



Ambassade de France au Royaume-Uni
Service Science et Technologie

N° 76

Science & Technologie au Royaume-Uni

Février 2015

**La Capture et le Stockage du
Carbone au Royaume-Uni**

par Cyril Van Effenterre, Conseiller pour la science et la technologie

Le Royaume-Uni et la France font partie des pays les plus impliqués dans la lutte contre les dérèglements climatiques. Ces deux pays partagent des objectifs communs en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre, ils sont engagés tous les deux sur le long terme en ayant adopté au niveau national des lois sur l'énergie et sur la transition écologique, ils ont défendu des positions semblables dans le cadre des négociations conduites récemment au sein de l'Union Européenne, et ils entendent travailler très conjointement dans l'optique de la COP21 Paris 2015.

Mais la situation actuelle de leurs ressources énergétiques et les trajectoires d'évolution programmée de leur mix énergétique sont extrêmement différentes. En résumé :

- du côté français, avec le rôle majeur de la production nucléaire (que le Royaume-Uni commence juste à relancer), des ressources hydroélectriques importantes et un potentiel de développement du solaire ;
- du côté britannique, avec l'importance persistante des centrales au gaz et au charbon, des ressources fossiles en mer du Nord, une volonté réaffirmée d'exploitation du gaz de schiste, à côté d'une ressource exceptionnelle d'énergies marines renouvelables (surtout éolienne offshore, mais également énergies des vagues et marées), sans oublier évidemment un potentiel considérable d'économies d'énergie dans le bâtiment.

Cette situation contrastée pourrait expliquer l'importance accordée au Royaume-Uni plus qu'en France en matière de capture et de stockage du carbone (CSC). Les britanniques savent bien qu'ils continueront à dépendre longtemps du gaz naturel, que leurs objectifs de réduction passeront donc nécessairement tôt ou tard par le CSC, et qu'ils disposent, avec les gisements de la mer du Nord, d'une capacité inégalée en Europe de stockage offshore.

C'est pourquoi le gouvernement britannique a encouragé, et en particulier depuis 2011, la recherche et le développement technologique de toutes les étapes du CSC (dispositifs de capture pré- ou post-combustion, méthodes de transport, procédés de stockage). De très nombreuses équipes de recherche, relevant d'une cinquantaine d'universités britanniques sont engagées dans ce type d'études. Toutes ces étapes technologiques semblent déjà certes éprouvées, mais leur passage à l'échelle industrielle et l'indispensable réduction des coûts économiques, encore loin d'être compétitifs par rapport aux autres technologies bas carbone, soulèvent à la fois des questions de recherche fondamentale et de recherche technologique.

Le Royaume-Uni essaye donc, après les États-Unis, le Canada et la Norvège, de développer un savoir-faire sur ces technologies. Il dispose déjà de plusieurs prototypes (notamment des centrales-pilotes à Nottingham ou à Imperial College), et est en train de développer deux projets de réalisation industrielle grande nature, l'un en Écosse et l'autre dans le Nord de l'Angleterre.

C'est également dans cet esprit que le Royaume-Uni espère que l'Union Européenne, qui a déjà prévu de soutenir de tels dispositifs expérimentaux, fera plus pour le développement de ces techniques du CSC, qui deviendront probablement incontournables s'il s'avère un jour nécessaire, non plus seulement de réduire les émissions, mais bien de réduire la teneur en carbone de l'atmosphère.

Science & Technologie au Royaume-Uni
Journal d'information du Service pour la
Science et la Technologie de l'ambassade de
France à Londres
ISSN 2042-7719

Janvier 2015

Numéro 75

Directeur de la publication et rédacteur en chef

Cyrille van Effenterre

Responsable de la publication

Eliette Riera

Dossier rédigé par :

Eliette Riera

En couverture :

Jigsaw

Crédits : Flickr, smackfu, CC 2.0, Att, NC

Nous contacter

Service Science et Technologie

Ambassade de France au Royaume-Uni

6 Cromwell Place

Londres SW7 2JN

Téléphone: (44) 207 073 13 80

Télécopie: (44) 207 073 13 90

info@ambascience.co.uk

Pour recevoir la version électronique

www.bulletins-electroniques.com/

Taux de change de la livre le 27/02/15

1 GBP = 1,54 USD

1 GBP = 1,38 EUR

www.ambascience.co.uk

Sommaire

Introduction	4
1. Principes et techniques de CSC	5
1.1 La capture du carbone	5
1.2 Transport du carbone.....	8
1.3 Capture du CO ₂	10
2. La recherche en CSC au Royaume-Uni	14
2.1 Le UK Carbon Capture and Storage Research Centre.....	15
2.2 Infrastructures de recherche.....	18
2.3 Autres organisations	20
3. Politique britannique en CSC et projets majeurs	22
3.1 Politique scientifique et financements publics.....	22
3.2 Projets pilotes	25
Conclusion	26



La centrale Boundary Dam, au Canada
 Crédits : Flickr, Jeff Sandquist CC 2.0, Att

La Capture et le Stockage du Carbone au Royaume-Uni

Introduction

Entre juillet 2013 et juin 2014, le Royaume-Uni a émis 538 millions de tonnes équivalent dioxyde de carbone (MtCO₂e) de gaz à effets de serre, dont 432,4 MtCO₂e de CO₂ lui-même¹. Le Royaume-Uni s'est engagé, dans son Climate Change Act de 2008, à réduire d'au moins 80% ses émissions de gaz à effet de serre (GES) d'ici 2050 (par rapport aux niveaux de 1990). Le Climate Change Act présente notamment quatre « budgets carbone », allant de 2008 à 2027, afin d'assurer que les émissions de CO₂ puissent atteindre cet objectif de 80% de réduction (voir Tableau 1).

Dans cette optique de réduction des émissions de CO₂, les techniques de capture et de stockage du carbone (CSC) présentent une option intéressante, notamment pour le secteur de l'énergie, en construisant de nouvelles centrales à gaz ou à charbon couplées au CSC ou en adaptant les anciennes, voire en appliquant ces méthodes à des industries telles que la sidérurgie. En effet, le CSC consiste à capturer, lors de processus industriels (par exemple la création d'énergie à partir de gaz), une partie du CO₂ émis, et de le transporter dans une zone de stockage, telle qu'un ancien gisement de gaz naturel en mer du Nord.

Or, le CO₂ émis lors de l'année écoulée provient en majorité du secteur de l'énergie (voir Figure 1a), suivi par le secteur du transport, le secteur résidentiel et l'industrie. Par ailleurs, en 2013, près de 80% de l'énergie produite au Royaume-Uni provenait de gaz naturel, charbon ou pétrole (voir Figure 1b). Le développement des techniques de CSC représente ainsi une opportunité particulièrement intéressante pour la réduction des émissions dans le secteur de l'énergie britannique, qui continue de reposer fortement sur le gaz naturel.

Les principales techniques associées au CSC sont aujourd'hui bien maîtrisées, que ce soit au niveau de la capture, du transport ou du stockage du dioxyde de carbone. Cependant, certaines incertitudes demeurent, notamment au niveau de l'échelle des procédés, du lien entre les différents domaines d'expertise, et surtout des coûts associés. Les scientifiques s'accordent cependant tous à dire que seule la mise en place de projets pilotes de grande échelle pourront permettre de répondre à ces questions.

Le 2 octobre 2014 a été inaugurée la première centrale à charbon au monde à être équipée de CSC : le projet Boundary Dam, à Estevan, Saskatchewan, au Canada². Mi-novembre 2014, Boundary Dam a déjà capturé 83 000 tonnes de CO₂ issu du charbon brûlé dans la centrale, qui continuera de capturer un million de tonnes de CO₂ chaque année. Aux États-Unis, le projet Kemper County, une centrale à charbon dans le Mississippi³, devrait quant à lui devenir opérationnel courant 2015. Ces centrales devraient permettre de capturer respectivement un et trois millions de tonnes de CO₂ par an.

Budget	Carbon budget level	% reduction below base year
1st Carbon budget (2008-12)	3,018 MtCO ₂ e	23%
2nd Carbon budget (2013-17)	2,782 MtCO ₂ e	29%
3rd Carbon budget (2018-22)	2,544 MtCO ₂ e	35% by 2020
4th Carbon budget (2023-27)	1,950 MtCO ₂ e	50% by 2025

Tableau 1 – Budgets carbone instaurés par le Climate Change Act
 Crédits : Climate Change Committee

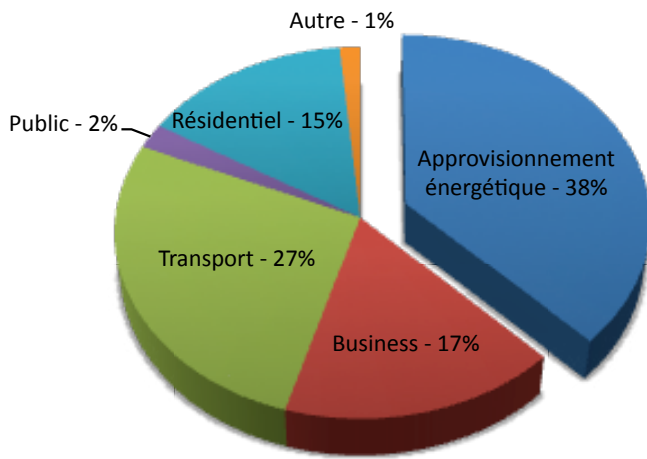


Figure 1a : Émissions de CO₂ britanniques entre mi-2013 et mi-2014, par secteur

Source : DECC, UK Greenhouse Gas Emissions – 2nd Quarter 2014
Provisional Figures

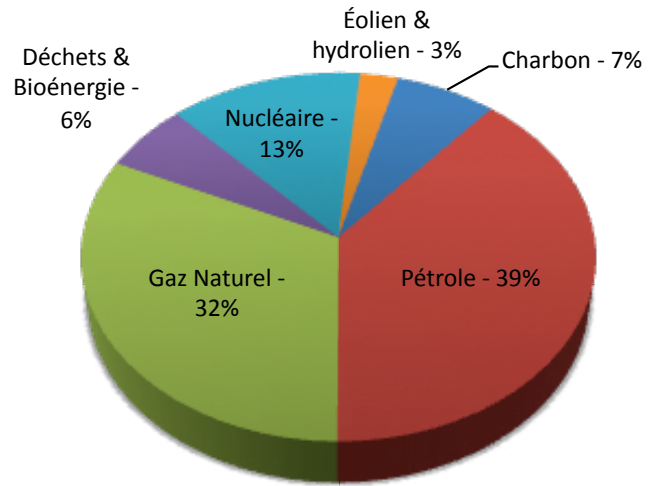


Figure 1b : Production britannique d'énergie en 2013

Source : DECC, Energy Trends

Le rapport « World Energy Outlook » de l'Agence Internationale pour l'Énergie indique que le CSC pourrait être la technologie principale parmi les nouvelles mesures destinées à réduire les émissions mondiales de CO₂. De notre côté de l'Atlantique, le CSC joue un rôle important dans la feuille de route de l'Union Européenne sur l'énergie (« EU Energy Roadmap 2050 ») publiée en décembre 2011. Cette feuille de route note par exemple que, dans les scénarii où l'énergie nucléaire est réduite, le CSC devra contribuer à hauteur de 32% dans la génération d'électricité, et de 19 à 24% dans d'autres scénarios, sauf en cas d'utilisation intensive d'énergies renouvelables.

Le Royaume-Uni se positionne depuis quelques années en leader pour le CSC, notamment avec deux projets de centrales pilotes : Peterhead, en Écosse, et White Rose, dans le Kent. D'autre part, la recherche britannique en CSC est plus présente que jamais, grâce entre autres à la création d'un centre national de recherche en CSC, le UK Carbon Capture and Storage Research Centre (UKCCSRC), et des financements stables et encourageants de la part des conseils de recherche (Research Councils, agences publiques de financement de la recherche) et du gouvernement. Ce rapport vise à dresser un panorama des initiatives britanniques dans le domaine du CSC (principalement dans le secteur de l'électricité), en présentant notamment les principaux centres de recherches ainsi que la politique menée par le gouvernement.

1. Principes et techniques de CSC

1.1 La capture du carbone

Les centrales à gaz naturel ou à charbon actuelles, d'une capacité de production de 500 MW d'électricité, produisent respectivement 180 et 400 tonnes de CO₂ par heure, issues de la combustion du carburant. Le CO₂ doit être séparé d'autres gaz qui composent la fumée rejetée dans l'atmosphère, dont la concentration volumique varie entre environ 4% pour les centrales électriques à cycle combiné alimentée au gaz naturel, 14% pour les centrales à charbon, et jusqu'à 33% pour les fours à ciments.

Il existe trois méthodes principales de capture du CO₂ (voir Figure 2) :

- la capture post-combustion (PCC), où le CO₂ est récupéré à partir de la fumée produite par les processus de combustion standards, souvent à l'aide de solvants, d'adsorbants, de membranes ou de cryogènes ;
- la capture pré-combustion, qui consiste à modifier le processus de combustion lui-même afin d'éviter l'émission de CO₂ lors de la combustion. Cette technique permet d'obtenir d'un gaz synthétique issu de carburants fossiles ayant été décarbonnés avant la combustion, pour ne laisser brûler que de l'hydrogène ;
- enfin, l'oxycombustion, où le gaz ou le charbon est brûlé avec de l'oxygène pur, permettant d'obtenir comme seuls produits du CO₂ pur et de l'eau.

