalisation jusqu'au lieu de stockage situé à proximité de la plateforme de production de gaz, puis injecté à environ 2600 m de profondeur en aquifère salin, plus profondément que le réservoir de gaz naturel.

<sup>2</sup> L'IEA est l'Agence Internationale de l'Energie. L'IEA-GHG, ou IEA Greenhouse Gas R&D Programme a été créé en 1991 et comprend 15 pays membres et 14 sponsors industriels. Il joue un rôle important au niveau mondial sur différents enjeux liés au changement climatique (voir détails au chapitre 5.4)



### 3.2.2 WEYBURN, L'EOR EN AMÉRIQUE DU NORD

Depuis 2000, du CO<sub>2</sub> pur à 95% est injecté à 1500 mètres de profondeur dans le champ pétrolier de Weyburn-Midale (Saskatchewan, Canada) à des fins d'EOR (Enhanced Oil Recovery). L'IEA (Agence Internationale de l'Energie) est étroitement associée à ce projet. Actuellement l'opérateur est la compagnie Cenovus, basée à Calgary. Le débit d'injection est de 2,7 à 3 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an (soit l'équivalent d'une centrale thermique moyenne) – au départ le débit était presque deux fois plus faible. Le CO<sub>2</sub> provient d'une usine de gazéification de charbon, située à environ 300 kilomètres au sud, aux Etats-Unis, d'où il provient sous forme gazeuse par « carbo-duc ». Aujourd'hui environ 25 Mt de CO<sub>2</sub> ont été injectées à des fins d'EOR (PTRC, communication personnelle) ; il est prévu qu'après avoir injecté 30 Mt environ l'EOR cesse et que l'injection se poursuive à des fins de stockage (GCCSI, 2017).

En 2011 une suspicion de fuite a eu lieu sur ce site, des fermiers voisins se plaignant de la présence de CO<sub>2</sub> au voisinage de la surface, cependant les études techniques qui ont été entreprises n'ont pas permis de faire le lien avec le site de Weyburn et ont suggéré une origine naturelle de ce phénomène. Le PTRC (Petroleum Technology Research Centre) effectue un suivi précis, en collaboration avec plusieurs organismes internationaux (dont le British Geological Survey, le BRGM français, l'INGV -Institut Italien de Géologie et de Vulcanologie- et l'université de Regina) : ceci lui permet d'affirmer que depuis 2001 aucune fuite de CO<sub>2</sub> n'a été détectée dans la biosphère, et que les concentrations mesurées dans les gaz du sol sont toujours apparues compatibles avec les valeurs habituelles pour ce type d'environnement (IPAC, 2012).

### 3.2.3 ROUSSE, L'EXEMPLE FRANÇAIS

Le pilote de **Lacq-Rousse**, réalisé par Total, a montré la faisabilité d'une chaîne intégrée de captage, transport et stockage de CO<sub>2</sub>. Il a été opérationnel de 2010 à 2013. Émis par une chaudière à gaz sur le site de Lacq, où un procédé d'oxycombustion a été mis en place, le CO<sub>2</sub> était transporté sur 40 km, puis stocké à Rousse dans un réservoir de gaz naturel déplété, à 4500 m de profondeur. Avec la modeste quantité de 90 000 tonnes injectées, il s'agissait uniquement d'un pilote, cependant il a positionné la France comme acteur du CCS sur le plan international, notamment parce qu'il était constitué d'une chaîne complète de CCS (captage, transport, injection).

Le projet s'est globalement bien déroulé, malgré des aléas techniques au niveau du captage et une opposition locale qui a occasionné une action en justice. Il a été riche en enseignements techniques, tant sur le captage par oxycombustion que sur le stockage et le monitoring. Le retour d'expérience sur la partie stockage est que le comportement du réservoir de Rousse a été conforme aux anticipations (Total, 2013). Cela concerne les évolutions de pression liées à l'injection de CO<sub>2</sub>, l'injectivité du puits et la tenue géomécanique de l'ensemble du site. Le puits d'injection a été rebouché en 2015, en même temps que de nombreux puits du bassin de Lacq.

### 3.3 LES PROJETS AYANT CONNU DES LIMITES OU DES DIFFICULTÉS

#### 3.3.1 IN SALAH (FUITE)

A In Salah en Algérie, un consortium entre plusieurs opérateurs pétroliers a été monté pour réaliser un projet CCS qui a été opérationnel en 2005 : le CO<sub>2</sub> issu du traitement des gaz acides d'un gisement pétrolier était injecté dans la partie déplétée à la base du même gisement. Une surveillance assez complète du site avait été engagée. Ainsi, un soulèvement progressif des terrains (ou surrection) a été constaté, pouvant atteindre 5 mm par an, avec un cumul de 10 à 20 mm, sur une zone de 4x5 km : cela n'est ni surprenant ni inquiétant, puisqu'on peut supposer que cela est venu « compenser » une baisse qui avait eu lieu préalablement lors de l'extraction des hydrocarbures.

Plus inquiétant, une fuite a été constatée le long d'un ancien puits d'extraction d'hydrocarbures, situé à 1,3 km du puits d'injection, qui avait été préalablement reconverti en puits de surveillance. Ce puits a été atteint par le panache de CO<sub>2</sub> en 2007, environ deux ans après le début des opérations, 2,5 Mt de CO<sub>2</sub> ayant déjà été injectées (Ringrose et al., 2009) : voir détails dans l'encadré qui suit.

*Le cas de la fuite sur le site de stockage de CO<sub>2</sub> d'In Salah (Algérie) :*

*Au vu des éléments du domaine public qui sont disponibles, la cause de cette fuite qui est apparue en 2007 est double : en premier lieu une migration latérale supérieure aux prévisions, probablement due à l'existence d'un chemin préférentiel au sein du réservoir (zone faillée ou hétérogénéité), tel qu'illustré en figure 4. Ce chemin préférentiel, qui n'avait pas été détecté lors des campagnes initiales de caractérisation du site, a guidé le panache de CO<sub>2</sub> jusqu'au puits d'observation (l'injection d'un gaz traceur a par la suite montré que le cheminement sur 1,3 km s'effectuait en 9 mois). En second lieu, le CO<sub>2</sub> a pu remonter le long de ce puits, qui avait vraisemblablement été mal étanchéifié, lors de sa réalisation ou lors de son abandon (Farret et Thoraval, 2013).*

*Cette fuite a nécessité la mise en œuvre de mesures correctives. Après travaux d'étanchéification au niveau de la tête de ce puits, il subsistait en 2012 une petite fuite de quelques dizaines à une centaine de kg CO<sub>2</sub>/an.*

*A priori*, ce puits a été complètement rebouché depuis. Il est cependant difficile d'obtenir des données détaillées et fiables, du fait de la multiplicité des opérateurs et de l'historique complexe du site. Ces aspects organisationnels ont probablement fait partie des facteurs ayant contribué à l'apparition de la fuite. Aujourd'hui, l'exploitation du gisement d'hydrocarbures se poursuit sur ce site, mais les opérations de CCS ont été stoppées. Il est probable que l'existence de la fuite soit une des raisons de cet arrêt, sans que cela soit certain.

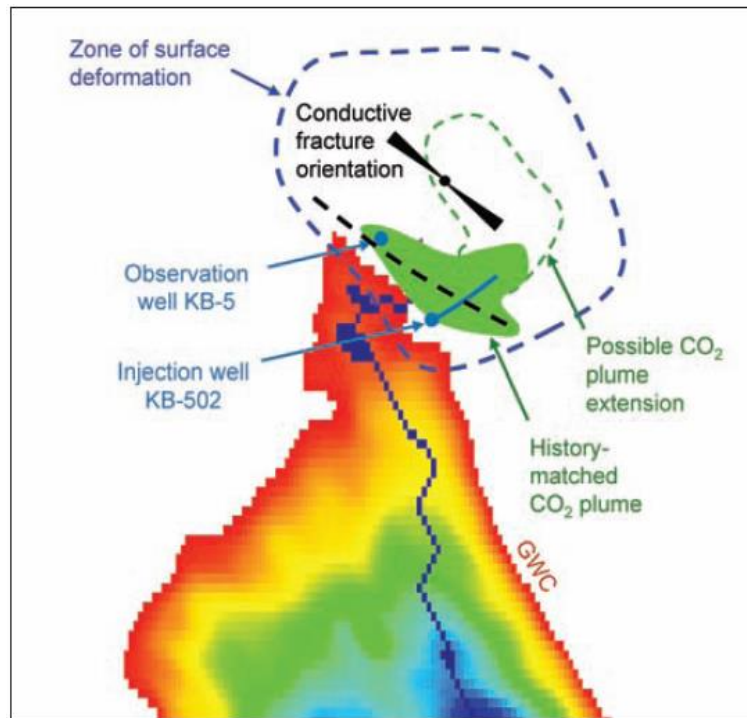


Figure 4. Propagation du panache de CO<sub>2</sub> le long d'une faille profonde (tracée en pointillés) à In Salah (Ringrose et al., 2009) : interprétation d'après les observations

Ces événements n'ont pas favorisé l'image de la filière CCS, puisque In Salah était jusqu'en 2010 un des trois seuls sites connus ayant atteint un stade opérationnel pour des volumes importants (avec Sleipner et Weyburn). Malgré tout, le site a contribué à développer les connaissances sur le CCS, et a été la source de nombreux articles scientifiques.

### 3.3.2 KETZIN (SOUCIS D'INJECTIVITÉ)

Faisant également figure d'installation pionnière en Europe, le pilote de stockage de Ketzin a été développé dans le cadre du projet européen CO<sub>2</sub>SINK, débuté en 2004. Depuis fin juin 2008, du CO<sub>2</sub> a été injecté dans un aquifère salin situé à environ 800m de profondeur. Le projet avait pour objectif de démontrer la faisabilité de l'injection, d'étudier le comportement du CO<sub>2</sub> dans le sous-sol en conditions réelles, et notamment ses réactions avec les minéraux en place. Fin 2011, plus de 50 000 tonnes de CO<sub>2</sub> avaient été injectées sur le site de Ketzin, qui a depuis été fermé (Zettlitzer et al, 2010).

Avant tout, le pilote de Ketzin a été un succès, riche en enseignements sur le plan technique, ayant par exemple permis d'améliorer les modèles numériques de comportement du gaz en milieu souterrain. Cependant, il est également connu pour avoir été le siège de difficultés spécifiques de colmatage des pores ("pore plugging") durant l'injection, avec pertes d'injectivité (Zettlitzer et al, 2010). La cause est selon toute vraisemblance d'origine bactérienne, des bactéries sulfato-réductrices ayant proliféré puis provoqué la formation de sulfures de fer. Sans remettre en cause ni le projet, ni la faisabilité du CCS, cet épisode montre que l'injection et le stockage ne peuvent pas être maîtrisés avec autant de certitudes qu'un procédé industriel classique.

### 3.3.3 SLEIPNER ET SNØHVIT (ILLUSTRATION DES INCERTITUDES)

Comme pour Ketzin à la section précédente, les deux sites norvégiens de Sleipner et Snøhvit sont avant tout des réussites technologiques. Nous les citons ici pour montrer le besoin d'intégrer les incertitudes dans les études.

Dans le cas de Sleipner, en mer du Nord, la migration latérale du CO<sub>2</sub> était en 2007 sensiblement différente des prévisions initiales, comme l'illustrent les deux images les plus à gauche de la figure 5 ci-dessous : au lieu d'une diffusion isotrope selon un « disque » d'environ 1,5 km de diamètre, le panache de CO<sub>2</sub> a pris une forme très allongée et a atteint plus de 4 km de long dans le sens Nord-Sud. Ainsi, le panache de CO<sub>2</sub> se trouvait déjà à 4 km de distance du puits injecteur après seulement 10 ans d'injection (Torp, 2007). Cela n'a pas eu de conséquences gênantes dans le cas particulier de Sleipner, mais sur d'autres sites une migration aussi rapide du CO<sub>2</sub> pourrait par exemple favoriser la connexion avec d'anciens puits d'exploitation d'hydrocarbures (Farret et Thoraval, 2013).

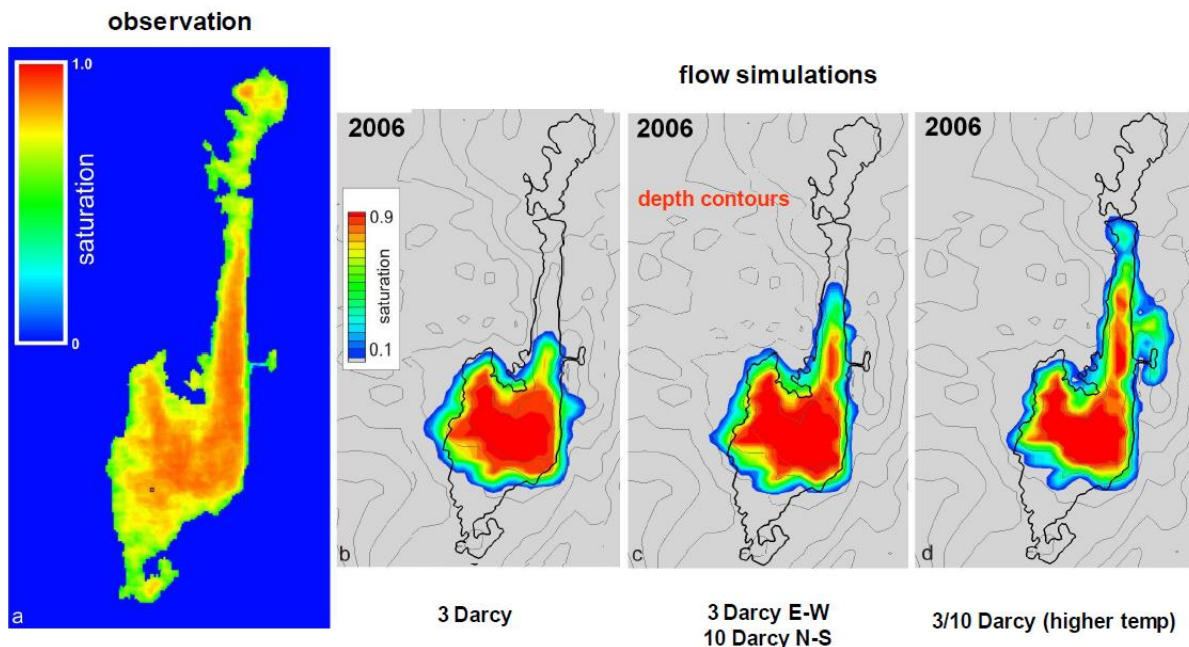


Figure 5. Évolution du panache de CO<sub>2</sub> (à gauche) et simulations numériques Torp, 2007

Cette incertitude de la prédiction résulte à la fois de la difficulté à caractériser le milieu – ici la non prise en compte de son anisotropie, point qui a cependant été amélioré par la suite dans les modèles comme le montre l'image la plus à droite – et de la très faible pente au toit de l'aquifère. Il s'agit d'un « aquifère ouvert » tel que présenté en section 2.1 ci-avant, c'est-à-dire qu'il n'y a ni anticlinal ni discontinuité géologique susceptible de contenir le CO<sub>2</sub> dans sa migration latérale : comme le précise Chadwick (2008) les incertitudes quant à l'étendue du panache sont généralement fortes dans ce contexte.

Même dans le cas d'un piégeage structural sous un anticlinal local, celui-ci fait souvent partie d'un aquifère ouvert, comme ici dans le cas de Sleipner en mer du Nord, mais également dans le bassin de Froan, à Schweinrich en Allemagne, etc.

Le cas de Snøhvit, plus au nord en mer de Barents, a également montré la nécessité de prendre en compte des marges d'incertitudes par rapport au comportement prévu du stockage : en effet, une source proche de l'opérateur a indiqué en 2014 (communication personnelle) qu'après une année ou deux d'injection on n'était « pas passé loin » d'une fracturation de la roche-couverture. Il est connu que la surpression peut atteindre des valeurs de l'ordre de 1 à plusieurs MPa au niveau du toit du réservoir à proximité du puits d'injection, une partie de cette augmentation de pression pouvant se propager de manière rapide sur plusieurs dizaines de kilomètres (Gombert, 2009).

Dans le cas présent, l'opérateur a constaté après coup que si l'injection avait été poursuivie au rythme initial, une zone plus fragile de la roche couverture aurait pu voir sa pression de fracturation atteinte – ou en tout cas le CO<sub>2</sub> aurait pu pénétrer cette couche géologique. En pratique, cela n'est pas arrivé car l'injection a été momentanément arrêtée pour raison technique. La pression d'injection a ensuite été abaissée, et par ailleurs le monitoring a été effectué avec un suivi plus resserré dans le temps.

### **3.4 LES PROJETS AVORTÉS**

#### **3.4.1 PROJETS À ÉCHELLE INDUSTRIELLE**

Le GCCSI (Global CCS Institute) tient à jour sur son site et sur sa revue une liste des projets de CCS en cours, et ceux en devenir. Il est globalement toujours très optimiste. En 2010, les projets de CCS étaient au nombre de 77 (à différents stades de développement), mais fin 2016 cette liste s'était réduite à 38 projets (GCCSI, 2017). En pratique, deux projets sur trois n'aboutissent pas à une décision d'investissement financier (IEA, 2016). D'autres sont retardés ou incertains, ce qui fait que des projets identifiés sur des sites de référence (GCCSI, IEA, MIT...) demeurent en phase de « planning » pour de nombreuses années.

Parallèlement, on constate une évolution, voire une dérive, puisque depuis plusieurs années, 80 à 90% des projets recensés par le GCCSI sont des projets d'EOR, principalement en Chine ou en Amérique du Nord. Or, en théorie l'EOR n'est pas à proprement parler un moyen de stockage à long terme du CO<sub>2</sub>, notamment dans le contexte réglementaire européen où il s'agirait plutôt d'une réutilisation du CO<sub>2</sub> - un stockage s'accompagnant d'exigences réglementaires spécifiques. En pratique, l'EOR s'accompagne tout de même d'une séquestration à long terme, et comme nous le verrons à la section 5.3, l'avenir du CCS dépend pour partie du développement de l'EOR.

Plus concrètement, certains projets a priori prometteurs et annoncés comme de grandes réussites industrielles ont été abandonnés. Par exemple, le projet FutureGen 2.0 Oxy-fuel avec CCS dans l'Illinois (États-Unis) a été annulé en grande partie en raison du retrait d'un financement fédéral de 1 milliard de dollars du DoE (ministère de l'Énergie) : ce retrait est dû au fait que le projet aurait dû dépenser les fonds engagés avant le 30 septembre 2015, ce qui n'a pas été le cas. Très récemment, après avoir vu son budget doubler, le projet TCEP (Texas Clean Energy Project) a subi un sort équivalent, par décision du DoE en mai 2016. Ce projet prévoyait un captage par précombustion et une injection aux fins d'EOR.

D'autres projets, également à l'arrêt, n'ont pas un statut très clair, et c'est notamment le cas de plusieurs projets annoncés en Chine. Par exemple, le projet GreenGen a annoncé commencer sa construction en juin 2009. Il devait démarrer en 2011 et monter en puissance ensuite. En avril 2008, GreenGen et les autorités de Tianjin ont signé un accord pour deux unités de 400 MW (procédé IGCC, production d'électricité à partir de charbon), puis Peabody Energy a rejoint le projet (il s'agit d'une importante compagnie du secteur du charbon). Le CO<sub>2</sub> aurait dû être utilisé à des fins d'EOR, sur un site à environ 100 km, onshore (source : MIT website, le site internet GreenGen Project est indisponible).

En Europe, l'annulation du projet Barendrecht de Shell aux Pays-Bas a, pour sa part, été causée uniquement par la forte opposition de la population et des collectivités locales.

*Détails du projet avorté de stockage de CO<sub>2</sub> à Barendrecht :*

*Financé par des fonds nationaux et européens, le projet mené par Shell prévoyait d'injecter du CO<sub>2</sub> en gisement déplété entre 1700 m et 2700 m de profondeur. Le CO<sub>2</sub> provenait d'une usine de production d'hydrogène : sur 1 Mt de CO<sub>2</sub> produites annuellement, environ 600 000 t avaient un débouché commercial (agro-alimentaire, serres) et 400 000 t devaient être enfouies.*

*Le problème est que la population et les acteurs du territoire n'ont pas été associés à la définition du projet, alors que le site d'injection était au voisinage immédiat de la ville de Barendrecht. La gestion des risques potentiels a été traitée par l'opérateur avec des arguments purement techniques, la communication sur ce sujet arrivant trop tard et n'ouvrant pas la porte à une réelle concertation ou négociation sur le contenu du projet (par exemple sur les tonnages, l'emplacement des puits ou la pression d'injection). L'opposition de la population et des collectivités a conduit à l'arrêt du projet.*

*Le retour d'expérience de Barendrecht a été fortement étudié (Feenstra, Mikunda et Brunsting, 2010 ; GCCSI, 2017),*

Le cas de Barendrecht a démontré le besoin d'engager le dialogue de manière précoce avec les principales parties prenantes et de créer la confiance avec la communauté locale. Il a constitué un marqueur important en Europe, établissant une forte préférence pour concentrer les efforts de développements futurs sur des projets de stockage offshore.

