

—
**AVIS
TECHNIQUE**
—

Juillet
2020

Le Captage et Stockage géologique du CO₂ (CSC) en France

Le CSC, un potentiel limité
pour la réduction des émissions
industrielles

TABLE DES MATIÈRES

SYNTHÈSE	3
1. Contexte et périmètre de l'analyse	3
2. Approche méthodologique	4
3. Principaux résultats	4
CSC : DE QUOI PARLE-T-ON ?	6
IDENTIFICATION DU GISEMENT : LE POTENTIEL DE CAPTAGE ET STOCKAGE DE CO₂ EN FRANCE	8
1. Cartographie des émissions des sites ETS	8
2. Identification du potentiel de réduction via le CSC	9
PROBLÉMATIQUES AUTOUR DES ZONES DE STOCKAGE GÉOLOGIQUE	14
1. Capacité de stockage	14
2. Proximité des sources d'émissions	15
3. Opposition sociétale au stockage géologique du CO ₂	16
4. Aspects législatifs et réglementaires	16
5. Croisement émetteurs & zones de stockage	17
À QUEL COÛT ?	20
1. Coût du captage de CO ₂	20
2. Coût du transport de CO ₂	22
3. Coût du stockage de CO ₂	23
4. Coût global de la chaîne CSC	24
AU-DELÀ DU STOCKAGE, LES AUTRES ENJEUX DU CAPTAGE DE CO₂	27
1. La valorisation du CO ₂ ou le captage et utilisation du CO ₂ — le CCU	27
2. Le captage direct du CO ₂ de l'air — DAC	28
3. Le captage du CO ₂ sur des unités de biomasse-énergie — BECCS	28
RÉFÉRENCES	30
GLOSSAIRE	31
ANNEXES DE L'ÉTUDE « POTENTIEL DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS INDUSTRIELLES VIA LE CSC »	32

SYNTHÈSE

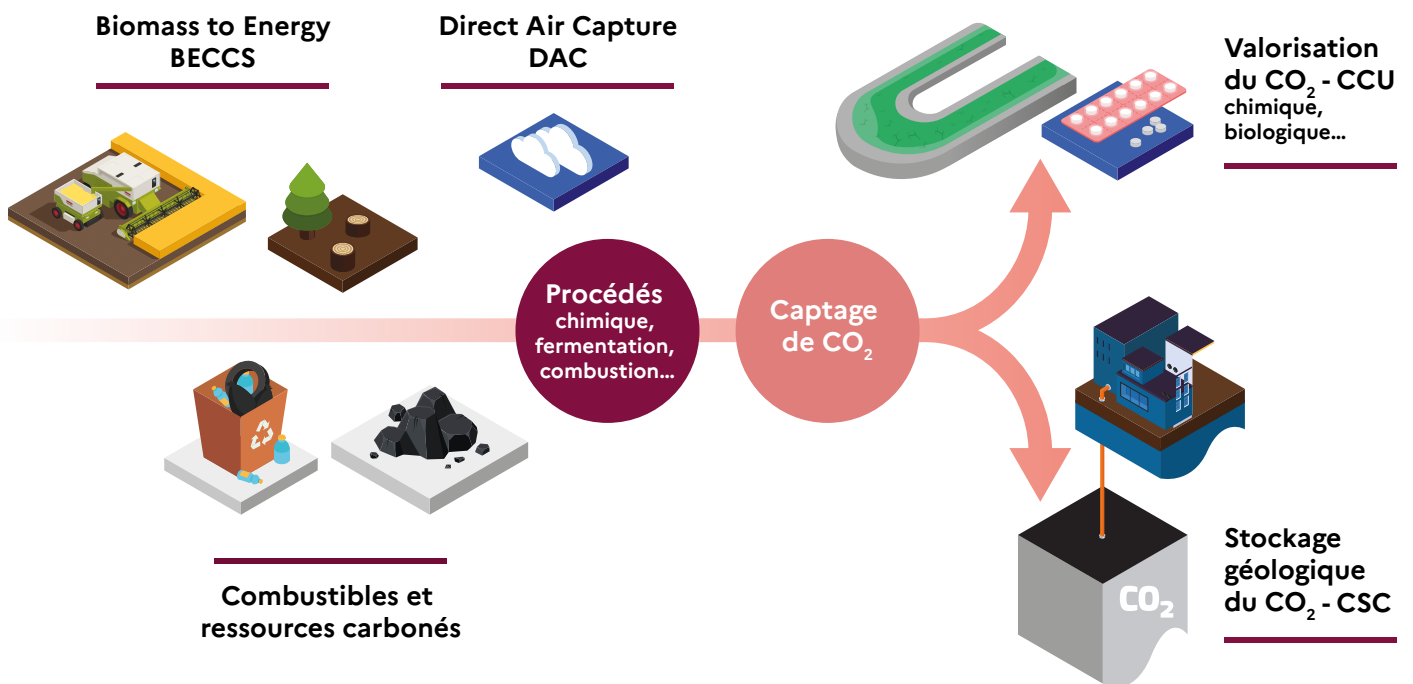
1. CONTEXTE ET PÉRIMÈTRE DE L'ANALYSE

L'objectif récent de neutralité carbone a donné un éclairage nouveau aux travaux prospectifs développés avant la COP21. Ainsi, lors de la révision de la SNBC (Stratégie Nationale Bas Carbone), le CSC (Captage, Stockage géologique du CO₂), qui ne faisait pas partie du précédent portefeuille des technologies identifiées pour la réduction des émissions de CO₂, a fait son apparition pour contribuer à l'équilibre entre les émissions résiduelles et le puits de carbone français. L'objectif affiché de réduction des émissions de CO₂ lié au CSC est de 15 Mt CO₂/an dont 5 Mt CO₂/an dans le secteur industriel¹ avec une mise en œuvre à partir de 2030 car il s'agit d'abord de réduire les émissions à la source via la mise en place d'autres solutions : technologies moins émettrices, développement des énergies renouvelables, électrification...

Pour mieux appréhender les déterminants d'un objectif du développement du CSC sur le territoire français, l'ADEME propose une évaluation du potentiel du captage et du stockage géologique du CO₂ en France à partir d'une analyse de faisabilité technico-économique (prise en compte des verrous scientifiques et techniques), mais aussi territoriale et sociétale sur la base des sites industriels existants et des émissions industrielles actuelles.

Pour rappel le schéma ci-dessous (Figure 1) illustre les autres technologies associées au CSC : le CCU ou valorisation du CO₂ (Captage et Utilisation du CO₂), le BECCS (Biomasse for Energy CCS) et le DAC (Direct Air Capture - Captage direct de l'Air) qui ne seront pas abordés dans cette analyse de gisement. Seuls quelques éléments informatifs sont donnés dans le chapitre V. Le stockage du carbone par les sols ou les forêts n'est pas non plus inclus dans le périmètre de cette étude.

FIGURE 1 : LES DIFFÉRENTES TECHNOLOGIES ASSOCIÉES AU CSC : CCU, BECCS ET DAC



¹ Extrait de la SNBC révisée : <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/strategie-nationale-bas-carbone-snbc>

2. APPROCHE MÉTHODOLOGIQUE

Les émissions françaises étaient de 465 MtCO₂ équivalent en 2017 dont 350 Mt pour le seul CO₂. Sur ces 350 MtCO₂, 107 Mt CO₂ émises par des sources fixes (industries et production d'énergie)². Les émissions industrielles qui représentent un total de 65 MtCO₂, se décomposent entre les émissions liées aux procédés soit 16 MtCO₂ et les émissions de combustion soit 49 MtCO₂. Ce sont les émissions liées aux procédés qui sont difficiles à réduire car provenant de «réactions chimiques» nécessaires à la production de matériaux et sont celles qui pourraient principalement nécessiter le recours au CSC. Une bonne part des émissions de combustion peut, elle, être réduite par la sobriété énergétique, l'efficacité énergétique, le recours aux Énergies Renouvelables (EnR) ou à l'électrification.

Toutefois, même pour les émissions liées aux procédés, sa difficile mise en œuvre (qui sera détaillée plus bas) et son coût très élevé font du CSC une solution risquée qui arrive en dernier ressort dans une analyse coûts-bénéfices.

Sur la base des émissions de 2017, plusieurs paramètres ont ainsi été pris en compte pour estimer le gisement de réduction d'émissions de CO₂ en France via le CSC :

- Recentrage sur les sites industriels en évinçant les moyens de production d'électricité du fait du plan de fermeture des centrales charbon en France à horizon

2023-2025 et du fonctionnement en pointe des centrales gaz;

- Faisabilité technique du captage par site (volume et concentration suffisants des sources d'émissions de CO₂, espace disponible suffisant sur les sites...);
- Faisabilité de la mise en œuvre du stockage (localisation des zones favorables de stockage géologique de CO₂, proximité des sites émetteurs, faisabilité sociétale...).

Cette approche permet d'avoir une estimation du gisement à partir des émissions actuelles.

D'un point de vue économique, la présente étude n'applique pas de filtre direct via des coûts économiques engendrés par le CSC en fonction du type d'émetteurs car l'objectif est d'abord d'évaluer le gisement d'un point de vue de sa faisabilité technique «élargie» (y compris sociétale). Toutefois, le critère économique transparait en arrière-plan – au regard des critères de faisabilité technique communément retenus par les acteurs de la filière et dans la littérature : le % des émissions de CO₂ captées, distance parcourue par canalisation ou lieux de stockage (capacité de stockage de CO₂ du site)...

3. PRINCIPAUX RÉSULTATS

En considérant le développement d'une infrastructure de transport de CO₂, la mise en place de sites de stockage géologique de CO₂ et une faible opposition sociétale, **le potentiel de captage et stockage de CO₂ serait de 24 MtCO₂/an**. Ce gisement est estimé sans la prise en compte de la réduction d'émissions de CO₂ par d'autres moyens (mise en place

d'efficacité énergétique ou via pénétration des EnR). Ce potentiel a été estimé en se basant sur les caractéristiques techniques et économiques des sites émetteurs et des technologies CSC pour identifier les principales contraintes liées au CSC. Le gisement obtenu à partir de cette analyse qui sera détaillée par la suite est résumé ci-après.

Le potentiel de captage et stockage de CO₂ serait de 24 MtCO₂/an

² Chiffres-clés climat - Air et Énergie, édition 2018 et chiffres ETS pour les installations classées.



* « captables » signifie que même si toutes les émissions d'un site ne peuvent pas être captées, le site est tout de même éligible au CSC

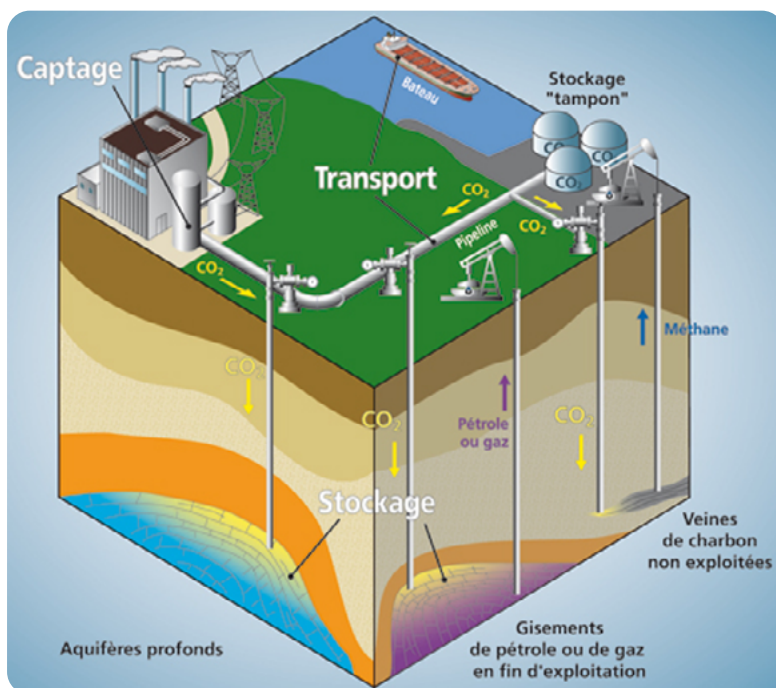
CSC : DE QUOI PARLE-T-ON ?

Le Captage et Stockage géologique du CO₂ (CSC) vise à piéger le CO₂ en l'injectant dans une formation géologique pour éviter qu'il soit présent dans l'atmosphère.

Le CSC se compose de trois étapes majeures (captage, transport, stockage du CO₂) qui se caractérisent par la mise en œuvre de technologies spécifiques (figure 2).

FIGURE 2 : CHAÎNE CSC - CAPTAGE, TRANSPORT ET STOCKAGE GEOLOGIQUE DU CO₂ (Source BRGM)

- 1
Le captage
(avec trois grandes familles de technologies)
- 2
Le transport
(principalement par canalisation)
- 3
Le stockage géologique
(avec trois formations géologiques favorables)



Il faut noter que le CO₂ capté peut aussi être utilisé comme matière première. Dans ce cas, le but du captage du CO₂ est de fournir une matière carbonée qui servira à la production de produits chimiques, énergétiques ou matériaux. Cette chaîne est appelée CCU (CO₂ Capture and Utilisation) ou Valorisation du CO₂. Ses principaux déterminants sont que :

- les produits issus de la valorisation du CO₂ conduisent généralement à la ré-émission du CO₂ après l'usage du produit (ex. : carburants, plastiques...).
- Les marchés visés par les produits à base de CO₂ et surtout la ré-émission du CO₂ conduisent à un potentiel de réduction d'émissions de CO₂ faible comparé à la filière CSC.

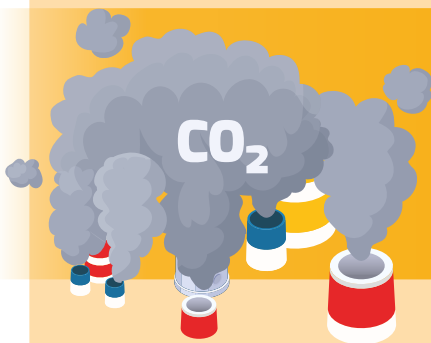
La chaîne CCU est hors périmètre de cette étude. Une analyse similaire sur les enjeux du CCU nécessiterait une approche plus complète en termes d'analyse de cycle de vie (ACV) pour les différents procédés de valorisation du CO₂ pour évaluer l'impact d'un point de vue réduction des gaz à effet de serre (GES) mais également l'impact sur les autres indicateurs environnementaux.

L'ESSENTIEL SUR LE CSC

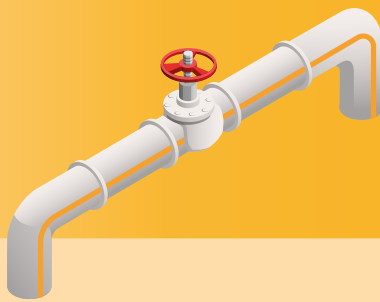
Le CSC permet de réduire les émissions à grande échelle d'une source fortement émettrice sans changer le moyen de production. En général, la durée d'un projet CSC est de 20 ans (durée d'utilisation d'un site de stockage géologique). La mise en place de toute la chaîne CSC est un défi majeur même, si prises séparément, les différentes briques sont matures technologiquement. La combinaison des trois briques (captage / transport / stockage) est complexe et coûteuse. **Dans le monde, 19 projets CSC sont en opération à l'échelle industrielle**, essentiellement sur des unités d'exploitations pétrolières et gazières mais également sur des centrales de production d'électricité à base fossile ou des sites industriels pour un total de 23 MtCO₂ stockées/an.

Plus de 260 MtCO₂ ont été stockées dans le monde depuis la mise en place du CSC dans les années 90. Les projets se composent d'un seul émetteur (en général entre 0,8 à 1,5 MtCO₂/an) avec un système de captage et un site de stockage géologique dédié (situé entre 100 à 500 km pour la distance). L'enjeu aujourd'hui est la faisabilité de mettre en œuvre un hub de transport vers le stockage géologique de CO₂ pour mutualiser les sources de CO₂ captées et ainsi diminuer les coûts. Des questions persistent sur les risques potentiels de mélanger plusieurs sources de CO₂ pour les briques transport et stockage (augmentation de la concentration des impuretés comme le sulfure d'hydrogène).

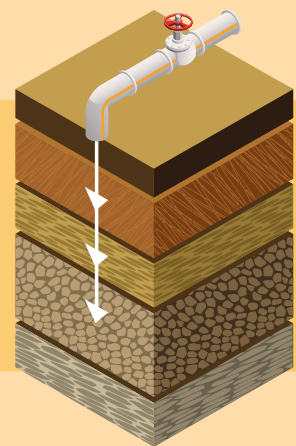
CHAÎNE DE CAPTAGE-TRANSPORT ET STOCKAGE GÉOLOGIQUE DU CO₂



LE CAPTAGE DE CO₂ se définit par un large portefeuille de technologies à des stades de maturités différentes. La technologie post-combustion par absorption aux solvants (amines) est celle qui est commercialisée et mise en œuvre à l'échelle industrielle. La pénalité énergétique élevée (environ 20 % d'émissions supplémentaires) de ces technologies nécessite de la R&D pour diminuer la consommation énergétique et les coûts. Des technologies sont en cours de développement comme les membranes ou les adsorbants ainsi qu'une meilleure intégration énergétique sur les sites.



LE TRANSPORT DE CO₂ peut être effectué par canalisation, bateau, train ou camion. Le transport par canalisation ne comporte aucune difficulté technique. Des travaux de recherche étudient les risques associés au transport du CO₂ non pur (ie un flux de CO₂ avec des impuretés). Pour le transport par bateau, des développements R&D sont encore nécessaires pour optimiser ce type de transport. Et il n'y a aucun verrou pour le transport par camion.