1.1.1 Capture post-combustion (PCC)

La PCC ne requiert pas de modification du processus de combustion à proprement parler, et présente ainsi l'avantage majeur de pouvoir être appliquée à des centrales existantes récentes. En rajoutant une unité de PCC à la colonne d'évacuation des gaz de combustion, à la suite des unités de traitement des gaz, une centrale à gaz ou à charbon « classique » peut être couplée à des mécanismes de CSC (voir Figure 3).

La principale différence entre les gaz émis par les centrales à gaz ou à charbon est la différence de concentration de CO₂ pour chaque colonne d'évacuation. Les unités de PCC peuvent facilement être calibrées pour tenir compte de ces différences, cependant il faut noter que les coûts associés à l'unité de PCC sont plus élevés pour des concentrations en CO₂ plus faibles. Le fait de pouvoir adapter des centrales existantes avec des unités de PCC permet également l'introduction de CSC progressive, permettant d'éviter des impacts trop importants sur le fonctionnement des centrales, et de réduire les risques d'investissements. Pour toutes ces raisons, ce sont les techniques de PCC qui sont, à ce jour, les plus courantes pour les projets de démonstration de CSC à grande échelle.

Overview of CO₂ capture processes and systems

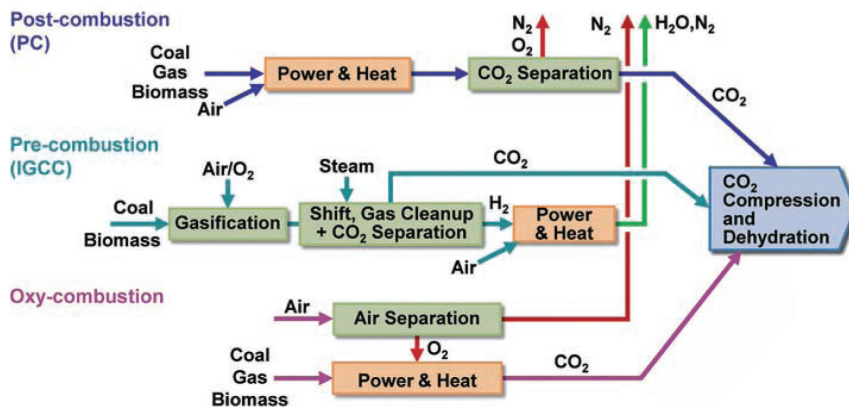


Figure 2 : Principaux procédés de capture de CO₂

Crédits : European Academies Science Advisory Council (EA SAC), Policy Report 20, « Carbon Capture and Storage in Europe », May 2013

Actuellement, la méthode employée pour les projets commerciaux repose sur un procédé d'absorption chimique du CO₂. Cette technique est aujourd'hui bien maîtrisée et profite d'une expérience industrielle grâce à l'étude de procédés similaires dans d'autres secteurs. Le CO₂ est absorbé avec un solvant à partir des gaz de combustion dans une colonne de séparation, puis le CO₂ est libéré lors d'une étape de régénération du solvant, en chauffant la solution à plus de 100°C dans un compartiment différent. Cette étape permet de recycler le solvant et d'extraire le CO₂ pour son transport vers le site de stockage.

L'inconvénient principal de l'absorption chimique pour la PCC est le coût énergétique important associé à la régénération du solvant par chaleur. D'autres défis principaux sont :

- la taille des équipements nécessaires dus à d'importants volumes de gaz de combustion ;
- la corrosion des colonnes causée par la présence d'oxygène ou d'autres impuretés dans les gaz ;
- la dégradation du solvant par réaction avec des impuretés oxygénées ;
- les risques de fuites de produits nocifs issus de la dégradation du solvant ;
- le traitement et l'élimination des solvants périmés.

Les perspectives de recherche en termes de PCC portent principalement sur de nouveaux solvants tels que des liquides ioniques, pouvant être calibrés avec plus de finesse que les solvants utilisés actuellement, et considérés comme respectueux de l'environnement. Les membranes ou les adsorbants solides présentent également des options intéressantes, par exemple les composés à base d'oxyde de calcium, qui réagit avec le CO₂ pour créer le carbonate de calcium, puis libère le CO₂ après exposition à la chaleur.

1.1.2 Capture pré-combustion

Les techniques de capture pré-combustion (voir Figure 4) sont principalement utilisées pour des centrales dites à IGCC (*integrated gasification combined cycle*). Pour ces centrales, avant la combustion, le carburant fossile (souvent du charbon, mais d'autres carburants solides tels que de la biomasse ou des résidus de pétrole peuvent également être utilisés) est gazéifié avec de l'oxygène pur ou de l'air. On obtient alors

un gaz de synthèse (couramment appelé syngas), composé d'hydrogène (H₂), d'eau (H₂O), de CO₂, de monoxyde de carbone (CO), d'azote (N₂), de composants sulfurés et d'autres impuretés dépendant du carburant initial. Le gaz de synthèse est obtenu à haute pression (souvent entre 30 et 50 bars, en fonction du procédé de gazéification employé), permettant une séparation et une purification plus facile des différents composés présents.

Pour les centrales IGCC utilisant les techniques de pré-combustion, on fait ensuite réagir le gaz de synthèse avec de l'eau pour obtenir du CO₂ et de l'hydrogène (H₂). Le CO₂ est capturé, généralement à l'aide de processus

d'adsorption, mais d'autres procédés emploient également des membranes, des distillations cryogéniques, ou une combinaison de différents procédés. L'hydrogène est alors utilisé seul pour produire de l'eau et de l'énergie dans des turbines. Les composants sulfurés peuvent être extraits avant cette étape, ou lors de la capture du CO₂.

Ces techniques ont d'ores et déjà été prouvées à l'échelle de la mégatonne par an, mais jamais en combinaison avec une centrale électrique en fonctionnement. Les avantages principaux de ces techniques sont la diversité des carburants pouvant être consommés pour la gazéification, et l'hydrogène obtenu peut être utilisé comme produit en soi ou comme carburant facilement transportable. Ces méthodes peuvent également potentiellement permettre d'augmenter l'efficacité des centrales grâce à une meilleure intégration de la technologie dans les centrales.

Les inconvénients majeurs associés avec la pré-combustion sont les coûts de construction élevés, la fiabilité de chaque composant pour assurer une bonne intégration des technologies dans la centrale, et une flexibilité à court terme amoindrie.

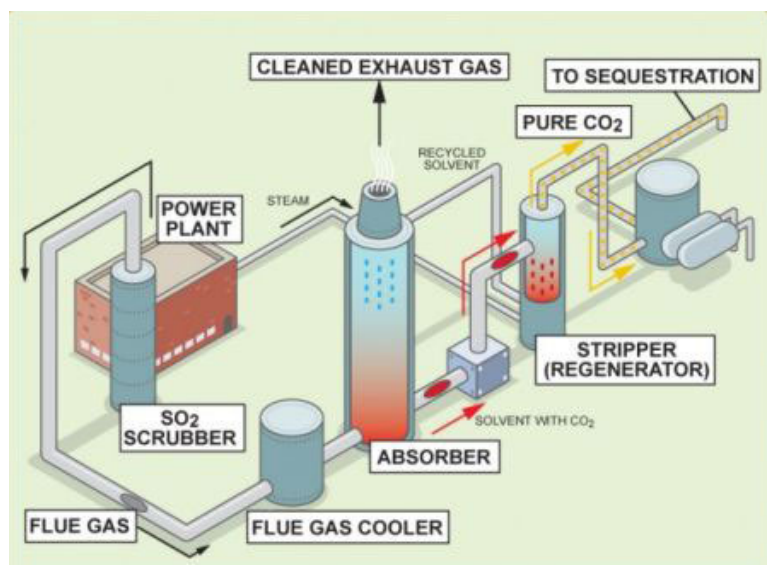


Figure 3 – Schéma d'une centrale équipée de PCC
Crédits : UKCCSRC, courtesy of Clean Air Task Force

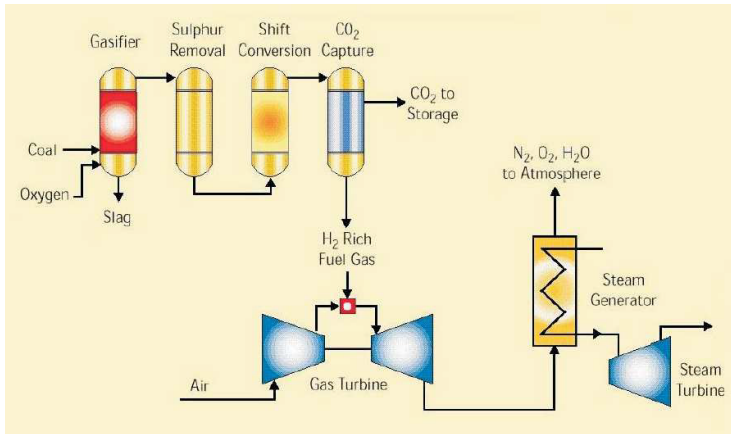


Figure 4 : Schéma d'un système IGCC avec capture pré-combustion
 Crédits : Jon Gibbins, New Europe, New Energy. Oxford, 27 Sep 2006

Outre les recherches sur les procédés de séparation du CO₂ du gaz de synthèse (adsorption, absorption, membranes...), les recherches dans le domaine de la capture pré-combustion sont principalement focalisées sur les pertes d'énergies associées à ces techniques dans les centrales à IGCC, notamment au niveau des unités de séparation de l'air, des turbines et des colonnes de refroidissement des gaz.

À noter que les projets de Kemper County et Future-Gen, aux États-Unis, envisagent la construction de centrales pilotes utilisant les techniques de capture pré-combustion.

1.1.3 La capture par Oxycombustion

Cette technique a initialement été proposée en 1982 dans le but d'obtenir un gaz de combustion riche en CO₂ pouvant être utilisé pour la récupération assistée du pétrole (voir plus loin). Elle consiste à séparer l'oxygène de l'air, grâce à des méthodes cryogéniques, et de brûler le gaz ou le charbon à l'aide d'un mélange à base de cet oxygène (dont la pureté est supérieure ou égale à 95%), souvent associé à un reflux du gaz de combustion permettant de contrôler la température de combustion. Le gaz obtenu est principalement composé de CO₂ et d'eau. Après traitement, purification, séparation de l'eau et compression, le CO₂ obtenu peut être transporté et stocké (voir Figure 5).

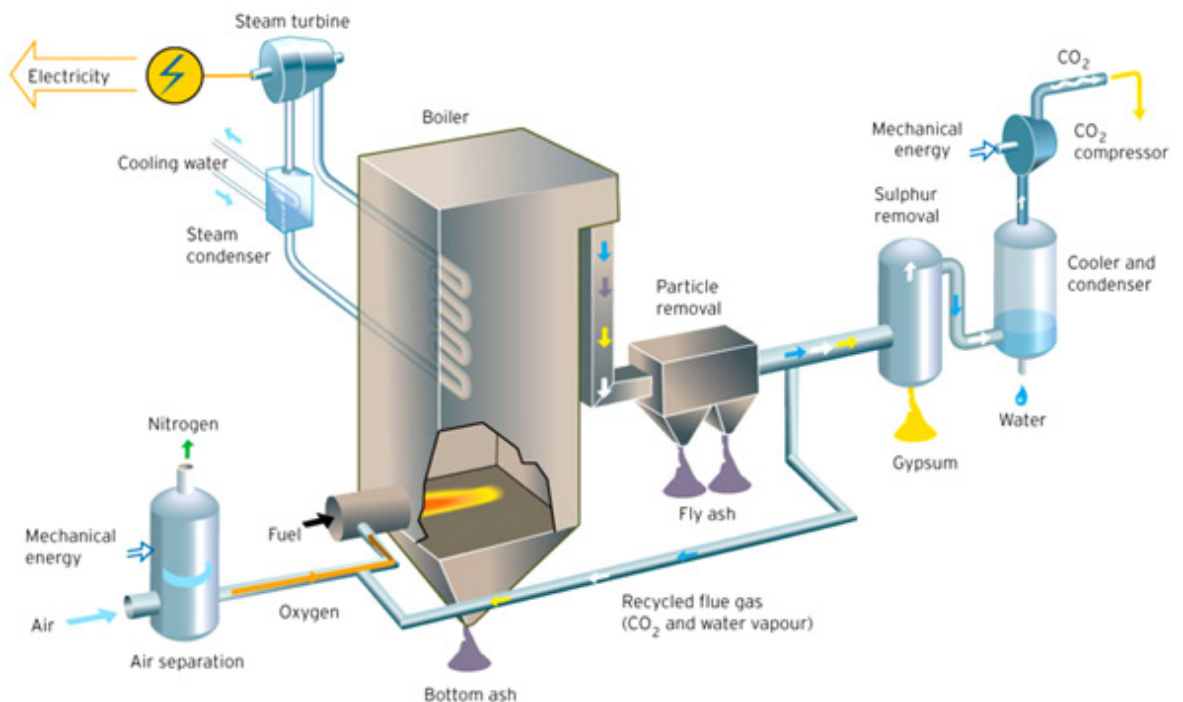


Figure 5 : Schéma d'une centrale à charbon et oxycombustion
 Crédits : Kjell Design

Les techniques d'oxycombustion présentent plusieurs avantages, notamment la facilité relative avec laquelle le CO₂ peut être séparé du mélange (aucun solvant nécessaire pour ces procédés), ce qui permet d'atteindre des niveaux de capture très élevés. Cela permet aussi d'avoir des unités de capture de petite taille, et de pouvoir adapter des centrales existantes. D'un autre côté, l'oxycombustion entraîne un manque de flexibilité dû aux prérequis nécessaires à la séparation de l'air et à l'utilisation de plusieurs brûleurs. De plus, la séparation de l'oxygène et la purification et la compression du gaz de combustion enrichi en CO₂ sont des processus coûteux en énergie auxiliaire, entraînant une perte nette d'efficacité globale de 7 à 12%, qui correspond à une consommation de carburant de 17 à 35% plus importante que pour les centrales conventionnelles. Par ailleurs, les températures de combustion de ces centrales sont très élevées, imposant l'utilisation de matériaux coûteux. Il est également possible qu'une étape de purification du CO₂ supplémentaire soit nécessaire, et le procédé global doit être effectué sous pression sub-atmosphérique pour éviter de potentielles fuites d'air qui impacteraient la pureté du gaz obtenu.