A titre d'illustration, précisons qu'à ce jour pour le CO<sub>2</sub> seul le stockage offshore est autorisé aux Pays-Bas. Quant à l'Allemagne, la loi fédérale qui prévoyait la possibilité de stockage n'a pas été mise en place par les Länders potentiellement concernés.

### 3.4.2 EN EUROPE ET EN FRANCE : LA DÉCEPTION SUITE AU NER 300

Financé par l'Ademe en 2010, le projet France-Nord avait pour objectif principal d'identifier dans les aquifères salins profonds du bassin de Paris un site de stockage géologique de CO<sub>2</sub> de capacité supérieure à 200 Mt pour permettre 40 ans d'injection. Un objectif secondaire était de tester une méthodologie d'évaluation du potentiel de stockage géologique de CO<sub>2</sub> des aquifères. Ce projet était emblématique car il rassemblait la plupart des acteurs industriels en France, de même que des instituts de recherche importants.

A la suite de cette phase d'étude, aucun site présentant les capacités requises n'a été identifié. Le projet a été arrêté courant 2012. Le besoin d'une continuité géologique, l'épaisseur insuffisante des formations et l'identification de conflits d'usage sont les raisons principales de ce résultat négatif. Ce résultat est lié aux critères de sélection définis *a priori* et aux caractéristiques des aquifères étudiés. Aucun forage dédié n'a été réalisé, l'analyse a donc reposé uniquement sur les données déjà disponibles sur le Bassin Parisien.

Au même moment, le projet ULCOS porté par Arcelor-Mittal a également été stoppé avant qu'une installation industrielle voie le jour. Il était destiné à développer un procédé de captage sur un haut-fourneau en Lorraine, associé à un stockage géologique à environ 80 km, pour lequel des études de faisabilité avaient débuté ; un permis d'exploration avait également été donné. Ce projet aurait pu être emblématique du développement du CCS en milieu industriel (par opposition au CCS sur des centrales électriques), d'autant plus qu'Arcelor-Mittal est un acteur majeur sur la scène mondiale. La raison de l'arrêt du projet est à la fois politique et économique (Le Monde, 2012), avec notamment un contexte de crise économique et un prix très bas pour le CO<sub>2</sub> en Europe. Le projet avait obtenu à la fois un financement national et un financement européen *via* le NER300 décrit ci-dessous.

Au plan européen, la Commission a établi en 2010 le schéma NER300, financé par la vente de quotas de CO<sub>2</sub>, pour inciter les investissements des États membres et du secteur privé, d'une part dans les énergies renouvelables et, d'autre part, dans la mise en exploitation d'un maximum de 12 projets CCS avant 2015. Or, à ce jour aucun de ces projets CCS n'est opérationnel. En amont, un financement dans le cadre du plan de relance industriel EEPR devait permettre de mener à bien des démonstrateurs industriels à grande échelle : six projets avaient été retenus, au Royaume-Uni, aux Pays-Bas, en Espagne, en Pologne, en Allemagne et en Italie. Les trois derniers ont été stoppés et les trois premiers ont connu des changements substantiels au cours de leur vie : *in fine*, des usines de captage ont pu être financées mais aucun des projets destinés à développer une chaîne CCS complète n'a été construit (GCCSI, 2017).

En premier lieu, pour ce qui concerne les projets CCS, le programme NER300 a bien évidemment souffert du déclin spectaculaire du prix du carbone, lui-même provoqué par la crise mondiale de 2008 qui a ralenti l'économie et donc les émissions de CO<sub>2</sub>. Le prix de la tonne de CO<sub>2</sub>, qui était alors de 15 €/t, a rapidement baissé à 5 €/t environ (voir détails en 5.4.1). Cela a diminué l'effet incitatif pour industriels : investir dans le CCS est économiquement moins intéressant qu'acheter des quotas d'émissions de CO<sub>2</sub>.

En second lieu, les exigences financières imposées par la Commission dans le NER300 étaient difficiles – prévoyant par exemple un remboursement si le projet n'aboutissait pas, à la date prévue, au nombre prévu de tonnes de CO<sub>2</sub> évitées. De plus, le programme nécessitait un cofinancement des gouvernements des États membres accueillant les projets des bénéficiaires, ce qui, dans la plupart des cas, ne s'est pas concrétisé pour des raisons politiques ou économiques : ces raisons sont différentes selon chaque pays mais ont globalement été induites par la conjoncture internationale (crise, baisse du prix du CO<sub>2</sub>) et par le manque de confiance du point de vue sociétal (exemple de Barendrecht).

Ainsi, en 2013 plus de 1 milliard d'euros de fonds européens ont été réorientés vers le financement de nouveaux projets dans le domaine des énergies renouvelables. Encore en 2017 il est possible qu'une part importante des financements provenant du premier appel NER300 soit de nouveau disponible (CE, 2016) : une réflexion est en cours pour décider à quoi affecter ces fonds et selon quels critères.

Lors du 2<sup>e</sup> appel d'offres NER300 en 2013, seul le projet White Rose en Ecosse a monté un dossier complet. Mais ce projet, comme d'autres au Royaume-Uni, a finalement été stoppé et a retiré sa candidature courant 2014. (MIT Factsheets, 2016). Donc, malgré les ambitions initiales du NER300, les progrès réalisés en matière de CCS en Europe ont été lents et l'Europe est maintenant en retard sur l'Amérique du Nord, l'Asie et le Moyen-Orient pour démontrer et déployer la technologie à l'échelle commerciale.



## **4. LES ENSEIGNEMENTS**

### **4.1 ENJEUX TECHNIQUES**

#### **4.1.1 TECHNIQUES DE CAPTAGE**

La faisabilité des procédés de captage est actuellement démontrée : comme illustré en annexe 1, il existe trois grandes familles de procédés pour les centrales de production d'électricité (précombustion, postcombustion et oxycombustion), chacune ayant de nombreuses variantes. Cependant, l'enjeu principal se situe en termes économiques car le captage est l'étape la plus coûteuse de la filière CCS. D'où la recherche et le développement de technologies les plus efficaces possibles : à la fois moins pénalisantes en termes énergétiques, générant moins de rejets et moins coûteuses sur le plan économique – en incluant les coûts d'investissement et d'opération.

C'est actuellement l'objet de nombreux projets de R&D financés en Europe, aux Etats-Unis ou au Japon, tant au stade de pilote qu'au stade de démonstrateur industriel.

Des enjeux spécifiques voient le jour, avec le développement de procédés dédiés aux hauts-fourneaux ou aux cimenteries, ou avec l'émergence de cycles combinés gaz et le réformage du méthane pour produire du gaz de synthèse (ou syngaz).

La révision en cours de la feuille de route technologique du CCS en France<sup>3</sup>, pilotée par l'Ademe avec le Club CO<sub>2</sub>, suggère que le coût des systèmes de captage est un verrou majeur, ainsi que leur flexibilité (adaptation à la variation de charge).

#### **4.1.2 CAPACITÉS DE STOCKAGE, TRANSPORT ET INJECTIVITÉ**

Les besoins en stockage de CO<sub>2</sub> sont très élevés : un peu moins de 6 Gt/an en 2050 d'après les objectifs établis par le PNUE ou l'IEA, ce qui représente près de 2000 sites de captage, à raison de 3Mt/an en moyenne par site. Le développement du CCS dépendra fortement des capacités de stockage – *a priori* majoritairement en aquifères salins profonds – qui devront être connectées aux grandes régions émettrices de CO<sub>2</sub>. Pour l'Europe, voir illustration à la figure 11 au chapitre 5.

Les méthodologies utilisées pour estimer les capacités de stockage manquent d'homogénéité dans les différentes régions du monde. Les experts s'accordent à dire que les premières estimations du rapport de l'IPCC (International Panel on Climate Change) de 2005 qui évoquaient des capacités de 1000 à 10000 Gt au niveau mondial étaient très optimistes, ne tenant pas compte des contraintes techniques ni des conflits d'usage (Hosa et al., 2011 ; GCCSI, 2017). En particulier, les estimations de capacité de stockage devraient inclure deux paramètres complémentaires :

---

<sup>3</sup> Plus exactement, cette feuille de route traite du CSCV, où V signifie « valorisation » - voir plus de détails en section 5.5.3

1) l'injectivité : quelle quantité peut concrètement être injectée et en combien de temps ? Cette injectivité dépend en premier lieu de la perméabilité du réservoir. Si une perméabilité faible n'est pas forcément rédhibitoire, elle impose en revanche une forte surpression d'injection. Or, cette pression d'injection doit tenir compte des limites de la roche-réservoir comme de la roche couverture : cela a été illustré pour Snøhvit en section 3.3.3, mais on peut également citer l'exemple du projet MRCSP Burger (Ohio, Etats-Unis) qui a été stoppé dès sa phase préliminaire à cause d'une trop rapide montée en pression, due à une faible perméabilité (Hosa et al., 2011).<sup>4</sup>

En second lieu, l'injectivité dépend du nombre de puits d'injection et de leur inclinaison (puits vertical ou horizontal) et, de plus, elle peut évoluer, étant potentiellement impactée au voisinage du puits par des problématiques de colmatage liées à des phénomènes chimiques ou biologiques (exemple de Ketzin).

2) la distance par rapport aux sources de CO<sub>2</sub> : si le transport ne soulève aucun verrou majeur sur le plan technique (une gestion rigoureuse des risques de corrosion et de fuite est nécessaire mais elle relève d'une démarche industrielle « classique »), il est tout de même nécessaire d'investir pour développer une canalisation de transport du CO<sub>2</sub> entre le site de captage et le site de stockage. Or cet aspect a par exemple grevé le coût des projets au Royaume-Uni et on voit bien aujourd'hui que le réseau de transport sera un maillon déterminant pour le développement du CCS en Europe : soit vers la mer du Nord, soit vers des sites plus localisés de stockage (onshore ou offshore).

Par ailleurs, le réservoir de stockage doit bien entendu bénéficier d'une roche-couverture, imperméable et dont l'intégrité est démontrée. Le retour d'expérience montre qu'il n'est pas toujours aisé de trouver une capacité de stockage proche d'un lieu donné et de capacité souhaitée (voir par exemple l'échec technique du projet France-Nord ou l'arrêt du projet à Barendrecht suite à l'opposition de la population). Cependant, aux Etats-Unis ou au Canada par exemple, de nouveaux projets ont démarré en 2016 et ont identifié de fortes capacités de stockage (voir chapitre 4).

La révision en cours de la feuille de route du CCS en France, pilotée par l'Ademe avec le Club CO<sub>2</sub>, suggère que l'accès aux sites de stockage est un verrou important et que des axes de recherche prioritaires pourraient être : i) de nouvelles techniques de caractérisation des sites et de leur capacité de stockage ; ii) les techniques destinées à assurer la sécurité (monitoring y compris à long terme, prévention des fuites, remédiation) – cette problématique sera abordée à la section suivante.

#### **4.1.3 MAÎTRISE TECHNIQUE DES RISQUES ET DES IMPACTS**

Une des conditions du développement de la filière CCS est aussi la maîtrise des risques. L'INERIS a consacré plusieurs rapports et publications à l'identification et l'analyse des risques liés à cette filière : Gombert et Thoraval, 2009, dédié aux risques en phase d'injection ; Farret et al., 2012, dédié aux risques à long terme ; Farret et Thoraval, 2013, dédié au retour d'expérience et à l'accidentologie. Cette analyse s'est fondée notamment sur le retour d'expérience des incidents survenus sur les sites de stockage de CO<sub>2</sub>, mais également sur les autres sites de stockage

---

<sup>4</sup> Hosa et al. (2011) proposent comme indicateur d'injectivité de multiplier la perméabilité par l'épaisseur de l'aquifère (en Darcy.mètres), avec un minimum requis de 0,25 (les sites opérationnels et performants dépassent généralement 10 D.mètres).

souterrain (gaz naturel, hydrocarbures). On peut récapituler ces risques en une série « d'événement principaux », qui sont en pratique les éléments centraux d'un scénario d'analyse de risques<sup>5</sup> :

- Fuite massive à partir d'un puits induisant une éruption en surface ou « *blow-out* ». Le retour d'expérience montre qu'une grande partie des accidents majeurs répertoriés sur des puits en contexte de stockage souterrain concernent de tels événements ; ceux-ci ont le plus souvent pour origine une défaillance d'un équipement de puits en cours d'exploitation ou lors d'une opération de maintenance.
- Fuite le long d'un puits d'injection ou d'un autre puits en exploitation. Dans le cas du CO<sub>2</sub>, l'interface roche-ciment à l'extrados du puits constitue un chemin d'écoulement privilégié du fait de l'endommagement des parois lors du forage : il s'y ajoute les fortes sollicitations du puits au cours de la phase d'injection (variations de pression et de température), qui sont éventuellement susceptibles d'affaiblir également les interfaces ciment-cuvelage. Les défauts de la cimentation (« *cracks* » ou « *mud channels* »), la lixiviation du ciment ou sa dégradation par carbonatation, la corrosion des cuvelages, sont autant de causes pertinentes. La formation d'un micro-annulaire aux interfaces des éléments du puits est également possible.
- Fuite le long d'un puits colmaté ou abandonné. Un stockage de CO<sub>2</sub> y est *a priori* moins sensible qu'un stockage souterrain de gaz qui connaît des cycles d'injection et de soutirage successifs. En revanche, dans le cas du CO<sub>2</sub>, les cuvelages et les ciments pourront s'altérer par voie géochimique.

Bien que nous manquions à ce jour de retour d'expérience, les cas concrets de stockage de CO<sub>2</sub> étant peu nombreux, la fuite constatée à In Salah vient confirmer la pertinence de ces deux événements principaux liés aux puits.

- Fuite par une faille ou à travers la roche-couverture. Le risque de cheminement du CO<sub>2</sub> par une faille est un risque qui doit être pris en compte dès la conception. La difficulté est de caractériser la roche couverture et le recouvrement, et de détecter failles et hétérogénéités préexistantes, avant d'exploiter un site. Ce cheminement peut éventuellement se combiner avec une migration *via* la porosité de la couverture ou *via* des éléments de puits. Il peut également résulter d'une rupture mécanique au toit du réservoir. Il est donc important de prévoir une marge d'incertitude et d'adapter la pression d'injection pour qu'elle ne fasse pas rejouer d'éventuelles failles préexistantes.
- Fuite suite à une migration latérale trop importante ou différente des prévisions (comme dans le cas de Sleipner évoqué plus haut, où le CO<sub>2</sub> ne s'est pas étendu de manière isotrope – même si dans ce cas il n'y a pas eu de fuite). Le risque dans ce cas est que le CO<sub>2</sub> atteigne une faille (ou un puits) qui était supposée initialement hors d'atteinte.  
Dans le cas de In Salah, également évoqué plus haut, c'est un cheminement

---

<sup>5</sup> En analyse des risques industriels, on suppose généralement qu'une ou plusieurs cause(s) sont susceptibles de déclencher des "événements principaux", eux-mêmes à l'origine de "phénomènes impactants" sur l'homme ou l'environnement. Par exemple la corrosion d'un tubage peut déclencher une fuite de ce dernier (événement principal), à l'origine d'une pollution en milieu souterrain (phénomène impactant) ; si la fuite est importante (rupture du tubage), il peut y avoir d'autres phénomènes impactants: éruption du gaz vers la surface, éventuellement explosion.

préférentiel à l'intérieur même du réservoir qui a mené le CO<sub>2</sub> jusqu'à un puits, le long duquel il a pu remonter : la cause initiale est donc bien une migration latérale supérieure aux prévisions.

Dans le cas d'une faille, une difficulté supplémentaire serait que même si la fuite est détectée, localiser la faille en cause demanderait des investigations complexes et, contrairement à un puits, il serait très difficile de mettre en place des mesures correctives.

- Perturbations mécaniques ou hydromécaniques dues aux surpressions. Outre le soulèvement des terrains (peu impactant et décrit ci-après), il existe le risque de fracturation de la roche : le risque de rupture matricielle et de cisaillement est généralement limité mais il doit être modélisé au cas par cas. Une sismicité induite est également susceptible d'apparaître, même si elle est globalement faible : pas de sismicité ressentie à Ketzin (Evans et al., 2012) ; magnitude de l'ordre de -3 à 0 sur l'échelle de Richter dans le cas de Rousse (Total, 2013) ; de -1,1 à 1,3 dans le cas de Decatur (Kaven, 2015) ; et enfin quelques séismes de magnitude 2 à 3 dans le cas de Sleipner dans un rayon de 50 km, sans toutefois que le lien direct avec l'injection de CO<sub>2</sub> soit démontré (Evans et al., 2012).

Les impacts de nature chronique, c'est-à-dire liés au fonctionnement normal d'une installation de CCS (par opposition aux situations de risque accidentel décrites ci-dessus) sont également à considérer. Ils concernent avant tout les émissions au niveau du site de captage. Ils peuvent être appréhendés par une étude d'impact ou éventuellement une ACV (voir encadré).

Dans le cas des procédés de type postcombustion, des solvants aminés sont émis à l'atmosphère et sont susceptibles de se dégrader, entre autres, en nitrosamines ayant des effets toxiques et écotoxiques. Les résultats du projet Octavius, auquel a participé l'INERIS (Fraboulet et al, 2014), et d'autres études sur ce sujet (SEPA 2015), montrent que ces rejets sont globalement bien maîtrisés, mais qu'avant d'affirmer l'absence d'impact des nitrosamines issues des usines de captage, il convient d'améliorer notre niveau de connaissance sur plusieurs sujets : les émissions d'amines, les processus de dégradation de ces amines, les techniques de mesure des produits à caractère toxique issus de cette dégradation.

*Analyse du cycle de vie de la filière CCS : l'importance du site de captage.*

*Plusieurs analyses du cycle de vie (ACV) prenant en compte tous les produits utilisés par une filière CCS montrent que le gain en termes d'effet de serre est amoindri par l'augmentation d'autres impacts. Singh et al. (2011) estiment par exemple que l'eutrophisation des eaux est susceptible d'augmenter de 35%, leur acidification de 43%, l'écotoxicité terrestre de 143 %, l'écotoxicité pour les eaux de surface de 167%. Cela est dû, au niveau du site de captage, à l'émission de NH<sub>3</sub>, de solvants (et notamment de produits de dégradation des amines qui peuvent être écotoxiques), de formaldéhyde/acétaldéhyde.*

*Les chiffres des publications traitant de ce sujet seraient à actualiser, car les procédés de captage ne cessent de gagner en efficacité, à la fois pour la pénalité énergétique et pour la maîtrise des rejets (purification).*

Par ailleurs, des impacts chroniques liés au stockage sont attendus, sans qu'ils présentent *a priori* un caractère de gravité :

- La surpression dans la nappe d'eau concernée, qui peut s'étendre sur des kilomètres voire une dizaine de kilomètres. Ses effets ne peuvent qu'être appréciés et modélisés au cas par cas. Ils sont éventuellement susceptibles de modifier certains écoulements de fluides en milieu souterrain profond.
- La déformation progressive, par exemple un soulèvement des terrains. Ce mécanisme est en fait très probable mais sera généralement de faible amplitude (par exemple, 10 à 20 mm cumulés observés à In Salah), n'induisant donc pas d'impacts significatifs sur les biens ou les activités en surface.

## 4.2 ENJEUX ÉCONOMIQUES ET SOCIÉTAUX

### 4.2.1 LE COÛT

Le frein principal au développement du CCS est sans aucun doute son coût. Le rapport ZEP 2015 évoque un prix du captage de 37 €/tonne évitée pour un procédé de post-combustion – qui pourrait diminuer à 29 € à l'horizon 2050 pour un procédé optimisé. Cela représente une évolution positive, puisqu'en 2010 on était sur une base légèrement plus élevée : 42 à 48 €/t, d'après une étude réalisée par IFPEN dans le cadre du projet ANR-SOCECO2. Ce coût comprend les investissements et les coûts d'opération ; il est ramené à la tonne de CO<sub>2</sub> évitée, telle que définie précédemment à la section 2.2.