LE STOCKAGE GÉOLOGIQUE DU CO₂ correspond à différentes zones géologiques favorables (anciens réservoirs déplétés d'hydrocarbures, veines de charbon et aquifères salins) qui peuvent se trouver onshore (sur terre) ou offshore (en mer). Les aquifères salins représentent à eux seuls des grandes capacités de stockage. Plusieurs projets de stockage ont été mis en œuvre dans des réservoirs déplétés ou des aquifères salins en onshore et offshore. Le développement d'outils de surveillance est un axe R&D important pour assurer la sécurité des sites. Le développement des sites offshore permet de lever l'opposition sociétale rencontrée pour les sites de stockage onshore.

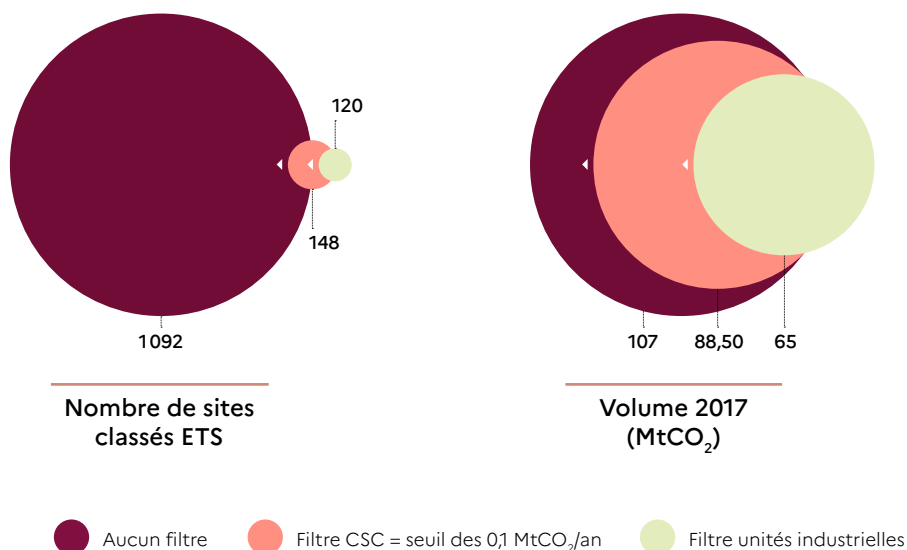
IDENTIFICATION DU GISEMENT : LE POTENTIEL DE CAPTAGE ET STOCKAGE DE CO₂ EN FRANCE

1. CARTOGRAPHIE DES ÉMISSIONS DES SITES ETS*

Les émissions nationales étaient de 465 MtCO₂³ en 2017 dont 107 MtCO₂ proviennent des installations de combustion (électricité) et industrielles soit 23 % des émissions totales. La technologie CSC s'adresse à des sources larges d'émissions fixes. D'après le rapport du GIEC (GIEC, 2005), le CSC peut être appliqué

dès 100000 t d'émissions de CO₂/an. En France, le seuil de 100000 tCO₂/an représente un gisement de 88,5 MtCO₂ pour 148 sites dont 65 MtCO₂ pour 120 sites sont issues de l'industrie (émissions liées aux procédés et à la combustion confondues) (Figure 3).

FIGURE 3 : INSTALLATIONS CLASSÉES ETS



Les installations de production électrique à partir de fossiles : pourquoi les exclure du gisement

Au vu de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie, les sites de production d'électricité à partir de charbon, qui font partie des gros sites émetteurs, peuvent être écartés de la cible CSC puisqu'ils seront arrêtés à horizon 2023-24. Pour les centrales gaz, la concentration en CO₂ dans les fumées est très faible (environ 5 %) ce qui rend ce flux d'émissions de CO₂ plus difficile à capter (coût supplémentaire de 20 % environ par rapport à une centrale charbon avec une concentration de 12 %). Mais surtout, les centrales gaz sont utilisées en période de pointe, leur fonctionnement intermittent (3000 - 4000 heures/an environ) rend difficile la rentabilité dans

les investissements engagés. Les émissions liées à la production d'électricité sont donc écartées du potentiel de réduction des émissions de CO₂ liées au CSC.

Les installations industrielles

La cible industrielle est donc la priorité pour l'application du CSC avec un gisement de 65 MtCO₂ environ pour 120 sites. Sur ces 65 MtCO₂, 16,5 MtCO₂ proviennent des procédés industriels (ex : CO₂ émis lors de la calcination du calcaire pour la fabrication de la chaux) et désigné ci-après « émissions procédés », le tableau 1 indique la répartition des émissions par secteurs et la part des émissions CO₂ entre la combustion et les procédés :

*ETS: sites industriels soumis au marché carbone européen, EU-ETS ou EU-SEQE en français. Les installations classées ETS doivent fournir le reporting annuel de leurs émissions GES.

³ Chiffres-clés climat - Air et Énergie, édition 2018 et chiffres ETS pour les installations classées.

TABLEAU 1 : RÉPARTITION DES ÉMISSIONS DE CO₂ PAR SECTEURS ET PAR SITES

Secteurs	Nb de sites	Volume 2017 (MtCO ₂) émissions procédés	Volume 2017 (MtCO ₂) émissions combustions	Volume total 2017 (MtCO ₂)
Acier	11	1,5	21,5	23
Chimie	27	3,5	9,1	12,6
Ciment et autres non-métalliques	33	6,9	4,1	11
Raffineries	9	3,1	7,2	10,3
Autres (papier, verre...)	12	0,6	1,8	2,4
IAA	14	0	2,54	2,5
Aluminium	4	0,97	0,18	1,2
Production chaleur (industrielle)*	10	0	2,2 (1,3)**	2,2
Total	120	16,6	48,5	64,7

* 3 sites en Ile de France produisent de la chaleur pour un réseau urbain pour un total de 0,83 MtCO₂/an

** émissions de CO₂ sans les sites produisant de la chaleur pour un réseau urbain

2. IDENTIFICATION DU POTENTIEL DE RÉDUCTION VIA LE CSC

2.1 IDENTIFICATION DU GISEMENT DU VOLUME DE CO₂ « CAPTABLE »

INTÉGRATION DES SPÉCIFICATIONS SECTORIELLES

Les volumes de CO₂ « captable » sont déterminés en se basant sur les contraintes des technologies de captage et les spécificités des émetteurs (décrites dans la partie « qu'est-ce que le CSC » et en annexe) :

- **La répartition et les caractéristiques des sources de CO₂ sur le site** : Le pourcentage des fumées traitées est variable en fonction du secteur industriel considéré, des spécificités techniques des sites et de l'implantation des unités émettant du CO₂. Ainsi, par exemple, dans le cas des raffineries de pétrole brut, au mieux 50 % des fumées pourraient être traitées en raison de la forte dispersion géographique des cheminées au sol (captage sur les cheminées principales).
- **Le taux de captage** : Le taux de CO₂ capté dans les fumées peut être variable. Une valeur moyenne de 90 % est généralement escomptée, sauf pour les émetteurs produisant des flux quasiment purs de CO₂ comme les usines de production d'ammoniac.

- **Un CO₂ additionnel lié à la technologie de captage (pénalité énergétique) est à prendre en compte** : L'énergie nécessaire au procédé de captage de CO₂⁴ entraîne une augmentation des émissions de CO₂. Cette « surconsommation » énergétique, variable d'une industrie à l'autre, est estimée aujourd'hui à près de 20 % en moyenne et dépend de l'origine de la source d'énergie.

En prenant en compte ces différentes contraintes, il est possible de calculer un potentiel de captage (**P**) à partir des émissions de CO₂ industrielles (**E**) identifiées dans le tableau 2 (Fabrice Lecomte, 2010). Ce calcul est basé sur : le pourcentage de CO₂ additionnel généré par la consommation d'énergie nécessaire au captage (**a**), le pourcentage de fumées traitées (**p**), et du taux de captage (**t**) soit :

$$P = E * (1 + a) * p * t$$

Les hypothèses relatives aux paramètres de captage sont résumées dans le Tableau 2 adapté de (Fabrice Lecomte, 2010).

⁴ Aujourd'hui différents cas sont en discussion sur l'origine de cette source d'énergie supplémentaire avec la possibilité de la produire sur site et donc augmentation des émissions de CO₂ ou hors site via l'importation d'énergie et donc sans augmentation des émissions de CO₂.

TABLEAU 2 : PARAMETRES POUR CALCULER LE GISEMENT DE CO₂ CAPTABLE

Paramètres captage par secteurs	CO ₂ additionnel dû au captage en 2020 (%) (a)	% d'émissions traitées (p)	% CO ₂ capté (t)
Sidérurgie, métallurgie, coke	20	63	98
Ciment et autres	20	100	90
Chimie et parachimie	20	50	90
Ammoniac	0	100	100
Raffinerie	20	50	90
Agroalimentaire	12	100	90
Bois, papier et carton	20	100	90
Production chaleur (industrielle)	17	100	90

DÉTERMINATION DU POURCENTAGE D'ÉMISSION

Focus industries chimiques et raffineries

Les paramètres de captage sont extrêmement impactant pour les industries chimiques et les raffineries qui représentent des sources complexes à capter. Ainsi, il est difficile d'estimer le gisement de CO₂ disponible pour le CSC car le tonnage de CO₂ est très variable en fonction de la source. Le total seul d'un site émetteur ne permet pas d'identifier le volume captable. Une analyse plus fine au niveau du site est nécessaire d'où le facteur (p) de 0,5 pour le traitement des émissions de CO₂ dans le cas de la chimie et de la raffinerie.

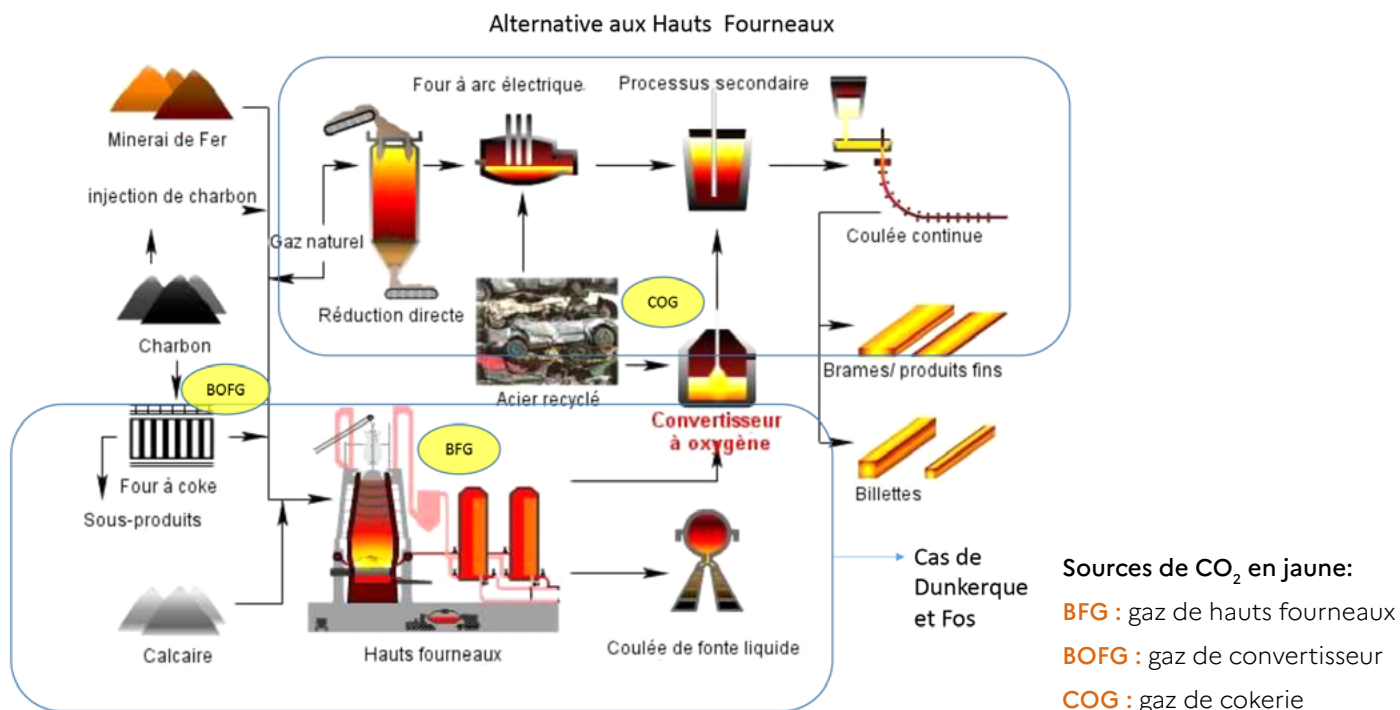
Parmi les industries chimiques, la mise en place de CSC est envisageable pour les «grands émetteurs» comme les SMR (Steam Methane Reforming) ou sur les crackers (steam craking⁵). Pour les autres sources d'émissions comme la production de méthanol ou d'oxyde d'éthylène, le CSC peut être aussi étudié mais il est beaucoup moins favorable à cause des faibles volumes de CO₂ émis.

Focus sidérurgie

Plusieurs sources de CO₂ sont présentes sur un site sidérurgique : la cokerie (COG- gaz de cokerie), les hauts fourneaux (BFG : gaz de hauts fourneaux) et le convertisseur à oxygène (BOFG : gaz de convertisseur) - voir figure 4. Les émissions des hauts fourneaux (HF) représentent la plus grande part des émissions de CO₂ d'un site sidérurgique (63 % environ). Le captage de CO₂ sur les HF est rendu possible par le volume important de CO₂. Quant aux autres sources de CO₂ du site, les gaz émis sont récupérés pour être turbinés pour la production d'électricité et de chaleur. Ainsi, si le CSC devait y être implémenté, cela nécessiterait de capter les émissions issues de la combustion des gaz ce qui représenterait un surcoût important (fumées peu concentrées en CO₂). Ainsi, le pourcentage des émissions de CO₂ traitées (facteur p) est de 0,63.

⁵ Steam craking : unité de craquage des raffineries.

FIGURE 4 : SCHÉMA DU FONCTIONNEMENT D'UN SITE SIDÉRURGIQUE



En appliquant ces différents paramètres sectoriels, **51 MtCO₂/an pourraient être captées** dont 20 % environ proviennent des émissions supplémentaires liées à la mise en œuvre du captage. En soustrayant, ces émissions sup-

plémentaires, **cela représente 40 MtCO₂/an** soit environ 62 % des émissions industrielles précédemment identifiées (tableau 3).

TABLEAU 3 : GISEMENT DE CO₂ CAPTABLE PAR SECTEUR

Secteurs	Nombre de sites	Volume 2017 (MtCO ₂)	Volume « captable » (MtCO ₂)
Acier	11	23	17
Chimie (sans production ammoniac)	23	10,7	5,8
Production ammoniac	4	1,9	1,9
Ciment et autres non-métalliques	33	11	11,8
Raffineries	9	10,3	5,6
Autres (papier, verre)	12	2,4	2,6
IAA	14	2,5	2,6
Aluminium	4	1,2	0,9
Production chaleur (industrielles)	10	2,2	2,3
Total	120	~ 65	~ 51

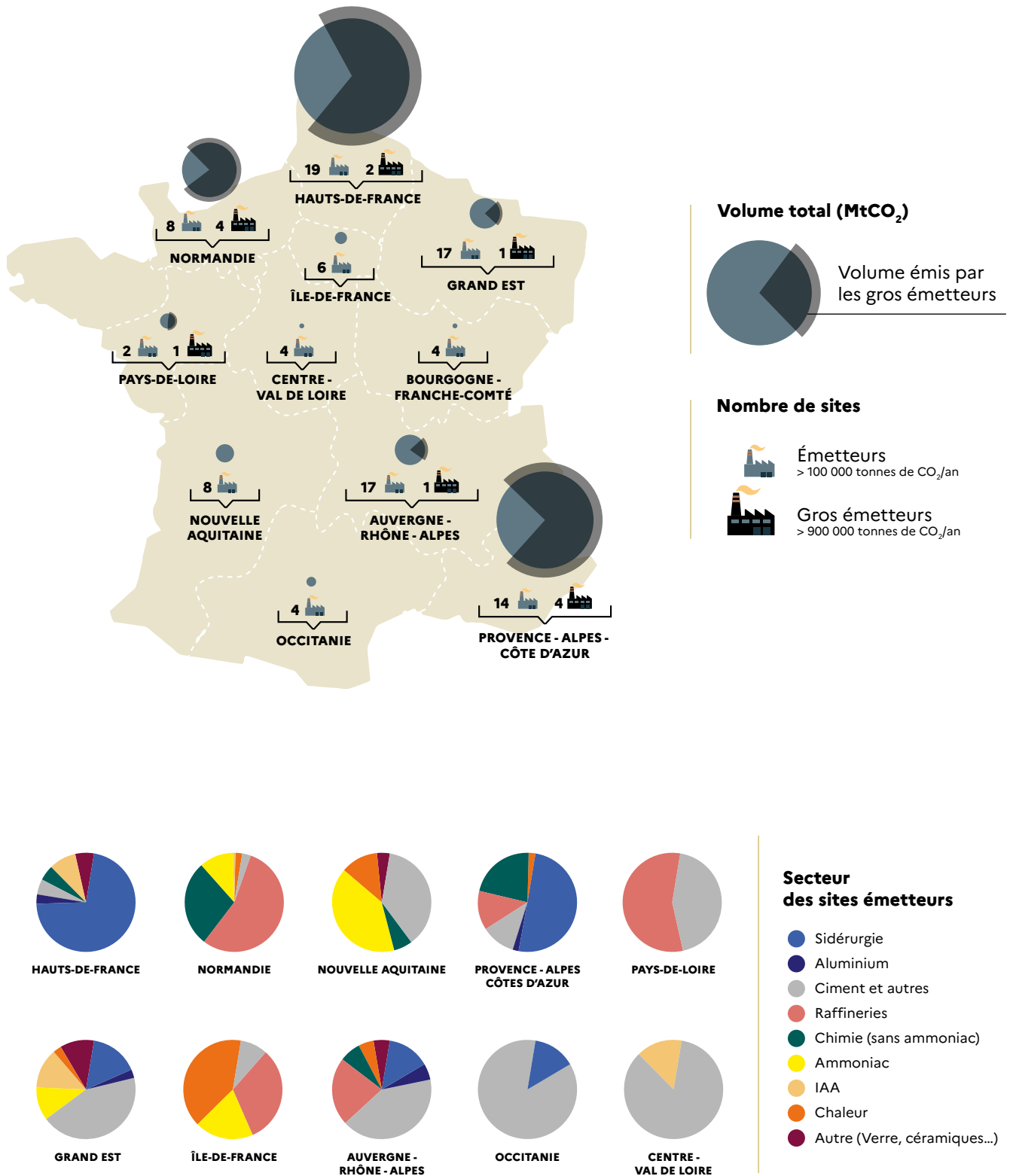
AVIS TECHNIQUE

2.2 RÉSULTATS PAR RÉGION

Pour les secteurs les plus émetteurs, un travail d'identification du nombre de sites que cela représente par région a été réalisé. Les résultats ont été obtenus pour les

cimenteries, le secteur de l'acier, les raffineries et l'industrie chimique. Ces résultats ont été mis dans l'annexe A. Ci-dessous une carte de France avec la répartition des émissions par secteur pour chaque région :