Les améliorations possibles pour les techniques d'oxycombustion proviendront probablement de la mise au point de procédés de séparation de l'oxygène moins énergivores. Cela pourrait être par exemple via l'utilisation d'oxygène non cryogénisé, obtenu grâce à des membranes solides permettant de capturer l'oxygène, permettant de réduire la consommation d'énergie de 160-220 kWh/t à 90-120 kWh/t. D'autres recherches se concentrent sur l'efficacité de la chambre de combustion : une optimisation de cette unité pour des concentrations d'oxygène plus élevées pourrait effectivement permettre de diminuer la quantité de gaz de combustion rajoutée.

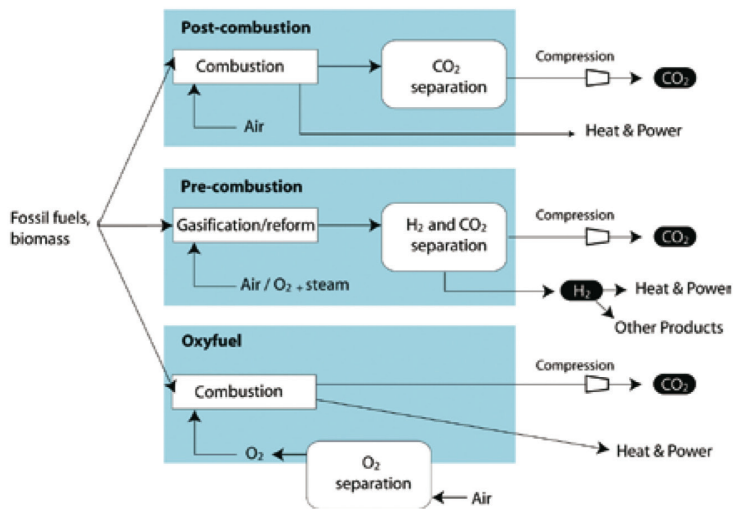


Figure 6 : Représentation schématique des différentes techniques de capture de CO₂
Crédits : GIEC / CO₂CRC

1.1.4 Comparaison des différentes méthodes de capture

Chaque technologie de capture (voir Figure 6) présente des avantages et inconvénients différents, et le choix d'une méthode plutôt qu'une autre se fait notamment en fonction de la centrale considérée :

- adaptation d'une centrale existante ou construction d'une nouvelle ;
- type de centrale (électricité, ciment, acier, etc.) ;
- localisation de la centrale et disponibilité des technologies ou non (par exemple logistique associée à l'évacuation des solvants pour les procédés d'absorption) ;
- coûts impliqués pour la construction ou associés au fonctionnement de la centrale, etc.

Le Tableau 2 présente une comparaison chiffrée des trois technologies décrites ci-dessus, en se basant sur le « Carbon Capture Quotient » (CCQ), à savoir le ratio des facteurs d'émission pour un gaz donné pour une centrale équipée de CSC par l'émission obtenue pour une centrale sans CSC.

Il convient de noter que, dans le domaine du CSC, les technologies associées à la capture ne sont pas à proprement parler « en concurrence » avec leurs alternatives. Contrairement à certaines industries, où un seul procédé émerge et prend le pas sur les autres, plusieurs technologies de capture peuvent – et doivent – coexister, afin de pouvoir adapter les procédés de CSC à différents schémas et différentes industries.

Technologie employée	Centrale	CCQ _{CO2}	CCQ _{SO2}	CCQ _{NOx}	CCQ _{PM}
Post-combustion	NGCC	0.13		1.00	
	PC	0.10	0.15	0.94	0.71
Pré-combustion	IGCC	0.11	0.45	0.85	1.00
Oxycombustion	NGCC	0.02			
	PC	0.05	0.06	0.42	0.06

IGCC : Integrated Gasification Combined Cycle / NGCC : Natural Gas Combined Cycle / PC : Pulverised Coal

Tableau 2 : Comparaison des CCQ de CO₂, SO₂, NO_x et des particules fines (PM)
Crédits : EA SAC, Policy Report 20, May 2013

1.2 Transport du carbone

Une fois le CO₂ capturé, il convient alors de le transporter vers un site de stockage, ou dans certains cas (par exemple aux États-Unis) vers des gisements de pétrole en exploitation, où le gaz sera alors utilisé pour la récupération assistée du pétrole (EOR, voir encadré).

Le CO₂ peut se transporter sous chacun de ses quatre états physiques : solide, liquide, gaz, ou fluide supercritique, i.e. un fluide ayant la densité d'un liquide et la viscosité d'un gaz. L'état dans lequel se trouve le CO₂ dépend de la température et de la pression auxquelles il est soumis, et de sa pureté (voir Figure 7).

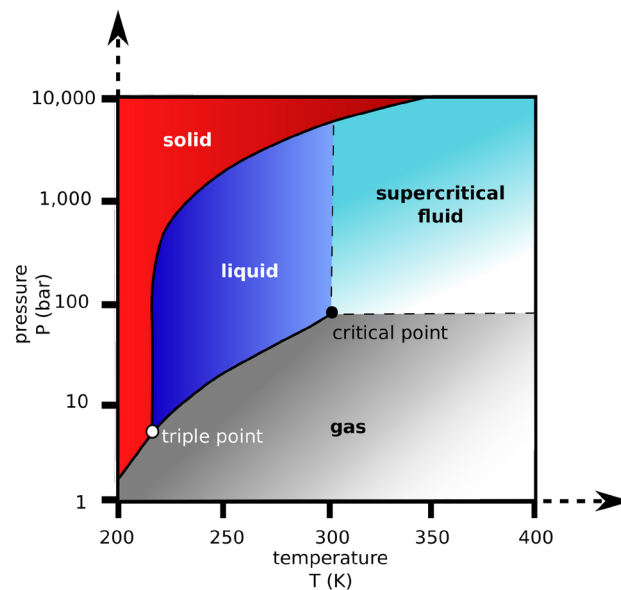


Figure 7 : Diagramme température/pression du CO₂ pur
Crédits : Wikimedia Commons

Le transport du CO₂ à l'échelle commerciale peut se faire de deux manières principales : soit par pipelines, soit par transport terrestre puis maritime, dans des containers spéciaux. Des études ont permis de comparer les coûts associés aux pipelines ou au transport par bateau du CO₂ (voir Figure 8). Dans certains cas, cette deuxième solution peut être préférable, par exemple :

- lorsque le site de stockage de CO₂ est relativement petit, ou que les distances considérées sont très grandes ;
- si les taux d'injection de CO₂ dans le site de stockage sont faibles ;
- pour le lancement de premiers projets de démonstration de CSC, et qu'une flexibilité importante est requise.

Pour les projets de CSC à grande échelle, l'option des pipelines est souvent plus économique que celle de containers spéciaux transportés par voie terrestre puis maritime. En effet, un flux continu de CO₂ devra être transporté sur de larges distances entre la source et le site de stockage, et la méthode la plus efficace reste l'envoi via des pipelines du carbone sous l'état de fluide supercritique, permettant le transport de quantités de CO₂ plus im-

Enhanced Oil Recovery (EOR, ou récupération assistée du pétrole)

L'expression « récupération assistée du pétrole » (ou EOR) désigne l'ensemble des techniques destinées à augmenter les quantités d'hydrocarbures extraites d'un gisement.

Actuellement, trois techniques principales sont utilisées en EOR, permettant aux industriels de récupérer 30 à 60% des réserves en place (contre 20 à 40% obtenus avec les méthodes conventionnelles). Elles sont notamment très utilisées aux États-Unis.

Méthodes thermiques : en introduisant de la chaleur dans le réservoir, par exemple grâce à l'injection de vapeur d'eau, la viscosité du pétrole est réduite et il se déplace alors plus facilement dans le réservoir. Cette technique est utilisée dans plus de 40% des productions de pétrole via EOR aux États-Unis, principalement en Californie.

L'injection de gaz, tels que du gaz naturel, de l'azote, ou du CO₂, qui se dilatent dans le réservoir, et permettent de pousser le pétrole vers les puits ; ou l'injection d'autres gaz qui se dissolvent dans le pétrole pour diminuer sa viscosité. Ces méthodes sont employées pour près de 60 % de la production de pétrole états-unienne avec EOR.

Enfin, **l'injection de produits chimiques**, tels que des diluants ou des tensioactifs, qui permettent de réduire les tensions de surface empêchant souvent les petites gouttes de pétrole de circuler dans le réservoir. Ces techniques sont largement minoritaires (moins de 1% de la production de pétrole avec EOR des États-Unis).

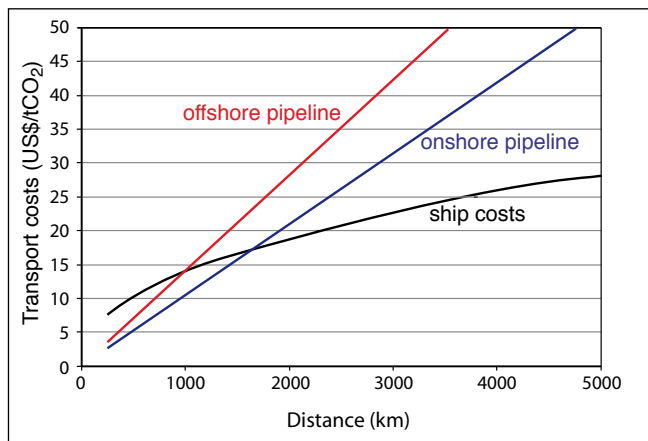


Figure 8 : Comparaison des coûts de transport en fonction de la distance
Crédits : Rapport du GIEC sur le CSC, 2005

portantes dans des pipelines relativement petites (grâce à la densité accrue du fluide).

Ainsi, la majorité des recherches sur le transport du CO₂ est focalisée sur les pipelines, notamment sur leurs matériaux. Le CO₂ pur atteint l'état de fluide supercritique à la température de 31,1°C et sous une pression de 73,8 bars (voir Figure 7). Le CO₂ issu des centrales équipées de systèmes de capture contient des impuretés (telles que de l'eau, de l'oxygène, de l'azote, de l'hydrogène, etc.). Ces impuretés modifient ses propriétés (densité, viscosité), et donc le point auquel il atteindra l'état de fluide supercritique. Ainsi, pour pouvoir assurer un transport sous cette phase, on se place généralement à des pressions entre 100 et 150 bars. Les pipelines envisagés pour le transport devront donc pouvoir supporter des pressions de cet ordre de grandeur. De tels pipelines sont par exemple d'ores et déjà utilisés aux États-Unis, au Texas, et permettent le transport de CO₂ produit naturellement vers les gisements de pétrole, où il est utilisé pour l'EOR.

Par ailleurs, bien qu'à l'état pur, le CO₂ soit une substance sans couleur, sans odeur, non inflammable et non toxique, la présence d'impuretés dans le CO₂ transporté pour le CSC peut potentiellement créer des risques pour l'intégrité des pipelines. Par exemple, une trop importante quantité d'eau dans le fluide peut entraîner la formation d'acide carbonique (H₂CO₃), un composé hautement corrosif.

Les caractéristiques de pipelines dédiés au transport de CO₂ pour le CSC ont été comparées à celles de pipelines existants pour le transport du gaz naturel, afin de déterminer les risques associés au transport du CO₂ et d'évaluer la nécessité de considérer le CO₂ comme un fluide dangereux dans le cadre des réglementations en vigueur (« Pipeline Safety Regulations »). Cependant, les critères de sécurité diffèrent : en effet, le gaz naturel n'est dangereux qu'en cas d'ignition, tandis que les risques associés au CO₂ sont principalement liés aux pressions considérées et au caractère corrosif du fluide transporté.

Les recherches actuelles se concentrent sur le matériau employé pour la construction des pipelines. Outre l'étanchéité, d'importance majeure, les études portent par exemple sur la propagation des fractures dans les pipelines causées par le CO₂, qui se comporteront différemment : en effet, le CO₂ ne se décompresse pas à la même vitesse que le gaz naturel, or, plus un fluide décompresse lentement, plus il est difficile de contrôler la propagation de la fracture. Les résultats de ces études permettent de proposer des critères de résistance et de dureté du matériau.

D'autres travaux se concentrent sur les risques liés aux fuites de CO₂, à la fois pour des pipelines onshore ou offshore : caractérisation de la propagation du gaz, risque pour les populations proches, possibilités d'évacuation des communes locales, impacts négatifs sur l'environnement, etc. Dans le cas des pipelines onshore, il faudra par exemple enterrer les pipelines afin de minimiser les risques d'asphyxie en cas de fuites.