Naims (2016) effectue une synthèse d'études existantes sur le coût du captage, en constatant qu'il est globalement plus élevé que le coût de production de CO<sub>2</sub> par d'autres filières industrielles (procédés dits « à haute pureté ») : il s'agit de procédés de fermentation, du traitement du gaz naturel, et surtout de la production d'engrais (le CO<sub>2</sub> étant à la fois un sous-produit de la production d'ammoniac et un intrant pour la production d'urée). Sur la figure 6 les traits noirs représentent les estimations basses, tandis que les estimations hautes sont les traits bruns en pointillés. On y voit notamment que :

- Le captage à partir d'une centrale au charbon (« coal to power ») se situe entre 34 et 46 €/t évitée ; notons que le captage sur une aciérie est du même ordre de grandeur (entre 40 et 50€) ;
- Le captage sur une centrale au gaz (« natural gas to power ») est d'un coût plus élevé, de 63 à 64 €/t évitée ; le captage sur une cimenterie est à peine supérieur, estimé à 68 €/t.

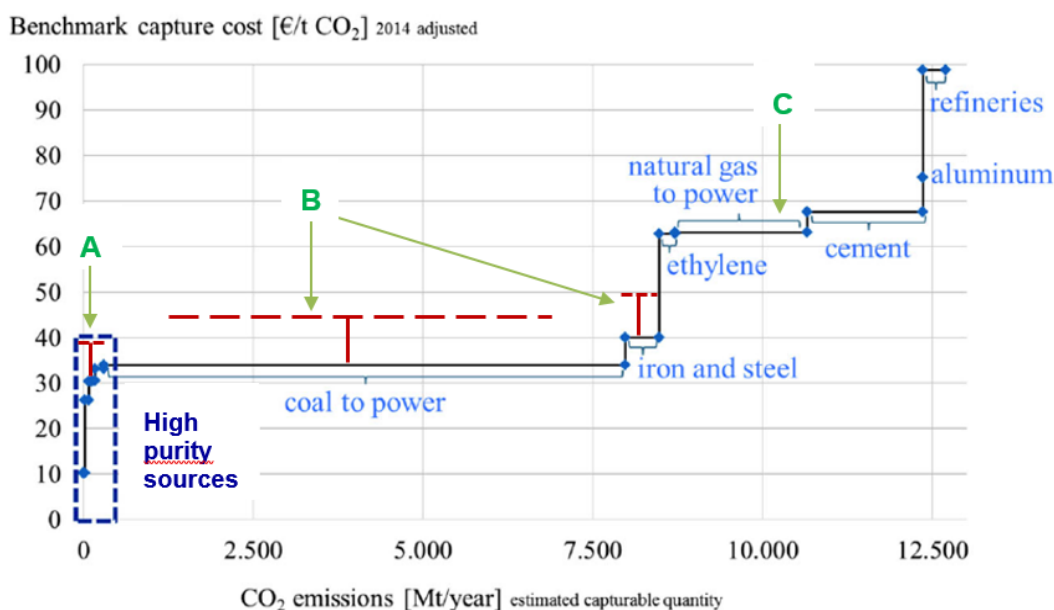


Figure 6. Coût du captage des différentes technologies, en fonction du tonnage qu'elles sont susceptibles de représenter (d'après Naims, 2016)

Pour une centrale thermique au charbon, la technologie de pré-combustion serait moins chère que la postcombustion ou l'oxycombustion. En revanche, pour une centrale thermique au gaz, c'est la postcombustion qui est estimée la moins chère (elle présente cependant une pénalité énergétique plus élevée : la publication de Leung et al. (2014) évoque 6 à 8%).

*Analyse économique du marché du CO<sub>2</sub> :*

*La publication de Naims (2016) complète son analyse en mettant le coût de la production de CO<sub>2</sub> par différentes technologies au regard de la quantité produite mondialement.*

*Aujourd'hui la demande de l'industrie est couverte par les procédés actuels, sans recours au CCS : le coût est inférieur à 33 €/t (point A sur la figure 6). Si le prix du quota de CO<sub>2</sub> s'élevait ou si la demande de l'industrie augmentait au-delà de 300 Mt/an, la logique économique voudrait que le captage se mette en place sur les centrales électriques au charbon (« coal to power ») ou les aciéries, qui ont des coûts de 33 à 40 €/t CO<sub>2</sub> (plateau B sur la figure).*

*C'est seulement aux environs de 65 €/t (point C) que le captage se développerait sur les centrales à gaz ou les cimenteries.*

Pour ce qui est du transport et du stockage, ZEP (2015) évoque 20 €/t (puis 13 €/t à l'horizon 2050). Contrairement au coût du captage, cette évaluation est en augmentation par rapport à 2010, sans doute pour deux raisons principales :

- pour le transport, le retour d'expérience montre qu'il est important de ne pas sous-dimensionner l'épaisseur de l'acier des canalisations ;
- pour le stockage, la recherche d'un site s'avère plus complexe et plus longue qu'envisagé au cours de la dernière décennie, et les exigences en termes de surveillance sont plutôt à la hausse.

D'une manière générale, ce coût ne pourra baisser dans les années à venir que si la filière se déploie significativement, gagnant alors en maturité et permettant des effets d'échelle et d'apprentissage. Aujourd'hui ce coût est au moins égal à 50 €/t pour l'ensemble de la chaîne captage-transport-stockage, voire significativement plus élevé. Bien évidemment, ce coût est à comparer avec le prix du quota de CO<sub>2</sub> en Europe : environ 6 €/t actuellement (depuis 5 ans il varie dans une fourchette comprise entre 4 et 8 €/t).

#### **4.2.2 LE MANAGEMENT DES PROJETS DE CCS**

Les programmes de financement du CCS, pourtant ambitieux, ont généré un nombre relativement restreint de projets de stockage, tant en Europe qu'en Amérique du Nord. Le rapport de l'IEA (2016) propose plusieurs raisons principales, à la fois en ce qui concerne les coûts et la complexité du développement de cette technologie :

- Manque de flexibilité dans les jalons des projets : de nombreux programmes de financement ont inclus des critères de sélection et d'éligibilité prescriptifs, y compris des délais pour la mise en service du projet. Les industriels ont pu faire passer ces critères avant leurs propres besoins, s'imposant des jalons partiels (par exemple le projet IGCC de Kemper Country) et des dépassements de coûts (projet FutureGen 2.0).
- Trop d'accent sur les projets en chaîne complète : les programmes au Royaume-Uni et en Australie (par exemple) ont été fondés sur le développement d'un module de gestion CCS intégrée, à chaîne complète, où la ressource de stockage devait être identifiée et développée en parallèle des composants de captage et de transport (CCSA, 2016). La même contrainte s'est imposée ailleurs, par exemple à ULCOS en France.
- Absence de soutien opérationnel : au-delà du financement en capital par projet industriel, il n'y a pas de mécanisme ciblé d'aide au fonctionnement, ni de soutien des prix. Cela signifie que les coûts à long terme sont un risque pour l'opérateur.
- Manque d'infrastructures de transport et de stockage : au Royaume-Uni, les projets White Rose et Peterhead avaient des infrastructures de transport importantes, qui grevaient le coût des projets, tout en étant dimensionnées pour intégrer de futurs projets CCS ; il a été estimé que les coûts de transport et de stockage de ces projets futurs auraient chuté de 60 à 80% grâce à l'infrastructure mise en place par le projet White Rose (CCSA, 2016, cité par IEA, 2016).

Pour renforcer cette idée, nous pouvons également citer la feuille de route du CCS établie par l'Ademe en 2011 avec les acteurs français du CO<sub>2</sub>, qui identifiait les scénarios d'évolution possibles de la filière : un des plus favorables reposait sur une série de mesures incitatives fortes par les pouvoirs publics, incluant la mutualisation du transport et/ou du stockage.

### 4.2.3 L'ACCEPTABILITÉ SOCIÉTALE

La révision en cours de la feuille de route du CCS en France, pilotée par l'Ademe avec le Club CO<sub>2</sub>, suggère de nombreux objectifs en termes de sécurité du stockage : techniques d'évaluation des risques, monitoring y compris à long terme, dispositifs de prévention des fuites, ainsi que de remédiation.

Il est clair que cet enjeu de maîtrise des risques est capital pour la filière CCS, sur un plan purement technique et/ou réglementaire : ce point a été développé en section 4.1.3 et l'INERIS a publié plusieurs rapports sur ce sujet. Mais au-delà, les acteurs de cette filière doivent montrer qu'ils sont exemplaires, afin de convaincre la population et les acteurs locaux de les soutenir et afin que l'acceptation de cette technologie progresse (on parle aussi « d'engagement sociétal »).

A ce titre, les sites pilotes (Rousse, Ketzin) comme les sites opérationnels (In Salah, Weyburn, Sleipner, Snøhvit) ont montré que la surveillance joue un rôle capital : en première approche, elle permet de détecter le plus en amont possible d'éventuelles défaillances - ou déviations - par rapport à une situation estimée. En seconde approche, elle a également un rôle sociétal important, permettant de rassurer les parties prenantes et la population, voire de faciliter la concertation : ce qui suppose qu'elle soit organisée de manière transparente, dès l'étude de l'état zéro avant le démarrage du projet.

Ainsi, les sites de Sleipner ou Weyburn ont joué très favorablement pour l'image de la filière, tant par l'efficacité du stockage que par la quantité d'informations de surveillance rendues disponibles. Dans une moindre mesure, des sites pilotes tels Ketzin en Allemagne ou Rousse en France ont également eu un impact positif. Mais d'autres sites ont pu influencer en sens inverse, avec par exemple le manque de concertation à Barendrecht (projet avorté) ou la fuite constatée à In Salah qui n'a pas été gérée de manière exemplaire et transparente.

### 4.2.4 ENSEIGNEMENTS ET SUGGESTIONS

Sur la base de ces enseignements, nous pouvons établir quelques pistes et suggestions sur le plan du management global du CCS.

Casser le mythe du projet "tout intégré" : Il sera sans doute plus bénéfique de "désagréger" la filière et de laisser des business-models différents se développer pour le captage, le transport et le stockage. Chacune de ces composantes pourrait avoir ses acteurs propres, ses modes de financement et sa constante de temps, d'une part dans le développement technologique et d'autre part dans la gestion financière : par exemple on remboursera immédiatement un émetteur pour n'avoir pas émis une quantité donnée de CO<sub>2</sub>, mais, en ce qui concerne le stockage, on pourra prévoir un monitoring dans le temps assorti d'une vérification, éventuellement d'un système d'assurance, etc.<sup>6</sup>

---

<sup>6</sup> Cette "désagrégation" est du reste déjà constatée, tant d'un point de vue réglementaire que du point de vue de l'analyse des risques : chaque élément de la filière (usine de captage, transport, site de stockage) répond à des exigences et à des référentiels techniques différents, puis à des autorisations administratives différentes.



L'expérience a démontré que la démonstration et le développement du stockage peuvent prendre de nombreuses années, dans certains cas jusqu'à 15 ans, (IEAGHG, 2011) et peuvent représenter en définitive une proportion plus élevée des coûts de CCS futurs que ceux estimés actuellement.

L'expérience incite également à militer pour un réseau structuré, mutualisé, éventuellement géré par un opérateur public, permettant au moins le transport sinon le stockage du CO<sub>2</sub> (ZEP, 2015). On peut également citer le SET-Plan (actuellement en cours d'élaboration) qui va encadrer la politique européenne en matière énergétique. Son volet dédié au CCS (Commission Européenne, 2016) identifie dans ses objectifs, d'une part la réalisation de projets concrets à échelle commerciale et d'autre part la possibilité de développer un réseau de transport commun, par exemple relié à la mer du Nord.

Penser le stockage à l'échelle régionale : si le CCS est envisagé à grande échelle, il pourra s'agir de « hubs » pour le transport et le stockage, à échelle nationale voire supra-nationale (ex : mer du Nord pour l'Europe Occidentale) ; à l'inverse on peut penser également à des sites de stockage très localisés, proches des grands sites industriels émetteurs (raffineries, aciéries, centrales thermiques, incinérateurs...). Notons que ces sites gagneront à être pris en main par les acteurs territoriaux, incluant des responsables publics, dans une dynamique de concertation le plus en amont possible.

Quelles qu'elles soient, il conviendrait que ces initiatives s'insèrent dans une logique globale à l'échelle d'un pays ou d'un continent, avec des perspectives claires en ce qui concerne l'évolution du prix du CO<sub>2</sub> sur plusieurs dizaines d'années.

Faciliter le transfert de responsabilité à long terme : cela inclut à la fois la gestion du risque financier et la gestion des risques techniques. Le risque financier est associé à la possibilité d'une fuite de CO<sub>2</sub> vers l'atmosphère (éventuellement à long terme), qu'il convient tout d'abord de surveiller puis, le cas échéant, de rembourser à la puissance publique : soit par l'opérateur, soit *via* une assurance ou un fonds de garantie. En ce qui concerne les risques techniques, tels que décrits ci-avant en section 4.1.3, ils sont principalement liés au stockage en milieu souterrain et viennent renforcer le besoin de maintenir une surveillance longtemps après l'arrêt de l'injection.

A ce titre, la Directive UE-2009/31 a traité ce sujet très en amont et apparaît comme un bon exemple, avec d'une part des exigences en termes de surveillance et d'autre part le transfert de responsabilité à la puissance publique dès lors que certaines conditions sont remplies : analyse des risques, absence de fuite, début de preuve d'un retour à la stabilité du milieu souterrain (CE, Guidance Document 3, 2011). Le contexte semble moins simple en Amérique du Nord où le demeure propriétaire du sous-sol : on constate par exemple que dans le contexte des travaux menés par l'ISO, les acteurs américains militent pour une prise en charge la plus légère possible des enjeux de long terme, notamment la surveillance.



## 5. LES SCHÉMAS D'ÉVOLUTION POSSIBLES DU CCS

### 5.1 OBJECTIFS

#### 5.1.1 LES ÉMISSIONS DE CO<sub>2</sub> DANS LE MONDE, EN EUROPE ET EN FRANCE

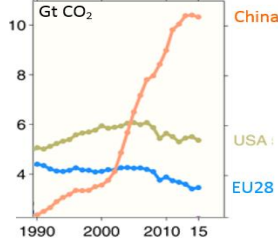
Les émissions mondiales de CO<sub>2</sub>, après avoir augmenté d'environ 60% entre 1990 et 2014, se sont stabilisées entre 2014 et 2016 au niveau de 36 Gt par an (JRC 2016). Sur cette même période, les émissions chinoises ont été multipliées par 4, tandis qu'elles ont diminué de 21% pour les 28 pays de l'UE : parmi ces derniers, les principaux pays émetteurs affichent des réductions de -14% (France) à -31% (Allemagne). Le CO<sub>2</sub> issu de la production d'électricité est resté stable au niveau mondial sur les vingt dernières années (+1%), mais il a nettement reculé dans les plus grands pays développés, notamment européens (-30 % pour l'UE à 27 sur la période 1990-2010) (JRC 2016, Connaissance des Energies 2016).

Le tableau 1 ci-dessous illustre cette évolution et en précise certains détails. Si la production d'énergie est le premier secteur contributeur (42% au niveau mondial), c'est l'activité de transport qui occupe la seconde place (22%, avec une forte variation selon les pays, entre 9% et 33%). En Europe le chauffage résidentiel a une part globalement plus importante qu'ailleurs dans le monde.

En ce qui concerne spécifiquement la production d'électricité, la production d'un kWh aux USA émet 50 % de CO<sub>2</sub> de plus qu'en Europe. En France le niveau est 4 fois plus bas que la moyenne européenne, du fait du parc électronucléaire.<sup>7</sup>

Tableau 1 : Evolution des émissions de CO<sub>2</sub> dans le monde et dans différents pays depuis 1990 (Sources : JRC 2016, sites du JRC (EDGAR), CITEPA, Eurostat, edf.org, lemonde.fr ; graphique du Global Carbon Project du DoE)

	Monde	Chine	USA	UE 28	France	Allemagne	Royaume-Uni
Emissions 2015 en Mt	36300	10700	5200	3500	328	778	398
<i>Evolution depuis 1990</i>	+60%	+312%	+6%	-20%	-14%	-24%	-31%
Emissions en tonne/habitant		7,7	16	7	5,1	9,6	6,2
<i>Evolution depuis 1990</i>		+250%	-19%	-25%	-24%	-25%	-39%
Emission en g. de CO <sub>2</sub> par kWh électrique produit		760	520	350	70	470	480
<i>Part des principaux secteurs de l'économie :</i>							
<i>Electricité et production de chaleur (hors résidentiel)</i>	42%	49%	42%	38%	12%		
<i>Résidentiel</i>	6%	4%	6%	12%	20%		
<i>Industrie manufacturière</i>	19%	31%	8%	12%	18%		
<i>Transport (route, principalement)</i>	22%	9%	33%	26%	28%		



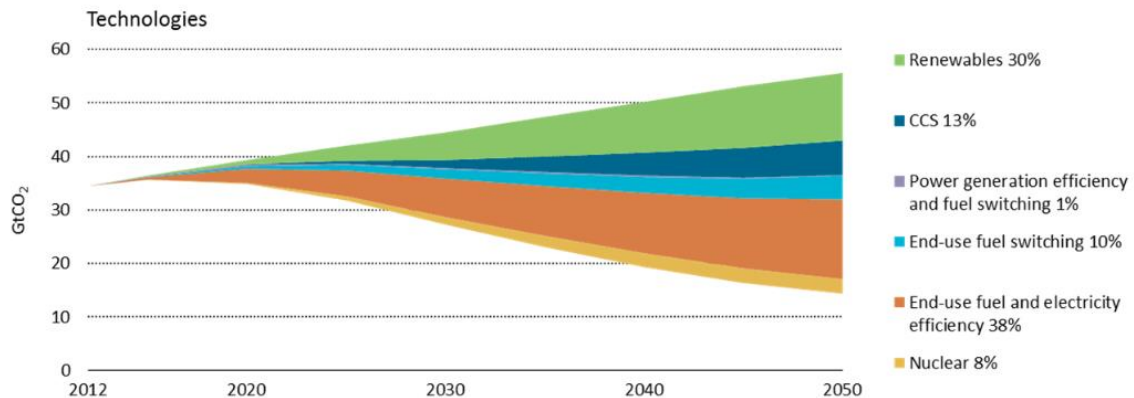
<sup>7</sup> Signalons qu'en Suède et en Norvège la production d'un kWh d'électricité émet entre 4 et 8 fois moins de CO<sub>2</sub> qu'en France, grâce à l'énergie hydraulique (surtout en Norvège) et au nucléaire. Toutefois, en Norvège, ce résultat ne vaut que pour la production d'électricité et pas pour la production de chaleur, qui utilise le pétrole exploité nationalement en mer du Nord.

### 5.1.2 EVOLUTION DES OBJECTIFS ASSIGNÉS AU CCS

En 2008, les projections d'émissions de CO<sub>2</sub> de type « *business as usual* » (c'est-à-dire si on ne change rien) étaient de 57 Gt à l'horizon 2050, avec un objectif de 14 Gt d'émission à ne pas dépasser, afin de limiter l'augmentation globale de la température à 2°C (scénario Blue Map défini par l'Agence internationale de l'énergie en 2008) : en conséquence, les objectifs de réduction d'émissions étaient de 43 Gt.

Sur cet objectif de réduction, il était envisagé que le CCS pourrait représenter 19% soit environ 8 Gt.

De 2008 à 2015, les émissions ont augmenté au niveau mondial, suivant et même dépassant le scénario « *business as usual* » identifié en 2008 (elles ont ensuite stagné en 2015-2016). Néanmoins, à l'occasion de l'accord de Paris sur le climat en 2015, les projections à l'horizon 2050 étaient similaires : 57 Gt d'émission selon le scénario « *business as usual* », et un objectif de réduction d'émissions de 43 Gt pour limiter l'augmentation globale de la température à 2°C (scénario 2DS) (IEA, 2015 ; PNUE, 2016).



Source: IEA Energy Technology Perspectives 2015

Figure 7. Objectifs de réduction d'émissions de CO<sub>2</sub>, scénario 2DS (IEA, 2015)

On note cependant que les objectifs alloués au CCS ont fortement diminué : comme l'illustre la figure ci-dessus, selon la modélisation de l'IEA la filière CCS pourrait contribuer pour 13% des réductions d'émissions dans ce scénario 2DS, soit un peu moins de 6 Gt, ce qui représenterait environ 2000 sites industriels – alors qu'en 2008 on imaginait qu'elle pourrait y contribuer jusqu'à concurrence de 19%. Par contraste, la contribution des énergies renouvelables est passée de 17% à 30%.

Plus la communauté internationale tarde à mettre en œuvre l'accord de Paris, plus l'objectif de limiter la hausse à moins de +2°C devient difficile à atteindre. Certains acteurs politiques européens pensent d'ailleurs déjà que cet objectif est peu réaliste ; le PNUE (Programme des Nations Unies pour l'Environnement) a calculé que « même dans le cas d'une mise en œuvre intégrale des engagements pris à Paris, les émissions prévues d'ici à 2030 entraîneront une hausse des températures mondiales de 2,9 à 3,4 °C d'ici la fin du siècle » (PNUE, 2016).