FIGURE 5 : ÉMISSIONS INDUSTRIELLES EN MTCO₂ PAR RÉGION



AVIS TECHNIQUE

FOCUS SUR LES GRANDS ÉMETTEURS

Au vu de la complexité et du coût du CSC, il est fort probable que le CSC sera appliqué dès lors que de «très grands» émetteurs seront concernés. En effet, les grands volumes permettent de réaliser des économies d'échelle nécessaires à la rentabilité des investissements engagés. Les très grands émetteurs intéressants à

étudier sont ceux dont le seuil d'émissions est supérieur à 900000 tonnes⁶ d'émissions de CO₂/an ce qui représente 13 sites pour un total de ~36 MtCO₂ soit 55 % du gisement initial (65 MtCO₂) dont la répartition géographique et sectorielle est décrite dans le tableau 4.

TABLEAU 4 : IDENTIFICATION DES TRÈS GRANDS ÉMETTEURS

Répartition par région des grands émetteurs	Nombre de sites	Volume 2017 (MtCO ₂)	Secteur
Hauts-de-France	2	13,2	Sidérurgie
Normandie	4	7,1	Chimie-raffineries
PACA	4	11,8	Acier-raffinerie-chimie
Grand-Est	1	1,2	Production chaleur industrielle
AURA	1	1,1	Raffinerie
Pays-de-la-Loire	1	1,3	Raffinerie

2.3 ASPECTS ENVIRONNEMENTAUX : AU-DELÀ DE LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GES

De nombreuses évaluations environnementales ont été réalisées sur des sites ayant mis en place du CSC (essentiellement des centrales charbon). Le PRG (Potentiel de Réchauffement Climatique ou GWP - Global Warming Potential)⁷, indicateur du changement climatique est bien réduit lors de la mise en place du CSC. La réduction du PRG est d'environ 60 à 80 % (R. M. Cuellar-Franca, 2015). Il n'y a pas de réduction totale de l'indicateur PRG car seulement 90 % du CO₂ est capté et que les émissions indirectes sont prises en compte notamment pour la production des solvants de captage (production de produits chimiques dont des amines).

En revanche, les impacts environnementaux mesurés par d'autres indicateurs augmentent, principalement au niveau de l'étape de captage. Ainsi l'indicateur sur la déplétion des ressources fossiles augmente à cause de la pénalité énergétique des technologies de captage. L'indicateur d'impact sur l'oxydation photochimique et des particules augmente car il y a une augmentation des émissions NO_x. Cette augmentation de tous les autres impacts environnementaux est d'environ 20 % par rapport à l'émetteur sans CSC (Ramirez, 2014) (R. M. Cuellar-Franca, 2015). Le transport et le stockage contribuent faiblement à la part des émissions de CO₂ indirectes. Les installations de surface (ex : puits d'injection...) pour le stockage géologique ont aussi un impact faible sur l'indicateur «changement d'utilisation des sols».



ZOOM SUR LE CAPTAGE AUX AMINES

Actuellement, la technologie en post combustion par captage aux amines est la technologie mature et déployée dans les projets CSC à travers le monde. Cette technologie nécessite de grandes quantités de solvants (amines). L'usage des amines comme solvant de captage conduit à l'augmentation de déchets dangereux (dégradations des amines, dans le cas de la MEA, 1 à 3 kg de solvant doivent être remplacés par tonne de CO₂ capté (IEAGHG, 2018)). L'autre impact environnemental important porte sur la consommation importante en eau du procédé (étape de lavage des amines).

⁶ Le seuil de 0,9 MtCO₂/an correspond à la taille minimale/critique pour pouvoir mettre en place un projet de captage-transport-stockage pour un seul émetteur.

⁷ Le potentiel de réchauffement global ou PRG (en anglais, global warming potential ou GWP) est un facteur de conversion qui permet de comparer l'influence de différents gaz à effet de serre sur le système climatique. Il est utilisé pour prédire les impacts relatifs de différents gaz sur le réchauffement climatique en se fondant sur leurs propriétés radiatives et leur durée de vie.

PROBLÉMATIQUES AUTOUR DES ZONES DE STOCKAGE GÉOLOGIQUE

Le stockage géologique est un des verrous majeurs pour la mise en place de projets CSC.

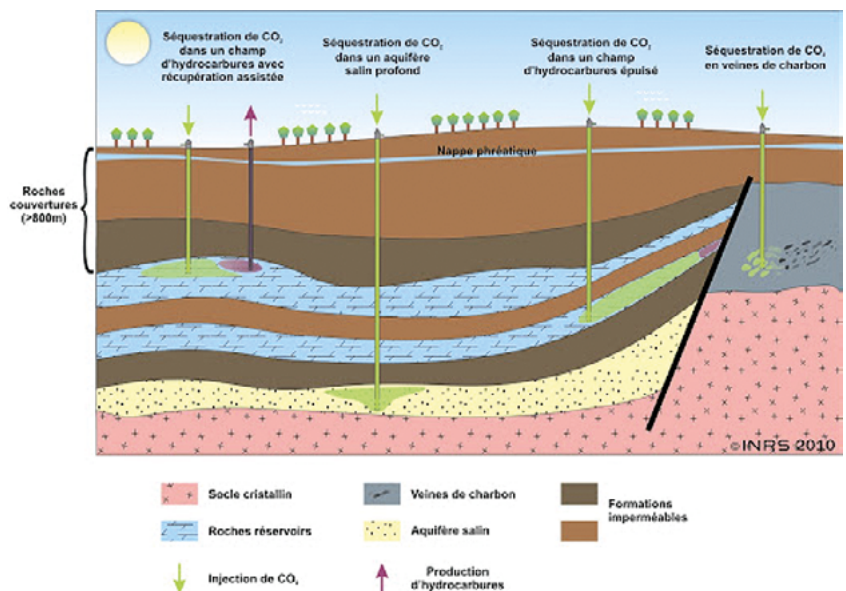
1. CAPACITÉ DE STOCKAGE

Les critères pour l'identification d'un site de stockage géologique du CO₂ (Figure 6) à long terme⁸ comprennent :

- La porosité, l'épaisseur et la perméabilité appropriées de la « roche réservoir », qui va recevoir le CO₂ ;
- La présence d'une couverture rocheuse avec une bonne capacité d'étanchéité ;
- Un environnement géologique stable.

FIGURE 6 : REPRÉSENTATION DES DIFFÉRENTS SITES DE STOCKAGE GÉOLOGIQUE (SOURCE INRS)

En plus des critères pour assurer la pérennité d'un site de stockage géologique sur le long terme, la capacité de stockage du site est un critère important de sélection. Plus le site est capable d'accueillir un grand volume de CO₂ et plus il sera intéressant d'un point de vue économique (rentabilité des investissements engagés). En France, les capacités de stockage géologique sont estimées aux alentours de plusieurs gigatonnes de CO₂. Ainsi le volume des sites de stockages géologiques ne serait a priori pas une contrainte pour la mise en place d'une chaîne CSC.



La carte ci-après (Figure 7) représente les zones favorables au stockage géologique de CO₂ dans le sous-sol français. La répartition de ces zones est très inégale et pas forcément à proximité des sites émetteurs : le potentiel le plus important se trouve dans le bassin parisien avec une capacité de stockage des émissions des sites industriels du Nord de la France, du Grand Est et de la région parisienne via des aquifères salins ou réservoirs déplétés. Le bassin aquitain serait aussi favorable pour du stockage géologique du CO₂. Le principal avantage serait la réutilisation des infrastructures existantes des exploitations gazières (canalisations, puits d'injections et anciens réservoirs gaziers bien caractérisés). En France, un projet pilote

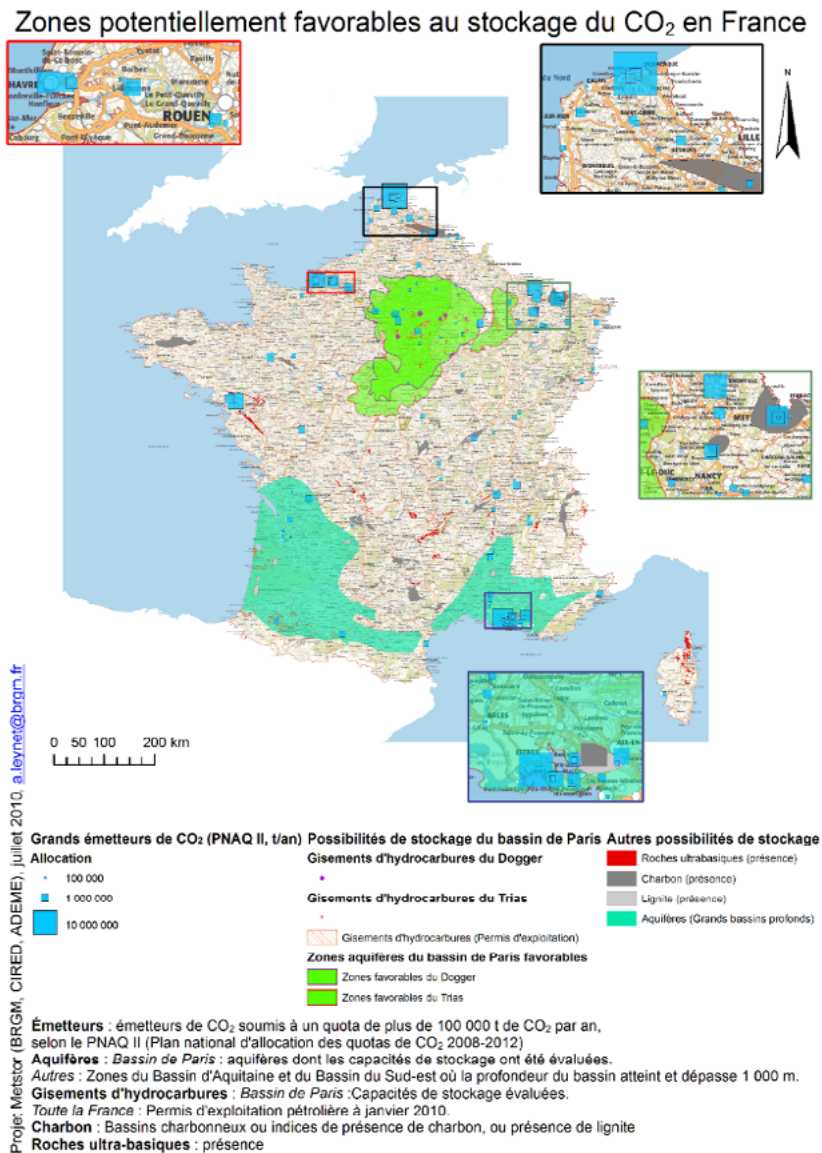
sur toute la chaîne CSC a été mis en place par Total sur la zone de Lacq avec succès⁹. Pour le bassin sud-est, des études de caractérisation sont encore nécessaires pour qualifier les réservoirs potentiels de stockage géologique de CO₂ et estimer les capacités. Sur la base des connaissances actuelles, il n'y a pas de possibilité de stockage en région AURA. Pour la région PACA, le projet VASCO¹⁰ a réalisé une première recherche d'identification de sites potentiels. Les résultats n'ont pas abouti à l'identification d'un site de stockage avec les capacités requises (de 10 à 20 MtCO₂ stockées/an).

⁸ Long terme fait référence à la capacité d'isoler le CO₂ dans un « conteneur » de l'atmosphère pour une durée supérieure à 1000 ans.

⁹ Le projet CSC de Lacq-Rousse avait pour but la mise en place d'une chaîne CSC complète avec le captage des fumées d'une chaudière gaz en utilisant l'oxycombustion puis le transport sur 27 km du CO₂ pur jusqu'à un ancien réservoir de gaz qui était à plus de 3000 m de profondeur. En tout, 60 000 t de CO₂ ont été captées, transportées et stockées. Après une période de surveillance du site, Total a reçu l'accord des autorités locales pour la fermeture définitive du pilote de stockage.

¹⁰ Le projet VASCO, 2010-2012 était une étude technico-économique sur l'identification des sources de CO₂ et de la mutualisation du captage, du transport et du stockage géologique des émissions de CO₂ de la zone industrielle de Fos, Beaucaire, Lavera et Gardanne.

FIGURE 7 : CARTE DE FRANCE AVEC LES ÉMISSIONS DE CO₂ ET LES ZONES DE STOCKAGE GÉOLOGIQUE (DONNÉES 2010, BRGM) 11



2. PROXIMITÉ DES SOURCES D'ÉMISSIONS

En plus des critères précédemment cités, le futur site de stockage géologique **doit être le plus proche de la possible source de CO₂**, entre 100 km-200 km au maximum pour réduire les coûts de transport (voir la partie coût pour le chiffrage). Dans le cas où il y aurait une mise en commun d'un site de stockage géologique pour différentes sources de CO₂, il serait possible d'envisager la mise en place d'infrastructures conséquentes pour le transport de grands volumes de CO₂ (>5MtCO₂/an) sur de plus longues distances (entre 500 km-600 km).

Dans le cas du stockage offshore, la distance envisagée peut être encore plus importante. Par exemple, le projet de stockage norvégien Northern Light a pour but de développer des sites de stockage géologique au large de la Norvège qui pourraient stocker les émissions de CO₂ de la façade Nord-Atlantique. Ainsi pour le cas de Dunkerque, cela représenterait un transport des émissions de CO₂ sur plus de 1500 km soit par bateau ou par canalisation.

¹¹ Carte produite dans le cadre du projet METSTOR qui avait pour but d'identifier les capacités de stockage géologique en France, 2010, projet ADEME (source BRGM).

3. OPPOSITION SOCIÉTALE AU STOCKAGE GÉOLOGIQUE DU CO₂

Même si les estimations des capacités doivent être encore affinées, elles ne seront pas une limite forte au développement du CSC en France. La principale contrainte pour le développement d'un site de stockage géologique, dès lors qu'une source de CO₂ est à proximité, est l'opposition sociétale locale.

Les risques sanitaires et environnementaux en cas de fuite font partie des principales raisons de l'opposition rencontrée au niveau local pour la mise en place d'un site de stockage géologique de CO₂. L'exemple le plus illustratif est le projet Barendrecht¹² aux Pays-Bas qui a été annulé par le gouvernement néerlandais suite à une opposition locale très forte contre le stockage géologique du CO₂ dans un ancien réservoir de gaz qui se trouvait sous la ville et exploité de nombreuses années par Shell. Depuis, le gouvernement néerlandais a exclu la possibilité de développer des sites de stockage géologique onshore. Ainsi, il est difficile d'envisager des sites de stockage sur des zones fortement urbanisées comme le bassin parisien en France. Le seul ayant abouti en France est le projet CSC de Total à Lacq-Rousse qui avait pour but de tester la faisabilité du chaîne complète de captage, transport puis stockage dans un réservoir déplété à Rousse (à 30 km de Lacq).

Un autre exemple sur les risques d'un stockage géologique de CO₂ est l'exemple de l'éruption d'un site naturel sous le lac Nyos au Cameroun qui a eu lieu en 1986 et qui a tué 1746 personnes et 3500 animaux d'élevage. L'éruption a provoqué la libération soudaine d'environ 100 000 à 300 000 tonnes de CO₂. Le nuage de gaz s'est d'abord élevé à près de 100 km/h avant de retomber, étant plus lourd que l'air, sur les villages voisins, étouffant personnes et animaux sur 25 km autour du lac par manque d'oxygène. Depuis un système de dégazage régulier a été mis en place pour réduire la quantité de CO₂ et éviter ce type d'accident.