Transportation routes Reference scenario

CO₂Europe

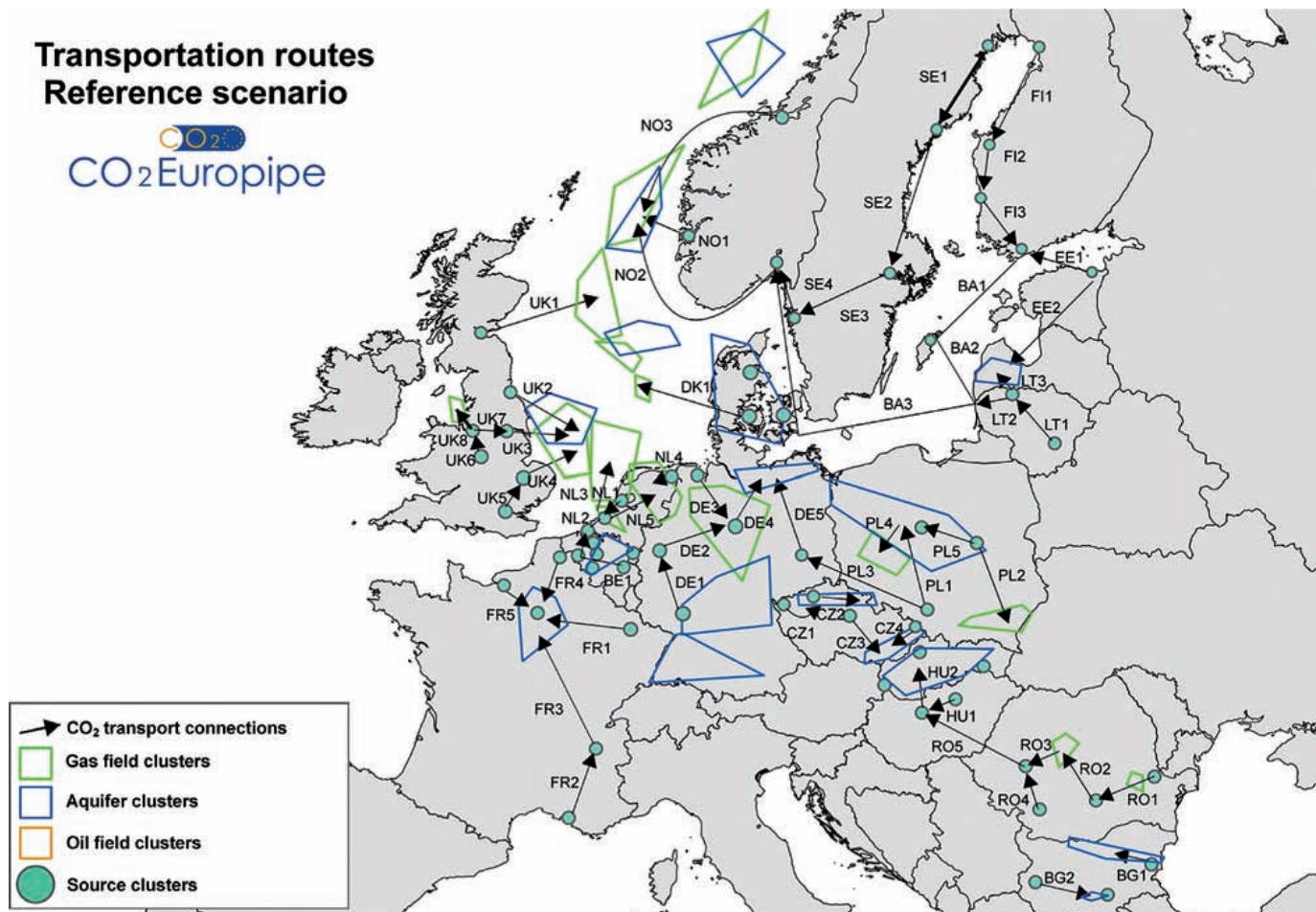


Figure 9 : Représentation schématique des routes potentielles de transport de CO₂ en Europe
Crédits : EA SAC, Policy Report 20, May 2013

Si certains pipelines existant pourront potentiellement être adaptés pour l'utilisation du CO₂, on note cependant que, le CO₂ à l'état de fluide supercritique se comportant comme un liquide dans le pipeline, les compresseurs utilisés pour le transport du gaz naturel devront être remplacés par des pompes au niveau des postes de relais.

Enfin, la question du transport à travers l'Europe reste une problématique notable. En effet, bien que l'Europe possède, dans sa globalité, de nombreux sites potentiels de stockage, certains pays tels que la Finlande, la Suède, l'Estonie ou la République Tchèque, ne disposent pas de sites de stockage « nationaux » de capacité suffisante. La feuille de route « Energy Roadmap 2050 » de la Commission Européenne souligne que des infrastructures de transport de CO₂, aujourd'hui inexistantes, seront nécessaires au développement de l'industrie du CSC en Europe. La planification de ces infrastructures devrait, selon la Commission, commencer dès que possible. Des études ont d'ores et déjà envisagé les différentes routes possibles pour le CO₂, en fonction des formations géologiques connues en Europe (voir Figure 9).

1.3 Capture du CO₂

Le CO₂ issu des centrales (ou de l'industrie) doit ensuite être stocké dans des réservoirs géologiques et exclu de l'atmosphère. La plus grande capacité de stockage disponible se situe dans des formations géologiques souterraines,

où le CO₂ peut être stocké dans les pores de roches sédimentaires (par exemple des grès ou des schistes). Afin de maximiser la sécurité et la stabilité du stockage, les réservoirs géologiques considérés sont en général à des profondeurs de plus de 800 m sous la surface de la Terre. Pour de telles profondeurs, le CO₂ est sous une phase dense supercritique, occupant ainsi moins d'espace (voir Figure 10).

Les critères principaux d'adaptation d'un réservoir au stockage du carbone sont les suivants :

- la roche constituant le réservoir doit être perméable, afin que le CO₂ puisse y être injecté ;
- la roche du réservoir doit être poreuse, fournissant l'espace nécessaire au stockage du CO₂ ;
- le réservoir doit être suffisamment profond pour empêcher toute fuite du CO₂ vers l'atmosphère ;
- la roche située directement au-dessus du réservoir, aussi appelée « roche-couverture », doit quant à elle être hermétique, agissant en barrière pour empêcher le CO₂ de s'échapper du réservoir.

On peut par exemple visualiser le réservoir comme une éponge, capable d'absorber le CO₂, et la roche-couverture un plastique étanche, empêchant les fuites.

1.3.1 Sites de stockage

Il existe deux types principaux de réservoirs adaptés au stockage du carbone : les anciens gisements d'hydrocar-

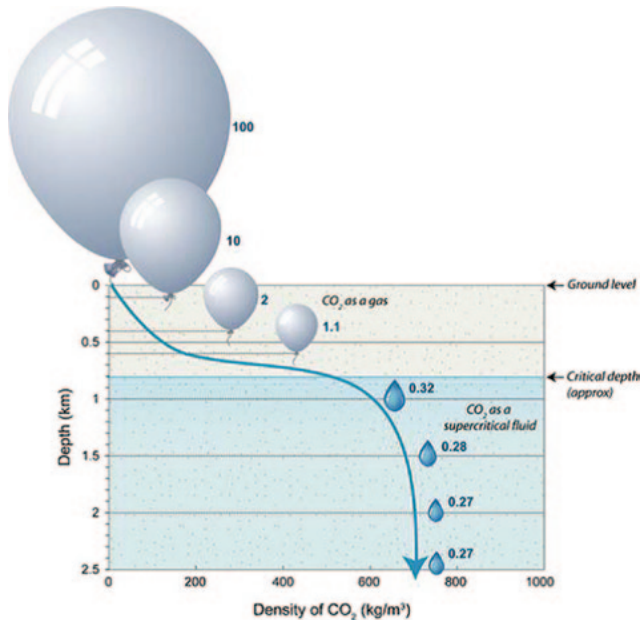


Figure 10 : Densité du CO₂ illustrée, en fonction de la profondeur
Crédits : EA SAC, Policy Report 20, May 2013

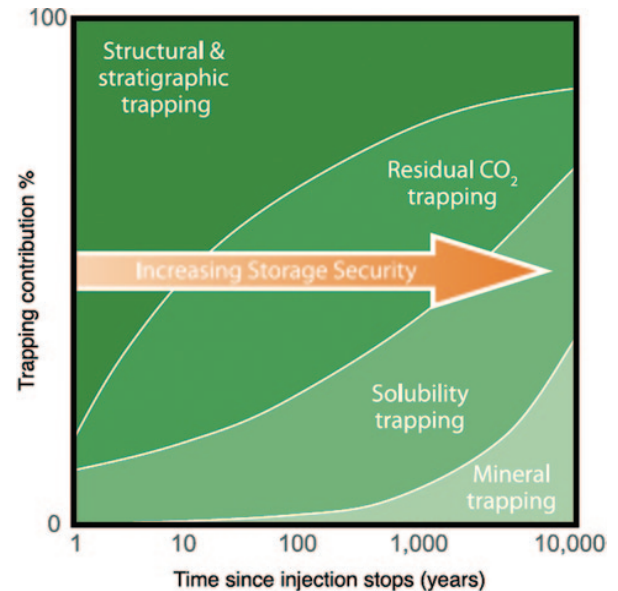


Figure 13 : Evolution des mécanismes de piégeage en fonction du temps après l'injection
Crédits : Rapport du GIECC sur le CSC, 2005

bures, et les aquifères salins (voir Figure 11, page suivante). Les gisements de charbon non exploités pourront, dans une moindre mesure, également contribuer au stockage du CO₂. Chacun présente des caractéristiques – et des défis – différents pour pouvoir piéger le CO₂ de la manière la plus sûre et respectueuse de l'environnement.

De nombreux projets sont d'ores et déjà en cours pour le stockage de carbone (voir Figure 12, page suivante). Le projet Sleipner, en Norvège, est par exemple opérationnel depuis les années 1990 : le CO₂ est séparé du gaz naturel extrait d'un gisement situé sous le plancher océanique, puis réinjecté dans une formation située au-dessus du gisement. De nombreuses études de surveillance sont menées dans le cadre de ce projet, permettant de fournir des données précieuses sur le comportement du CO₂ stocké dans le réservoir.

Le Royaume-Uni possède un potentiel de stockage géologique offshore important, situé principalement dans le bassin de la mer du Nord et dans le bassin occidental de la mer d'Irlande. Les experts estiment la capacité de stockage dans les réservoirs d'hydrocarbures abandonnés de 16 à 20 Gt de CO₂, et entre 19 et 716 Gt pour les aquifères salins, qui pourraient permettre au Royaume-Uni de stocker l'équivalent de plus 500 ans de leurs émissions de CO₂ annuelles.

En juin 2013, l'Energy Technology Institute (ETI) et le British Geological Survey (BGS, équivalent britannique du BRGM) ont lancé le site CO₂ Stored, présentant des données détaillées sur les sites de stockage de carbone offshore dont dispose le Royaume-Uni, et proposant également une carte interactive de ces sites⁴.

1.3.2 Processus d'injection et de stockage du CO₂

Il existe quatre types de procédés de « piégeage » du CO₂ dans les formations rocheuses (voir Figure 13 – à noter que ce schéma est une représentation générique et les zones présentées varieront en fonction des caractéristiques de

chaque réservoir), plus ou moins étalés dans le temps après l'injection :

- **le piégeage stratigraphique ou structurel** : après avoir été injecté dans le site de stockage, que ce soit un réservoir d'hydrocarbures épuisé ou un aquifère salin, le CO₂ s'étend latéralement et remonte dans le réservoir, puisque sa densité est inférieure à celle des eaux de formations salines présentes dans ces deux types de sites, jusqu'à rencontrer les roches de couverture imperméables l'empêchant de s'échapper du réservoir ;
- **le piégeage résiduel** : lors de son déplacement dans le réservoir, une fraction du CO₂ est piégé dans les interstices de la formation rocheuse grâce à des forces de capillarité ;
- **le piégeage par solubilité** : une partie du CO₂ supercritique se dissout dans l'eau présente dans la formation. Cela acidifie et densifie la solution enrichie en CO₂, qui va alors couler vers le fond du réservoir. Ce phénomène entraîne le quatrième mécanisme de piégeage ;
- **le piégeage minéral** : le CO₂ dissous dans l'eau au fond du réservoir peut ainsi réagir avec les roches de la formation, et produire des minéraux de précipitation.

Puisque l'injection de grandes quantités de CO₂ dans les réservoirs entraîne une augmentation de pression dans les formations rocheuses, ce procédé doit donc être exercé avec beaucoup de précautions, et un suivi minutieux doit être mis en place. L'augmentation de pression peut notamment aggraver des failles géologiques préexistantes ou en créer de nouvelles par hydrofracture.

La majorité des réservoirs considérés pour le stockage de CO₂ sont en état de sous-pression, c'est-à-dire que la pression hydrostatique du fluide contenu dans les pores des roches est inférieure à la pression lithostatique, infligée sur la formation par le poids des roches situées au-dessus du réservoir. La formation de failles dans les roches et la surpression interviennent lorsque la pression hydrostatique dépasse le point où la roche se craquelle et devient perméable.