Or, paradoxalement, plus l'objectif est difficile à atteindre, plus cela devrait rendre le CCS incontournable, du moins à court terme. En effet, sur un plan purement technique, le CCS est *a priori* plus rapide à mettre en œuvre que d'autres solutions : il ne nécessite pas de remplacer entièrement des installations industrielles, ni de faire évoluer l'ensemble d'un réseau de distribution d'énergie, par exemple.

A l'inverse, il faut rappeler que le CCS a toujours été considéré comme une technologie de transition, apportant une solution moins durable que le remplacement des énergies fossiles par des énergies renouvelables. La technologie CCS peut également être limitée dans la durée par les capacités de stockage du milieu souterrain ; toutefois une publication de l'académie des sciences des Etats-Unis (Schulczewski, 2012) a estimé que le CCS pourrait fonctionner pendant environ 100 ans dans le pays, en traitant 1/6 des émissions de CO<sub>2</sub> – ce qui est cohérent avec les objectifs définis mondialement.

En ce qui concerne les objectifs pour le CCS, un élément nouveau est que presque la moitié du CO<sub>2</sub> capté dans le scénario 2DS proviendrait de secteurs industriels et non de centrales de production d'électricité. En effet, si ces sources industrielles étaient au départ perçues comme moins favorables pour le captage du CO<sub>2</sub>, de par leur volume moins important et leur dispersion sur le territoire, cela est compensé par le fait qu'il est difficile pour elles d'utiliser d'autres sources d'énergie que les énergies fossiles : le CCS est donc la meilleure solution pour y réaliser des réductions d'émissions importantes. Ce sujet est détaillé en section 5.5.1.

### 5.1.3 QUEL DÉPLOIEMENT POSSIBLE, DANS QUELLES RÉGIONS DU MONDE ?

Le site de Sleipner en Norvège a démontré avec succès la faisabilité de la filière CCS durant 20 ans avec, à lui seul, près des  $\frac{3}{4}$  du CO<sub>2</sub> stockés dans le monde (hors EOR). Entre 4 et 5 Mt par an sont stockées en aquifère dans le monde : en Norvège sur les sites de Sleipner (1 Mt) et Snøhvit (0,7 Mt), en Amérique du Nord sur les sites d'Aquistore (au plus 1Mt), Decatur (1 Mt) et Quest (au plus 1 Mt), au Japon à Tomakomai (0,1 Mt)<sup>8</sup>; il est possible que 1 à 3 Mt/an supplémentaires soient stockés dès 2018 avec le Gorgon Project (Australie). Aux États-Unis, le CO<sub>2</sub> a été utilisé pour la récupération assistée du pétrole (EOR) pendant plusieurs décennies, avec aujourd'hui une consommation d'environ 70 Mt par an et un réseau de pipelines de transport de CO<sub>2</sub> couvrant plus de 6 600 km.

L'ampleur et la nature du déploiement de la technologie CCS devraient varier considérablement d'un pays à l'autre. Dans certains pays, en particulier la Chine et les États-Unis, elle pourrait devenir une industrie majeure : l'analyse de l'IEA montre en effet que près de 80% des installations de CCS devraient être déployés dans ces deux pays. Dans certains autres pays, le CCS pourrait représenter une solution de niche pour réduire des émissions spécifiques de CO<sub>2</sub>, par exemple en Europe (IEA, 2015).

---

<sup>8</sup> On rappelle que plus de 2 Mt sont stockés annuellement à Weyburn : ce flux n'est pas comptabilisé ici car il s'agit d'EOR ; de plus, le CO<sub>2</sub> est d'origine industrielle et ne provient pas d'une unité de captage dédiée. Il faut cependant noter que le site sera utilisé par la suite pour stocker le CO<sub>2</sub>, après arrêt de l'exploitation pétrolière.

Par ailleurs, il est estimé que 27 à 30 Mt sont captées chaque année de manière industrielle, sans être nécessairement stockées, mais étant par exemple utilisées pour de l'EOR.

## 5.2 EN 2016, L'ANNÉE DU RENOUVEAU ?

Au plan international, le CCS a reçu une reconnaissance et une attention croissantes au cours de la dernière décennie. Il a été couvert implicitement par le processus de la Convention-cadre des Nations Unies sur le changement climatique (CCNUCC), le Protocole de Kyoto puis l'accord de Paris de 2015<sup>9</sup>. Le rapport de l'IPCC de 2005 est un élément fondateur, qui a attiré l'attention sur le CCS en tant que technologie d'atténuation dans les négociations mondiales sur le climat.

Le CCS a reçu une reconnaissance plus explicite en 2011 lorsqu'il a été inclus dans le *Clean Development Mechanism* (CDM) : même si le CDM n'a pas fourni d'incitations directes au CCS, il est prévu que tout mécanisme futur développé dans le cadre de la Convention CCNUCC suivra ses principes (Dixon, McCoy et Havercroft, 2015).

Après quelques déconvenues (mentionnées précédemment dans ce rapport) et une phase de développement bien moins rapide que prévu, la filière CCS a connu en 2016 une série de succès. On a en effet observé la mise en œuvre concrète de projets industriels d'envergure aux États-Unis, en Chine, au Japon, au Moyen-Orient (ces projets sont présentés ci-après en 5.2.1).

### 5.2.1 DES PROJETS À ÉCHELLE INDUSTRIELLE

Initié en 2008 par le DoE américain et financé par l'intermédiaire du crédit carbone fédéral, le projet **DECATUR**, situé dans l'Illinois (États-Unis), consiste à injecter du CO<sub>2</sub> à grande échelle (jusque 1 Mt/ an) dans un aquifère gréseux à environ 2000 m de profondeur. En avril 2012, des essais préliminaires avaient permis d'injecter 110 000 tonnes. En 2013, des puits supplémentaires d'injection et de monitoring ont été réalisés. Une autorisation définitive a été acquise en 2014 et, aux dernières nouvelles, il était prévu que l'injection commence au printemps 2017. Le CO<sub>2</sub> provient d'une usine de production d'éthanol.

Malgré ce succès, il faut noter que les projets FutureGen (Illinois) et TCEP (Texas Clean Energy Project), qui suivaient le même chemin avec un financement par le DoE, ont été stoppés pour des raisons principalement financières.

Au Canada, le projet **Aquistore** (Saskatchewan) marque très fortement la relance du CCS et, plus spécifiquement, du stockage de CO<sub>2</sub> en aquifère, à 3400 m de profondeur. Démarré en 2015, il avait stocké 1 Mt en août 2016. Associant 17 partenaires de tous pays, Aquistore est dirigé par l'opérateur SaskPower, propriétaire de la centrale électrique au charbon de **Boundary Dam**.

Alors que la majorité des 1 Mt par an de CO<sub>2</sub> captées dans l'unité 3 de Boundary Dam (récemment revampée) devrait être vendue pour des opérations d'EOR, une partie sera stockée à Aquistore, qui fournit ainsi une installation de stockage pour l'excédent de CO<sub>2</sub> produit. Le développement du projet a été soutenu financièrement par l'état du Saskatchewan et par le gouvernement fédéral, tout en faisant l'objet d'une série de collaborations internationales dans une logique de recherche.

---

<sup>9</sup> La reconnaissance est implicite, car à titre d'exemple l'accord de Paris évoque les "puits de gaz à effet de serre" (Art. 4.1) et les "réservoirs de gaz à effet de serre" (Art. 5.1).

En effet, en tant que premier projet de stockage de CO<sub>2</sub> dans un aquifère salin profond au Canada, Aquistore sert également de démonstrateur pour la surveillance (dirigée par le Petroleum Technology Research Center).

L'expérience opérationnelle acquise grâce au projet de Boundary Dam fait que SaskPower pense qu'en cas de construction d'une prochaine usine, les coûts en capital et les coûts d'exploitation pourraient être réduits de 25% (IEAGHG, 2015).



Figure 8. Centrale thermique de Boundary Dam, projet Aquistore, Canada (IEA, 2016)

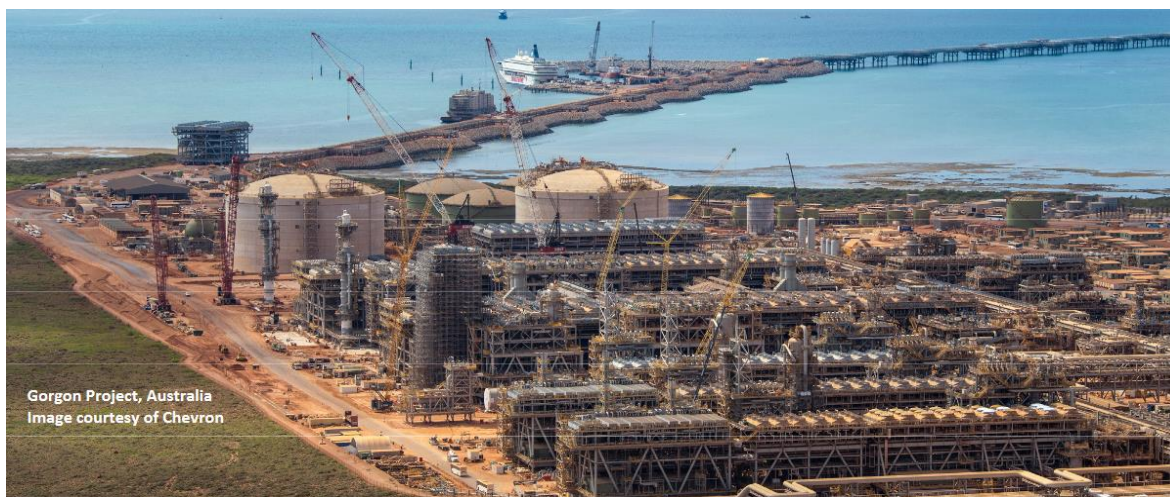
Même s'il s'agit encore d'un exemple d'EOR, l'**IGCC de Kemper County** (Mississippi) est également un projet nouveau et structurant pour la filière CCS, de par le volume traité. Opéré par une alliance entre Mississippi Power, Southern Energy et KBR, cette centrale électrique de 582 MW fonctionne au charbon (lignite), après production de syngas. Environ 3 Mt de CO<sub>2</sub> sont captées annuellement, par un procédé de précombustion (à noter : le taux de captage n'est que de 65%). En octobre 2013, un pipeline de 60 miles pour l'EOR était réalisé. L'injection a débuté en novembre 2016.

Initialement, le projet devait coûter 2,2 milliards de dollars, mais finalement le coût a triplé. Mississippi Power a reçu une subvention de 270 millions de dollars du DoE pour le projet et des crédits d'impôt pour investissement de 133 millions de dollars. Cependant, ces 133 millions ont dû être remboursés au gouvernement fédéral parce que le délai initial de mise en service (mai 2014) n'a pas été respecté.

Ce projet de Kemper County est l'un des deux exemples utilisés par l'EPA pour démontrer la faisabilité du CCS sur les centrales au charbon afin de réduire leurs émissions de CO<sub>2</sub> (Clean Coal Power Initiative).

Le projet **Petra Nova**, près de Houston (Texas) est le plus grand système de captage de CO<sub>2</sub> en post-combustion en opération au monde, avec 1,4 million de tonnes/an. Deux consortiums différents ont été créés pour le captage et le stockage, qui est en fait de l'EOR, à 82 km de distance, entre 1600 et 2000 mètres de profondeur. La postcombustion est installée sur une chaudière à charbon pulvérisé. Le démarrage de l'injection était prévu en janvier 2017.

Le **Gorgon Project** (Australie) devait également démarrer en 2017 mais a pris du retard (M. Malavazos, comm.pers). Il est construit par Chevron pour un consortium comprenant entre autres Chevron (47%), Shell (25%) et ExxonMobil (25%). Comme à Sleipner, il s'agit de CO<sub>2</sub> séparé d'un gaz en provenance d'un champ de gaz naturel à 70 km au large de la côte, au nord-ouest de l'Australie. L'injection a lieu dans un aquifère de grès de la formation Dupuy à 7 km de là. A terme, le projet prévoit d'injecter environ 3 Mt par an, pour réduire de 40% les émissions initiales, même si au démarrage il est probable que le tonnage réel soit plus proche de 1 Mt/an.



*Figure 9. Projet Gorgon, Australie (IEA, 2016)*

On peut noter qu'auparavant, le projet CO<sub>2</sub>CRC Otway en Australie, qui a commencé en 2008, est une démonstration de stockage de CO<sub>2</sub>, avec 80 000 tonnes injectées et stockées dans diverses formations géologiques. Comme Ketzin ou Lacq-Rousse en Europe, son tonnage est modeste mais il a permis de tester des injections à différentes profondeurs et des techniques de surveillance avancées, dans le but de réduire les coûts des projets ultérieurs.

Le projet **Tomakomai** sur l'île d'Hokkaido au Japon, a commencé ses opérations en avril 2016 (avec presque 4 ans de retard). Il récupère le CO<sub>2</sub> d'une unité de production d'hydrogène et le stocke en aquifère dans deux unités géologiques à 1100 et 2400 m de profondeur. Le volume annuel est modeste (100 000 t /an) mais Tomakomai sera particulièrement important pour démontrer la viabilité du stockage du CO<sub>2</sub> au Japon.

C'est également un exemple du rôle important que des projets de petite envergure jouent dans la sensibilisation des communautés locales et du grand public, et donc dans l'engagement sociétal pour le CCS (IEA 2016). On peut noter par exemple qu'un séisme a eu lieu dans la région et n'a engendré, ni fuite de CO<sub>2</sub>, ni inquiétude du public ; une étude est en cours à la demande des autorités pour démontrer l'absence d'impact de ce séisme sur les installations.

Enfin, un cas particulier est à signaler concernant le captage en lien avec l'exploitation de sables bitumineux : le **projet Quest, au Canada**, a débuté en novembre 2015. Le CO<sub>2</sub> est capté sur le site de la raffinerie, puis transporté par un pipeline de 60 km vers un site où il est injecté et stocké de manière définitive dans le sable Basal Cambrian Sand, à plus de 2000 mètres sous terre. En septembre 2016, Shell a annoncé qu'il avait déjà stocké 1 Mt de CO<sub>2</sub>.



## 5.2.2 EUROPE : ENCORE DES AMBIGUÏTÉS

Un premier site pilote d'injection en aquifère a été mis en œuvre à **Ketzin** en Allemagne. Ce projet était centré sur les problématiques d'injectivité et de stockage en aquifère salin profond : avec environ 50 000 tonnes de CO<sub>2</sub> injectées en 2012, ce site a démontré la faisabilité technique de l'injection si des réservoirs adaptés sont utilisés, tout en assurant la sécurité et le suivi du stockage.

Pour sa part, le pilote de **Lacq-Rousse** opéré par Total de 2010 à 2013, décrit précédemment en section 3.2.3, a montré la faisabilité d'une chaîne intégrée de captage, transport et stockage de CO<sub>2</sub> (90 000 tonnes captées et injectées). Le stockage était assuré dans un gisement de gaz naturel déplété, à forte profondeur.

Mais, à part la Norvège qui joue un rôle moteur avec les sites de Sleipner, Snøhvit et bientôt Smeaheia, l'Europe a du mal à passer du stade de pilote à celui de projet industriel.

**Le projet ROAD** associe la ville de Rotterdam à de nombreux industriels. Il a pour objectif le captage de différentes sources de CO<sub>2</sub> (la principale étant une unité de production d'énergie à partir de biomasse à Maasvlakte) avec un stockage important en mer du Nord, à seulement 3,5 km de la côte, à une profondeur de 2800 à 3000 m. L'autorisation provisoire de stockage était acquise dès 2011 mais le projet est entré en sommeil depuis lors, à cause d'un besoin de financement complémentaire (à la fois du point de vue des industriels impliqués et de l'UE, financeur). Il faisait encore début 2017 l'objet d'un appel d'offres spécifique européen de recherche. Etant donné la proximité du stockage et sa capacité réduite (4 Mt) il est également envisagé qu'il serve de stockage tampon pour alimenter les serres à proximité de Rotterdam (CCS network, 2017). De fait, ce projet attire tous les regards en Europe, mais n'a pas encore démarré concrètement. Il accumule les retards et tout récemment, en juin 2017 le partenaire ENGIE a décidé de se retirer du projet, ce qui pourrait le compromettre définitivement.

Il faut préciser que ce projet est un stockage offshore – d'ailleurs aux Pays-Bas seul le stockage offshore est autorisé à ce jour. Il est fort possible qu'en Europe, ce type de stockage soit la seule voie possible pour le CCS durant encore de nombreuses années, principalement pour des questions d'acceptabilité sociétale ; ou bien que le stockage onshore ne soit réellement possible que lorsque des stockages offshore auront permis de démontrer à la fois la faisabilité et l'absence d'impact.

Des informations contrastées en provenance du Royaume-Uni sont à signaler :

- La ville de Leeds a un projet de « tout hydrogène », impliquant du gaz de la mer du nord (reformé pour être transformé en H<sub>2</sub>), avec captage du CO<sub>2</sub> qui serait stocké dans un champ de gaz déplété.

- Plusieurs projets très importants, portés par Shell en collaboration avec d'autres acteurs, ont été abandonnés : bien qu'élus dans un premier temps au financement EEP, le projet Longannet a été stoppé en 2012. Plus récemment, les projets White Rose (dans le Yorkshire, au nord de l'Angleterre) et Peterhead (stockage sur le site de Goldeneye en Ecosse) ont été arrêtés en 2015 car le gouvernement britannique a stoppé l'appel d'offres en cours. Ces projets prévoyaient des infrastructures de transport très importantes, ce qui a grevé leurs coûts mais qui aurait permis de réduire considérablement le coût des projets futurs.

De fait, l'exemple du Royaume-Uni est emblématique des difficultés de la filière car, malgré le fait que le gouvernement a longtemps affiché un soutien politique à la filière CCS, il a dû retirer son financement – sachant que, parallèlement, les opérateurs peinaient à démontrer la rentabilité financière et le financement à long terme de leur projet. L'annulation du *CCS Commercialisation Programme* en 2015, après quatre ans de planification, en est l'illustration.

En Europe, les progrès sont donc modestes et ce sont pour l'essentiel des projets de R&D qui voient le jour : les efforts financiers en la matière n'ont pas cessé, de nouveaux appels d'offre dédiés ont encore été lancés en 2016. Sans qu'aucune certitude ne soit acquise, il est possible que cela évolue, bien que lentement, vers des investissements plus spectaculaires à échelle industrielle : en effet, d'une part, des engagements très forts par rapport à l'accord de Paris pour la lutte contre l'effet de serre ont été pris, et d'autre part la Norvège joue un rôle moteur et investit largement.

### **5.3 LE RÔLE DE L'EOR ET LA NOTION D'EOR+**

Traditionnellement, l'EOR est largement pratiquée en Amérique du Nord, (Etats-Unis, Canada). Entre 2010 et 2013, quatre nouveaux projets de CO<sub>2</sub>-EOR aux États-Unis ont été développés, utilisant du CO<sub>2</sub> produit industriellement. Ces projets démontrent l'applicabilité du CCS à une vaste gamme de processus industriels. Ils incluent aussi l'installation Century Plant au Texas, qui est le plus grand projet de captage de CO<sub>2</sub> dans le monde avec une capacité de 8,4 Mt/an (seulement 5 Mt sont actuellement produits), à partir d'une usine d'engrais (MIT factsheets 2016). Encore plus récemment, Boundary Dam et Kemper County ont démarré en 2016 et sont également des projets EOR aux États-Unis, avec respectivement 1 Mt/an et 3 Mt/an (voir détails en section 5.2.1).

En-dehors de l'Amérique du Nord, d'autres projets sont à signaler, utilisant pour l'EOR le CO<sub>2</sub> séparé du gaz naturel provenant du même gisement : une injection est opérationnelle depuis 2013 au Brésil sur un gisement à 300 km au large de Rio de Janeiro ; et un projet à venir en Arabie Saoudite (Uthmaniyah, travaux démarrés en 2015). (IEA, 2016).

En pratique, il est probable que la filière CCS ne pourra vraiment se développer qu'en commençant par des sites d'EOR et en comptant sur le développement de la filière EOR -même si cela peut heurter une vision environnementaliste de la filière CCS.

En premier lieu, la filière CCS gagnera à tenir compte des avancées déjà réalisées dans l'EOR sur le plan technique (choix des aciers, teneurs limites en impuretés, pression d'injection, etc.). Comme déjà noté, à ce jour 80% des projets dits de stockage sont en fait de l'EOR, de nombreux projets de stockage « pur » ayant été abandonnés.