4. ASPECTS LÉGISLATIFS ET RÉGLEMENTAIRES

4.1 CADRE EUROPÉEN : CCS DIRECTIVE

Une législation a été mise en place en Europe pour encadrer le stockage géologique onshore qui s'est traduit par la directive appelée « CCS Directive ». Cette directive définit un cadre législatif pour assurer l'intégrité et la sécurité des sites de stockage géologique de CO₂ sur le long terme. En France, la « CCS Directive » a été transposée en droit national par la loi Grenelle 2 votée et promulguée en 2010. La DGPR¹³ a également publié en 2011 un rapport intitulé « Lignes de conduites pour la sécurité d'un site de stockage géologique de CO₂ » (DGPR, 2011) pour aider à la délivrance d'un permis d'exploitation d'un site de stockage géologique. Dans le cas de projets de recherche (limite à 100 ktCO₂ injecté au total), il n'est pas requis de permis d'exploitation.

Le principe, prévu dans la « CCS directive », d'une réserve financière à mettre en place par les opérateurs pour le transfert de la gestion du site à un opérateur public, a été identifié comme un point bloquant. Le montant n'a pas été défini et doit être négocié au cas par cas. Dans le cas du projet ROAD¹⁴, cela a fait partie des points de blocages lors de la négociation avec les autorités publiques et a été une des raisons invoquées pour annuler le projet.

La « CCS directive » est complétée par les règles de monitoring et de reporting d'EU-ETS¹⁵, dites MRV, puisque le CSC est une des technologies ouvrant droit à la réduction d'émissions de CO₂ via la quantité de CO₂ stocké. Dans les MRV, seul le transport du CO₂ par canalisation est prévu. Ainsi le transport du CO₂ par bateau n'est pas pris en compte et donc le CO₂ serait considéré comme émis. Il s'agit d'un point en discussion important pour permettre des conditions économiquement favorables à la mise en place de projets de stockage géologique en Mer du Nord.

¹² Le projet Barendrecht était porté par Shell et avait pour but de capter les émissions de CO₂ de leur raffinerie. Initialement, il était prévu d'injecter 0,4 Mt/an pour la phase pilote avant d'augmenter le volume d'injection à 1 Mt/an pour une capacité totale de 10 Mt. Le stockage était prévu dans un ancien réservoir déplété de gaz exploité par Shell sous la ville de Barendrecht à plus de 2700 m de profondeur.

¹³ La DGPR est la Direction Générale de la Prévention des Risques et est en charge de la délivrance des permis de stockage géologique du CO₂.

¹⁴ Le projet ROAD, Rotterdam Capture and Storage Demonstration Project, avait pour but de démontrer la faisabilité d'une chaîne CSC en captant les émissions de CO₂ d'une centrale charbon via une technologie post-combustion aux amines puis de transporter le CO₂ par canalisation pour le stocker en offshore dans un réservoir de gaz déplété. Le projet avait reçu un financement de la commission européenne et du gouvernement néerlandais (au total 360 M€) mais au final le projet a été annulé.

¹⁵ Marché carbone européen auquel les installations classées ETS sont soumises au reporting annuel de leurs émissions GES (~ 50 % des émissions en Europe).

4.2 STOCKAGE OFFSHORE ET TEXTES INTERNATIONAUX

Pour le stockage offshore, le cadre législatif ne permet pas encore l'exportation de déchets hors des frontières du pays émetteur (le CO₂ est considéré actuellement comme un déchet). Le stockage dans le sous-sol marin est régi par deux textes internationaux :

- Convention de Londres (1972) et son Protocole (1996) sur la prévention de la pollution des mers résultant de l'immersion de déchets;
- Convention Oskar pour la protection du milieu marin de l'Atlantique du Nord-Est.

En 2006, suite à une large consultation, le Protocole de Londres a été amendé sur ce point : le texte permet maintenant l'injection de CO₂ sous le fond de la mer sous certaines conditions de mise en œuvre. En 2007, la convention Oskar a adopté également des amendements pour permettre le stockage du CO₂ dans les structures géologiques sous les fonds marins¹⁶ (ADEME I., 2007).

À ce jour, l'amendement au Protocole de Londres n'est pas entré en vigueur car il faut qu'au moins la moitié des parties l'aient ratifié. Or seulement 7 parties sur les 50 l'ont ratifié; la France ne l'a pas encore ratifié. La non-ratification de l'amendement empêche la mise en place de projet CSC entre différents pays. Récemment, un accord a été trouvé sans ratification de l'amendement pour permettre des conventions bipartites entre deux pays qui accepteraient d'exporter/recevoir du CO₂ pour le stocker dans le sous-sol marin. La condition est qu'aucun pays membre de la convention ne s'oppose à la mise en place de la convention bipartite. Ainsi, à ce jour, il y a formellement interdiction d'exporter des émissions CO₂ de la zone de Dunkerque vers un site de stockage offshore en mer du Nord sans convention bipartite entre la France et le pays receveur.

5. CROISEMENT ÉMETTEURS & ZONES DE STOCKAGE

Pour identifier le gisement final accessible au CSC, une analyse croisée du gisement de CO₂ « captable » et du potentiel de stockage géologique de CO₂ sur le territoire a été réalisée. Les tableaux 6 et 7 présentent ce gisement par secteur et région en distinguant :

- le volume total d'émissions CO₂ des différents secteurs;
- le volume « captable » qui fait référence aux spécificités des secteurs et des technologies de captage pour identifier le volume accessible. La pénalité énergétique est incluse dans ce terme. Pour plus de détail se référer à la partie B-1.
- Le volume « stockable » sans contrainte qui fait référence à la possibilité de mettre en place une chaîne complète CSC, c'est-à-dire le captage puis le transport et le stockage onshore ou offshore.
- Le volume « stockable » avec contrainte qui exclut le stockage onshore, peu réalisable notamment en raison de contraintes sociétales fortes.

Dans l'évaluation des émissions stockables sans contrainte, notamment sans contrainte sociétale, il a été supposé qu'il serait possible d'utiliser les capacités de stockage géologique suivantes :

- bassin parisien : émissions des régions Ile-de-France, Grand-Est, Normandie et Hauts-de-France pour un total d'émissions de 28 MtCO₂ pour 57 sites. À noter que les émissions de Normandie et Hauts-de-France pourraient aussi bénéficier de stockage offshore
- bassin aquitain : émissions de la Nouvelle Aquitaine soit un potentiel de 3 MtCO₂ pour 8 sites

N'ayant pas de possibilité de stockage géologique identifiée pour les régions AURA, Bourgogne Franche-Comté, Centre et Pays-de-la-Loire, les émissions correspondantes sont exclues du gisement soit 9 MtCO₂ pour 29 sites où il ne sera pas possible d'appliquer le CSC.

La région PACA représente un gisement de 11 MtCO₂ pour 18 sites. La région Occitanie, 2 MtCO₂ et 4 sites concernés, pourrait être connectée à la région PACA en cas de mise en place d'infrastructure CSC mais cette possibilité est écartée – à ce stade - car aucune capacité de stockage n'a été identifiée dans la zone Gardanne, Fos, Beaucaire. Des aquifères salins ont été caractérisés dans cette zone mais aucune étude n'a permis de démontrer des capacités de stockage pour la mise en œuvre du CSC. Toutefois, il est à noter qu'un projet* est en cours pour identifier les capacités de stockage offshore en Méditerranée. Il pourrait s'agir d'une piste pour du plus long terme sur la possibilité d'appliquer le CSC aux émetteurs de la région PACA.

¹⁶ <https://www.ospar.org/convention/agreements?q=CO2> : recommandations pour assurer la sécurité d'un site de stockage de CO₂ offshore
*Le projet CCUS Strategy, coordonné par le BRGM a pour but d'élaborer une feuille de route pour le déploiement du CSC en Europe sur 8 territoires dont 2 territoires français: un premier territoire formé par Hauts-de-France et Grand-Est et AURA et PACA pour le second territoire.

AVIS TECHNIQUE

L'évaluation des émissions stockables avec contrainte correspond à la configuration où il ne serait pas possible de mettre en place certains sites de stockage géologique de CO₂ en France à cause d'une forte opposition sociétale (ce qui est le cas actuellement). L'Ile-de-France et Grand-Est se retrouvent sans possibilité de mettre en œuvre le CSC soit un total d'émissions de 7 MtCO₂ pour 24 sites exclus du gisement. Le stockage offshore n'est pas envisagé pour les émissions de ces deux régions car le coût serait trop élevé pour transporter le CO₂ sur une grande distance pour des volumes relativement faibles. Seule la zone de Lacq semble pouvoir devenir un site de stockage géologique onshore, zone sur laquelle il y a déjà eu des expérimentations de projet CSC.

Pour les émissions des régions Normandie et Hauts-de-France, sans stockage onshore, il reste la possibilité d'exporter les émissions vers des sites de stockage offshore soit dans les champs déplétés au large de Rotterdam ou

dans les aquifères salins norvégiens en Mer du Nord ce qui représente un total d'émissions de 21 MtCO₂ pour 33 sites où il serait possible d'appliquer le CSC.

Ainsi, le gisement total pourrait être de 24 MtCO₂ pour 41 sites en considérant uniquement les zones du Nord (Normandie et Hauts-de-France) et la zone de Lacq.

Le tableau 5 détaille cette analyse par région. Le tableau 6 en reprend les conclusions par secteur.

Le gisement identifié de 24 MtCO₂ tient compte des émissions supplémentaires liées à la partie captage qui représente environ 20 % des émissions qui seraient stockées si l'origine de l'énergie utilisée pour la partie captage est fossile. Mais le gisement ne prend pas en compte les émissions qui pourraient être réduites via les futurs projets de décarbonation en amont d'un projet CSC.

TABLEAU 5 : RÉPARTITION PAR RÉGION DES ÉMISSIONS DE CO₂, ÉMISES, CAPTABLES ET STOCKABLES (EN MtCO₂)

Régions	Volume émis 2017	Volume « captable »	Volume « stockable » sans contrainte	Volume « stockable » avec contrainte
Hauts-de-France	19	15	15	15
Normandie	10	6	6	6
Nouvelle Aquitaine	3	3	3	3
PACA	16	11	11	0
Ile-de-France	2	2	1	0
Grand-Est	5	5	5	0
AURA	5	4	0	0
Occitanie	2	2	2	0
Pays-de-la-Loire	2	2	0	0
Centre	1	1	0	0
Bourgogne-Franche-Comté	1	1	0	0
Total	65	51	43	24

TABLEAU 6 : RÉPARTITION SECTORIELLE DU GISEMENT DE CO₂ STOCKABLE (EN MtCO₂)

Secteurs	Volume émis (E)	Volume « captable » (P)	Volume « stockable » sans contrainte	Volume « stockable » vec contrainte
Sidérurgie	23	17	17	11,5
Chimie (sans production ammoniac)	11	6	56	2
Production ammoniac	2	2	2	1
Ciment et autres non-métalliques	11	12	8,5	2,5
Raffineries	10	6	4	3
Autres (papier, verre)	2,4	2,6	2	1
IAA	2,6	2,6	2,5	2
Aluminium	1,2	0,9	0,7	0,5
Production chaleur industrielle	2,2	2,4	1,5	0,7
Total	65	51	43	24

À QUEL COÛT ?

Même si les éléments de cadrage précédents ont tenu compte implicitement d'approches coût, il est important de compléter cette analyse par les niveaux de coût que l'on peut déduire des différents projets, démonstrateurs, études sur le sujet. Dans la suite sauf indication contraire, les coûts indiqués incluent les CAPEX et OPEX avec une durée d'amortissement de 20 ans, durée qui est généralement considérée pour un projet CSC.

Le coût d'un projet CSC est estimé à partir des différentes briques : captage, transport et stockage. Le captage représente la majeure partie du coût : entre 60 % (Fabrice Lecomte, 2010) et 75 % en fonction des sources.

Les principaux paramètres déterminant le coût d'une chaîne CSC sont :

- Le coût du captage de CO₂ : dépend majoritairement de la source de CO₂ et de la technologie de captage mise en œuvre ; les estimations varient entre 10 et 100 €/tCO₂ ;
- Le coût du transport : varie en fonction du volume, de la distance et du terrain sur lequel le CO₂ est transporté ; les estimations varient entre 10 et 25 €/tCO₂ en fonction du type de transport [canalisation ou bateau] et si transport onshore ou offshore ;
- Le coût du stockage dépend de la localisation et de la nature de la formation géologique ; les estimations varient entre 1 et 20 €/tCO₂ en fonction de la typologie [onshore ou offshore].

1. COÛT DU CAPTAGE DE CO₂

Les coûts liés au captage varient en fonction du procédé (source de CO₂) et de la technologie de captage mise en œuvre. En général, le captage comprend les quatre principales briques suivantes (NPC, 2019) :

- Prétraitement (non systématique) des fumées au cas par cas en fonction de la source avant séparation du CO₂ (ex. : dépoussiérage des fumées plus poussé pour éviter l'encrassement des membranes pour un captage avec membrane) **0**
- Séparation du CO₂ des autres gaz **1**
- Déshydratation du CO₂ **2**
- Compression du CO₂ jusqu'à la phase supercritique (pour le transport) **3**

La consommation énergétique du procédé de captage définit le coût du captage et est liée à la concentration du CO₂ dans les fumées (P. Bains, 2017). La surconsommation énergétique liée à l'installation du système de captage sur l'émetteur est appelée « pénalité énergétique ». Par exemple, pour capter le CO₂ des fumées d'une centrale gaz à cycle combiné dont la concentration en CO₂ est de 3 % environ, le coût sera supérieur de 20 % comparé à une centrale charbon dont la concentration en CO₂ est de 12 % (NPC, 2019). En plus de la concentration du CO₂ dans les fumées, d'autres paramètres affectent le coût de la brique captage (volume de CO₂, présence d'impuretés...).

De nombreux projets pilotes/démonstrateurs ou des études technico-économiques ont permis de faire des premières estimations des coûts de captage en fonction de la source de CO₂ et d'établir des fourchettes de prix par secteurs.

Les caractéristiques de la source (composition, concentration...) de CO₂ ont un impact important sur le prix du captage. D'autres paramètres peuvent également influencer le prix : intégration énergétique du système de captage sur le site dont la récupération de chaleur fatale¹⁶ qui est un facteur déterminant dans l'implémentation de la technologie de captage sur un site. Une autre stratégie pour réduire le coût élevé du captage serait de diminuer le seuil de purification du CO₂ capté (passage de 99 % à 95 % voir 90 %).

¹⁶ Si des mesures énergétiques sont prises, cette source de chaleur fatale sera amenée à disparaître. Il faut ainsi considérer des technologies de captage ne nécessitant pas de la chaleur et très peu consommatrices en énergie pour du long terme.

AVIS TECHNIQUE

Le tableau 7 est une compilation des coûts de captage en fonction de l'émetteur (NAVIGANT, 2019) (Naims, 2016) (P. Bains, 2017). Il est difficile de fournir un coût moyen par source d'émetteur car les estimations réalisées sont basées sur plusieurs hypothèses qui varient d'une étude à l'autre (durée de vie des usines, taux d'actualisation, prix de l'énergie, technologie de captage...). Les coûts affichés dans le tableau 7 sont donc des approximations des coûts possibles de captage qui doivent être affinés dans le cas d'une application sur un site spécifique.

En plus des coûts de captage minimaux et maximaux observés, une valeur moyenne est estimée par source d'émissions. C'est cette valeur moyenne qui sera utilisée dans le calcul du coût d'une chaîne CSC. Le choix de cette valeur moyenne est basé sur la valeur qui est généralement retenue pour le secteur comme valeur médiane ou la plus utilisée dans les analyses économiques. Le coût moyen de captage prend en compte uniquement les coûts de séparation du CO₂ (étape ①) :

TABLEAU 7 : COÛTS ESTIMATIFS DE CAPTAGE EN FONCTION DE L'ÉMETTEUR

Secteur	% CO ₂ dans les fumées	% CO ₂ capté	Fourchette d'estimation coût du captage (€2017/tCO ₂)		Valeur moyenne retenue coût du captage (€2017/tCO ₂)	Typologie d'émetteurs
			Min.	Max.	①	
Sidérurgie (Hauts fourneaux)	15-26	50-63	24	93	55	Grand émetteur
Métallurgie, coke			67	73	70	Grand émetteur
Ciment et autres	14-33	90	40	130	51	Grand émetteur
Minéraux non métalliques autres que ciment (chaux...)	14-33	90	98	98	98	Grand émetteur
Chimie (éthylène-propylène)	7-12	90	57	57	57	Petit émetteur
Chimie (production chaleur-CHP)	8-10	90	33	102	82	Petit émetteur
Ammoniac	100	100	16	33	20	Concentration élevée
Production hydrogène	70-90	90	16	63	30	Concentration élevée
Raffinerie (FCC uniquement-craker)	16	50	45	106	85	Grand émetteur
Production hydrogène	70-90	90	16	63	30	Concentration élevée
Agroalimentaire	3-10	90	65	114	84	Petit émetteur
Bois, papier et carton		90	29	57	45	Petit émetteur
Production bioéthanol	100	100	12	15	13	Petit émetteur
Fermentation de la biomasse (unité de méthanisation-après purification du biogaz)	100	100	8	15	10	Forte concentration/ très petit volume
Biomasse - énergie	3-8	90	60	250	90	-

Avant l'étape transport de CO₂, il est nécessaire d'ajouter une étape de préparation du CO₂ qui consiste en la liquéfaction du gaz. Les différentes technologies de captage délivrent du CO₂ en général à pression atmosphérique ou à quelques bars. Ainsi, il est nécessaire d'ajouter au coût estimé de captage, 9 €/tCO₂ pour la liquéfaction (déshydratation et compression) (étapes ② et ③).

Il est plus difficile d'indiquer des coûts pour le prétraitement (étape ④) car cela est très dépendant de la source de CO₂.