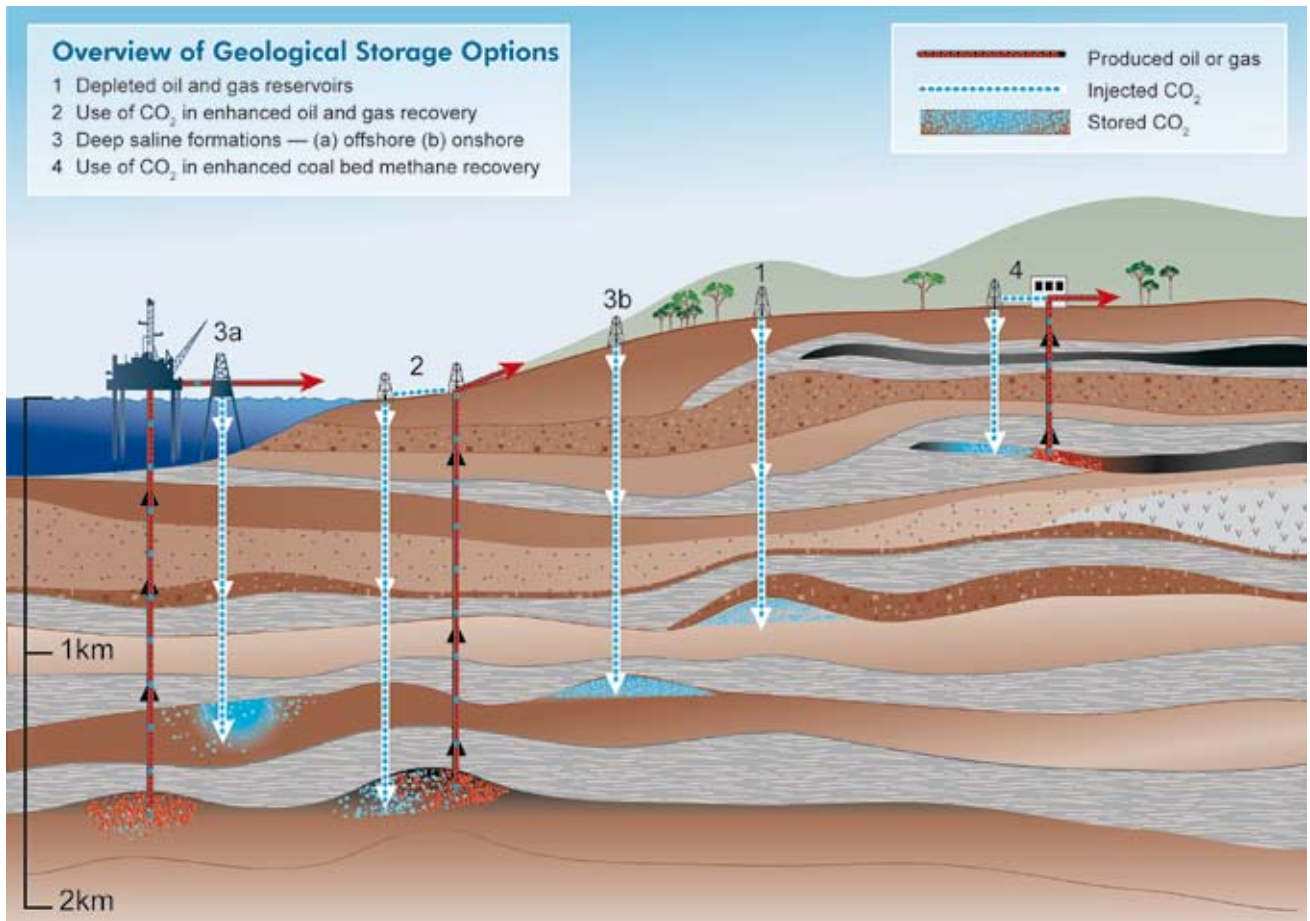


Figure 11 : Les différents sites géologiques adaptés au stockage du carbone
Crédits : Rapport du GIECC sur le CSC, 2005

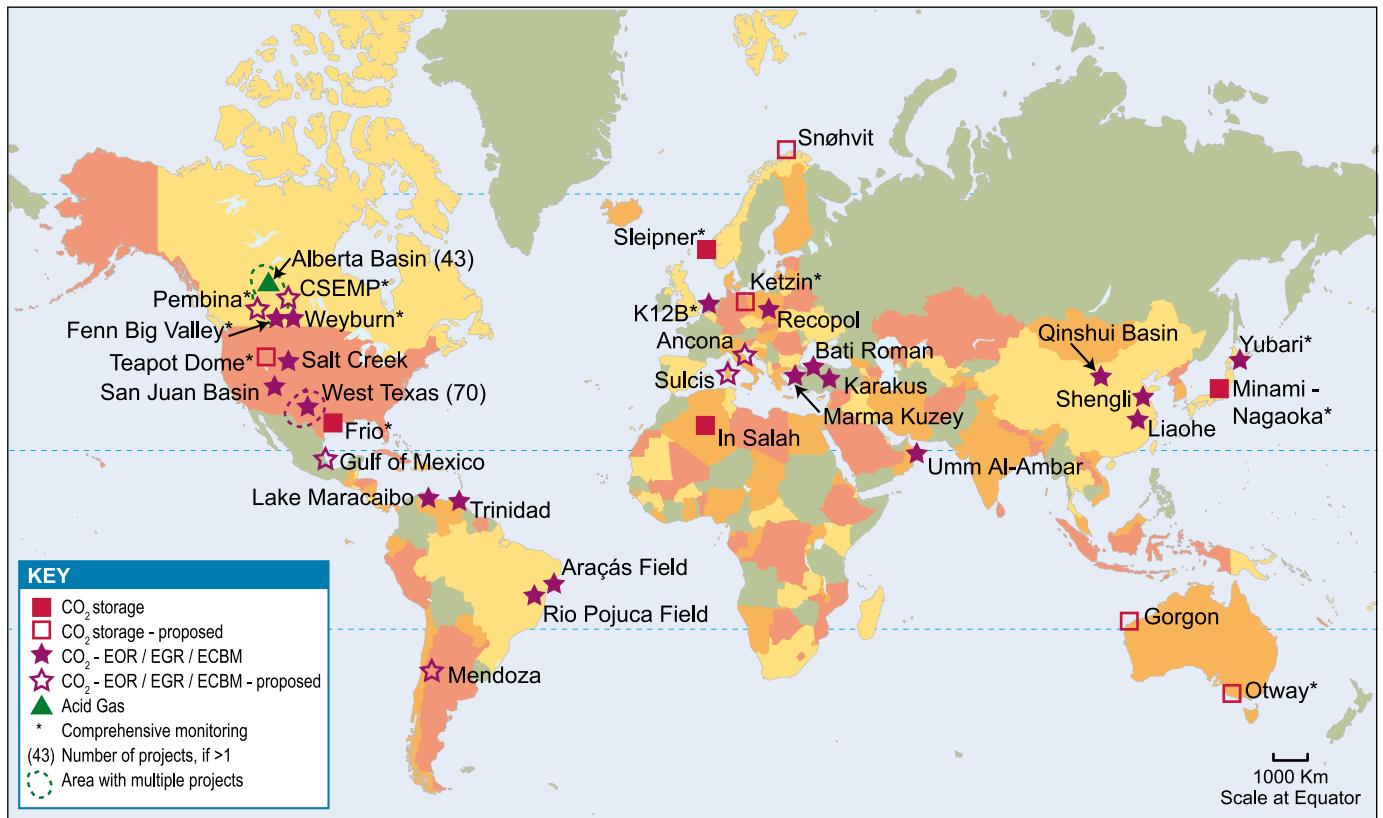


Figure 12 : Projets de stockage du CO₂
Crédits : Rapport du GIECC sur le CSC, 2005

Pour les réservoirs d'hydrocarbures épuisés, il est possible d'augmenter la pression presque jusqu'au niveau précédant l'extraction d'hydrocarbures avec un risque négligeable de fracture. Pour les aquifères salins, le défi s'avère plus complexe, puisque la perméabilité et la forme du réservoir peuvent créer un risque de surpression avec l'augmentation de la quantité de fluide contenu.

1.3.3 Contrôle du stockage

Il est ainsi essentiel de mettre en place des méthodes de suivi exhaustives et méticuleuses, pour s'assurer de l'intégrité des réservoirs, à la fois lors de l'injection du CO₂ et après.

Outre la création potentielle de nouvelles failles dans les roches, le CO₂ peut s'échapper du réservoir notamment à travers des failles ou fractures existantes dans la roche de couverture du réservoir, ou via des puits d'extraction abandonnés et mal scellés. Une fuite potentielle de gaz provenant d'un site de stockage peut être détectée grâce à une diminution du volume de fluide dans le réservoir ou une augmentation de concentration de CO₂ dans les zones situées au-dessus du site. Plusieurs techniques de surveillance peuvent être employées, divisées en deux catégories.

D'une part, les chercheurs peuvent utiliser des outils axés sur le suivi profond, destinés à observer les réservoirs et les formations rocheuses lors de l'injection du CO₂. Le but de ce suivi est d'identifier et de caractériser les modifications engendrées par l'injection de CO₂, à la fois dans le réservoir et dans les zones avoisinantes. Parmi ces outils, on peut noter :

- **l'utilisation de capteurs de pression en profondeur**, permettant de suivre l'augmentation de pression lors de l'injection du CO₂. Ces capteurs permettent notamment de signaler l'apparition d'une fuite, qui engendrerait une baisse de pression anormale dans le réservoir ;
- **le suivi sismique** permet, par imagerie, de visualiser les flux de CO₂ injectés au sein du réservoir, indiquant à la fois la profondeur du gaz et sa diffusion en une large couche de fluide. Ces méthodes sont utilisées pour le projet de Sleipner, en Norvège (voir Figure 14) et ont permis aux scientifiques du BGS de surveiller efficacement l'évolution du CO₂ dans le réservoir ;

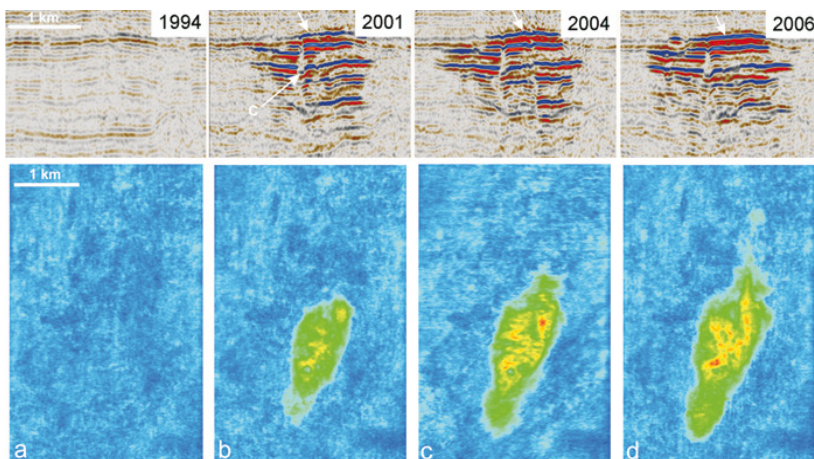


Figure 14 : Images sismiques provenant de la surveillance du projet Sleipner en Norvège, montrant l'évolution du CO₂ injecté (en 2001, le "nuage" de CO₂ s'étendait sur 250 m de hauteur pour une largeur totale de 2km)

Crédits : British Geological Survey

- **le contrôle de la température** dans les puits, ou **les études gravimétriques et électromagnétiques** des fonds marins, permettent d'apporter des informations supplémentaires sur le comportement du CO₂ dans le réservoir, et sur le réservoir lui-même.

D'autre part, les outils « de surface », destinés à détecter des fuites potentielles de gaz en étudiant les zones situées au-dessus du site de stockage et l'environnement :

- imagerie acoustique et étude d'échantillons provenant des colonnes d'eau ou des fonds marins ;
- étude de l'eau ou de l'air (qualité, écoulements, concentrations de CO₂, etc.) ;
- suivi des écosystèmes (faune et flore notamment).

Le contrôle des sites de stockage et des fuites représente l'un des défis principaux du stockage de carbone pour le CSC, tant pour assurer l'efficacité du CSC que pour répondre aux questions de réglementation et d'acceptation du public liés à ce domaine.

1.3.4 Le projet QICS

Au Royaume-Uni, le Plymouth Marine Laboratory (PML) a mené un projet de quatre ans axé sur l'étude de l'impact d'une fuite de CO₂ dans les fonds marins, en observant pendant 37 jours une fuite artificielle. Le projet « *Quantifying and Monitoring Potential Ecosystem Impacts of Geological Carbon Storage* », aussi appelé QICS, est le premier projet au monde à injecter du CO₂ dans le sol marin afin d'étudier son comportement et l'impact d'une telle perturbation sur l'écosystème environnant (voir Figure 15). Les chercheurs du PML ont étudié le comportement et l'impact d'une fuite grâce à différentes méthodes, telles que des études de pH et de concentration de CO₂ dans la colonne d'eau située au-dessus de la fuite, l'observation d'indicateurs biologiques (à l'aide de caméras vidéo ou de prélèvements), ou encore l'utilisation de techniques acoustiques permettant d'écouter les bulles de CO₂ s'échappant des sédiments.

Ce projet a notamment permis aux chercheurs du PML de proposer une stratégie de surveillance des sites de stockage, en comparant les différentes techniques disponibles et leurs caractéristiques. Deux types d'outils principaux sont envisagés, les outils dits « passifs », par exemple des hydrophones ou des capteurs chimiques, et les outils « actifs », tels que des outils acoustiques capables d'envoyer des ondes sonores et d'étudier l'écho reçu.