En second lieu, en proposant une valorisation du CO<sub>2</sub> stocké, l'EOR peut permettre de dégager les moyens financiers pour réaliser de grandes unités industrielles de captage. L'EOR peut également aider à développer des réseaux de transport.

En troisième lieu, au-delà des aspects techniques et financiers, l'EOR pourrait aussi contribuer à sensibiliser la société à la problématique du CCS.

Ces facteurs pourront contribuer à faciliter une transition de l'EOR vers du stockage « pur ». C'est dans cette logique qu'en 2014 un groupe de travail dédié à l'EOR a été créé au sein du Comité Technique 265 de l'ISO « captage, transport et stockage géologique du CO<sub>2</sub> », même si certains pays d'Europe étaient plutôt réservés.

Cette pratique de l'EOR est toutefois à encadrer scrupuleusement, pour deux raisons principales. Premièrement, l'EOR se pratique le plus souvent sur des champs pétrolifères importants, sur lesquels peuvent être présents de nombreux puits de production, parfois anciens : il peut s'agir d'autant de sources de fuite potentielles. Deuxièmement, une partie du CO<sub>2</sub> injecté est appelée à ressortir du réservoir avec les hydrocarbures « produits » : en principe, ce CO<sub>2</sub> est séparé et à nouveau réinjecté, mais c'est à mesurer précisément et il ne faut pas comptabiliser une deuxième fois, dans le stockage, cette part de CO<sub>2</sub> réinjectée.

D'une manière générale, il faut être vigilant sur certains enjeux propres à l'EOR qui, dans le cadre de la Directive Européenne de 2009, n'était pas considéré comme du stockage. Si le CO<sub>2</sub> utilisé pour l'EOR provient d'une source industrielle, comme c'est le cas à Weyburn par exemple, il est logique que la part qui demeure *in fine* en milieu souterrain soit comptée comme du CO<sub>2</sub> stocké, mais doit-elle également être comptée comme tel lorsque le CO<sub>2</sub> provient d'un réservoir géologique naturel ? Le sujet de l'EOR peut donc être très différent de celui de la filière CCS classique.

Aujourd'hui on évoque le concept d'« EOR + » (IEA 2015 *b*, IEA 2016) : il consiste à aller au-delà de la pratique d'EOR traditionnelle en ajoutant des actions qui rendent la filière compatible avec les exigences de réductions d'émissions :

- caractériser le site au préalable, rassembler des informations sur la roche couverture et les formations géologiques, aussi bien que sur les puits abandonnés, pour évaluer les risques de fuite ;
- mesurer précisément les émissions volontaires (dégazages) ou involontaires (fuites) sur les équipements de surface ;
- assurer un monitoring (ou surveillance) amélioré du milieu souterrain de manière à identifier et, si nécessaire, quantifier toute fuite ; de manière générale, le monitoring a pour objectif de vérifier si le réservoir se comporte comme prévu ;
- encadrer le processus d'abandon de manière à garantir la permanence du stockage : cela pourra porter par exemple sur le déplacement de la tête de puits ou sur le bouchage des puits avec des bouchons susceptibles de résister aux effets corrosifs du CO<sub>2</sub> en présence d'eau.

## 5.4 QUELLE EST LA VOLONTÉ POLITIQUE ?

### 5.4.1 LES TAXES CARBONE ET LE SYSTÈME EUROPÉEN ETS

#### La taxe carbone et l'exemple de la Norvège :

La Norvège est le premier pays à avoir institué une taxe carbone, dès 1991. Cette taxe porte sur l'ensemble des secteurs de l'économie norvégienne, intégrant la plupart des secteurs industriels, la consommation des ménages (par exemple : taxation à la pompe) et l'extraction du pétrole. En particulier, pour l'exploitation pétrolière, dès 1991 cette taxe était de 30 €/tonne, montant suffisamment incitatif pour que l'opérateur public Statoil étudie et crée le site de stockage de Sleipner en 1996 (voir détails en section 3.2.1), puis le site de Snøhvit en 2010. Cette taxe est actuellement de 55 €/tonne environ (Environmental Defense Fund, 2013).

Désormais la plupart des secteurs de l'économie norvégienne sont couverts et le montant de la taxe varie, selon le domaine concerné, de 4 €/tonne à 55 €/tonne. En ce qui concerne les centrales électriques et les industries, le système norvégien a rejoint en 2008 le système européen ETS (European Trading Scheme), décrit ci-après, qui fixe les prix des quotas de CO<sub>2</sub> pour ces secteurs (Bruvoll and Dalen, 2009).

Le dispositif mis en place en France en 2014, soit plus de 20 ans après, est une taxe similaire dans son principe à la taxe carbone norvégienne (voir section 5.4.2).

#### Le système européen ETS :

L'UE est le troisième plus gros émetteur mondial de CO<sub>2</sub> (3,6 Gt en 2016), après la Chine (près de 11 Gt) et les Etats-Unis (plus de 5 Gt). Elle s'est donnée comme objectif de réduire ses émissions de 20% d'ici 2020, et 40% d'ici 2050, par rapport au niveau d'émission de 1990. Le premier objectif était atteint dès 2016 (-21%, cf. Tableau 1 en section 5.1.1).

En 2005, l'UE a mis en place le système ETS d'échange de quotas d'émissions de CO<sub>2</sub> (Emissions Trading Scheme). Celui-ci consiste à fixer un plafond annuel d'émissions aux différentes industries, celles qui le dépassent pouvant acheter des quotas supplémentaires à celles qui ne l'ont pas atteint. Le coût de la tonne de CO<sub>2</sub> émise est ainsi fixé par l'équilibre entre l'offre et la demande.

Cependant l'ETS n'a jamais fonctionné correctement, peut-être à cause de l'attribution d'un volume trop important de quotas, et aussi à cause de la récession économique à partir de 2008. Au lieu de monter comme espéré, le prix de la tonne de CO<sub>2</sub> a baissé à 15 €/t en 2009, puis à 5€/t en 2013, perdant tout effet incitatif sur les industriels (Le Monde 2017) (voir détails dans l'encadré ci-après).

*Le mécanisme européen de marché de quotas d'émissions de CO<sub>2</sub> :*

*Le mécanisme européen ETS -Emission Trading Scheme- s'applique à plus de 11 000 installations industrielles (centrales thermiques de production d'électricité, réseaux de chaleur, aciéries, cimenteries, raffineries, verreries, papeteries...) qui totalisent près de 45% des émissions. Depuis 2012, le secteur de l'aviation est inclus dans ce dispositif, pour les vols au sein de l'espace européen (Eurostat 2017).*

*Confronté à la récession économique, l'ETS n'a pas joué le rôle escompté. Le prix de la tonne de CO<sub>2</sub> est resté stable à 30 €/t entre 2005 et 2008, puis a baissé brutalement à 15 €/t en 2009, perdant tout effet incitatif. Il est resté stable jusque début 2011, avant de s'effondrer progressivement en dessous de 5 €/t début 2013 ; il est ensuite remonté lentement à 8 €/t environ en 2016.*

*Toutefois, d'après The Economist, ce dispositif n'est pas mauvais dans sa conception, d'autant moins qu'il est conçu de façon à ce que les permis en excès puissent être utilisés dans le futur (quand les prix auront monté). Son échec serait moins dû à la crise économique qu'au manque de confiance des investisseurs dans le système et aux incertitudes quant à son évolution (The Economist 2015).*

Une réforme de l'ETS devrait être mise en place en 2019. Sur la base d'un rapport adopté en décembre 2016 par la commission de l'environnement, le Parlement européen envisage une réduction progressive de 2,2% par an des quotas d'émissions, ce qui devrait mécaniquement faire monter les cours. Une « réserve de stabilité » pourrait également absorber le surplus de quotas sur le marché (jusqu'à 24%). Toutefois les discussions sont difficiles car, d'une part les industries craignent une perte de compétitivité, et d'autre part les ONG souhaiteraient la fin de l'attribution de quotas gratuits à certains secteurs industriels (Le Monde, 2017).

En 2005, les initiatives réglementaires de taxation et tarification du carbone étaient concentrées en Europe. Désormais il en existe sur tous les continents. Une étape importante devrait être franchie fin 2017 car la Chine va lancer son marché carbone (Connaissance des Energies, 2017).

#### **5.4.2 LA SITUATION EN FRANCE**

Bien entendu les industriels français sont soumis depuis 2005 au système européen de quotas de CO<sub>2</sub> (ETS) décrit ci-avant. Parallèlement, une « contribution climat énergie » (ou taxe carbone) a été mise en place en 2014 : ayant démarré à 7 €/tonne émise, elle augmente rapidement (14,5 € en 2015, 22 € en 2016 et 30,5 € en 2017 ; la loi de transition énergétique pour une croissance verte de 2015 prévoit une trajectoire à plus de 50 € en 2020, puis 100 € en 2030). Cette taxe s'applique à l'utilisateur final, donc avant tout aux ménages et aux entreprises qui ne sont pas concernées par le dispositif européen ETS. Certains secteurs économiques bénéficient d'exemptions totales ou partielles (Connaissance des Energies, 2017).

En ce qui concerne plus spécifiquement le CCS, sa faisabilité et son efficacité sont réduites dans le domaine de la production d'énergie, du fait de la part importante du nucléaire dans le mix énergétique national. Ce facteur contribue du reste à une émission de CO<sub>2</sub> globalement plus faible en France que dans d'autres pays : 5,2 tonnes par habitant en 2013, contre 7 en moyenne en Europe (9,6 pour l'Allemagne, chiffre plus élevé à cause de la part plus importante des centrales au charbon) et 16 pour les USA (voir Tableau 1 au début du chapitre 5).

En France, 63 M€ de financements publics ont été consacrés à la recherche sur le CCS entre 2013 et 2014 par l'ANR et Ademe, tandis que 43 M€ ont été engagés par l'Ademe sur le fonds démonstrateur entre 2008 et 2010.

Aujourd'hui, on peut constater que la politique française de réduction des émissions met l'accent, d'une part sur la taxe carbone sur l'utilisateur final, et d'autre part sur l'isolation des bâtiments. La filière CCS n'est pas incluse explicitement dans la loi de transition énergétique pour une croissance verte (LTECV) de 2015, mais celle-ci mentionne le stockage de carbone dans les matériaux de construction et le stockage d'énergie. Néanmoins,

Dans la Stratégie Nationale Bas Carbone, le CCS est identifié clairement comme une solution nécessaire à long terme, bien que jugée à potentialité faible à court terme. Le CCS est également mentionné dans la PPE (Programmation Pluriannuelle de l'Énergie, oct. 2016) et la SNRE (Stratégie Nationale de la Recherche Énergétique, déc. 2016) : la SNRE a associé le Ministère en charge de l'Environnement et le Ministère de la Recherche dans le but de consolider les filières émergentes (dont le CCS), construire des filières de recherche, mettre en place une gouvernance.

Le réseau de plateformes ECCSEL (European Carbon dioxide Capture and Storage Laboratory infrastructure) a été créé en 2016 à l'initiative de la Norvège. Il est identifié en France dans les Infrastructures nationales pour la recherche, ainsi que dans la feuille de route française pour l'énergie. Il s'agit d'un réseau européen ayant le statut juridique d'ERIC (European Research Infrastructure Consortium) et regroupant 54 plateformes expérimentales sur le captage, le transport et le stockage de CO<sub>2</sub>. La France, qui fait partie des 5 pays fondateurs, compte 6 partenaires (BRGM, Andra, EDF, IFPEN, INERIS et Total) qui opèrent en tout 7 plateformes.

Comme déjà présenté plus haut, le projet de Total à Rousse (Lacq) a permis d'afficher une forte action française en la matière entre 2010 et 2013. EDF a également mis en place un démonstrateur de captage sur sa centrale thermique du Havre : le procédé de postcombustion à base d'amines, développé en partenariat avec Alstom, a été opérationnel entre 2013 et 2014. A l'inverse, le projet France-Nord a montré la difficulté d'entreprendre un stockage onshore d'envergure sur le territoire français.

### **5.4.3 EN EUROPE, UNE POLITIQUE NORVÉGIENNE VOLONTARISTE**

La Norvège se positionne de plus en plus clairement sur un marché européen : il semble qu'après avoir exporté son pétrole, elle souhaite importer le CO<sub>2</sub> européen et le stocker, dans ses gisements déplétés ou éventuellement en aquifère offshore. C'est d'ailleurs en phase avec la feuille de route du CCS établie par l'Ademe avec les acteurs français du CO<sub>2</sub>, qui évoquait déjà en 2011 qu'un scénario d'évolution plus favorable pour le CCS serait une logique de mutualisation du transport et du stockage en mer.

C'est dans cette optique que l'initiative North Sea CO<sub>2</sub> Value Chain a été lancée en 2016, avec par exemple un échange entre acteurs français et norvégiens à Pau en juin 2016. Les acteurs norvégiens recherchent avant tout des appuis industriels dans d'autres pays. L'agence gouvernementale norvégienne CCS Gassnova joue un rôle central et développe des appels d'offres pour des projets de transport de CO<sub>2</sub> et d'injection en mer du Nord.

L'annonce faite en octobre 2016 par la Norvège selon laquelle elle investira environ 40 millions d'euros dans les études d'ingénierie détaillées pour trois projets industriels de CCS est un signal fort. Après Sleipner, site opérationnel depuis 1996 en mer du Nord, puis Snøhvit depuis 2010 en mer de Barents, la Norvège envisage un troisième site d'injection d'envergure à Smeaheia, sur le champ Troll, à environ 50 km de la côte. A l'initiative du Ministère du Pétrole et de l'énergie, Gassnova a réalisé en 2016 une étude de faisabilité pour ce stockage (IEAGHG 2016). Total, intégrant le déploiement du CCS dans sa stratégie, a annoncé en octobre 2017 qu'il rejoignait Statoil et Shell pour développer le stockage dans le cadre de Smeaheia.

Parallèlement, la Norvège garde un rôle moteur sur de nombreuses initiatives, comme par exemple l'infrastructure européenne ECCSEL décrite ci-avant en section 5.4.2 et à laquelle la France est associée.

En Europe, le SET-plan, qui définit une feuille de route pour l'énergie à l'échelle de l'UE, est en cours de refonte/élaboration : le CCS est l'une des actions clés qu'il recense. La partie dédiée au CCS identifie comme objectifs principaux la réalisation de projets concrets à échelle commerciale (projet ROAD ou autre projet en mer du Nord, projet dans le secteur énergétique, projet dans un secteur industriel – tel les aciéries ou les cimenteries) ; elle identifie également d'autres objectifs, comme la réalisation d'un atlas des capacités de stockage à échelle européenne et l'établissement par chaque pays d'objectifs nationaux en termes de CCS (Commission Européenne, 2016).

Enfin, la dynamique de financement public des projets CCS en Europe semble reprendre : alors que 76 M€ de fonds publics ont été consacrés à ce sujet en 2014-2015, l'idée d'un second fonds de financement européen ERANET dédié au CO<sub>2</sub> fait son chemin. La France envisage d'y participer, bien que n'ayant pas participé au premier - qui vient de se terminer.

#### **5.4.4 AU NIVEAU MONDIAL, QUELQUES NOUVEAUX ACTEURS**

Il existe de nombreux réseaux dédiés au CCS : on peut citer en premier lieu l'IEAGHG, ou IEA Greenhouse Gas R&D Programme, créé en 1991 comme une émanation de l'IEA. Comprenant 15 pays membres et 14 sponsors industriels. Il joue un rôle très important au niveau mondial, à la fois pour mener des études techniques et pour regrouper et diffuser l'information concernant les technologies pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et sur différents enjeux liés au changement climatique.

Il faut également citer la plateforme européenne ZEP (Zéro Emission Platform, ou European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants) : créée en 2005, elle regroupe actuellement 20 membres (industriels, ONG, établissements publics – dont l'IFPEN et le BRGM) a pour objet de conseiller la Commission Européenne en ce qui concerne la recherche et le déploiement du CCS. Sur un plan plus scientifique, le réseau CO<sub>2</sub>GeoNet regroupe des instituts de recherche et anime notamment la réflexion en ce qui concerne la problématique du stockage.

En 2009, à l'initiative du gouvernement australien, a été créé le GCCSI (Global CCS Institute), association d'envergure mondiale dont les adhérents sont à la fois des pays - dont la France - et des acteurs industriels : le CGGSI a pour objectif principal de faire du lobbying en faveur du CCS, mais également de réaliser des synthèses régulières concernant le déploiement de la filière et de financer des études.

Plus récemment, la Mission Innovation a été créée à l'occasion de la COP21 : elle regroupe 22 pays et l'UE, tout en associant des investisseurs privés. Son objectif est de doubler les fonds publics de la recherche-développement sur l'énergie d'ici 2021 pour aider au déploiement des technologies bas carbone. Le CSC fait partie des 7 « challenges » que la Mission Innovation a identifiés (comme le biofuel, les smart grids, etc.). Les travaux de la Mission Innovation commenceront par un workshop dédié à Houston, en septembre 2017.

En supplément, d'autres initiatives sont à signaler, avec par exemple une action « Oil & Gas Climate initiative » (OGCI) au niveau mondial (Etats-Unis, Moyen-Orient, Europe), qui a identifié 3 axes : fuites de méthane, réduction des émissions liées à l'exploitation à des gisements pétroliers, CCS. L'OGCI dispose également d'un fonds dédié (1 Md € sur 10 ans).

## 5.5 LES ÉVOLUTIONS TECHNIQUES ET LES SECTEURS INDUSTRIELS CONCERNÉS

### 5.5.1 LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ OU L'INDUSTRIE ?

Le rapport de l'IEA (2016) prévoit, pour le scénario 2DS, que 94 Gt de CO<sub>2</sub> devront être captées en cumulé et stockées par CCS d'ici 2050 (pour mémoire, 6 Gt environ pour la seule année 2050). Elles comprennent les émissions des secteurs de l'énergie, de l'industrie et de la transformation des carburants. Le secteur de l'électricité représente la majorité, avec 52 Gt CO<sub>2</sub> en cumulé (55% du CO<sub>2</sub> total) dont une large majorité (75 à 80%) pour les centrales au charbon et 15% pour les centrales à gaz.

Cependant, le CCS a également des perspectives importantes dans les procédés industriels, avec plus de 30% du total en cumulé (28 Gt de CO<sub>2</sub>) et 50% de la contribution annuelle en 2050 (voir figure 10) – principalement dans la production de fer et d'acier, de produits chimiques et de ciment (IEA 2016). Si le CCS n'a pas encore été mis en place sur ces industries, c'est à la fois parce que l'accent était mis sur les centrales thermiques qui sont les consommateurs d'énergie fossile les plus importants, moins dispersés sur le territoire, et parce que les émissions de CO<sub>2</sub> dans ces secteurs industriels ont déjà baissé dans de grandes proportions (-40% depuis 1990, selon les statistiques du MTES, 2016).

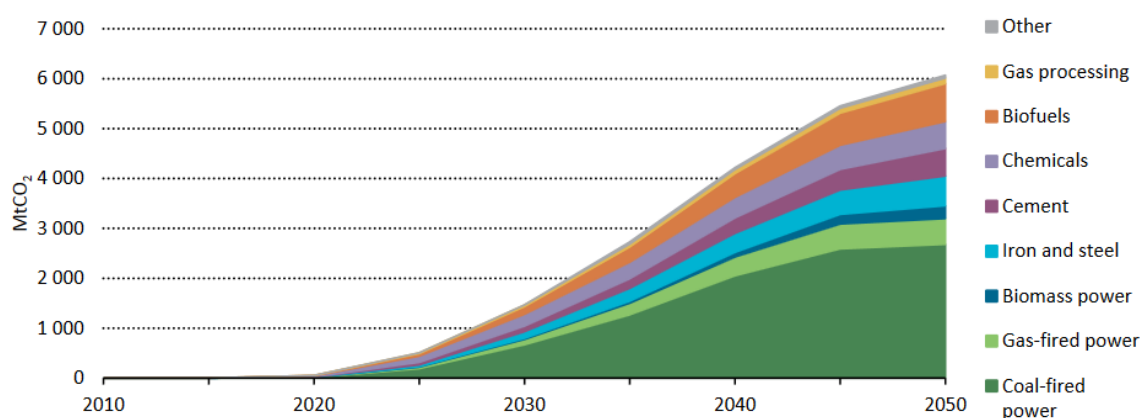


Figure 10. Prévion de la contribution des principales sources industrielles à la filière CCS (IEA, 2016)



Un point qui joue en faveur du CCS sur ces industries est que, pour atteindre les objectifs de réduction de GES de l'accord de Paris, elles ont peu de solutions alternatives de type énergie verte, contrairement aux centrales de production d'électricité : de ce fait, hors le CCS il existe peu de possibilités pour elles de réaliser des réductions d'émissions importantes. Le taux de CO<sub>2</sub> des fumées en sortie d'aciérie ou de cimenterie étant supérieur à celui d'une simple combustion (de l'ordre de 30% contre environ 15% pour une combustion), le captage pourrait y être moins cher que sur une centrale de production d'électricité. Par ailleurs, dans le cadre d'une filière H<sub>2</sub>-énergie, le captage pourrait être très peu cher sur un gazéifieur (IEA, 2016). La figure 11 montre la localisation des principales sources industrielles en Europe (Czernichowski, 2013).