AVIS TECHNIQUE

PERSPECTIVE DE RÉDUCTION DU COÛT DE LA PHASE DE CAPTAGE

L'origine et le prix de l'énergie pour la mise en place d'un système de captage jouent un rôle majeur dans la diminution du coût et de l'empreinte environnementale d'un projet CSC liée à la pénalité énergétique. Plusieurs optimisations pourraient faire diminuer le coût :

- Technologie de captage moins consommatrice d'énergie
- Économie d'échelle : plus le volume de CO₂ est grand et plus le coût est réduit
- Récupération de chaleur fatale
- Industrialisation des technologies (maturité industrielle) : jusqu'à 15 % de réduction des coûts

2. COÛT DU TRANSPORT DE CO₂

Le coût du transport varie en fonction du volume et de la distance et peut ainsi tripler entre un transport onshore à un transport offshore. Aussi, le transport de CO₂ est plus élevé pour des petits volumes. La rentabilité des investissements qui est considérée sur une durée d'amortissement de 20 ans voir 30 ou 40 ans, est donc plus facile sur des canalisations pour de grands volumes (5-10MtCO₂/an) (G Skaugen, 2016). La mise en place de hub CO₂ pour les zones fortement industrialisées permettrait aussi de mutualiser les coûts et de les diminuer. Par ailleurs, les coûts varient également en fonction de la teneur en impuretés qui influent sur la qualité de l'acier nécessaire aux canalisations.

Pour l'estimation des coûts de transport, il est pris en compte un surcoût du design des canalisations qui a été estimé entre 13 % à 22 % par rapport au transport de CO₂ pur (G Skaugen, 2016) lié à la présence d'impuretés (flux de CO₂ entre 90-95 % de concentration).

Le tableau 8 récapitule les coûts estimés pour un transport par canalisation onshore (stockage onshore) (NAVIGANT, 2019) (ZEP, The costs of CO₂ transport, 2011) (G Skaugen, 2016)¹⁷ :

TABLEAU 8 : ESTIMATION DES COÛTS POUR DU TRANSPORT ONSHORE

Distance (km)	Volume (MtCO ₂)	Coût moyen (€/tCO ₂)	Coût moyen avec impuretés (€/tCO ₂)
180	2,5	5,4	6,3
	10	2	2,5
	20	1,3	1,8
500	5	8	9,5
	10	5,3	6,2
	15	3	3,5
	20	3,4	4
750	5	8	9,5
	10	8	9,5
	20	5	6
1 500	2,5	-	-
	10	16	19
	20	10	12

¹⁷ Certains coûts ont été estimés sur la base de résultats de différents projets ADEME.

AVIS TECHNIQUE

Le tableau 9 récapitule les coûts estimés pour un transport offshore pour du stockage offshore (NAVIGANT, 2019) (ZEP, The costs of CO₂ transport, 2011) (G Skaugen, 2016)¹⁸ :

TABLEAU 9 : ESTIMATION DES COÛTS POUR DU TRANSPORT OFFSHORE

Distance (km)	Moyen de transport	Volume (MtCO ₂)	Coût moyen (€/tCO ₂)	Coût moyen avec impuretés (€/tCO ₂)
180	canalisation	2,5	9	11
		10	3,5	4
		20	2	3
	bateau	2,5	14	16
		20	10	12
		2,5	20	24
500	canalisation	10	7	8
		20	5	6
		2,5	15	18
	bateau	20	11	13
		2,5	29	34
		10	10	11
750	canalisation	20	7	8
		2,5	16	19
		20	12	14
	bateau	2,5	52	61
		10	20	24
		20	15	18
1500	canalisation	2,5	20	23
		20	15	18
		2,5	20	23
	bateau	20	15	18
		2,5	20	23
		20	15	18

3. COÛT DU STOCKAGE DE CO₂

L'augmentation des connaissances sur le stockage géologique ces dix dernières années¹⁹ ont permis la démonstration technique du stockage géologique du CO₂ et de mieux estimer son coût (D Leeson, 2017). Le principal critère impactant le coût d'un site de stockage géologique est sa capacité totale en stockage de CO₂. Plus un site aura une capacité importante et plus le coût pourra être réduit (injection de CO₂ plus importante pour une même durée d'utilisation d'un site de stockage). En général, il est considéré qu'un site de stockage sera utilisé pendant 20 ans suivi d'une période de surveillance de 20 ans avant le transfert à un opérateur public. La durée d'amortissement est calculée sur cette 1^{re} durée de 20 ans.

Pour illustrer l'évaluation des coûts d'un site de stockage, un site d'une capacité de 200 MtCO₂ permettrait d'injecter au maximum 10 MtCO₂/an pendant 20 ans alors que pour la même durée, un site d'une

capacité de 66 MtCO₂ permettrait d'injecter au maximum 3,3 MtCO₂/an.

L'estimation la plus précise des capacités est donc primordiale dans le développement d'un site de stockage géologique. Or une différence importante a été constatée entre les capacités estimées (notamment par le GIEC) qui se basaient sur l'espace poreux du sous-sol, par rapport aux estimations réelles qui ont été effectuées dans le cadre des projets. Il s'agit d'un risque financier important à prendre en compte lors de l'identification d'un site de stockage géologique.

Le tableau 10 récapitule les coûts estimés par typologie de stockage géologique (ZEP, The cost of CO₂ capture, transport and storage, 2011) en prenant en compte la formation géologique la plus proche du lieu de captage de CO₂ :

¹⁸ Certains coûts ont été estimés sur la base de résultats de différents projets ADEME.

¹⁹ Les résultats se basent sur plusieurs projets d'injection de CO₂ à l'échelle industrielle (1MtCO₂/an) qui ont permis la démonstration technique du stockage de CO₂ dans des réservoirs déplétés ou en cours d'exploitation (11 projets) et dans les aquifères salins (3 projets).

TABLEAU 10 : ESTIMATION DES COÛTS DE STOCKAGE GÉOLOGIQUE DE CO₂ (EN €/tCO₂)

Type de stockage	Capacité de stockage (MtCO ₂)		
	200	66	40
Onshore Réservoirs déplétés Réutilisation des puits	1	3	7
Onshore Réservoirs déplétés Nouveaux puits	1	4	10
Onshore Aquifères salins profonds Nouveaux puits	2	5	12
Offshore Réservoirs déplétés Réutilisation des puits	2	6	9
Offshore Réservoirs déplétés Nouveaux puits	3	10	14
Offshore Aquifères salins profonds Nouveaux puits	6	14	20

PERSPECTIVE DE RÉDUCTION DU COÛT DE LA PHASE DE STOCKAGE GÉOLOGIQUE DE CO₂ :

L'estimation au plus juste des capacités de stockage géologique est indispensable non seulement pour confirmer la possibilité de mettre en œuvre le stockage géologique mais également pour réduire le risque financier. Des travaux sont en cours pour développer des nouvelles méthodes de calcul de capacités de stockage. Ces méthodes devront prendre en compte plusieurs paramètres pour réaliser des modélisations dynamiques (pression du réservoir, migration du nuage de CO₂ pendant l'injection). En effet, il a été démontré que ces paramètres seront plus limitants que l'espace poreux et peuvent réduire drastiquement l'espace disponible (D Leeson, 2017).

4. COÛT GLOBAL DE LA CHAÎNE CSC

La grande variété des sources de CO₂, des procédés de captage, du moyen de transport et de la typologie de stockage rend possible différentes configurations d'un projet CSC et donc fait varier le coût économique de la chaîne. En appliquant les coûts estimatifs précédents pour la partie captage, transport et stockage, il est possible d'obtenir un ordre de grandeur du coût d'un projet CSC sur un émetteur par région émettrice en faisant plusieurs hypothèses :

- Tableau 11 : estimation des coûts d'une chaîne CSC pour les émissions «stockables» dans un site de stockage offshore;
- Tableau 12 : estimation des coûts d'une chaîne CSC pour les émissions «stockables» dans un site de stockage onshore

TABLEAU 11 : ESTIMATION DES COÛTS POUR UNE CHAÎNE CSC AVEC STOCKAGE OFFSHORE (EN €/tCO₂)

Régions	Coût captage ⁽¹⁾	Coût de la préparation du CO ₂ pour le transport (liquéfaction)	Coût transport canalisation onshore 300 KM	Coût transport canalisation offshore 200 KM	Coût transport bateau offshore 1 500 KM	Coût stockage offshore	Total €/tCO ₂
Hauts-de-France Offshore canalisation	55	9	-	4	-	9 ⁽²⁾	77
Hauts-de-France Offshore bateau	55	9	-	-	23 ⁽³⁾	20	107
Normandie Offshore canalisation	85	9	6	4	-	9	113
Normandie Offshore bateau	85	9	6	-	23	20	143

⁽¹⁾ estimée d'après la technologie la plus appropriée en fonction du plus grand émetteur sur la zone

⁽²⁾ estimée d'après un volume de 10 MtCO₂/an pour un stockage dans un réservoir déplété

⁽³⁾ estimée d'après un volume de 2,5 MtCO₂/an et non de 10 MtCO₂/an comme pour le cas du transport par canalisation pour un stockage en Mer du Nord dans un aquifère salin.

TABLEAU 12 : ESTIMATION DES COÛTS POUR UNE CHAÎNE CSC AVEC STOCKAGE ONSHORE (EN €/tCO₂)

Régions	Coût captage ⁽¹⁾	Préparation du CO ₂ pour le transport (liquéfaction)	Coût transport canalisation onshore distance KM ⁽²⁾	Coût stockage onshore	Coût total
Nouvelle Aquitaine	51	9	6	3	69
Grand-Est	51	9	6	12	78
Ile-de-France	82	9	6	12	109
Hauts-de-France	55	9	3,5	5	72,5
Normandie	85	9	9,5	5	108,5

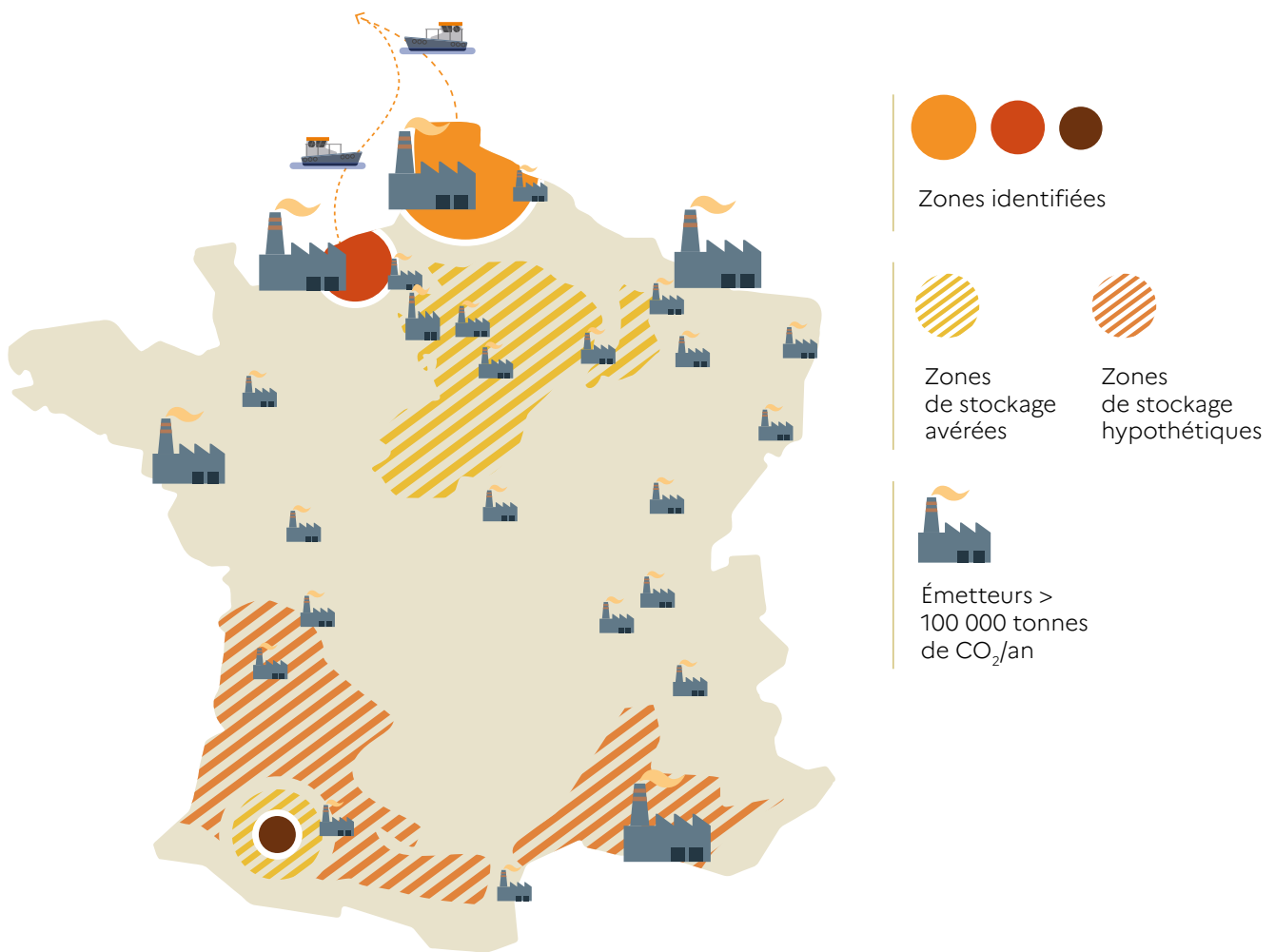
⁽¹⁾ estimée d'après la technologie la plus appropriée en fonction du plus grand émetteur sur la zone

⁽²⁾ la distance varie en fonction de la zone concernée (ex : pour la zone de Dunkerque la distance de transport est de 500 km alors que la distance de transport est < 200 km pour la zone de Lacq)

L'analyse croisée a fait ressortir trois zones (entourées en rouge) sur lequel le CSC pourrait être déployé : **la zone autour de Dunkerque - la zone de Rouen-Le Havre ainsi que la zone de Lacq à des coûts aux alentours de 90-130 €/tCO₂**. Les deux premières zones, zones industrialo-portuaires répondent au critère sur le volume élevé de CO₂ à transporter pour réduire les coûts (capacités entre 5 à 15 MtCO₂/an) via la mise en place de hubs CO₂ sur ces zones qui seraient interconnectés.

Il serait envisageable d'exporter les émissions de CO₂ pour un stockage offshore en Mer du Nord même si cela augmente drastiquement les coûts de transport et de stockage géologique. Les premières réalisations pourraient se faire à horizon 2030 dans le cas d'émetteurs à Dunkerque comme ArcelorMittal et s'étendre aux zones du Havre (2035) et Rouen (2040). Le gisement obtenu est représenté sur la carte ci-dessous (figure 8).

FIGURE 8 : CARTE DU POTENTIEL DE CSC EN FRANCE



Hauts-de-France (Dunkerque) **15 MtCO₂/an**

- +** Possibilité de stockage offshore (avec la Mer du Nord)
Gros volumes de CO₂ pour la mise en place d'infrastructures de transport de CO₂
- Verrou réglementaire à lever sur la possibilité d'exporter les émissions de CO₂ hors du territoire et par bateau
Coût minimal estimé à 100 €/t CO₂

Normandie (Le Havre-Rouen) **6 MtCO₂/an**

- +** Interconnexion avec le hub CO₂ de Dunkerque pour stockage offshore (avec la Mer du Nord)
Gros volumes de CO₂ pour la mise en place d'infrastructures de transport de CO₂
- Verrou réglementaire à lever sur la possibilité d'exporter les émissions de CO₂ hors du territoire et par bateau
Coût minimal estimé à 125 €/t CO₂
Pérennité des sites (secteurs industriels qui seront impactés par la transition énergétique)

Nouvelle Aquitaine (Lacq) **3 MtCO₂/an**

- +** Infrastructures existantes (ancien gisement de gaz)
Coût minimal estimé à 88 €/t CO₂
- Faible volume de CO₂
Zone de stockage onshore

AU-DELÀ DU STOCKAGE, LES AUTRES ENJEUX DU CAPTAGE DE CO₂

1. LA VALORISATION DU CO₂ OU LE CAPTAGE ET UTILISATION DU CO₂ — LE CCU

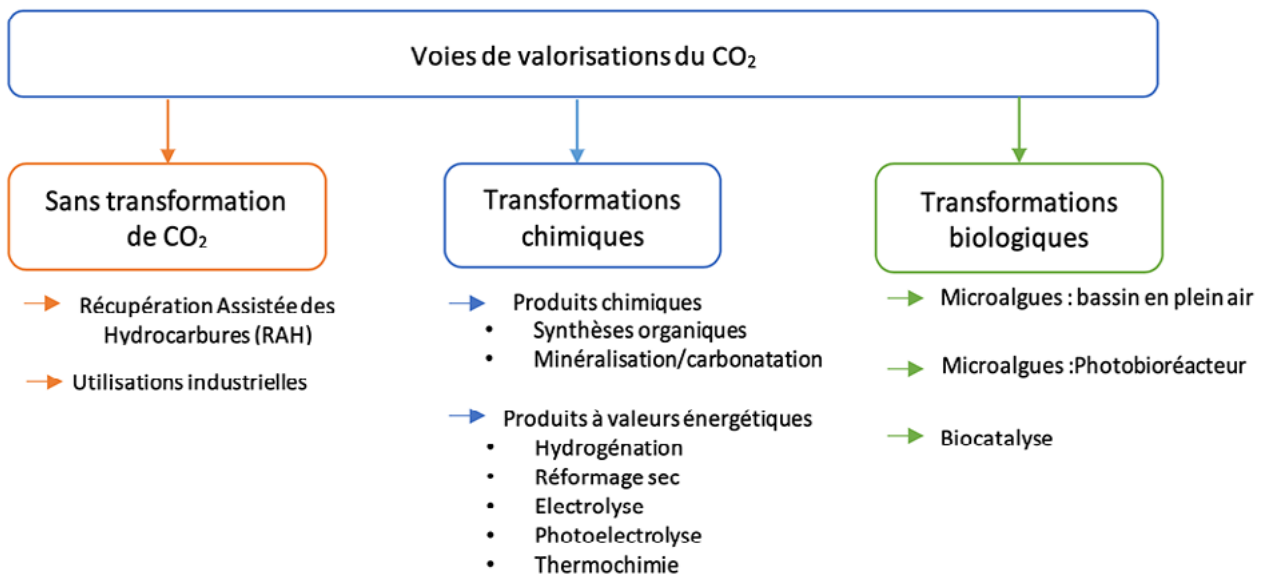
La valorisation du CO₂ est à distinguer du stockage géologique. Dans ce cas, le but du captage du CO₂ est de fournir une matière carbonée en tant que ressource pour la production de produits chimiques ou énergétiques ou de matériaux). Cette chaîne est souvent appelée CCU (CO₂ Capture and Utilisation) ou Valorisation du CO₂.