La stratégie de contrôle des fuites se fonde sur quatre étapes, utilisant une combinaison de différents outils en fonction des caractéristiques de la zone considérée :

- **Détection d'anomalies** : par exemple grâce à des études de sismicité 3D, ou à des robots sous-marins « passifs » équipés d'hydrophones et d'autres capteurs, circulant autour des zones considérées à risque, notamment les puits abandonnés des réservoirs, pouvant avoir été mal scellés (voir Figure 16) ;

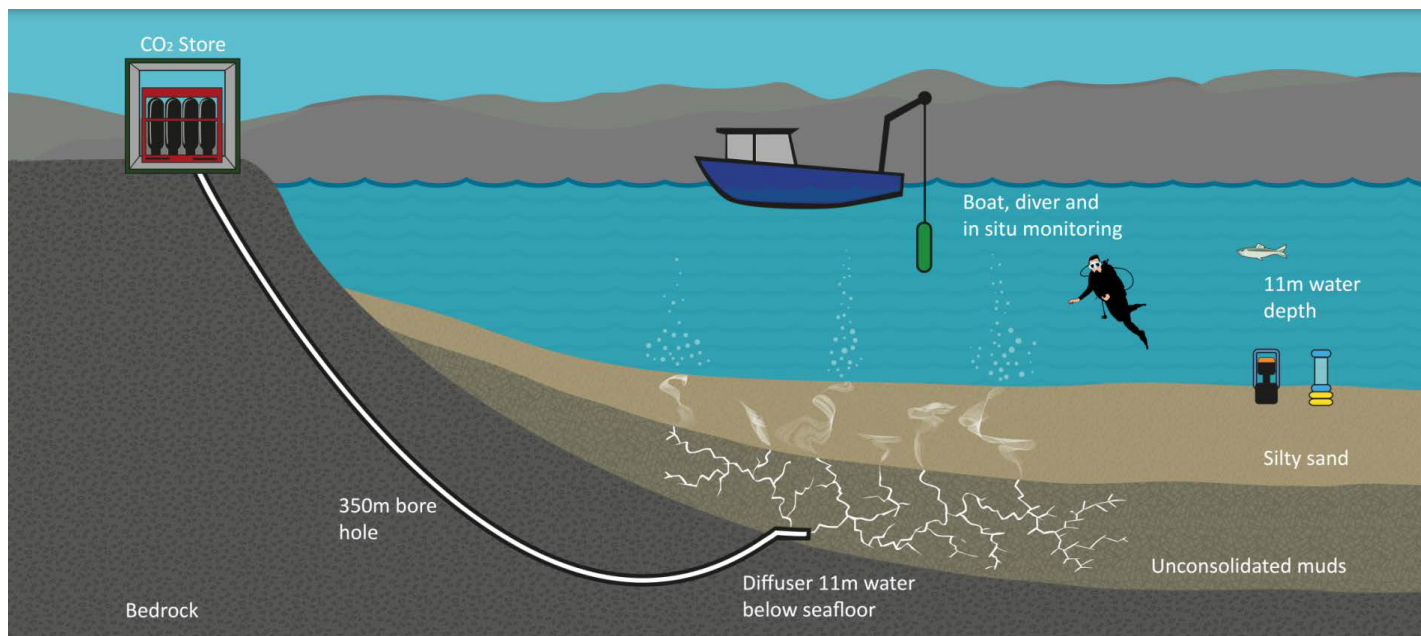


Figure 15 – Représentation schématique du principe du projet QICS
Crédits : Plymouth Marine Laboratory

- **Confirmation et attribution** : il s'agit de déterminer, grâce au déploiement d'outils plus précis, si les anomalies détectées sont bien liées à une fuite de CO₂ provenant d'un réservoir proche, notamment avec l'aide de capteurs chimiques ;
- **Quantification de la fuite** : par exemple grâce à l'étude d'échantillons, ou l'utilisation d'outils acoustiques plus précis ;
- **Étude d'impact** : en étudiant notamment des indicateurs biologiques et le comportement de l'écosystème environnant.

Les travaux des chercheurs de PML ont également démontré l'existence d'un impact réel sur la faune et la flore environnant lors d'une fuite, cependant ils ont conclu que si la fuite était identifiée et stoppée rapidement, l'écosystème parvenait à revenir à son état initial rapidement (les chercheurs estiment un ordre de quelques semaines). Ce projet a notamment permis de mettre en évidence l'importance des études de référence pour les sites de stockage envisagés, afin de pouvoir mesurer efficacement l'impact de cette nouvelle activité sur l'écosystème.

2. La recherche en CSC au Royaume-Uni

La recherche en CSC se concentre donc à la fois sur les domaines techniques de la capture, du transport et du stockage, secteurs d'ores et déjà bien développés - grâce à une expertise conséquente issue d'autres thèmes de recherche et d'industries majeures (par exemple l'industrie chimique pour la capture, ou l'industrie pétrolière pour le transport) - mais également sur des domaines tels que les sciences économiques et sociales.

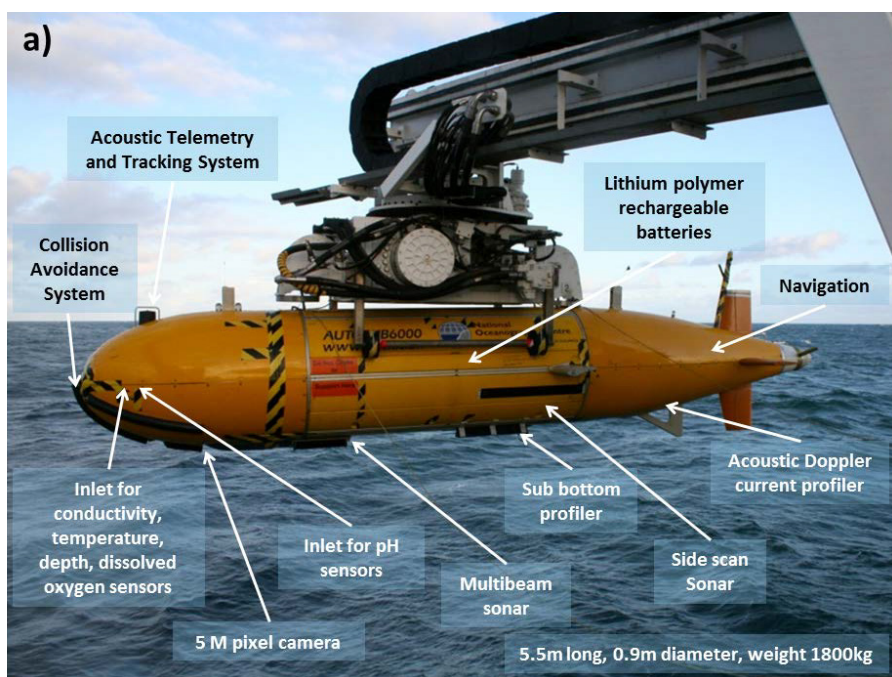


Figure 16 – Véhicule sous-marin autonome, conçu par le PML lors du projet QICS
Crédits : Plymouth Marine Laboratory

Cependant, outre les avantages certains de l'existence de travaux poussés - dans les domaines techniques par exemple - cette dispersion des compétences peut rendre compliqué le processus de développement du CSC à proprement parler. Les experts pouvant contribuer à l'essor de cette nouvelle industrie sont effectivement souvent éparpillés dans les centres de recherche et les entreprises, et la transition entre chaque secteur impliqué dans le CSC n'en est pas facilitée.

Ainsi, le Royaume-Uni cherche à renforcer l'efficacité de la recherche en CSC, en regroupant autant que possible les experts, notamment à travers la mise en place d'un centre de recherche chargé de coordonner les travaux dans le domaine.

2.1 Le UK Carbon Capture and Storage Research Centre

2.1.1 Objectifs et financements

Au Royaume-Uni, plus de 50 universités et centres de recherche abritent des travaux reliés au CSC. Afin de faciliter et de catalyser la collaboration dans le domaine, le UK Carbon Capture and Storage Consortium (UKCCSC), un réseau de scientifiques dédié au CSC, a vu le jour en 2005 grâce à un financement du Natural Environment Research Council (NERC) et de l'Engineering and Physical Science Research Council (EPSRC)⁵. Ce consortium se concentrait sur huit thèmes de recherche :

- Thème A : Capture, transport et utilisation du CO₂ ;
- Thème B : Stockage géologique ;
- Thème C : CSC et l'environnement ;
- Thème D : Procédés sociaux ;
- Thème E : Informations géographiques ;
- Thème F : Dissémination ;
- Thème G : Modélisation ;
- Thème H : Passerelles dynamiques.

S'appuyant sur plusieurs années de collaboration étroite facilitée par ce consortium, le UK Carbon Capture and Storage Research Centre (UKCCSRC) a été créé en avril 2012, grâce à un financement de 10 M€ de l'EPSRC et de 3,3 M€ du Department of Energy and Climate Change (DECC, ministère de l'énergie et du changement climatique). Le directeur et le secrétariat de l'UKCCSRC sont basés à Édimbourg, et la structure du réseau est également soutenue par un groupe de coordination, des « Champions » de domaines de recherche (experts désignés en tant que points de contact et représentants principaux des domaines tels que la capture ou le transport), et des assistants directeurs et ambassadeurs présents dans d'autres institutions.

Le but principal de l'UKCCSRC est de regrouper les compétences britanniques en CSC en un seul organisme, servant également d'interlocuteur à la fois national et international. La mission du centre repose sur ces thèmes :

- **lier la recherche académique à plusieurs pistes de développement pour le déploiement du CSC** : notamment en s'appuyant sur les projets de démonstration (voir §3.2) pour réduire les coûts, construire une base de connaissances solides associée au lancement pratique du CSC, et préparer un déploiement à plus grande échelle pour soutenir les ambitions britanniques en termes de changement climatique et de réduction des émissions de gaz à effet de serre ;
- **gérer les stratégies et les capacités** : l'UKCCSRC apporte aux chercheurs britanniques un soutien continu et permet d'aider la création d'opportunités de collaboration multidisciplinaire sur le long-terme. Pour ce faire, le réseau recherche activement du soutien financier et logistique pour la recherche en CSC, principalement auprès de sponsors, par exemple le gouvernement, RCUK ou l'industrie. Le centre œuvre également à la création de partenariats de recherche stratégiques, nationaux et internationaux, ici également principalement axés sur le thème de la réduction des coûts, mais aussi l'amélioration des performances et la réduction des risques pour les prochaines générations de projets de CSC ;

- **être l'interlocuteur privilégié** pour les relations internationales, ayant notamment six mémorandums d'accord avec d'autres centres importants de recherche dans le CSC en Australie, au Canada, en Chine, aux Pays-Bas, et aux États-Unis.

Le centre s'appuie sur des outils de communication (par exemple une newsletter bimensuelle), des réunions de réseau biennuelles et des colloques spécialisés pour coordonner efficacement la recherche en CSC à travers le Royaume-Uni. Le UKCCSRC dispose également de fonds de recherche : 4,9 M€ ont été distribués sur 27 projets de recherche différents, complétés par 2,5 M€ de cofinancements extérieurs.

Par ailleurs, le UKCCSRC fait partie d'un projet intergouvernemental de recherche, de développement et d'innovation en CSC (voir §3.1.2)

2.1.2 Projets de recherche et membres

En 2014, le UKCCSRC regroupait près de 250 chercheurs et experts, et plus de 200 chercheurs en début de carrière, disséminés dans une cinquantaine d'instituts et d'universités différents, ainsi que plus d'une centaine d'industriels et de membres d'universités étrangères. Les Figures 17a et 17b (pages suivantes) résument la répartition des chercheurs par secteur (les problématiques du transport, de la politique scientifique, de la réglementation et la perception du grand public sont regroupées dans la catégorie « transverse »), et affiliation. Par ailleurs, le réseau a noué des liens étroits avec l'industrie, grâce notamment à un système d'adhésion, recensant à l'heure actuelle 117 membres.

Le Royaume-Uni est par ailleurs le leader européen en termes de publications scientifiques dans le domaine du CSC, et troisième mondial après les États-Unis et la Chine (voir Figure 18).