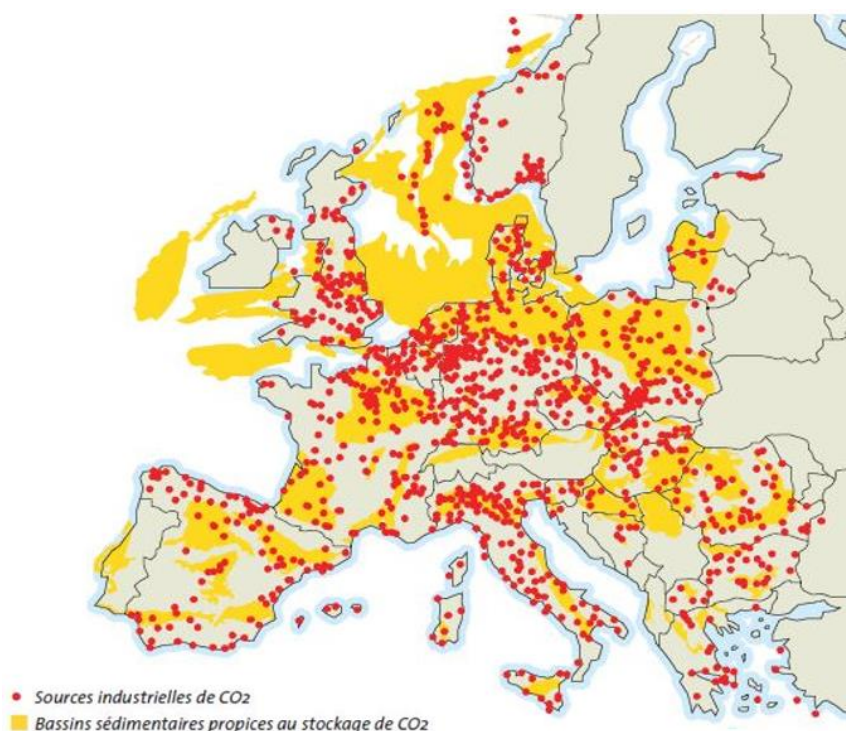


Figure 11 : Principales source industrielles de CO<sub>2</sub> en Europe et bassins sédimentaires a priori propices au stockage (Czernichowski 2013, données issues du projet Geocapacity).

Actuellement on considère que 1,6 à 2 tonnes de CO<sub>2</sub> sont émises par tonne d'acier produite, tandis qu'environ 0,6 tonne de CO<sub>2</sub> est émise par tonne de ciment. Dans les deux cas la France représente environ 10% des émissions européennes. En ce qui concerne les coûts, le rapport ZEP 2015 évoque un prix du captage rapporté à la tonne de CO<sub>2</sub> évitée de 55 €/ tonne pour la sidérurgie, 41 €/ tonne pour une cimenterie (oxycombustion) à l'horizon 2050, avec un procédé optimisé. Cependant, Naims (2016) évoque un coût plus élevé pour les cimenteries, soit 68 €/t captée (voir figure 6 au chapitre 4).

La figure qui suit compare les coûts pour les différentes filières, tout en présentant leur évolution possible jusqu'en 2050. Parallèlement, elle montre une évolution supposée de l'EUA = Emission Unit Allowance = prix du rachat du CO<sub>2</sub> émis : lorsque le prix du captage est supérieur à cet EUA, l'industriel n'a pas intérêt à investir. On voit que cet EUA sera atteint plus rapidement pour les installations de production d'électricité au charbon que pour les cimenteries et les aciéries.

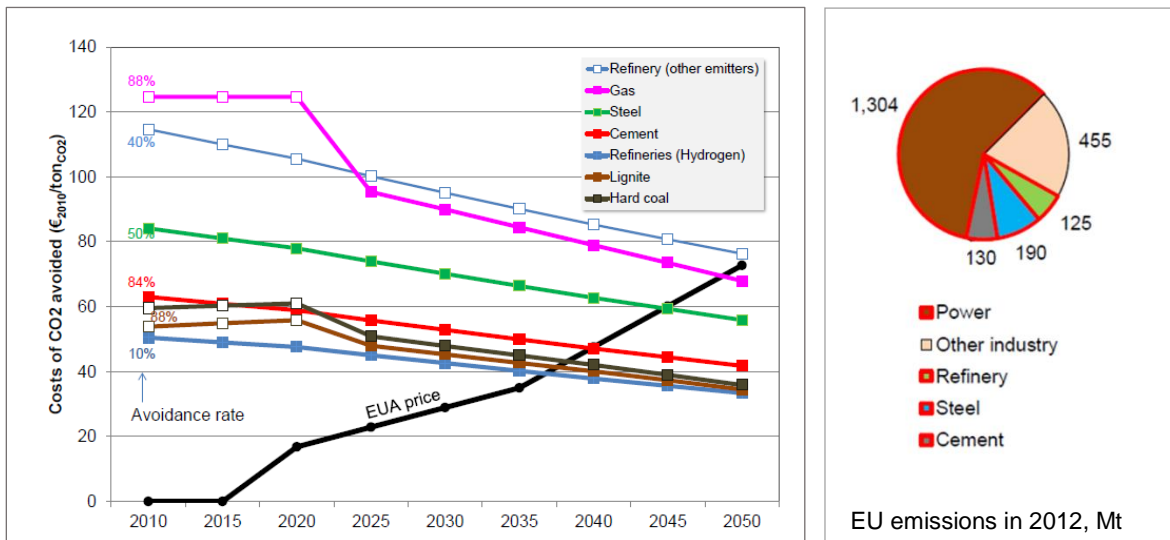


Figure 12 : à gauche, coût d'émission (rachat du CO<sub>2</sub> émis, ou EUA) et coût du CO<sub>2</sub> évité. à droite, émissions 2012 (en Mt) pour la production d'énergie et les industries (ZEP 2015).

### 5.5.2 LE CCS COUPLÉ À D'AUTRES TECHNOLOGIES

Le projet ANR « CO<sub>2</sub>-Dissolved », piloté par le BRGM a étudié et montré la faisabilité d'injecter le CO<sub>2</sub> en phase liquide, après l'avoir dissous. Cette filière serait pertinente pour de petites unités de production (150 kt/an), et 350 industries de ce type ont été recensées en Aquitaine et Bassin Parisien, zones *a priori* plutôt favorables pour le stockage. Il y a de plus possibilité de combiner l'injection avec la récupération de chaleur via un doublet géothermique : un puits de production fournirait de l'eau (saumure) chaude, dont la chaleur serait récupérée, avant dilution du CO<sub>2</sub> et réinjection de l'eau chargée en CO<sub>2</sub> dans le même aquifère mais *via* un autre puits. Le BRGM et Geodernergies envisagent de réaliser un pilote en France pour cette technologie, cependant le partenaire industriel n'est pas encore identifié.

Les sources de CO<sub>2</sub> dites « à haute pureté » incluent la fermentation, le traitement du gaz naturel, la production d'engrais et d'ammoniac (le CO<sub>2</sub> étant un sous-produit), ainsi que la production d'hydrogène et de syngaz : ce dernier procédé, dont le développement suivra celui de la filière hydrogène, est en fait très similaire à un procédé dit de « précombustion » (captage de CO<sub>2</sub> sur une centrale de production d'électricité), sauf que le carburant est du gaz naturel et non du charbon. Dans la feuille de route établie par l'IEA (2016), environ 753 MtCO<sub>2</sub> provenant de sources de haute pureté seraient ainsi captés en 2050.

### 5.5.3 LA RÉUTILISATION : LE CCUS

Prolongement naturel de la réflexion sur le CCS, la réutilisation du CO<sub>2</sub> est de plus en plus étudiée, développée et reconnue : on parle à présent de CCUS (U pour Utilization) ou de CCSV (V pour valorisation). Différentes études de synthèse présentent les enjeux techniques ou économiques des principaux procédés en jeu (Ademe 2010, DoE 2016, Savary 2017). Plusieurs filières de réutilisation du CO<sub>2</sub> sont illustrées ci-après.

## 1) L'EOR (Enhanced Oil Recovery) :

Déjà citée et décrite plus haut en section 5.3, cette filière utilise actuellement 70 Mt de CO<sub>2</sub> par an aux Etats-Unis (Savary, 2017), dont une majorité de CO<sub>2</sub> en provenance de gisements souterrains d'origine naturelle. Dans ce pays, les quantités utilisées devraient augmenter dans les années à venir, avec une part plus importante de CO<sub>2</sub> d'origine anthropique (Harju, 2015). Par ailleurs, l'EOR est appelé à se développer en Chine, notamment.

Au-delà du tonnage important de CO<sub>2</sub> qu'elle est susceptible de consommer, cette filière pourrait constituer un point de démarrage des activités CCS dans le monde. Elle est toutefois à encadrer scrupuleusement, tant sur le plan technique (surveillance des fuites) que sur le plan de la comptabilisation du CO<sub>2</sub> stocké.

Il s'agit d'un « déplacement » sur le marché des intrants énergétiques, et donc également un déplacement des émissions de CO<sub>2</sub>. En effet, généralement le CO<sub>2</sub> utilisé pour l'EOR provient, soit du charbon (centrale électrique ou unité de gazéification), soit du gaz naturel via une filière de réformage ou de production d'engrais. Le pétrole produit par EOR sera, pour sa part, utilisé le plus souvent pour le chauffage urbain, les industries ou le transport routier ; c'est donc dans ces secteurs que sera émis le CO<sub>2</sub>, d'où le déplacement de l'émission.

On considère usuellement que 1 tonne de CO<sub>2</sub> utilisée permet d'accroître la production d'un gisement de 0,5 tonne de pétrole (en pratique, entre 0,25 et 1 tonne de pétrole – M. Wilson, comm. pers.) - qui émettra à son tour presque 2 tonnes de CO<sub>2</sub> lors de sa combustion. En première approche, ceci constitue une émission importante. En seconde approche, on peut considérer que c'est le simple déplacement d'une émission qui aurait eu lieu de toute façon, puisque le pétrole issu de l'EOR vient se substituer à du pétrole produit par ailleurs.<sup>10</sup>

## 2) Les biocarburants :

Il s'agit de produire un carburant par voie biologique, à partir de CO<sub>2</sub> atmosphérique ou de CO<sub>2</sub> capté. Plusieurs filières sont en cours de développement, utilisant notamment la photosynthèse à partir d'algues : ces dernières peuvent être cultivées dans des réacteurs (plusieurs configurations sont à l'étude par différentes entreprises) ou dans des lagunes (par exemple d'anciens marais salants). Il s'agit de biocarburants dits « de troisième génération » (Ademe, 2016).<sup>11</sup>

---

<sup>10</sup> Sauf toutefois si ce pétrole additionnel issu de l'EOR venait à concurrencer une source d'énergie renouvelable. Pour aller plus loin dans cette analyse il faut entrer dans une logique d'ACV (analyse de cycle de vie) et définir précisément les limites du système étudié.

<sup>11</sup> Comme ceux de première génération, les biocarburants de deuxième génération font appel à la transformation de la biomasse par voie thermo-chimique ou biochimique, mais à partir de déchets ou des parties non comestibles des plantes (bois, feuilles...), afin de ne pas faire concurrence aux productions alimentaires. Les biocarburants de troisième génération font appel à la production à partir d'algues. La deuxième et la troisième génération sont également appelées « biocarburants avancés ».

*In fine*, le carburant produit étant brûlé, le bénéfice de cette filière réside dans l'absence d'émission du fait que, si le CO<sub>2</sub> est d'origine atmosphérique, il ne fait que retourner à l'atmosphère. En revanche, comme il sera émis *a priori* à partir d'un grand nombre de sources distribuées, telles des moteurs de voitures, cela rend improbable la possibilité de le capter à nouveau et de le stocker, donc de réaliser des « émissions négatives » en enlevant du CO<sub>2</sub> de l'atmosphère (ZEP, 2017). Si le CO<sub>2</sub> provient d'un captage sur une utilisation industrielle (et non de l'atmosphère), il s'agit alors d'un déplacement des émissions.

Comme l'EOR, les biocarburants pourraient représenter à terme des volumes importants. A titre d'illustration, en Europe chaque État membre doit atteindre en 2020 l'objectif de 10% d'énergies renouvelables dans sa consommation d'énergie pour les transports, tout en limitant la part des biocarburants dits « de première génération », c'est-à-dire issus de la transformation d'une plante cultivée.

Cependant aujourd'hui la rentabilité énergétique de ces procédés n'est pas encore démontrée à grande échelle : après la production de matière vivante (algues) à partir de CO<sub>2</sub> par le biais de la photosynthèse, beaucoup d'énergie est nécessaire *in fine* pour concentrer - et éventuellement sécher - cette matière vivante pour la transformer en huile ou biocarburant avec un process industriel (source : Savary 2017). Par ailleurs, il faut assurer l'approvisionnement en différents intrants. Comme le montre la figure suivante, cette technologie est la moins mature, parmi celles qui utilisent le CO<sub>2</sub> – à l'inverse, la technologie la plus mature est l'EOR.

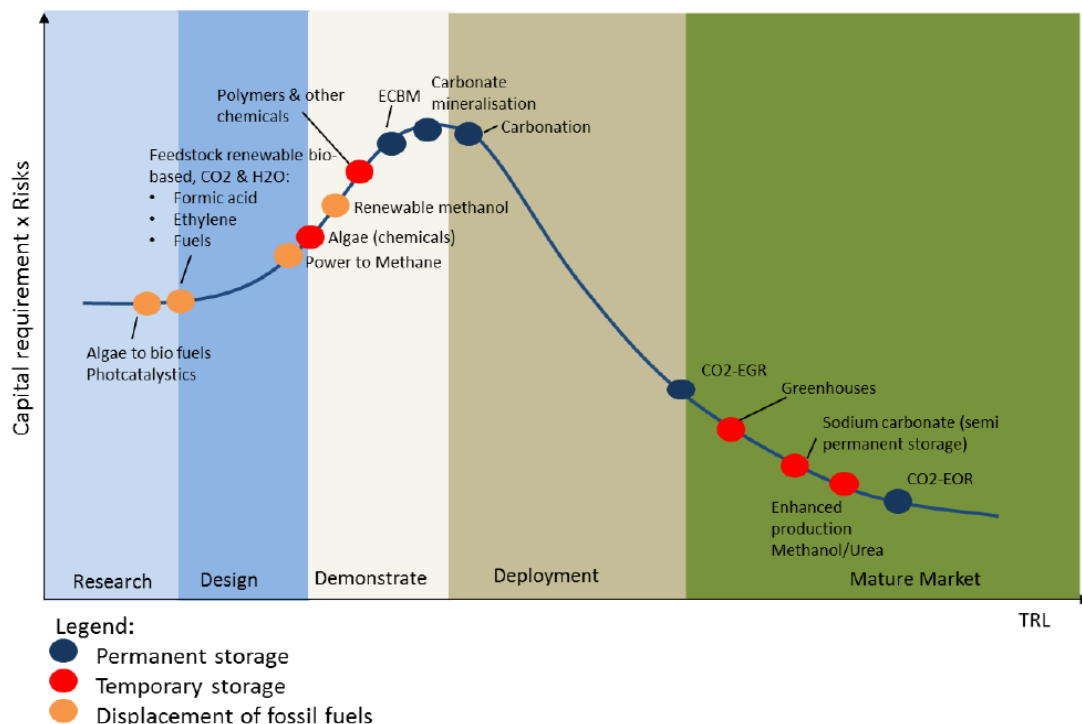


Figure 13 : Degré de maturité des différentes filières (ZEP 2015).

### 3) Les procédés industriels :

Le CO<sub>2</sub> peut être utilisé comme matière première ou fluide en entrée de procédés industriels, notamment pour la production d'urée et d'autres engrais. Une utilisation pour produire des polymères est possible mais pas encore mise en place à échelle industrielle.

Les tonnages en jeu sont actuellement importants (180 Mt/an d'après Savary, 2017), cependant il faut noter que dans la plupart des cas le CO<sub>2</sub> sera finalement rejeté dans l'atmosphère en fin de vie du produit, avec un décalage dans le temps. De plus, il s'agit parfois de « CO<sub>2</sub> captif », c'est-à-dire qu'il est produit au sein même du procédé (voir encadré).

*Le cas du CO<sub>2</sub> captif dans la production d'urée :*

*L'urée est un engrais azoté qui est produit à partir de CO<sub>2</sub> et d'ammoniac (NH<sub>3</sub>). Mais cet ammoniac est souvent produit sur le même site industriel ou un site voisin, par vaporéformage du méthane à partir de l'azote de l'air et de vapeur d'eau, dont un co-produit est justement le CO<sub>2</sub> :*



*Ainsi, environ la moitié du CO<sub>2</sub> utilisé pour produire l'urée (130 Mt par an dans le monde d'après Naims, 2016) est du CO<sub>2</sub> captif, produit puis consommé au sein même du process.*

On s'attend à ce que l'impact sur les émissions de CO<sub>2</sub> soit faible par rapport à celui du marché des combustibles.

### 4) Le BECCS et les émissions négatives

Une filière est dite à « émissions négatives » lorsqu'elle capte davantage de CO<sub>2</sub> qu'elle en émet. L'exemple le plus évident est la reforestation, qui fixe le CO<sub>2</sub> atmosphérique via la photosynthèse. Une technologie qui fait l'objet d'un intérêt croissant de la part de la communauté scientifique est le BECCS (BioEnergy with Carbon Capture and Storage).

Le principe de BECCS consiste à coupler le CCS à un procédé de production d'énergie à partir de biomasse et non d'énergie fossile, le carbone provenant donc du CO<sub>2</sub> atmosphérique : il peut s'agir d'une combustion, d'une fermentation (produisant par exemple du bioéthanol) ou d'une gazéification à partir de biomasse (Rhodes, 2007). A ce jour l'avenir de cette filière BECCS est incertain, mais l'idée de réaliser ainsi une « pompe à carbone » est séduisante, elle est même intégrée dans plusieurs modèles d'évolution du climat et mentionnée dans des rapports de l'OCDE ou de l'ONU (Van Vuuren et al., 2013).

##### 5) Les serres :

Il s'agit d'un cas particulier, lié à l'histoire du territoire de la Hollande et à ses serres. Le CO<sub>2</sub> est produit par Shell lors de la production de H<sub>2</sub> dans un gazéificateur d'huile et lors de la production de bioéthanol à Abengoa à Rotterdam. Le vaste réseau OCAP fournit ce CO<sub>2</sub> à des serres via un pipeline. Cela permet d'économiser environ 115 millions de mètres cubes de gaz naturel par an (environ 70 000 tonnes), qui autrement seraient utilisés pour produire le CO<sub>2</sub> nécessaire pour ces serres (ZEP, 2015), soit environ 250 000 tonnes. Par ailleurs, ce réseau est la raison pour laquelle il y a aux Pays-Bas une habitude de transporter le CO<sub>2</sub> à l'état gazeux, et non à l'état liquide comme dans la plupart des autres canalisations industrielles, notamment en Amérique du Nord.

## **6. CONCLUSION**

### Evolution du CCS au niveau mondial :

Bien que plus de 25 milliards d'euros de financements publics aient été annoncés au niveau mondial pour les projets de CCS à grande échelle, seulement un dixième a effectivement été investi entre 2009 et 2014. La plupart des projets ayant bénéficié du soutien de ces programmes sont au Canada ou aux États-Unis. Par ailleurs, deux projets sont pleinement opérationnels en Norvège, en mer du Nord, ce qui marque un progrès modeste puisque l'un de ces deux projets était déjà opérationnel il y a 20 ans.

Il est indéniable qu'il y a eu une période de flottement en Europe, avec des reports, voire des échecs retentissants, par exemple au Royaume-Uni (Longannet, Peterhead) ou aux Pays-Bas (Barendrecht). Ces échecs ont eu principalement pour origine des contraintes économiques ou sociétales, et non des contraintes techniques ni des incidents tels que des fuites ou des impacts.

A l'heure actuelle, dans le monde entre 4 et 5 Mt de CO<sub>2</sub> par an sont stockées en aquifère, avec deux sites en Norvège (dont Sleipner, opérationnel depuis 1966), trois sites en Amérique du Nord et un site au Japon – sans compter les sites d'EOR. Il est possible que 1 à 3 Mt/an supplémentaires soient stockés dès 2018 avec le Gorgon Project (Australie). Cela reste très loin des objectifs fixés pour la filière CCS, soit près de 6 Gt (6000 Mt) stockés en 2050. Par comparaison, les émissions mondiales de CO<sub>2</sub> sont actuellement de 36 Gt. Elles ont augmenté d'environ 60% entre 1990 et 2014 avant de se stabiliser et l'objectif est de les réduire à 14 Gt en 2050.