Aujourd’hui dans le monde, 207 Mt/an de CO₂ sont utilisées dans la synthèse de produits chimiques et environ 40 Mt/an dans l’industrie pétrolière, ce qui représente seulement 0,6 % du CO₂ émis annuellement (ADEME, 2010; Aresta et al., 2016). La plupart du CO₂ est utilisée pour la synthèse d’urée et de carbonates inorganiques. Les différentes voies de valorisation du CO₂ peuvent être classées en trois catégories représentées sur la figure 9 : les voies de valorisation sans transformation, avec transformation chimique ou biologique (ADEME, 2010 et ADEME, 2014).

Dans le cas de la valorisation du CO₂, celui-ci est utilisé comme matière première pour la fabrication de produits dont leur usage peut conduire à la ré-émission du CO₂ (ex. : carburants, plastiques...). Ainsi, la quantification de la réduction des émissions est plus difficile du fait du périmètre large à prendre en compte et des différents scénarios de valorisation, contrairement au stockage géologique (utilisation et fin de vie du produit à inclure dans le périmètre de l’analyse). Par conséquent, il est nécessaire de réaliser une analyse de cycle de vie (ACV) pour chaque application de valorisation du CO₂ pour évaluer l’impact d’un point de vue de la réduction des gaz à effet de serre (GES), mais également l’impact sur les autres indicateurs environnementaux.

Toutefois, une faible réduction des émissions de CO₂ est généralement attendue via les voies de valorisation du CO₂ à cause de la ré-émission du CO₂ particulièrement dans le cas des produits à courte durée de vie (ex. : carburants liquides).

FIGURE 9 : CLASSIFICATION DES VOIES DE VALORISATION DU CO₂

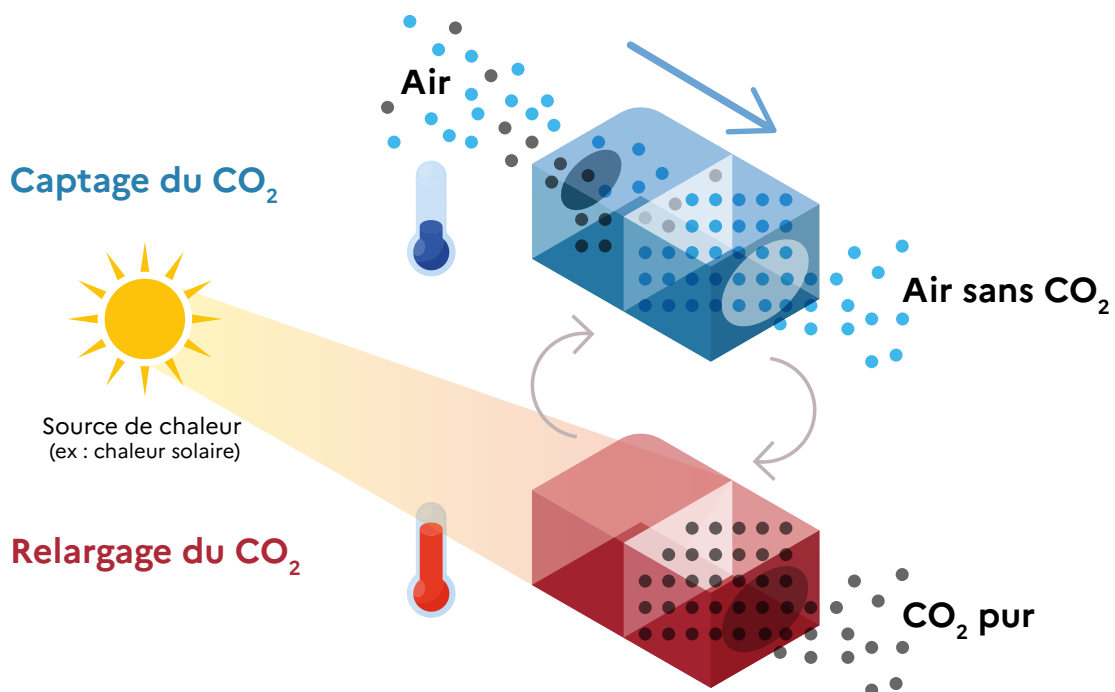


2. LE CAPTAGE DIRECT DU CO₂ DE L'AIR — DAC

Aux CCS et CCU, nous pouvons ajouter le captage direct de l'air (DAC), une technologie actuellement considérée comme théorique dans laquelle le CO₂ (et potentiellement d'autres gaz à effet de serre) est éliminé directement de l'atmosphère. La figure 10 représente le principe de fonctionnement du DAC tel que développé par la société Climeworks.

Le procédé actuel requiert de grands ventilateurs qui déplacent l'air ambiant à travers un filtre où un adsorbant chimique capte le CO₂ pur. Toutefois, pour avoir un effet significatif sur le climat, le DAC devra être déployé à très grande échelle et nécessite la mise en place de sites de stockage géologique pour stocker le CO₂ capté. Ce déploiement soulève de nombreuses questions sur la faisabilité d'une telle option, très consommatrice en énergie, mais aussi sur son opportunité en termes de gain CO₂.

FIGURE 10 : PRINCIPE DU DAC - DIRECT AIR CAPTURE/ CAPTAGE DIRECT DE L'AIR



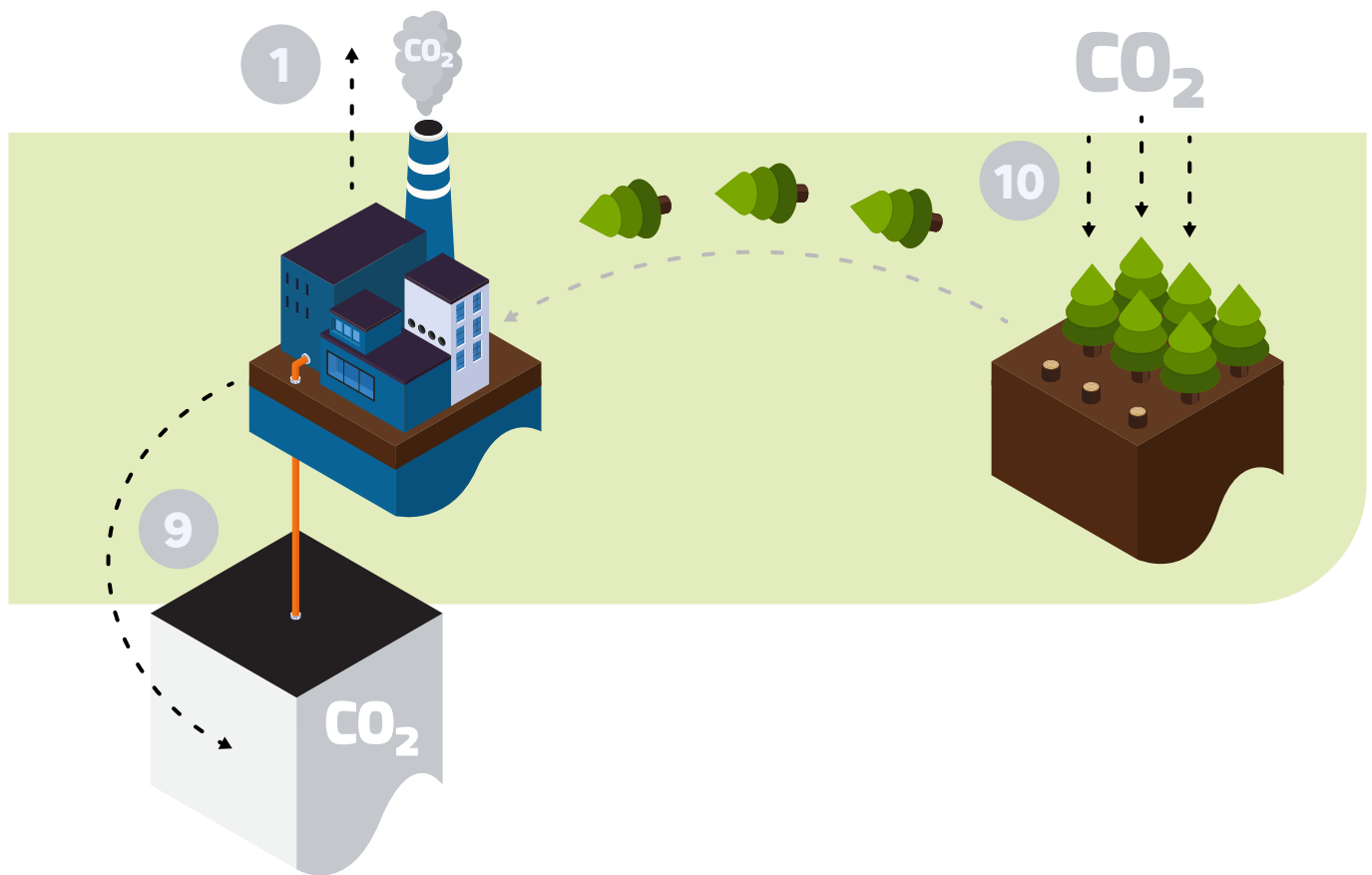
3. LE CAPTAGE DU CO₂ SUR DES UNITÉS DE BIOMASSE-ÉNERGIE — BECCS

La biomasse est une ressource avec un potentiel d'utilisation fort dans le cadre des scénarios de transition énergétique. Cette biomasse peut être utilisée soit pour produire de l'énergie soit pour d'autres usages comme la production de produits biosourcés ou des biomatériaux.

Le BECCS ou Bio-CCS est le captage et stockage dans un réservoir géologique de CO₂ biogénique. Le CO₂ issu de la biomasse peut provenir d'un procédé de combustion utilisant de la biomasse comme combustible ou des procédés industriels alimentés par de la biomasse.

Les mêmes technologies de captage utilisées dans le CSC sur des procédés à base fossile sont applicables dans le cadre du BECCS. Au principe de neutralité du CO₂ biogénique communément admis dans le cadre des inventaires nationaux, vient ainsi s'ajouter un principe d'émissions négatives. Celui repose sur l'idée d'un stockage permanent du CO₂ biogénique, permettant ainsi une réduction effective du CO₂ de l'atmosphère (ZEP, Biomass with CO₂ Capture and Storage (Bio-CCS), 2014), voir la figure 11.

FIGURE 11 : SCHÉMA DE PRINCIPE DU BECCS



Différents scénarios de prospective (ex. : AIE) considèrent l'utilisation de la biomasse en substitution du charbon dans les centrales électriques couplées avec du CSC pour faire des émissions négatives (appelé BECCS). Le potentiel de BECCS en France n'a pas été traité dans ce document. Actuellement, les chaudières biomasse installées sont de petites capacités qui ne correspondent pas aux critères pour le CSC (même pour les industries de type papeterie ou bioéthanol). Le volume minimum de CO₂ à capter nécessite des tailles de chaudière plus importante (environ 100 MW).

Il convient de noter que la mise en œuvre des technologies de captage pour ce type de fumées nécessite des recherches complémentaires sur les phénomènes d'impuretés spécifiques à la biomasse (goudron, BTX...) et dont l'impact n'a pas encore été évalué sur les solvants ou procédé de captage.

Un autre type d'émetteurs qui n'a pas été étudié et qui, couplé avec du CSC, pourrait conduire à des émissions négatives est l'incinération des déchets. Ils pourraient être aussi des candidats pour le CSC avec une part d'émissions négatives car 50 % des émissions de CO₂ sont considérées comme étant d'origine biogénique.

RÉFÉRENCES

ADEME. (2010). *Panorama des voies de Valorisation du CO₂.*

ADEME. (2014). *Valorisation chimique du CO₂ : état des lieux. Quantification des bénéfices énergétiques et environnementaux et évaluation économique de trois voies chimiques.*

ADEME, I. (2007). *Capter et stocker le CO₂ dans le sous-sol.*

D Leeson, N. M. (2017). A Techno-economic analysis and systematic review of carbon capture and storage (CCS) applied to the iron and steel, cement, oil refining and pulp and paper industries, as well as other high purity sources,. *International Journal Greenhouse Gas Control.*

DGPR. (2011). *Lignes de conduites pour la sécurité d'un site de stockage géologique de CO₂.*

Fabrice Lecomte, P. B. (2010). *Le captage du CO₂.* Editions Technip.

G Skaugen, S. R. (2016). *Techno-economic evaluation of the effects of impurities on conditioning and transport of CO₂ by pipeline.* *International Journal of Greenhouse Gas Control.*

GIEC. (2005). *Carbon dioxide capture and storage.*

IEA. (2019). *Putting CO₂ to Use.*

IEAGHG. (2018). *Cost of CO₂ Capture in the Industrial Sector: Cement and Iron and Steel Industries.*

Naims, H. (2016). Economics of carbon capture and utilization-a supply and demand perspective. *Environnement Science Pollution Ressources.*

NAVIGANT. (2019). *Gas for Climate. The optimal role for gas in a net zero-emissions energy system.*

NPC, N. P. (2019). *Meeting the Dual Challenge.*

P. Bains, P. P. (2017). *CO₂ capture from industry sector. Progress in Energy and Combustion Science, 146-172.*

R. M. Cuellar-Franca, A. A. (2015). Carbon capture, storage and utilisation technologies: a critical analysis and comparative of their life cycle environmental impacts. *Journal of CO₂ Utilization.*

Ramirez, A. (2014). *Prosuite project- Coal power plant with CCS- an explorative sustainability assesment.*

ZEP. (2011). *The cost of CO₂ capture, transport and storage.*

ZEP. (2011). *The costs of CO₂ transport.*

ZEP. (2014). *Biomass with CO₂ Capture and Storage (Bio-CCS).*

GLOSSAIRE

ACV : Analyse de Cycle de Vie

AIE : Agence Internationale de l'Énergie

BECCS : Biomass to Energy et CO₂ Capture and Storage

BFG : gaz de hauts fourneaux

BOFG : gaz de convertisseur

BTX : Benzène - Toluène - Xylène

CCS : CO₂ Capture and Storage

CCU : CO₂ Capture and Utilisation

CO₂-EOR : CO₂ - Enhance Oil Recovery (en français RAH - Récupération assistée d'Hydrocarbures avec le CO₂)

COG : gaz de cokerie

CSC : Captage et Stockage géologique du CO₂

DAC : Direct Air Capture

DGEC : Direction Générale de l'Énergie et du Climat

DGPR : Direction Générale de la Prévention des Risques

EnR : Énergies Renouvelables

EU-ETS : Emission Trading Scheme de l'EU

GES : Gaz à effet de serre

GWP : Global Warming Potential

KtCO₂ : kilotonnes de CO₂

MtCO₂ : millions de tonnes de CO₂

PNAQ : Plan National d'Allocation des Quotas

PRG : Potentiel de Réchauffement Climatique

SEQE-UE : Système d'Échange de Quotas d'Émissions de l'UE (terme français pour EU-ETS)

SMR : Steam Methane Reforming

SNBC : Stratégie Nationale Bas Carbone

ANNEXES

ANNEXES DE L'ÉTUDE : « POTENTIEL DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS INDUSTRIELLES VIA LE CSC »

**ANNEXE - POTENTIEL CAPTAGE SECTEURS/RÉGIONS
AVANT FAISABILITÉ STOCKAGE GÉOLOGIQUE** **33**

**ANNEXE - HISTORIQUE ET ÉTAT DE DÉPLOIEMENT
DU CSC À L'ÉCHELLE MONDIALE** **35**

**ANNEXE-DESCRIPTIF DES TECHNOLOGIES
DE CAPTAGE-TRANSPORT ET STOCKAGE GÉOLOGIQUE** **38**

- 1. La brique Captage 38
- 2. La brique Transport 42
- 3. La brique Stockage 42

ANNEXE - POTENTIEL CAPTAGE SECTEURS/ RÉGIONS AVANT FAISABILITÉ STOCKAGE GÉOLOGIQUE

Croisement des sites émetteurs par région pour étudier la dispersion des émissions sur le territoire pour les secteurs les plus émetteurs :

Cimenteries + autres non-métalliques	Nb de sites	Volume (MtCO ₂ /an)	Volume captable (MtCO ₂ /an)
Filtre CSC	33	10,95	11,83
Hauts-de-France	3	0,84	0,91
PACA	7	1,67	1,80
Grand-Est	2	2	2,16
AURA	6	2	2,16
Ile-de-France	1	0,19	0,21
Normandie	1	0,29	0,31
Pays-de-La-Loire	2	1,04	1,12
Centre	3	0,63	0,68
Nouvelle Aquitaine	2	0,94	1,02
Occitanie	3	1,37	1,48

Acier	Nb de sites	Volume (MtCO ₂ /an)	Volume captable (MtCO ₂ /an)
Filtre CSC	11	23	17,04
Hauts-de-France	3	13,4	9,93
PACA	1	7,9	5,85
Grand-Est	3	0,74	0,55
AURA	4	0,7	0,52
Occitanie	1	0,22	0,16

Raffineries	Nb de sites	Volume (MtCO ₂ /an) 2017	Volume captable (MtCO ₂ /an)
filtre CSC	9	10,34	5,58
PACA	2	2,05	1,11
Grand-Est	0	0	0,00
AURA	1	1,1	0,59
Ile-de-France	1	0,67	0,36
Normandie	3	5,1	2,75
Pays-de-La-Loire	1	0,13	0,07

AVIS TECHNIQUE

Chimie	Nb de sites	Volume (MtCO ₂ /an) 2017	Volume captable (MtCO ₂ /an)	
Filtre CSC	27	12,61	6,81	
Sans ammoniac	23	10,71	5,78	
Hauts-de-France	2	0,94	0,51	
PACA	6	3,36	1,81	dont 1 SMR - Lavera : 0,2 MtCO ₂
Grand-Est	6	3	1,62	
AURA	3	0,32	0,17	dont 1 SMR - Alfi : 0,1 MtCO ₂
Normandie	4	2,63	1,42	dont 1 SMR - Port Jerome : 0,236 MtCO ₂
Nouvelle Aquitaine	1	0,16	0,09	
Bourgogne-Franche-Comté	1	0,32	0,17	
Occitanie	0	0	0,00	

Ammoniac	Nb de sites	Volume (MtCO ₂ /an) 2017	Volume captable (MtCO ₂ /an)
Total	4	1,9	1,9
Grand-Est	1	0,5	0,5
AURA	0	0	0
Ile-de-France	1	0,4	0,4
Normandie	2	1	1

ANNEXE — HISTORIQUE ET ÉTAT DE DÉPLOIEMENT DU CSC À L'ÉCHELLE MONDIALE

LE CSC EN CHIFFRE

Dix-neuf projets CSC à large échelle (minimum 800 ktCO₂/an stockées) sont en cours d'opération à travers le monde avec une prédominance des États-Unis pour une estimation de 260 MtCO₂ stockées dans le monde depuis le début de la mise en œuvre du CSC.