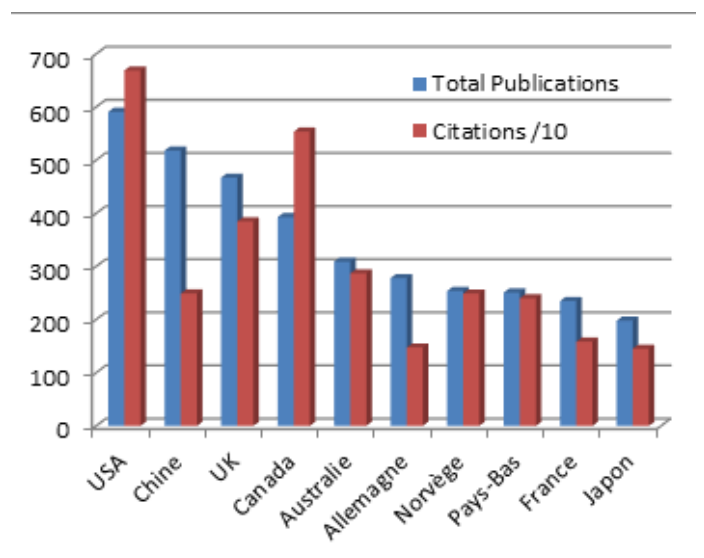


Figure 18 : Publications et citations totales dans le domaine du CSC – chiffres d'octobre 2012

Crédits : SST Londres, données issues de ISI Web of Knowledge

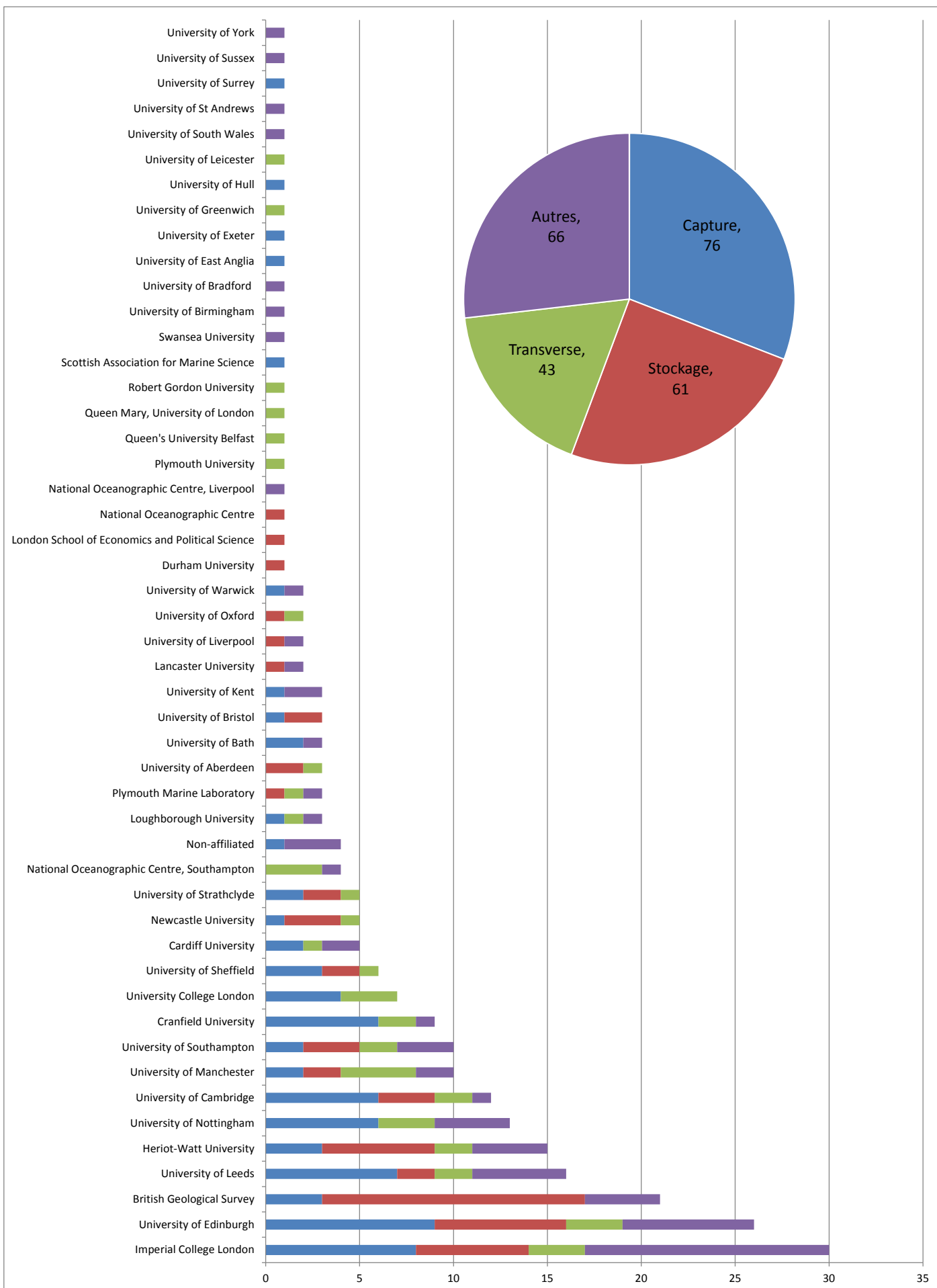


Figure 17a : Nombre de chercheurs membres du UKCCSRC par institut et par spécialité
 Crédits : SST, à partir de données de l'UKCCSRC

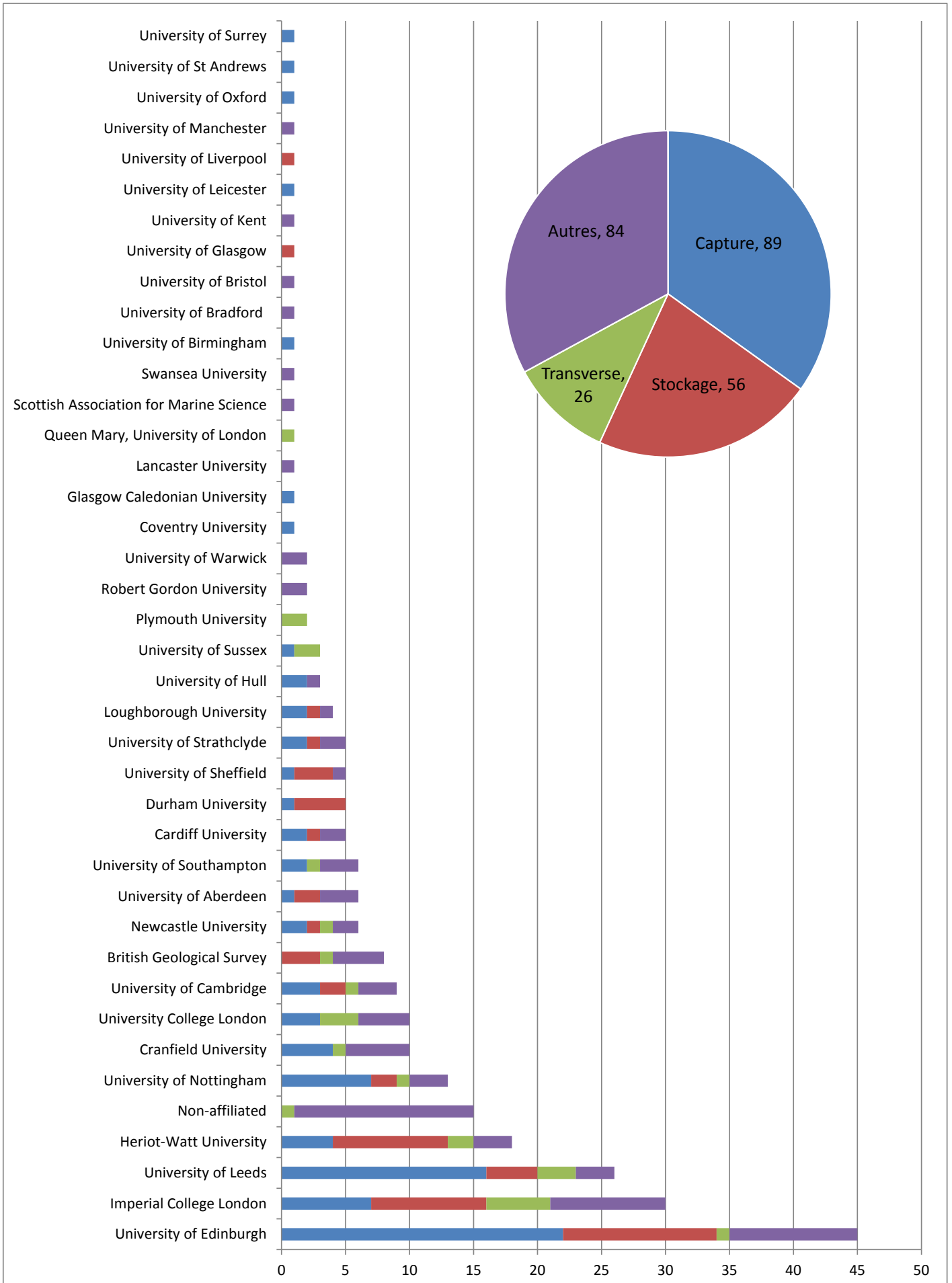


Figure 17b : Nombre de chercheurs en début de carrière membres du UKCCSRC par institut et par spécialité
 Crédits : SST, à partir de données de l'UKCCSRC

2.2 Infrastructures de recherche

2.2.1 Le EPSRC Centre for Doctoral Training

La formation de doctorants est une priorité pour les conseils de recherche britannique, et le format de Centre for Doctoral Training (CDT, centre de formation doctorale) est largement adopté au Royaume-Uni. Ainsi, l'EPSRC a lancé plus d'une centaine de CDT en 2008 (voir Figure 19), dont 13 axés sur la problématique de l'énergie (voir Figure 20).

L'EPSRC Centre for Doctoral Training in Capture and Storage and Cleaner Fossil Energy est le CDT axé sur le CSC. Bien que les premiers doctorants à rejoindre ce centre aient commencé leurs travaux à l'automne 2014, il s'appuie sur un CDT ayant vu le jour en 2009 grâce à un financement de 11M£, provenant notamment de RCUK. Dirigé par l'Université de Nottingham, et en partenariat avec les universités de Leeds, Birmingham, Loughboroug et le BGS, il regroupe aujourd'hui plus d'une cinquantaine de doctorants. Chaque projet de recherche est par ailleurs lié à un partenaire industriel : 17 entreprises soutiennent à ce jour ces travaux, parmi lesquelles figurent Alstom Power, EDF, E.ON, ou encore l'ETI.

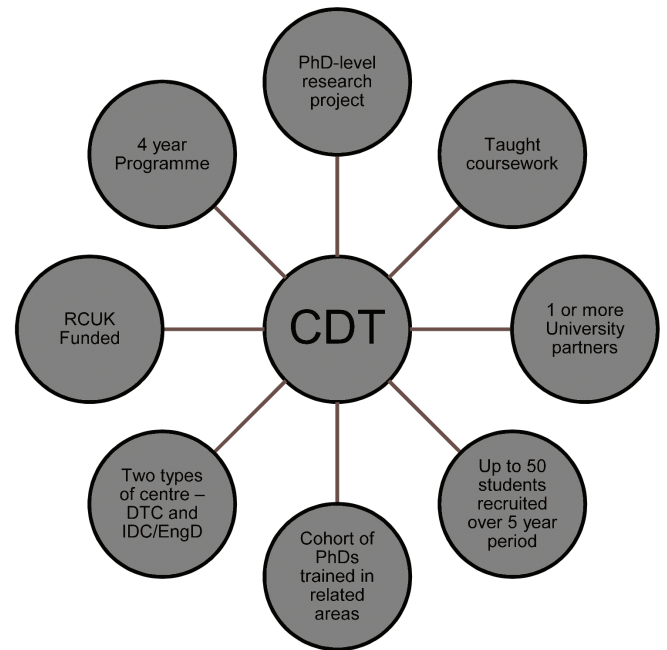


Figure 19 : Le fonctionnement des CDT
Crédits : Colin Snape, Université de Nottingham

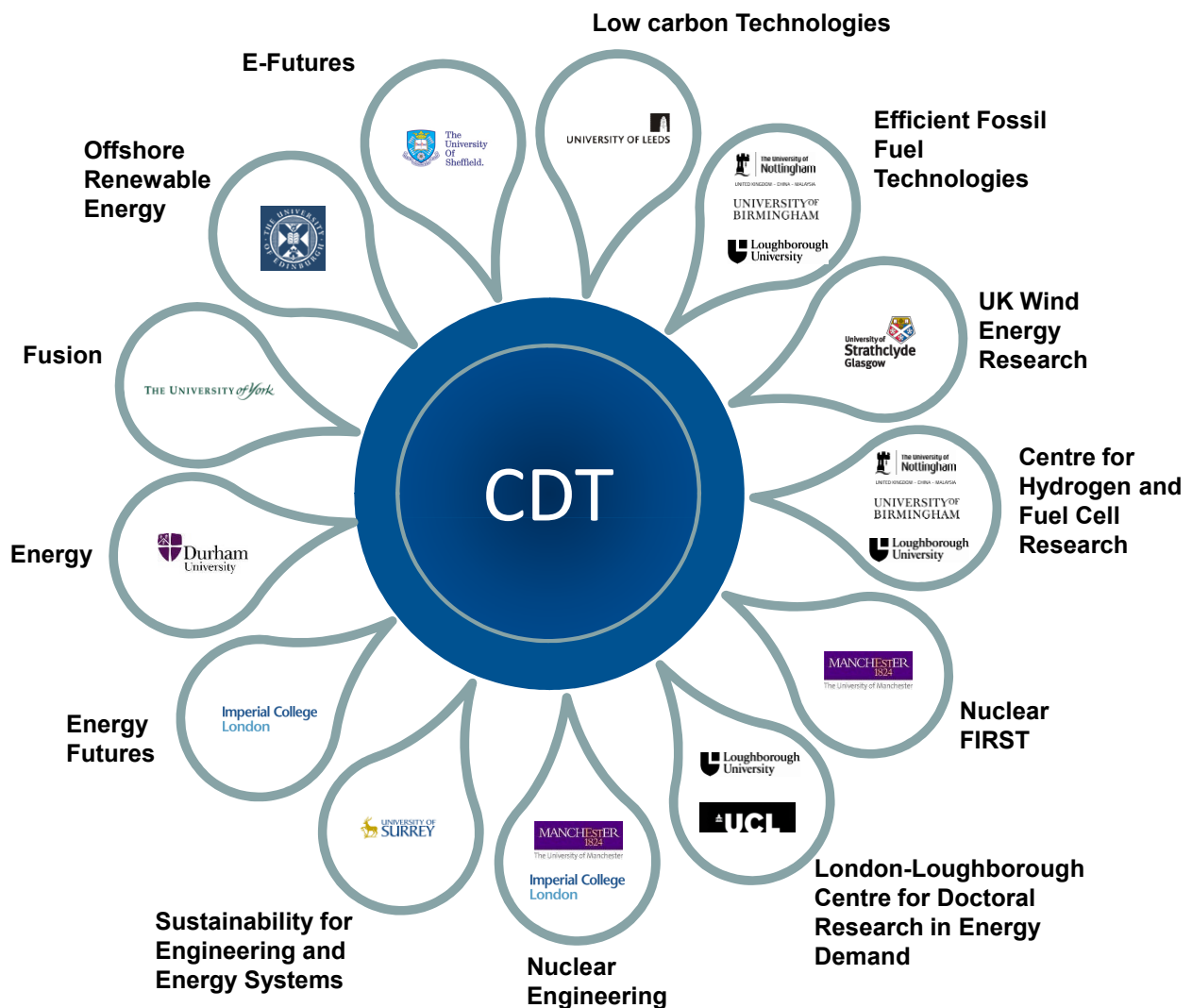


Figure 20 : Les différents thèmes de recherche des CDT
Crédits : Colin Snape, Université de Nottingham