On note un renouveau du CCS (et de l'EOR) depuis 2016 au niveau mondial, avec le démarrage effectif de plusieurs grands projets industriels en Amérique du Nord, en Chine, en Australie – et aussi en Norvège où un troisième site est à l'étude.

### Le CCS en France et en Europe :

En France, 63 M€ de financements publics ont été consacrés à la recherche sur le CCS entre 2013 et 2014, et 43 M€ sur le fonds démonstrateurs. Les émissions de CO<sub>2</sub> dans notre pays sont globalement plus faibles que dans d'autres (5,2 tonnes par habitant en 2013, contre 7 en moyenne en Europe), du fait de la part importante du nucléaire dans le mix énergétique. Cela limite la faisabilité et l'efficacité du CCS dans le domaine de la production d'énergie, cependant il est reconnu qu'aujourd'hui l'enjeu consiste à développer le CCS sur d'autres filières consommatrices d'énergie : cimenteries, aciéries, chauffage collectif... En effet, pour ces dernières le CCS semble adapté, même à moyen-long terme, alors que pour les centrales thermiques, le CCS est généralement considéré comme une technologie de transition avant l'avènement d'un mix énergétique décarboné. Longtemps les efforts de captage du CO<sub>2</sub> ont porté uniquement sur ces centrales thermiques et sur les unités de purification du gaz naturel, en mer du Nord ou en Algérie à In Salah.

Le CCS est bien identifié en France comme une filière d'avenir, par exemple dans la Stratégie Nationale de la Recherche Energétique et dans la Stratégie Nationale Bas Carbone, mais cela demeure assez théorique pour l'instant. On peut constater qu'actuellement la politique française de réduction des émissions met plutôt l'accent sur la taxe carbone - qui porte sur l'utilisateur final - ou sur l'isolation des bâtiments. On ne voit pas bien à ce jour comment pourraient se développer des actions concrètes de stockage en France, les initiatives en la matière n'ayant pas eu de suites (pilote de captage du Havre, pilote de stockage de Lacq-Rousse, projet France Nord). Notre pays bénéficie cependant d'une communauté très structurée (Club CO<sub>2</sub>), avec des acteurs industriels et des organismes reconnus sur le plan européen voire mondial.

Au niveau européen, un mécanisme d'échange de quotas d'émissions de CO<sub>2</sub> (Emissions Trading Scheme, ou ETS) a été mis en place en 2005, s'appliquant à plus de 11 000 installations industrielles. Le prix de la tonne de CO<sub>2</sub> ayant chuté à 8 € environ, ce dispositif est peu efficace et il doit être renouvelé en 2019. Parallèlement, le programme de financement NER300 n'a pas bénéficié comme prévu aux projets CCS en Europe, notamment à cause des difficultés liées au montage financier des projets. Malgré cela, les émissions des 28 pays de l'UE ont nettement diminué (-21%) entre 1990 et 2016.

#### La maîtrise des risques et la maîtrise des coûts, deux conditions nécessaires :

La maîtrise des risques est capitale pour la filière CCS, non seulement sur un plan purement technique ou réglementaire, mais également pour rassurer les parties prenantes et la population, afin que l'acceptation de cette technologie progresse - notamment pour les stockages onshore. A ce titre, la surveillance des sites joue un rôle important, de même que l'analyse des risques d'un projet.

Pour le milieu souterrain, les impacts attendus sont une déformation progressive des terrains, une légère sismicité induite et la surpression dans la nappe d'eau (qui peut s'étendre sur plusieurs kilomètres), sans qu'un caractère de gravité ait été démontré. En surface, les émissions au niveau de l'usine de captage sont à étudier au cas par cas, en prenant en compte l'évolution des procédés de captage et de purification. Il faut notamment considérer l'impact éventuel des émissions de solvants aminés. Par ailleurs, si l'on considère une analyse de cycle de vie, les rejets au niveau du captage font que le gain d'une filière CCS en termes d'effet de serre s'accompagne de l'augmentation d'autres impacts, tels l'eutrophisation des eaux ou l'écotoxicité terrestre.

En ce qui concerne les risques de nature accidentelle, outre les fuites massives de type blowout qui sont apparues par le passé dans différents contextes de stockage souterrain, l'exemple d'In Salah a montré que dans le cas du CO<sub>2</sub> une fuite le long d'un puits est possible. Le risque de cheminement du CO<sub>2</sub> par une faille doit également être étudié. Enfin, le retour d'expérience montre qu'il est pertinent d'intégrer une marge d'incertitude lorsqu'on étudie la migration du panache de CO<sub>2</sub> ou les effets hydromécaniques, tels que le risque de fracturation de la couverture.



Sur le plan économique, c'est avant tout le captage qui est un verrou et c'est une raison pour laquelle les procédés sont amenés à évoluer pour maîtriser les coûts. Le stockage, pour sa part, pose des problèmes spécifiques en termes d'injectivité, de distance des sites par rapport aux lieux de captage, ainsi que de gestion sur le long terme d'un site et d'une éventuelle fuite.

Des enseignements ont été tirés des expériences récentes, et notamment du programme de financement NER300. Il en ressort deux principaux prérequis pour que le CCS puisse se développer en Europe :

- Le prix de la tonne de CO<sub>2</sub> devra augmenter et inciter à investir. Ceci suppose que la refonte du dispositif européen de gestion des quotas d'émission, prévue en 2019, aboutisse à un système plus efficace et plus incitatif, redonnant confiance aux opérateurs et aux investisseurs.
- Les pouvoirs publics devront aider à développer la technologie CCS, pas seulement au travers du financement de projets industriels, mais aussi par une politique de développement des infrastructures pour le transport et le stockage. Ainsi, plusieurs acteurs recommandent à l'Union Européenne de découpler le captage du stockage (casser le mythe du « projet CCS intégré »), de faciliter le transfert de responsabilité à long terme, ou encore de développer des infrastructures mutualisées, éventuellement gérées par des opérateurs publics.

#### Un possible scénario d'évolution en Europe :

La filière CCS est conçue comme complémentaire avec d'autres technologies qui visent à l'augmentation de l'efficacité énergétique ou à la production d'énergie renouvelable. Elle peut éventuellement être couplée avec la production d'énergie à partir de biomasse (BECCS) de manière à réaliser des émissions négatives.

Elle ne s'est pas développée en Europe comme souhaité, mais plusieurs nouveaux appels à projets de recherche sont en préparation et il existe des initiatives industrielles, notamment en mer du Nord (Norvège ou Pays-Bas). Il est probable que la montée en puissance se poursuive sur cette zone, avec un rôle moteur de la Norvège et avec des enjeux pour le transport de CO<sub>2</sub> depuis tous les pays suffisamment proches, dont la France. Les acteurs compétents s'accordent à dire que l'UE ne pourra pas atteindre ses futurs engagements de l'accord de Paris en termes de changement climatique sans mettre en œuvre le CCS.

On peut s'attendre à ce qu'en Europe la filière se concentre durant encore de nombreuses années sur des stockages offshore car l'acceptabilité sociale est supérieure dans ce cas, que ce soit en gisements déplétés ou en aquifères salins. C'est une fois la faisabilité de la filière démontrée offshore, ainsi que l'absence de fuite, qu'on pourra envisager plus sereinement des stockages onshore.

Par ailleurs, l'utilisation de CO<sub>2</sub> à des fins d'EOR est appelée à se développer, notamment aux Etats-Unis et en Chine. Cela pourrait être vécu dans de nombreux pays comme une préfiguration du CCS et une aide pour démontrer la viabilité des deux filières. Même si en Europe, CCS et EOR ont à l'heure actuelle des contextes réglementaires très différents, il est possible que se développe une technologie « EOR + » répondant à des exigences renforcées de sécurité et de permanence du stockage à long terme.



## **7. BIBLIOGRAPHIE**

Ademe, 2010, Panorama des voies de valorisation du CO<sub>2</sub>.

Ademe, 2011, Feuille de route nationale pour la filière CCSV.

Ademe, 2016, Produire des biocarburants avancés, <http://www.ademe.fr/expertises/energies-renouvelables-enr-production-reseaux-stockage/passer-a-l'action/produire-biocarburants/produire-biocarburants-avances>

Aquistore CO<sub>2</sub> storage at the world's first integrated CCS project, summary project report, 2015, Aquistore.

Benson S., Cook P., (2005) : « Underground geological storage », in IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage », Prepared by Working Group III of the IPCC. Cambridge University Press, New York.pp. .195-276.

Bouc O., Fabriol H., Brosse E., Kalaydjian F., Farret R., Gombert Ph., Berest P., Lagneau V., Pereira JM., Fen-Chong T., 2011, Lignes de conduite pour la sécurité d'un site de stockage géologique de CO<sub>2</sub>. BRGM/RP-60369-FR, 154 p.,

British Geological Survey (2008), Best Practice for the Storage of CO<sub>2</sub> in Saline Aquifers, British Geological Survey, Nottingham.

Bruvoll A. and Dalen H-M., 2009, Pricing of CO<sub>2</sub> emissions in Norway. Statistics Norway report:

CCS webinar series 2, 2007, Statoil Hydro says carbon store does not leak.

CCS Network, 2017: <http://ccsnetwork.eu/projects/road-project-rotterdam> et <http://ccsnetwork.eu/projects/don-valley>.

CCSA (Carbon Capture and Storage Association) (2016), Lessons and Evidence Derived from the UK CCS Programmes, 2008 – 2015, Carbon Capture and Storage Association, London.

Chadwick A., Arts R., Bernstone C., May F., Thibeau S., Zweigel P., 2008. Best practice for the storage of CO<sub>2</sub> in saline aquifers. Observations and guidelines from the SACS and CO<sub>2</sub>STORE projects. Report CO<sub>2</sub>STORE\_BPM\_final, 275 p.

Chadwick R.A. et al., Latest time-lapse seismic data from Sleipner yield new insights into CO<sub>2</sub> plume development, GHGT-9, Energy Procedia 1, p.2103.

Chadwick et al, 2008; Effective underground CO<sub>2</sub> storage: dealing with uncertainty and satisfying the regulations.

Commission Européenne, 2009, Directive 2009/31/EC sur le stockage géologique du CO<sub>2</sub>

Commission Européenne, 2011, Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide, Guidance document 3: Criteria for Transfer of Responsibility to the Competent Authority.

Commission Européenne, jan 2016, Discussion Paper for the SET Plan TWG9 CCUS and Climate Change Committee.

Connaissance des Energies, 2016, Chiffres clés du climat, [https://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-actualites/rep\\_-\\_chiffres\\_cles\\_du\\_climat\\_2016.pdf](https://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-actualites/rep_-_chiffres_cles_du_climat_2016.pdf).

Connaissance des Energies, 2017, [www.connaissancedesenergies.org/prix-du-carbone-marches-et-taxes-ou-en-est-170721](http://www.connaissancedesenergies.org/prix-du-carbone-marches-et-taxes-ou-en-est-170721).

Czernichowski-Lauriol I., Etat des lieux du stockage de CO<sub>2</sub> en Europe, Geosciences, 2013, pp.78-85. <https://hal-brgm.archives-ouvertes.fr/hal-00823353>.

Dixon, McCoy et Havercroft, 2015 (GCSI publication).

DNV, 2009, CO<sub>2</sub>QUALSTORE Guideline for Selection and Qualification of Sites and Projects for Geological Storage of CO<sub>2</sub>, DNV report 2009-1425.

Dodds, K., Waston, M., Wright, I., 2011, Evaluation of risk assessment methodologies using the In Salah CO<sub>2</sub> storage project as a case history. Energy Procedia 4, 4162 - 4169.

Environmental Defense Fund, 2013, Norway, The World's Carbon Markets: A case Study Guide to Emissions Trading.

European Commission, 2011: Roadmap for moving to a competitive low-carbon economy in 2050.

Eurostat, 2017, Greenhouse gas emission statistics, [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Greenhouse\\_gas\\_emission\\_statistics](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Greenhouse_gas_emission_statistics).

Evans, K.F., Zappone, A., Kraft, T., Deichmann, N. and Moia, F., 2012, A survey of the induced seismic responses to fluid injection in geothermal and CO<sub>2</sub> reservoirs in Europe. Geothermics, 41: 30-54.

Farret R., Towards an integrated method for risk analysis of the CCS chain, 2011, Séminaire international « Evaluation et maîtrise des risques de Captage, Transport et Stockage de CO<sub>2</sub> (CTSC) : méthodes, pratiques et perspectives », Le Havre, 07-08 avril 2011.

Farret R., J-C. Manceau, Y. Le Gallo, N. Neuville, Note de synthèse Tâche 2.2 : Identification de scénarios de risques de référence pour un complexe de stockage de CO<sub>2</sub>, Nov 2011, Convention n° 1094C0003 Ademe-GEOGREEN. (*voir aussi Rapport Final du projet MANAUS Phase 1 O. Bouc D. Busby R. Farret N. Neuville, Y. Le Gallo, T. Yalamas, Décembre 2011*).

Farret R., Gombert P., Thoraval A., 2012, « Etat des connaissances sur les risques liés au stockage géologique du CO<sub>2</sub>, Rapport n°2 : les risques en phase de stockage à long terme », rapport INERIS DRS-12-126009-01377A

Farret R, Thoraval A., 2013, Retour d'expérience des incidents et accidents sur des sites d'exploitation ou de stockage en milieu souterrain – application au stockage géologique du CO<sub>2</sub>, Rapport INERIS-DRS-12-126009-13866B

Feenstra, Mikunda et Brunsting, 2010. What happened in Barendrecht? Case study on the planned onshore carbon dioxide storage in Barendrecht, the Netherlands, GCCSI publication, 2010

Fraboulet et al., 2014, Octavius: Establishment of Guidelines and Standard Operating Procedures (SOPs) Regarding Sampling and Analyses for the Monitoring of Pollutants Emitted in CCS Process Liquid and Atmospheric Matrices, Energy Procedia Vol 63.

GCCSI 2008: <http://hub.globalccsinstitute.com/publications/aquifer-storage-development-issues/> Appendix 3: CO<sub>2</sub> Injection Projects in Saline Aquifers

GCCSI, 2017, Challenges related to carbon transportation and storage – showstoppers for CCS?

GIEC (2005) : « Piégeage et stockage du dioxyde de carbone. Résumé à l'intention des décideurs et résumé technique », Rapport spécial du GIEC, 66 p.

Gombert P., Thoraval A., 2009, « Etat des connaissances sur les risques liés au stockage géologique du CO<sub>2</sub>. Rapport n°1 : les risques en phase d'injection », rapport INERIS DRS-08-95145-11842A du 06/10/2009.

Harju M., 2015, Evolution of CO<sub>2</sub> EOR and CCS in the United States, 7th IEA International CCS Regulatory Network, Paris, France, April 2015

Hosa A. et al., 2011, Injection of CO<sub>2</sub> into saline formations: Benchmarking worldwide projects, Chemical Engineering Research and Design Vol.89.

IEA Report, 2006, CO<sub>2</sub> capture as a factor in power station investment decisions. Report No. 2006/8, May 2006

IEA-GHG, 2005, Weyburn monitoring and storage project, Synthetic report.

IEA, 2015: CCS: The solution for deep emission reduction

IEA 2015 *b*, Storing CO<sub>2</sub> through Enhanced Oil Recovery, Combining EOR with CO<sub>2</sub> storage (EOR+) for profit, Insights Series 2015

IEAGHG, 2016, information paper 2016-IP56 : Feasibility Study for Full Scale CCS in Norway [voir aussi .  
[www.Gassnova.no/en/Documents/Feasibilitystudy\\_fullscale\\_CCS\\_Norway\\_2016.pdf](http://www.Gassnova.no/en/Documents/Feasibilitystudy_fullscale_CCS_Norway_2016.pdf)]

IEA, 2016, 20 years of Carbon Capture and Storage.

IPAC-CO<sub>2</sub>, jan 2012, Findings on the Report Claiming Leaks of CO<sub>2</sub> from the Weyburn EOR Field ; The Kerr Investigation, IPAC CO<sub>2</sub> report

IPCC (2005) : “ IPCC Special Report on Carbon Dioxide Captage and Storage”, Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz, B., O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, and L. A. Meyer (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 442 pp.

ISO-TC265/WG4/N046, TR 27915, Capture du dioxyde de carbone, transport et stockage géologique— Quantification et vérification, août 2017.

JRC, European Commission, 2016, Trends in Europe Emissions, 2016 report ; et base EDGAR : <http://edgar.jrc.ec.europa.eu/overview.php?v=CO2andGHG1970-2016>.

Kaven J.O. et al., 2015, Surface Monitoring of Microseismicity at the Decatur, Illinois, CO<sub>2</sub> Sequestration Demonstration Site, Seismological Research Letters Volume 86, Number 4.

Kharaka Y.K., Cole D.R., Hovorka S.D., Gunter W.D., Knauss K.G. and Freifeld B.M., 2006, Gas-water-rock interaction in Frio formation following CO<sub>2</sub> Injection: Implications to the storage of Greenhouse gases in Sedimentary basins, Geology 34, 577-580.

Kemper County IGCC Fact Sheet,  
<https://sequestration.mit.edu/tools/projects/kemper.html>

Le Monde, article du 7 décembre 2012 : Pourquoi les projets de captage de CO<sub>2</sub> ont été abandonnés en Europe.

Le Monde, article du 15 février 2017 : l'Europe tente de sauver son marché du carbone ([http://www.lemonde.fr/climat/article/2017/02/15/climat-l-europe-tente-de-sauver-son-marche-du-carbone\\_5080054\\_1652612.html#5BVWUbcGaZr2Wz6.99](http://www.lemonde.fr/climat/article/2017/02/15/climat-l-europe-tente-de-sauver-son-marche-du-carbone_5080054_1652612.html#5BVWUbcGaZr2Wz6.99))

Leung D.Y.C., Caramanna G., Maroto-Valer M., 2014, An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 39, November 2014, Pages 426-443

Loizzo M., Lombardi S., Akemu O., Jammes L., Annunziatellis A., 2010, Risk of leakage through wellbores: is it really that high ?, IEAGHG 6th wellbore integrity network meeting, Noordwijk Ann See, The Netherlands, report n°2010/10, may 2010.

MTES 2016, Émissions de gaz à effet de serre en France et en Europe, Observation et statistiques, [www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr](http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr)

Naims H., 2016, Economics of Carbon dioxide capture and utilization - a supply and demand perspective, Environ Sci Pollut Res, May 2016

PetroFind Geochem, 2010, Geochemical soil gas survey: A Site Investigation of SW30-5-13-W2M Weyburn Field, SASKATCHEWAN.

PNUE, 2016 : Climat - rapport sur l'écart entre les engagements de réduction et les réductions nécessaires pour atteindre l'objectif de 2°C, novembre 2016.

Reuters, 3 mai 2009, Is Sleipner broken?

Rhodes, James S. 2007. "Carbon Mitigation with Biomass : An Engineering, Economic and Policy Assessment of Opportunities and Implications." Carnegie Mellon University.

Ringrose P., Atbi M., Mason D., Espinassous M., Myhrer Ø., Iding M., Mathieson A., Wright I, 2009, « Plume development around well KB-502 at the In Salah CO<sub>2</sub> storage site. First break », special topic "CO<sub>2</sub> Sequestration", vol. 27, January 2009, EAGE : 85-89. [complété par : Ringrose P. et al., 2009 : « The In Salah CO<sub>2</sub> storage demonstration project: Short-term monitoring to constrain long-term verification », 5th CCS conference, Trondheim , 16-18 june 2009 : 19 p].

Savary D. (Club CO<sub>2</sub>), 2017, CO<sub>2</sub> Utilization in the Industry: overview, prospects and recommendations, CSLF Mid-Year Meeting / Technical Group Meeting, Abu Dhabi, May 1st, 2017

SEPA, Scottish Environment Protection Agency, 2015, Review of amine emissions from carbon capture systems.

Singh B., A.Stromman, E.Hertwich, 2011, Life cycle assessment of natural gas combined cycle power plant with post-combustion carbon capture, transport and storage, Int Journal of Greenhouse Gas control.

M.L. Szulczewski, C.W. MacMinn, H.J. Herzog and R. Juanes, 2012, Lifetime of carbon capture and storage as a climate-change mitigation technology, PNAS April 2012.

Stauffer P., H.Viswanathan H., Pawar R., Guthrie G. (2009). System Model for Geologic Sequestration of Carbon Dioxide, Environ. Sci. Technol., 2009, 43 (3), 565-570.