Des unités industrielles de captage ont été installées essentiellement sur des sites d'exploitation gazier (extraction et réinjection du CO₂ contenu dans les gisements de gaz), des centrales électriques (charbon ou gaz) et une première mondiale a été mise en opération en 2016 sur un site sidérurgique par Emirates Steel.

HISTORIQUE SUR LE CSC

DÉVELOPPEMENT DU CSC À L'ÉCHELLE INTERNATIONALE :

Deux projets pionniers :

- 1996 : Sleipner puis Snøhvit en 2010 -> stockage de CO₂ issu du traitement des gaz acides d'un gisement pétrolier en Mer du Nord.
- 2000 : Weyburn -> Stockage de CO₂+ exploitation pétrolière (CO₂-EOR)

CARTE DES PROJETS CSC À LARGE ÉCHELLE DANS LE MONDE¹ :



¹ <http://www.globalccsinstitute.com/projects/large-scale-ccs-projects-definitions>

PANORAMA INTERNATIONAL

De nouveaux projets sont en préparation dont une grande partie en Chine qui veut devenir un acteur important dans le paysage. Début 2018, les États-Unis ont mis en place un nouveau système de soutien au CSC et au CO₂-EOR² via la loi « Futur Act-45Q ». Il s'agit d'une taxe crédit versée par tonne de CO₂ stocké (50 \$/tCO₂ pour du stockage en aquifère salin et 35 \$/tCO₂ pour du stockage associé à de l'exploitation pétrolière). Ce nouvel outil devrait relancer des projets CSC aux USA.

Au niveau européen, la Norvège est l'un des pays les plus moteurs pour le déploiement du CSC. Ils ont été les premiers à mettre en œuvre des projets de stockage géologique de CO₂ à grande échelle qui sont encore en opération depuis plus de vingt ans (Sleipner et Snøhvit avec plus de 20 MtCO₂ stockées au total). Le gouvernement norvégien a annoncé en 2015 sa volonté de soutenir un projet « full-scale CCS » à mettre en œuvre sur une industrie pour 2020-2022. Plusieurs études de préfaisabilité ont été réalisées en 2016 pour identifier un industriel qui mettrait en place une technologie de captage et l'identification de nouveaux sites de stockage géologique de CO₂ en mer du Nord. Trois émetteurs ont été sélectionnés : une cimenterie, un incinérateur et une unité de production d'engrais. Pour la partie transport et stockage (qui sera en offshore), des appels d'offres ont été lancés. Pour le transport, il sera réalisé en partie par bateaux et canalisations. Un consortium a été sélectionné pour mettre en œuvre le stockage qui réunit Equinor (anciennement Statoil), Total et BP. Le consortium a annoncé en mai 2020 la décision de financement pour la mise en place du site de stockage géologique.

UK fait également partie des pays européens qui supportent la filière. En plus d'un programme R&D sur le CSC de plusieurs dizaines de millions de livres sterling depuis plus de 10 ans, un programme pour le déploiement en UK avait été mis en place en 2012. Ce programme comprenait un tarif de rachat³ et une compétition dotée d'un budget de plus d'un milliard de livres sterling pour financer des projets « full scale » CSC. Cela avait permis le montage de 5 projets qui ont été annulés suite au retrait de la compétition par le gouvernement anglais en 2015. Fin 2017, le gouvernement anglais a remis le CSC dans les priorités pour atteindre les objec-

tifs de décarbonation des secteurs de l'industrie et de l'énergie (objectif de l'accord de Paris sur le climat) après la rédaction de leur stratégie nationale climatique et énergétique pour atteindre l'objectif « émissions neutre carbone ».

Les Pays-Bas sont également parmi les pays moteurs en Europe pour développer le CSC. Aucun projet n'a pu aboutir, malgré leur projet phare, ROAD. Ce projet était coordonné par Eon et Engie et avait pour but de capter les émissions de CO₂ d'une centrale charbon pour les stocker dans un ancien gisement de gaz déplété en offshore. Ce projet avait permis d'initier d'autres projets avec les pays voisins, Belgique et France, pour la mise en place d'un hub de transport de CO₂ pour un stockage en Mer du Nord. Cela a été concrétisé en France par le projet FP7 européen COCATE, qui avait pour but d'étudier la faisabilité de mutualiser les émissions de CO₂ de la façade Nord-Atlantique pour être transportées et stockées dans les gisements déplétés au large de Rotterdam. Avec la nouvelle stratégie climatique des Pays-Bas (réduction des émissions de CO₂ de 50 % en 2030), le CSC est revenu au premier plan politique.

La Commission Européenne, qui a identifié le CSC comme une technologie importante pour décarboner les centrales électriques (charbon et gaz) et les industries en Europe, a mis plusieurs programmes en place pour le développement de la filière :

- au niveau R&D via l'ajout du CSC dans les différents programmes-cadre de recherche puis Horizon 2020 ;
- à l'échelle pilote voir démonstrateur avec les programmes EEPR (programme de réindustrialisation de l'Europe), NER300 puis NER400 et dernièrement Innovation Fund.

Malgré la réalisation de plusieurs pilotes et démonstrateurs, aucun n'a conduit à la mise en place d'un projet CSC à l'échelle industrielle. À citer parmi les projets déposés au NER300, ULCOS qui était mené par ArcelorMittal et qui prévoyait la mise en place d'un projet CSC sur son site de Florange. Ce projet faisait suite au projet TGR-BF financé par le Fonds démonstrateur piloté par l'ADEME⁴. Les résultats ayant été très encourageants, ArcelorMittal a continué le développement de cette technologie qui permet de réaliser des réductions importantes de consommation de coke et donc d'émissions de CO₂ (environ 20-25 % d'un site sidérurgique).

² CO₂-EOR : CO₂ Enhance Oil Recovery, il s'agit d'une technologie qui permet de récupérer des hydrocarbures en injectant du CO₂ à l'état supercritique. Le CO₂ se retrouve piégé alors dans le réservoir. Aux USA, le CO₂-EOR est la seule voie économiquement rentable pour stocker du CO₂.

³ CFD-Contrat For Difference, le gouvernement prenait en charge la part supplémentaire lié au CSC dans le prix de vente de l'électricité.

⁴ Pour plus d'informations sur les projets soutenus par l'ADEME dans le cadre du fond démonstrateur et du programme R&D, voir : <https://www.ademe.fr/point-filiere-captage-stockage-dernieres-avancees-verrous-perspective>

AVIS TECHNIQUE

Un démonstrateur est en construction dans le cadre du projet IGAR (financé par le programme des investissements d'avenir (PIA) opéré par l'ADEME) pour valider la faisabilité industrielle. L'autre suite de TGR-BF/ULCOS, est le projet VALORCO, aussi financé par le PIA, qui avait pour objectif d'identifier les voies de valorisation du CO₂ les plus prometteuses appliquées aux émissions d'un site sidérurgique.

ÉCHEC DU CSC EN EUROPE

La crise économique de 2008 fait partie des raisons de l'échec du déploiement du CSC en Europe. La crise a été en partie responsable de l'effondrement du marché ETS. Tous les projets avaient été construits financièrement avec une taxe carbone aux alentours de 25-30 €. La chute du prix des quotas aux alentours de 2-3 € a provoqué l'arrêt de presque tous les projets CSC européens qui étaient en préparation. En effet, le coût pour capter, transporter et stocker 1 tonne de CO₂ varie entre 60 € jusqu'à 150 €. L'autre raison est le manque de soutien par les gouvernements à traduire au niveau de leur législation

nationale des mesures incitatives en faveur du CSC. Ce manque de soutien s'explique en partie par l'opposition de l'opinion publique dans la mise en place de projets de stockage géologique de CO₂.

Au niveau R&D et démonstrations, il y a eu de nombreuses démonstrations à l'échelle pilote voir démonstrateur sur toutes les briques de la chaîne, captage, transport, stockage à travers le monde (plus d'une centaine). Ces projets ont permis de démontrer la faisabilité technique du stockage et d'améliorer les performances des technologies de captage.

Toutefois des travaux de recherche sont encore nécessaires pour développer des technologies de rupture pour le captage (verrou énergétique important à lever) et sur l'évaluation des capacités de stockage géologique. L'acceptabilité sociale des projets de stockage géologique est également un verrou primordial à lever.

CARTE DES PROJETS PILOTES/DÉMONSTRATEURS DANS LE MONDE⁵ :



⁵ <https://www.globalccsinstitute.com/projects/pilot-and-demonstration-projects>

ANNEXE — DESCRIPTIF DES TECHNOLOGIES DE CAPTAGE-TRANSPORT ET STOCKAGE GÉOLOGIQUE

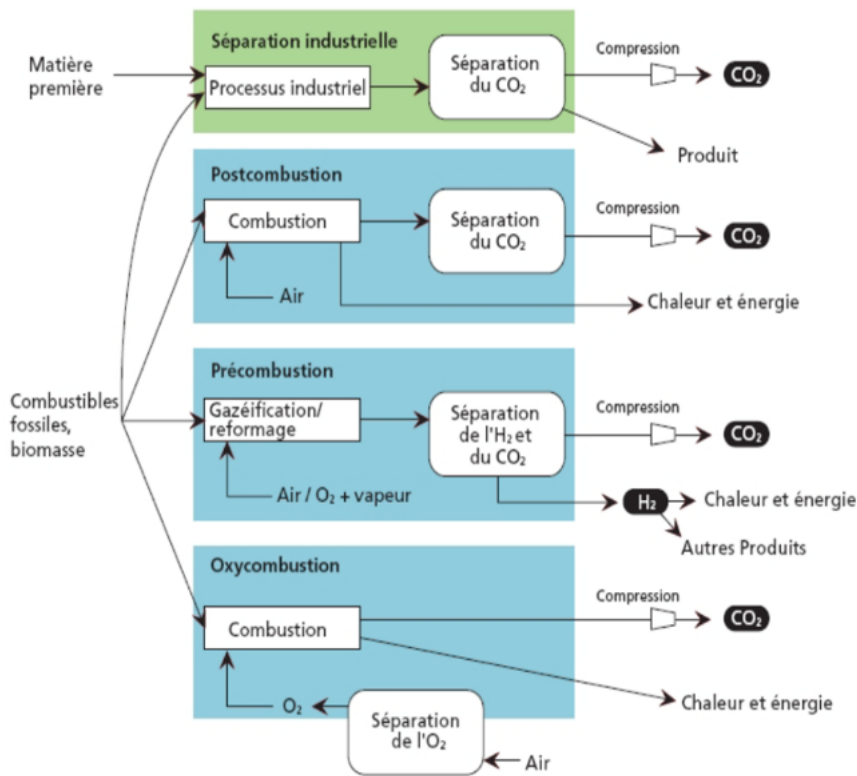
1. LA BRIQUE CAPTAGE

Des technologies de captage ont été développées par différentes industries (l'industrie pétrolière, la fabrication des engrais ou encore le traitement du gaz naturel). Depuis, ces technologies de captage, classées en trois grandes familles, sont en développement (Figure 1) :

- la post-combustion (la plus mature et la plus largement déployée) : en sortie de « cheminée »
- la pré-combustion : traitement du combustible en amont pour le décarboner avant de l'utiliser
- l'oxycombustion : combustion du combustible avec de l'oxygène pur (extraction de l'oxygène de l'air)

La post-combustion rassemble un portefeuille de technologies (absorption chimique, séparation par membranes...). Les technologies de captage ont été développées majoritairement pour des centrales de production d'énergie (charbon et gaz). La référence aujourd'hui est la technologie aux amines en post-combustion pour des centrales charbon : c'est la technologie qui a été mise en œuvre à l'échelle industrielle. L'amélioration de la performance de cette technologie se fait essentiellement via la modification du solvant (actuellement troisième génération de solvant en cours de développement). Commercialement, il n'existe que 2 procédés de captage de CO₂ en post-combustion (Mitsubishi Heavy Industries (Solvant KS-1) et Shell (Cansolv)).

FIGURE 1 : TECHNOLOGIES DE CAPTAGE



source (INERIS, 2010)

AVIS TECHNIQUE

Ci-dessous un tableau résumant la maturité de chaque grande famille de captage :

Technologies	Description	Maturité	Commentaires
« Postcombustion » Séparation du CO ₂ et des fumées de combustion	ABSORPTION : extraction du CO ₂ à l'aide d'un solvant chimique, généralement à base d'amines, qui est ensuite régénéré par apport énergétique		<p>😊 La plus mature et la plus largement déployée : mise en œuvre sur des unités existantes et large plage d'application (toutes fumées sous condition d'adapter le solvant)</p> <p>😞 Production de déchets toxiques (amines) et coûts élevés (consommation énergétique élevée)</p>
	CRYOGÉNIE : solidification du CO ₂ par givrage		Consommation énergétique trop élevée - arrêt du développement de cette technologie – retour à la phase laboratoire
	ADSORPTION : CO ₂ adsorbé sur un solide microporeux de type charbon actif qui est régénéré par apport énergétique ou par baisse de pression		Travaux entre le laboratoire et le pilote - plusieurs verrous RD doivent être levés
	CYCLE CALCIUM : captage du CO ₂ par de la chaux vive pour former du calcaire. Chauffer le calcaire permet ensuite de séparer le CO ₂ de la chaux vive		Travaux entre le laboratoire et le pilote - plusieurs verrous RD doivent être levés
	SÉPARATION MEMBRANAIRE : séparation du CO ₂ à l'aide d'une membrane poreuse sélective souvent métalliques ou céramiques		
« Précombustion » ou « IGCC » Spécifique aux filières de reformage du gaz ou de gazéification du charbon et de biomasse	Captage du CO ₂ lors de la fabrication d'hydrogène à partir de combustible fossile et d'oxygène : Transformation du combustible primaire en gaz de synthèse puis en CO ₂ + H ₂ . La séparation du CO ₂ génère ainsi de l'hydrogène qui peut être valorisé.		<p>😊 Diminution de la consommation énergétique</p> <p>😞 Changement du procédé (du type de combustion) -> installation sur des nouvelles unités ou rétrofit</p>
« Oxycombustion » Captage du CO ₂ en le concentrant dans les fumées produites par une combustion	Réalisation d'une combustion en présence d'oxygène (c'est-à-dire sans azote) permettant de concentrer le CO ₂ dans les fumées produites. Cette technologie nécessite un apport important d'oxygène qui peut être énergivore pour sa production.		<p>😊 Diminution de la consommation énergétique</p> <p>😞 Cout élevé à cause de la production d'O₂ et changement du procédé (modification de la chaudière) -> installation sur des nouvelles unités ou rétrofit</p>

AVIS TECHNIQUE

ILLUSTRATION DE L'IMPACT DE LA MISE EN PLACE D'UNE TECHNOLOGIE DE CAPTAGE DANS UNE CIMENTERIE :

L'impact des technologies de captage sur le procédé industriel varie en fonction du choix de la technologie. Ci-dessous un schéma d'une cimenterie avec deux technologies :

- Figure 2 : post-combustion – absorption chimique sur solvant : pas d'impact sur le procédé avec la mise en place de la technologie en sortie «de cheminée».
- Figure 3 : oxy-combustion: impact sur le procédé qui nécessite la modification du schéma de la cimenterie.

FIGURE 2 : EXEMPLE D'UNE CIMENTERIE AVEC UN SYSTEME DE CAPTAGE POST COMBUSTION A BASE DE SOLVANT (IEAGHG, 2018)

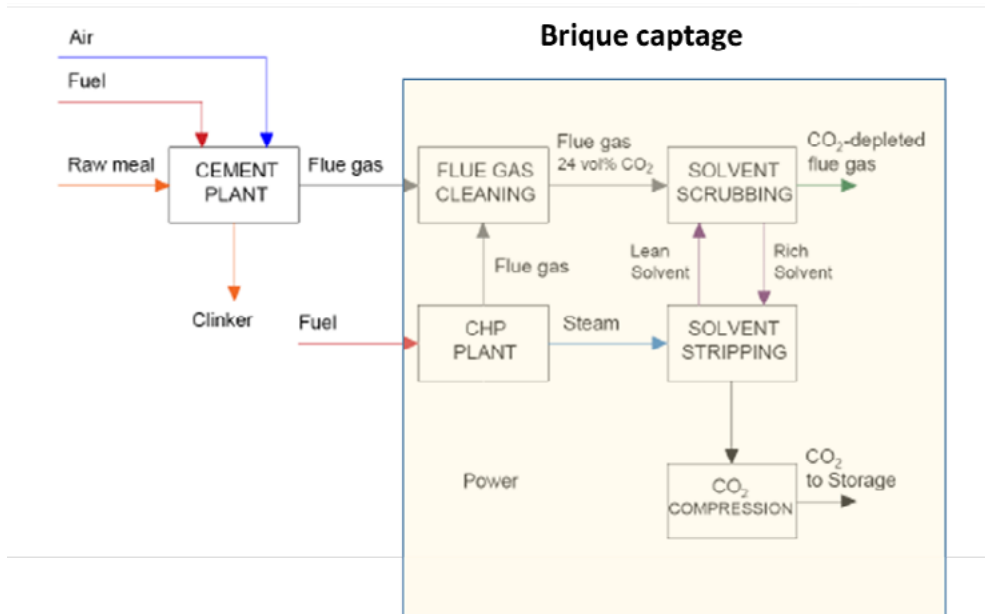
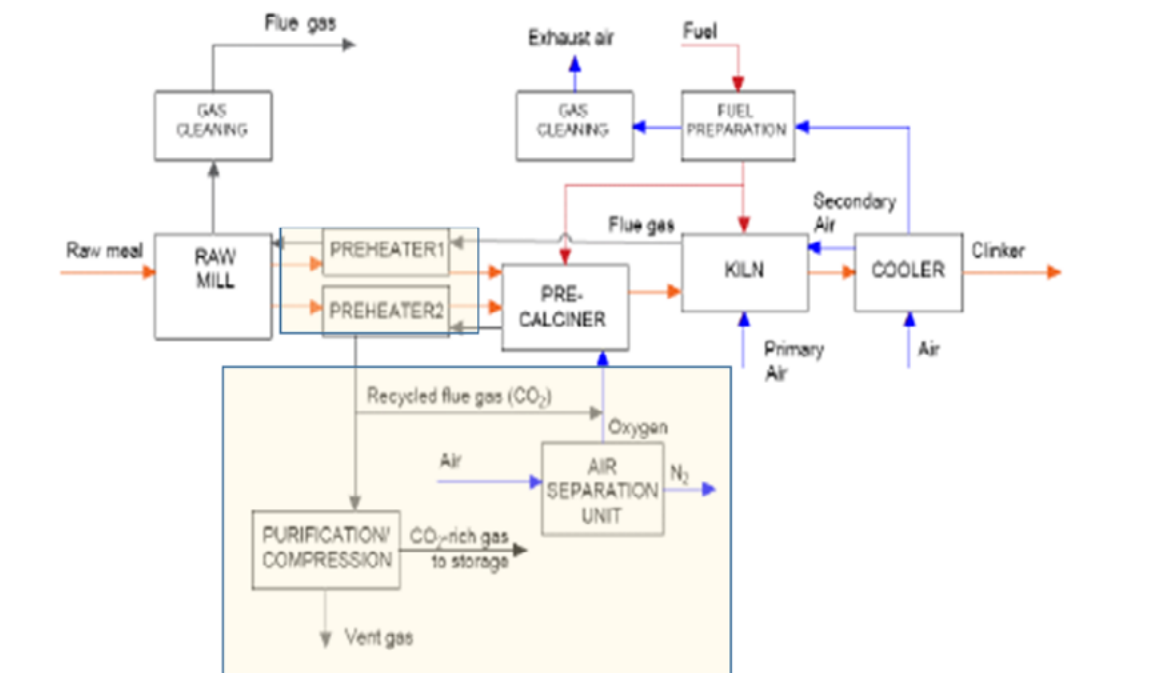


FIGURE 3 : EXEMPLE D'UNE CIMENTERIE AVEC UN SYSTEME DE CAPTAGE D'OXYCOMBUSTION PARTIEL (IEAGHG, 2018)



Brique captage

AVIS TECHNIQUE

COÛT DU CAPTAGE POUR LA SIDÉRURGIE ET LA CIMENTERIE : PARAMÈTRES IMPACTANT LE COÛT :

La sidérurgie et la cimenterie ont été particulièrement étudiées pour évaluer les coûts supplémentaires liés à la mise en place de technologies de captage sur un site sidérurgique ou une cimenterie (IEAGHG, 2018). L'intégration énergétique notamment pour la provenance de la chaleur est un facteur déterminant dans l'implémentation de la technologie de captage sur un site. De nombreuses études technico-économiques réalisées sur des cimenteries ou des sidérurgies (plus d'une soixantaine) montrent que plusieurs paramètres influent sur le prix des technologies de captage incluant la disponibilité de chaleur fatale, l'origine de la

vapeur et de l'électricité utilisées pour le captage et la possibilité de vendre le surplus d'énergie à l'extérieur du site. Ces études technico-économiques ont été réalisées pour la plupart dans le cadre de projets pilotes/démonstrateurs, les chiffres donnés restent très approximatifs et devront être affinés dans le cas d'implémentation de ces technologies.

Le tableau 1 ci-dessous compile le coût de différentes technologies de captage pour une cimenterie type et une sidérurgie type (IEAGHG, 2018).

TABLEAU 1 : ÉVALUATION DES COÛTS DE CAPTAGE EN FONCTION DU SECTEUR

Paramètres captage		Sidérurgie, métallurgie, coke	Ciment et autres
% CO ₂ dans les fumées		15-26	14-33
% CO ₂ capté (variation en fonction de la technologie)		50-90	70-90
Amines		4-9	2,8-4,1
Membranes		-	2,1
Energie consommée (GJ /tCO ₂)/ technologie de captage	Oxyfuel	1,63-9,3	0,59-5,2
	VPSA*	0,29	-
	Hybride (oxyfuel+VPSA)	0,4	-
	Amines	16-21	34-79
Coûts captage CO ₂ (\$2016/tCO ₂)	Membranes	-	51-57
	Oxyfuel	-	50-63
	VPSA	11-14	-
	Hybride (oxyfuel+VPSA)	23-66	-

Note : pour le cas de la sidérurgie : les taux de captage diffèrent en fonction des sources de CO₂ captées (BFG, COG, BOFC**, centrale électrique)

* VPSA - Vacuum Pressure Swing Adsorption ou l'adsorption par inversion de pression, appelée aussi adsorption à pression modulée ou PSA est un procédé de séparation de mélanges de gaz au cours duquel ont lieu alternativement l'adsorption d'un gaz par un solide ou un liquide à une pression donnée (qui peut être accélérée par le vide), puis sa désorption à une pression plus faible.

** Plusieurs sources de CO₂ sont présentes sur un site sidérurgique : la cokerie (COG- gaz de cokerie), les hauts fourneaux (BFG : gaz de hauts fourneaux) et le convertisseur à oxygène (BOFG : gaz de convertisseur). En général les projets de captage se limitent aux gaz des hauts fourneaux ce qui représentent environ 63 % des émissions du site.

2.LA BRIQUE TRANSPORT

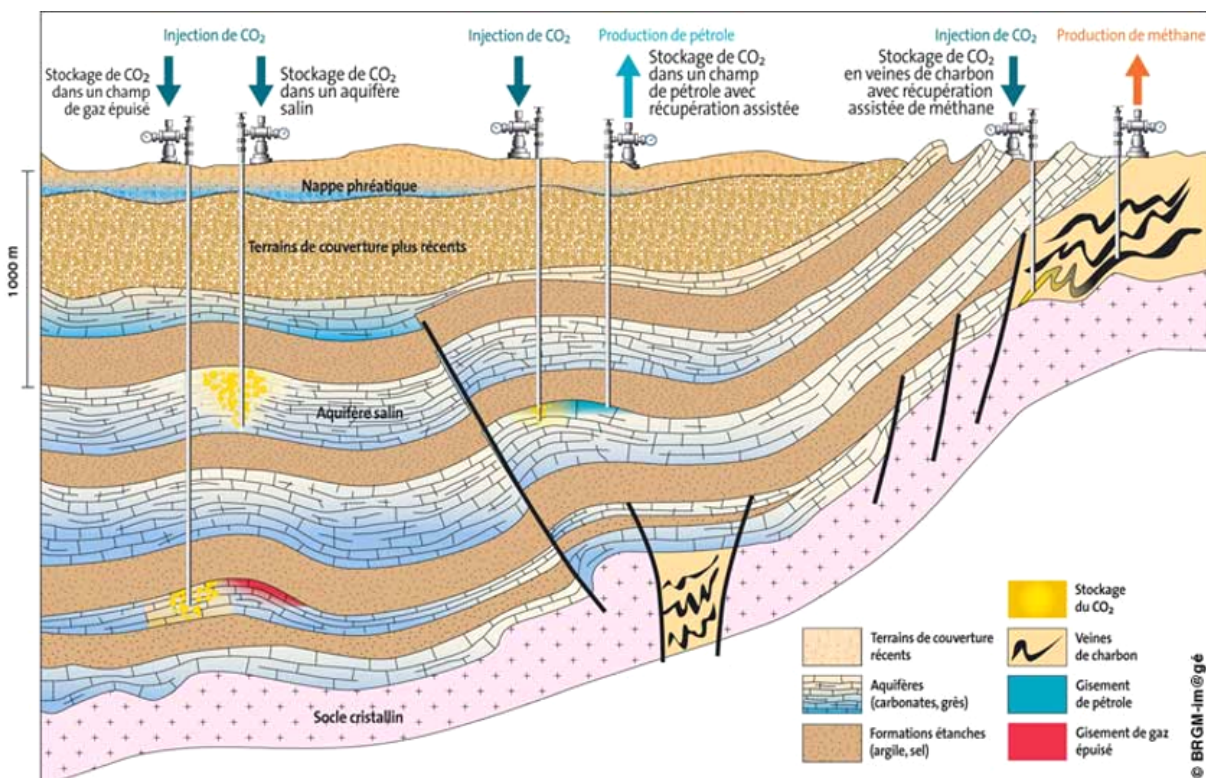
Le transport du CO₂ n'est pas l'étape la plus critique d'un point de vue technologique. Cette étape fait l'objet de recherches précises, notamment sur le rôle des impuretés et les techniques et méthodes de surveillance. En effet, le CO₂ capté ne sera pas pur à 99,99 % comme pour les applications du CO₂ dans l'alimentaire, les concentrations estimées sont aux alentours de 95 % avec l'eau et l'oxygène comme impuretés principales. Les propriétés physiques du CO₂, densité et liquéfaction à température ambiante pour des pressions supérieures à 55 bars, facilitent son transport. Un transport par pipeline permettra d'acheminer en grande quantité ce gaz vers ses lieux de stockage ou de valorisation. Cela est déjà effectué




depuis les années 2000 aux États-Unis pour acheminer du CO₂ au Canada. Le CO₂ peut aussi être transporté par navire pour le transport sur de longues distances pour le stockage offshore.

3.LA BRIQUE STOCKAGE

Plusieurs formes de stockage géologique du CO₂ peuvent être envisagées. Les bassins sédimentaires contiennent des roches favorables au stockage du CO₂ du fait d'une alternance entre des couches perméables et poreuses et des couches imperméables. Les zones favorables pour le stockage géologique du CO₂ sont :

- Les aquifères salins
- Les réservoirs déplétés de pétrole/gaz
- Les veines de charbon déplétées



Technologies	Description	Maturité
Aquifères salins profonds	<p>Ce sont des couches de roches poreuses et perméables gorgées d'eau dont la teneur en sel les rendent inadaptées à la consommation. Ces roches se situent à une profondeur > 800 – 1000m.</p> <p>Le potentiel de stockage de ces roches est très important : les estimations actuelles portent sur des capacités égales à 250 – 500 fois les émissions mondiales de CO₂ [AIE CCS roadmap].</p>	
Gisements de pétrole ou de gaz naturel épuisés	<p>L'exploitation de gisements d'hydrocarbures voit la fin de production de milliers de sites qui pourraient constituer des sites de stockage potentiel du CO₂. Cette opportunité est d'autant plus crédible que les pétroliers injectent couramment du CO₂ dans les gisements pour optimiser la récupération des hydrocarbures, ils maîtrisent donc cette technique.</p> <p>Ces roches devraient permettre de stocker de façon pérenne (c'est-à-dire pour une longue période de temps) le CO₂ comme elles l'ont fait pour les hydrocarbures qu'elles piègeaient depuis des milliers d'années.</p>	
Veines de charbon profondes inexploitées	<p>Il s'agirait d'injecter dans les veines de charbon le CO₂ capté. Malgré des capacités de stockage moindre, ce type de stockage présente des avantages intéressants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Le pouvoir d'adsorption des veines de charbon qui préfère le CO₂ au méthane qu'elle libérerait sous l'injection de CO₂. Ce type de stockage permettrait ainsi de récupérer du méthane pour le commercialiser • Une localisation géographique favorable car souvent à proximité de sites industriels 	

Le potentiel de stockage géologique en France est estimé à 27 Gt de stockage de CO₂⁶. Les zones de stockage sont réparties très inégalement sur le territoire :

- Pour les aquifères salins : la zone avec la plus grande capacité de stockage est le bassin parisien dans les aquifères salins (Trias et Dogger) pour un potentiel de plusieurs Gt de CO₂, également le bassin aquitain et sud-est.
- Pour les réservoirs déplétés : le bassin aquitain représente également un potentiel important (plusieurs centaines de millions de tonnes de CO₂).
- Pour le bassin sud-est, pas de capacité de stockage identifiée, un travail important de caractérisation reste à faire.

Il n'y a pas de limite physique en terme de besoin de stockage de CO₂ en France jusqu'à 2050 voir après. Même s'il faudra être vigilant aux méthodes d'estimation des capacités de stockage (passage d'un mode statique à un mode dynamique). Par contre la localisation des zones favorables est une limite importante de ces capacités physiques. Au niveau réglementaire, tout est en place pour délivrer des permis de stockage géologique du CO₂⁷.

⁶ Projet Metstor, 2010

⁷ Pour l'identification d'un site de stockage, le premier critère est d'assurer l'intégrité et la sécurité du site de stockage sur le long terme (directive européenne sur le stockage géologique transposée en France en 2012 et publication par la DGPR des lignes directrices pour la sécurité d'un site de stockage).

Ce qu'il faut retenir

Une étude du potentiel de réduction des émissions industrielles via le captage-stockage géologique du CO₂ (CSC) a mis en évidence un potentiel limité de la mise en place de CSC sur des sites industriels. L'avis technique présente ce potentiel de captage et stockage de CO₂ en France, ainsi que les contraintes, les enjeux et des données de coûts. Une analyse croisée entre les sites émetteurs et les contraintes (techniques, économiques, sociale) a permis d'identifier trois zones spécifiques du territoire où le CSC pourrait réduire les émissions des sites industriels.

En effet, le CSC permet de réduire les émissions d'une source fortement émettrice de CO₂ à grande échelle, sans en changer fondamentalement le moyen de production. Le CSC semble incontournable pour certains secteurs industriels fortement émetteurs dans le cadre des objectifs nationaux de neutralité carbone à 2050. Cependant, plusieurs défis majeurs doivent être levés pour permettre le déploiement industriel du CSC en raison des contraintes techniques, géologiques, économiques, réglementaires et sociales de cette filière.

Ce document est diffusé par l'ADEME
20, avenue du Grésillé
BP 90406 | 49004 Angers Cedex 01

Avis Technique ADEME réalisé par :

EL KHAMLICH I Aïcha
Service Industrie

Relecture :

PADILLA Sylvie
Service Industrie

GOURDON Thomas
Service Industrie

DEVRIES Valentin
Direction Entreprise et Transitions Industrielles

MARCHAL David
Direction Exécutive de l'Expertise et des Programmes

L'ADEME EN BREF

À l'ADEME - l'Agence de la transition écologique-, nous sommes résolument engagés dans la lutte contre le réchauffement climatique et la dégradation des ressources. Sur tous les fronts, nous mobilisons les citoyens, les acteurs économiques et les territoires, leur donnons les moyens de progresser vers une société économe en ressources, plus sobre en carbone, plus juste et harmonieuse. Dans tous les domaines - énergie, air, économie circulaire, alimentation, déchets, sols... - nous conseillons, facilitons et aidons au financement de nombreux projets, de la recherche jusqu'au partage des solutions. À tous les niveaux, nous mettons nos capacités d'expertise et de prospective au service des politiques publiques. **L'ADEME est un établissement public sous la tutelle conjointe du ministère de la Transition écologique et solidaire et du ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.**