The Economist, article du 11 décembre 2015,

<https://www.economist.com/blogs/freeexchange/2015/12/schr-dinger-s-emissions-trading-system>.

Thoraval, A., Vidal-Gilbert, S., 2006. Impact mécanique d'un stockage de CO<sub>2</sub> dans un ancien gisement d'hydrocarbures du Bassin parisien. Rapport d'études INERIS n°DRS-06-62368/RN01, 57 p.

Thoraval, A., Charmoille, A., Lahaie, F., 2009, Synthèse de l'état des connaissances et des pratiques en matière d'abandon des stockages souterrains, rapport référencé DRS-08-86168-00481D, lien internet <http://www.ineris.fr/centredoc/drs-08-86168-00481d-v12final.pdf>

Torp, T. A., 2007, « SLEIPNER - 10 years of CO<sub>2</sub> storage - Why is it safe? » , 2<sup>nd</sup> International Symposium on Captage and Geological Storage, October 4 2007, Paris, 26 p.

Total, 2013, Bilan intermédiaire d'exploitation du pilote de production, de captage, de transport et de stockage géologique de CO<sub>2</sub>, mai 2013.

US DoE, 2016, Carbon Capture, Utilization and Storage: Climate Change, Economic Competitiveness and Energy Security,

Van Vuuren, D.P., Deetman, S., van Vliet, J., Berg, M., van Ruijven, B.J., Koelbl, B. 2013. "The role of negative CO<sub>2</sub> emissions for reaching 2 °C—insights from integrated assessment modeling." Climatic Change 118, 15-27.

Watson T., Bachu S., 2008, « Review of failures in wells used for CO<sub>2</sub> and acid gas injection », IEAGHG 6th wellbore integrity network meeting, Noordwijk Ann See, The Netherlands, report n°2010/10, march 2008.

ZEP, 2015, CCS for industry, Lowest-cost route for decarbonising Europe

ZEP, 2016, CCU, Carbon Capture and Utilization

ZEP, 2017, CCS and Europe's Contribution to the Paris agreement: Modelling least-cost CO<sub>2</sub> reduction pathways, March 2017

Zettlitzer M., Moeller F., Morozova D., Lokay P., Würdemann H., the CO<sub>2</sub> SINK Group (2010) - Re-establishment of the proper injectivity of the CO<sub>2</sub>-injection well Ktzi 201 in Ketzin, Germany. International Journal of Greenhouse Gas Control 4, 952–959





## 8. LISTE DES ANNEXES

<b>Repère</b>	<b>Désignation</b>	<b>Nombre de pages</b>
ANNEXE 1	Rappel de la technologie	5 A4



**ANNEXE 1 :**

**RAPPELS DE LA TECHNOLOGIE**



## Les procédés de captage

Nous prenons ici pour base de réflexion les filières de production d'électricité par installations de combustion. Bien entendu, d'autres filières industrielles sont également concernées, cependant, soit elles feront appel à des procédés similaires, soit elles feront appel à des procédés si spécifiques qu'il ne nous est pas possible de les décrire ici (par exemple, le captage de CO<sub>2</sub> à partir d'un haut-fourneau en sidérurgie).

Ainsi, les trois principales filières de captage sont la Figure 14).

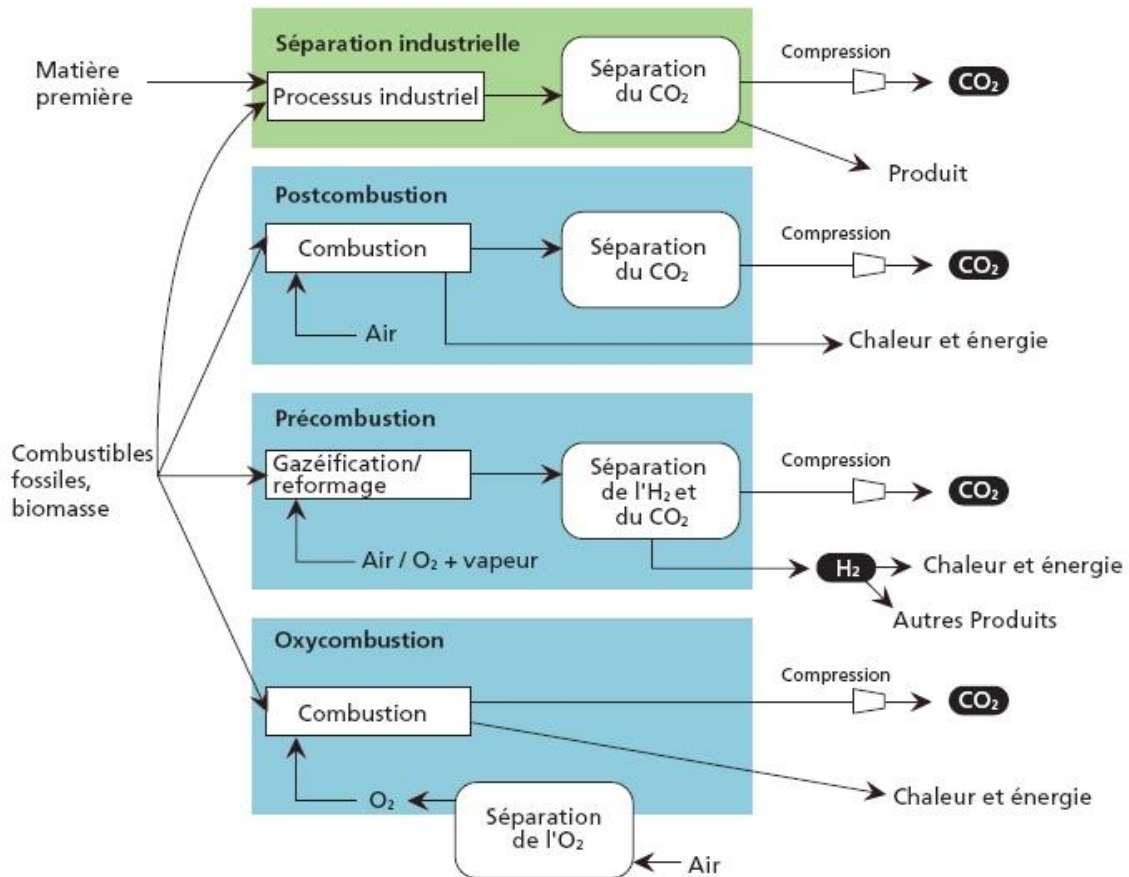


Figure 14 : Principaux procédés et systèmes de captage de CO<sub>2</sub> (GIEC, 2005)

**La filière de captage par postcombustion** consiste à séparer le CO<sub>2</sub> du reste des gaz de combustion (surtout du N<sub>2</sub>) par des moyens chimiques : le procédé le plus courant est basé sur l'absorption chimique du CO<sub>2</sub> par un solvant liquide, par exemple la monoéthanolamine (MEA), de formule C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>OHNH<sub>2</sub>. Après absorption dans une première colonne, le solvant circule dans une colonne de régénération où la modification des conditions P, T (chauffage) permet de désorber le CO<sub>2</sub> et de « régénérer » le solvant. Ce réchauffement est généralement assuré par de la vapeur d'eau prélevée sur le cycle vapeur de la centrale de puissance et constitue l'étape la plus coûteuse en énergie.

La pureté du CO<sub>2</sub> ainsi produit est traditionnellement élevée (d'où certaines applications alimentaires pour ce type de procédé). On peut préciser qu'il y a une contrainte qui impose de limiter la teneur en NO<sub>x</sub> et SO<sub>x</sub> avant captage, car ils diminuent l'efficacité du procédé en mobilisant une partie du solvant.

Un enjeu important est de diminuer la pénalité énergétique due au procédé de captage, et pour cela des recherches sont en cours avec différentes formules chimiques pour les solvants. Parallèlement, d'autres procédés existent ou sont en cours de développement pour capter le CO<sub>2</sub> après l'étape de combustion, sans pour autant que l'on puisse les qualifier de procédés de « postcombustion » : il s'agit par exemple de la fracturation cryogénique, de procédés basés sur l'adsorption ou sur des tamis moléculaires, ou encore des procédés 'Carbonate Looping'.

**La filière d'oxycombustion** consiste à brûler le combustible avec de l'oxygène pur ou de l'air enrichi en oxygène : de ce fait, le gaz de combustion renfermera principalement du CO<sub>2</sub> et de l'eau. Les procédés envisagés impliquent la recirculation des fumées de combustion et leur mélange en amont du foyer avec l'oxygène pour contrôler et limiter la température de combustion. L'étape la plus coûteuse sur le plan énergétique est la production d'oxygène en amont. Différents niveaux de pureté de l'oxygène fourni par l'unité de séparation d'air peuvent être atteints.

Il existe des procédés alternatifs, tels la « combustion en boucle chimique » (chemical looping combustion), pour lesquels l'oxygène n'est pas fourni directement mais par voie chimique, mais par exemple par réaction avec un oxyde métallique.

**La filière de précombustion** est liée à la technologie nommée IGCC (Cycle Combiné à Gazéification Intégrée) : il s'agit de gazéifier (brûler partiellement) le combustible solide dans un premier temps pour le convertir en un gaz de synthèse, ou syngaz, destiné à produire de l'énergie, puis à utiliser dans un deuxième temps l'énergie calorifique des gaz brûlés (d'où le nom de « cycle combiné »).<sup>12</sup> Le syngaz est composé majoritairement d'hydrogène et de CO, ainsi que de CO<sub>2</sub> et d'eau : dans le cas du captage de CO<sub>2</sub>, le syngaz est traité pour enlever le soufre, puis H<sub>2</sub> et CO<sub>2</sub> sont séparés. Le CO<sub>2</sub> peut être capté en utilisant une absorption chimique (type amine) ou physique dans un solvant tel le méthanol ou le DMEPG (DiMéthyl Ether de Polyéthylène Glycol). L'hydrogène peut alors être acheminé dans une turbine à gaz pour produire de l'électricité d'une part, et d'autre part de la vapeur dont on pourra récupérer la chaleur ou qui produira aussi de l'électricité par un second cycle thermodynamique. Par cette filière de précombustion, des éléments sous forme réduite tels H<sub>2</sub> ou H<sub>2</sub>S sont attendus au sein du CO<sub>2</sub> capté, ainsi que des formes réduites de l'azote (NH<sub>3</sub>, N<sub>2</sub>, HCN), mais pas ou peu de NO<sub>x</sub> et SO<sub>x</sub>.

---

<sup>12</sup> Le combustible est généralement du charbon, mais on peut également signaler la possibilité d'utiliser le coke de pétrole comme combustible, ainsi que la filière de reformage du gaz naturel.

Dans certains cas (North Dakota Gasification alimentant Weyburn par exemple), il y a un « shift » ( $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$ ) pour produire plus d'hydrogène : le  $\text{CO}_2$  et l' $\text{H}_2\text{S}$  sont alors éliminés du flux par un lavage physique au méthanol nommé Rectisol. La composition de ce flux n'est toutefois pas représentative de la filière précombustion pour laquelle  $\text{H}_2\text{S}$  sera séparé du  $\text{CO}_2$  par lavage avant compression et séchage.

Le  $\text{CO}_2$  peut également provenir d'autres procédés, au premier rang desquels le **traitement du gaz naturel** (comme par exemple à In Salah en Algérie ou à Sleipner en Norvège), avant injection de ce gaz naturel dans le réseau.

On peut noter par ailleurs que des procédés sont à l'étude, pour combiner en une seule étape la séparation du  $\text{CO}_2$  avec la combustion, notamment en utilisant des catalyseurs dédiés. Toutefois de tels procédés n'ont pour l'instant pas dépassé le stade de pilotes.

### **Les deux grandes techniques de stockage**

Les deux principales possibilités de stockage sont en aquifère salin ou en gisement d'hydrocarbure déplété. A l'échelle globale, **le stockage en aquifère salin** est celui qui est susceptible de permettre les plus grandes quantités de stockage, du fait de la prédominance des aquifères par rapport aux gisements déplétés. En revanche, il présente l'inconvénient de générer une surpression dans l'aquifère (cette surpression s'atténue ensuite peu à peu, par équilibrage naturel du système souterrain et du fait que le  $\text{CO}_2$  se dissout).

**Le stockage en gisement déplété**, pour sa part, permet d'éviter la surpression (le  $\text{CO}_2$  vient simplement remplacer le gaz ou le pétrole extrait précédemment du gisement) et offre une couverture géologique *a priori* étanche puisqu'elle a piégé les hydrocarbures au préalable ; cependant, le volume global accessible par cette solution est plus limité et par ailleurs, un ancien gisement d'hydrocarbures est le siège de nombreux puits d'extraction, qui sont autant de sources potentielles de fuite pour le  $\text{CO}_2$ .

En moyenne, les débits d'injection considérés dans les projets de stockage sont de l'ordre de 1 à 3 Mt de  $\text{CO}_2$  par an et par puits d'injection, soit 33 à 100 kg/s, la valeur haute correspond à la production de  $\text{CO}_2$  par une centrale de 500 MW fonctionnant au fuel ; cependant sur un site donné il peut y avoir plusieurs puits (jusqu'à une dizaine).

En aquifère salin comme en gisement d'hydrocarbure déplété, le CO<sub>2</sub> est injecté et stocké sous forme supercritique, à cause de la meilleure pénétration du fluide dans les pores du réservoir et de la réduction drastique de volume qui accompagne ce changement de phase. Dans le sous-sol, le CO<sub>2</sub> passera spontanément à l'état supercritique à partir d'environ 800 m de profondeur (en fait au-delà de certaines conditions de pression et de température, qu'on rencontre vers 800 m. en conditions hydrostatiques) : un volume initial de 1 000 m<sup>3</sup> de CO<sub>2</sub> gazeux en surface se réduit à seulement 3,8 m<sup>3</sup> de CO<sub>2</sub> supercritique. Au-delà de cette profondeur, du fait de la moindre compressibilité du CO<sub>2</sub> supercritique, le volume du fluide diminuera encore légèrement jusqu'à environ 2 000 m de profondeur, pour atteindre 2,7 m<sup>3</sup>, puis l'évolution du volume deviendra négligeable alors que le coût d'injection augmentera significativement (voir Figure 14).

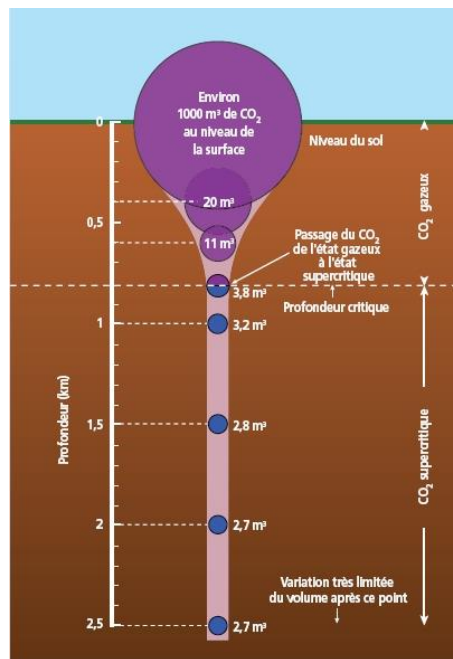


Figure 14 : Diminution de volume du CO<sub>2</sub> en fonction de la profondeur de stockage (CO<sub>2</sub>GeoNet, 2008)

Dans un premier temps, le CO<sub>2</sub> fait l'objet d'un piégeage structural ou stratigraphique, c'est-à-dire que le panache de CO<sub>2</sub> supercritique, plus léger que l'eau, remonte vers le toit de l'aquifère où il est retenu par une couche plus imperméable, généralement argileuse, appelée couverture. Une partie est ensuite piégée par capillarité, restant liée à la roche (piégeage résiduel).

Pour la phase de long terme, qui nous intéresse ici, d'autres mécanismes sont mis en jeu pour piéger le CO<sub>2</sub> (IPCC, 2005) :

- piégeage en phase aqueuse par dissolution dans l'eau de l'aquifère : après une première phase où le panache de CO<sub>2</sub> a tendance à s'étaler horizontalement au niveau du toit de l'aquifère, à plus long terme le CO<sub>2</sub> dissous redescend vers la base de l'aquifère car l'eau l'enrichie en CO<sub>2</sub> est plus dense que la saumure initialement en place ;
- piégeage ultime en phase minérale, sous forme de carbonates, par interactions eau/roche au sein de l'aquifère.



Le cas le plus simple est celui d'un aquifère fermé ou d'un piégeage sous une structure anticlinale (piégeage dit « structurel »), du fait que le CO<sub>2</sub>, même dense ou supercritique, est plus léger que l'eau. Dans ce cas l'emprise latérale en fin d'injection n'évoluera guère, même à long terme. Cependant, en pratique, ce cas n'est pas le plus courant parmi les sites actuellement à l'étude en aquifère salin : il faut considérer le stockage en aquifère ouvert, correspondant à des bassins sédimentaires étendus, quasi-horizontaux avec des structures anticlinales réduites. Dans ce cas le CO<sub>2</sub> a tendance à s'étendre horizontalement au niveau du toit de l'aquifère, cette extension latérale n'étant guère limitée par la dissolution progressive dans la saumure en place : on parle alors de piégeage « hydrodynamique » (Torp 2007, Chadwick, 2008).

La cinétique des processus admet une grande variabilité, et dépendra fortement du type de réservoir de stockage. Par exemple, pour le site de Schweinrich en Allemagne, des simulations numériques montrent que le piégeage minéral du CO<sub>2</sub> à long terme peut, en 10 000 ans, absorber jusqu'à 3,3 kg CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> de réservoir (Figure 15). Dans l'aquifère salin profond du site de Sleipner, en mer du Nord, au large de la Norvège, constitué par les sables siliceux de la formation d'Upsira, Torp (2007) a modélisé l'évolution du CO<sub>2</sub> et estime que la dissolution du CO<sub>2</sub> dans la saumure est significative à partir de 1 000 ans après l'injection et qu'elle est totale seulement au bout de 7 000 ans (100 ans après l'injection, la dissolution ne serait que de l'ordre de 15%). De même, on estime sur le bassin de Froan au large de la Norvège que la dissolution atteindra seulement 40% en 5000 ans (et moins de 25% en 1000 ans) (Chadwick et al., 2008). Autre exemple qui illustre la variabilité de la cinétique, dans un aquifère salin hébergé dans une roche réservoir carbonatée, Knauss et al. (2005) ont estimé qu'environ 61% du carbone injecté devrait se trouver fixé sous forme solide au bout de 100 ans.

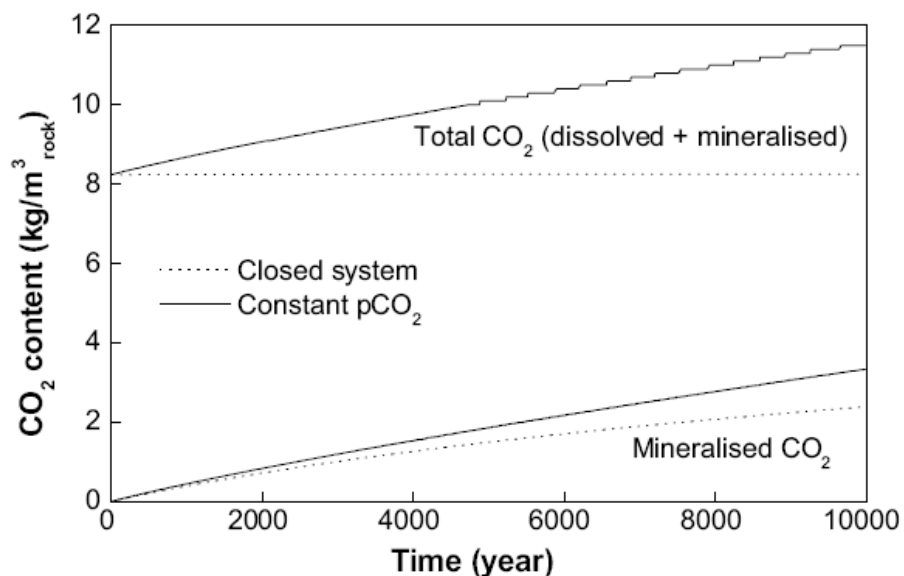


Figure 15. Devenir du CO<sub>2</sub> stocké à Schweinrich (Allemagne) (Chadwick et al., 2008)





**INERIS**

*maîtriser le risque  
pour un développement durable*

**Institut national de l'environnement industriel et des risques**

Parc Technologique Alata  
BP 2 - 60550 Verneuil-en-Halatte

Tél. : +33 (0)3 44 55 66 77 - Fax : +33 (0)3 44 55 66 99

E-mail : [ineris@ineris.fr](mailto:ineris@ineris.fr) - Internet : <http://www.ineris.fr>