UKCCSRC PACT Locations

- 4 Facility Sites
- PACT Office

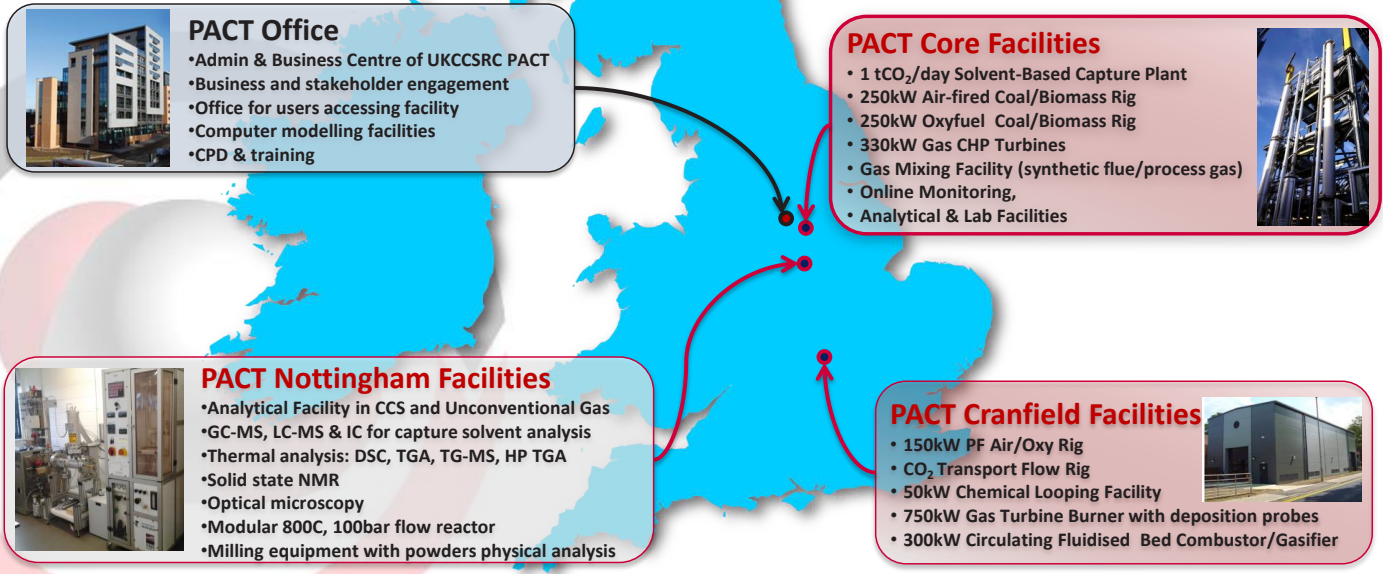


Figure 21 : Les différentes installations du projet PACT
Crédits : UKCCSRC PACT

Quatre thèmes de recherche ont été identifiés pour orienter les travaux du CDT, afin de soutenir le déploiement et l'efficacité des technologies permettant une utilisation « propre » des énergies fossiles. Ces axes de recherche se concentrent par exemple sur :

- **l'efficacité de la capture du carbone**, notamment à travers la conception des centrales et les techniques de capture du carbone (solvants chimiques ou adsorbants physiques par exemple) pré ou post combustion ;
- **les technologies de séparation** des gaz acides lors de la combustion, de la gazéification et de l'oxycombustion, ainsi que le contrôle des métaux toxiques tels que le mercure ;
- **l'utilisation de la biomasse et des déchets** comme matières premières pour la combustion ;
- **l'étude de la composition** des cendres et des scories issues des mécanismes d'oxycombustion.

2.2.2 PACT et autres infrastructures de test

Les plateformes de recherche sont un outil essentiel pour le développement des technologies de CSC. Avant d'atteindre l'étape de développement d'un pilote à grande échelle, il est primordial de disposer d'outils permettant d'étudier les différentes phases du CSC à petite et moyenne échelle, notamment grâce à des modélisations et l'utilisa-

tion de centrales pilotes. Le coût de telles installations pouvant souvent s'avérer trop élevé pour un seul laboratoire de recherche, l'UKCCSRC, en collaboration avec le DECC, a mis en place le projet Pilot-scale Advanced Capture Technology facilities (PACT), un réseau d'installations expérimentales permettant de soutenir la recherche en CSC.

En partenariat avec les universités de Cranfield, Édimbourg, Imperial College London, Leeds, Nottingham et Sheffield, le but du projet PACT est de soutenir et de catalyser la recherche industrielle et académique en CSC, afin d'accélérer le développement et la commercialisation des nouvelles technologies bas carbone. Ces installations devraient ainsi permettre de combler l'écart entre les travaux de recherche à l'échelle du banc d'essai et les projets pilotes de grande envergure. Le PACT englobe des installations spécialisées dans le domaine des énergies fossiles, des bioénergies et des technologies de combustion et de CSC. Accessibles à la fois aux académiques et aux industriels, elles permettent de soutenir la recherche fondamentale et d'aider les entreprises, notamment les PME, à développer et tester des produits de la chaîne de production du CSC.

Opérationnel depuis l'automne 2013, le PACT a été officiellement inauguré en juin 2014. Les installations sont réparties dans quatre lieux différents (voir Figure 21) :

- **Beighton** : les universités de Leeds et Sheffield supervisent conjointement les installations principales du PACT, axées sur la capture du carbone issu de sources d'électricité conventionnelles, de bioénergies et d'émissions industrielles. Ces installations comprennent : une centrale à oxycombustion d'une capacité de 250 kW pour le charbon, la biomasse ou le gaz ; deux turbines à gaz de 330 kW ; des installations de mélange de gaz permettant de simuler le processus de combustion ou les émissions industrielles ; connectées à une centrale équipée de CSC d'une capacité d'une tonne de CO₂ par jour, et reliées à des outils de suivi en ligne et des laboratoires d'analyse ;
- **Cranfield** : l'Université de Cranfield (qui disposait déjà des installations de test pour les technologies de CSC, qui ont bénéficié des financements du DECC et de l'Université afin d'être étendues et améliorées) possède trois systèmes de combustion à gaz (turbine à gaz, installation de combustion en lit fluidisé circulant et boucle chimique) alimentés par un système d'alimentation de gaz (azote, oxygène, CO₂ et mélanges H₂/CO) ;
- **Édimbourg** : l'Université d'Édimbourg supervise le projet « Advanced Capture Testing in a Transportable Remotely Operated Mini-lab » (ACTTROM, technologies avancées de capture dans un mini laboratoire transportable et contrôlable à distance, voir Figure 22). Ce laboratoire mobile permettra d'effectuer des tests long terme, et sur site, des technologies de capture exposées à des gaz de combustion en conditions réelles. Les matériaux utilisés pour la capture du CO₂ (tels que les absorbants, adsorbants, alliages de carbone, etc.) pourront être testés pendant une longue période afin d'évaluer les niveaux de dégradation susceptibles de survenir dans les centrales réelles ;
- **Nottingham** : enfin, l'Université de Nottingham possède des équipements permettant d'effectuer des études analytiques liées au CSC et au gaz dit « non conventionnel », notamment grâce à des appareils de chromatographie gazeuse, liquide, ionique et des spectromètres de masse permettant de caractériser les solvants de capture post-combustion, mais également une gamme d'outils d'analyses thermiques, de microscopes optiques, etc.

Tous les créneaux disponibles pour l'utilisation d'infrastructures du PACT sont réservés jusqu'à fin 2016, occupés par des projets de recherche, en partenariat avec 24 universités et 31 industriels et autres organisations provenant du monde entier. Par ailleurs, les installations du PACT sont utilisées par les CDT en CSC et en bioénergie, mais également dans le cadre de formations industrielles (notamment avec National Grid). Enfin, il convient de souligner que le projet PACT est en voie de devenir une société indépendante, possédée par les universités partenaires.

Il est à noter qu'il existe, au Royaume-Uni, d'autres infrastructures de test permettant de soutenir le développement du CSC, qui ne sont pas partenaire du projet PACT. On peut notamment souligner :

- **Nottingham** : l'Université de Nottingham gère la centrale pilote initialement possédée par E.ON, une centrale à combustion d'1 MWth ;

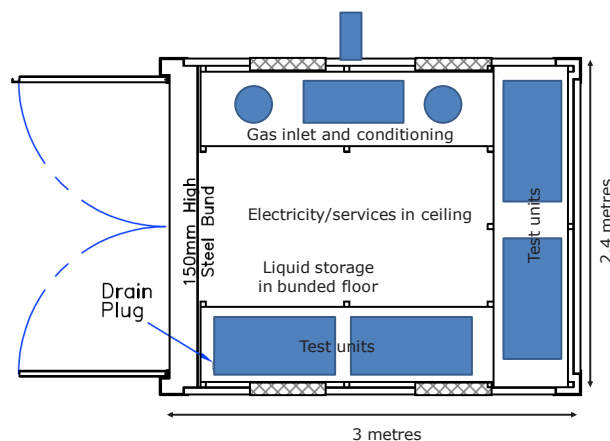


Figure 22 – Photographie et plan du ACTTROM

Crédits : UKCCSRC PACT

- **Imperial College** : le département d'ingénierie chimique d'Imperial College dispose d'une installation pilote en capture du carbone, destinée à la fois aux chercheurs et aux étudiants d'Imperial College mais également ouverte aux académiques et industriels extérieurs. Composée de deux colonnes de 11 mètres de haut, cette « centrale » pilote peut capturer jusqu'à 1,2 tonnes de CO₂ par jour, en recirculant le fluide à une vitesse de 1200 kg/h, et permet par exemple de tester l'efficacité de nouveaux solvants d'absorption.

2.3 Autres organisations

Outre le UKCCSRC, il existe plusieurs groupes et organisations britanniques dans le domaine du CSC. On dénote notamment deux organisations majeures, le Scottish Centre for Carbon Capture and Storage (SCCS) et la Carbon Capture and Storage Association (CCSA).

2.3.1 Le Scottish Centre for Carbon Capture and Storage

Fondé en 2005, ce centre est issu d'un partenariat entre le BGS, l'Université Heriot-Watt (basée à Édimbourg), l'Université d'Édimbourg et l'Université d'Aberdeen. Il est financé par le Scottish Funding Council (SFC, organisme en charge du financement des universités et collèges écossais) à travers une bourse provenant du Horizon Fund for



Universities. Cette bourse est destinée au développement d'un pôle de connaissance en CSC écossais (elle finance notamment une partie des activités de développement de partenariats industriels et des post-doctorats). L'Energy Technology Partnership ETP, une collaboration entre 12 universités écossaises indépendantes, qui représente le plus grand partenariat européen de recherche, développement et démonstration en énergie, finance également le SCCS.

Les axes de recherche du SCCS couvrent :

- la recherche de l'innovation en CSC ;
- la gestion du risque et des incertitudes, et la mitigation ;
- les mesures, surveillance et vérification ;
- la qualification des systèmes et des composants ;
- la collaboration internationale ;
- les impacts, l'économie et les politiques liées au CSC ;
- le stockage et l'aide au régime de licences.

Par ailleurs, le SCCS fait partie de l'ETP Knowledge Exchange Network, un réseau partiellement financé par le fonds européen de développement régional, et destiné à catalyser et accélérer le transfert de connaissances entre les chercheurs et les PME, et à soutenir l'innovation et le développement d'une économie bas carbone en Écosse.

Le SCCS possède également des équipements de recherche pour le CSC, notamment pour :

- les tests de capture de CO₂ post combustion ;
- les tests de nouvelles techniques de capture de CO₂ ;

- l'étude des impuretés pour le transport du CO₂ ;
- la surveillance sismique et géologique ;
- le test des roches et des solutions salines ;
- la modélisation informatique à travers toute la chaîne de fonctionnement du CSC.

Le SCCS a également développé une carte interactive des projets de CSC à travers le monde, consultable sur leur site internet : <http://www.sccs.org.uk/expertise/global-ccs-map>

2.3.2 La Carbon Capture and Storage Association

Du côté industriel, la Carbon Capture and Storage Association (CCSA) a été fondée en mars 2006, et a pour vocation de représenter les intérêts de ses membres et d'effectuer la promotion du CSC. Basée à Londres, elle regroupe des entreprises impliquées dans le CSC à tous niveaux : dans la fabrication, les procédés, la génération d'électricité, l'ingénierie, l'industrie pétrolière, l'industrie des gaz et des minéraux, mais également des secteurs de support tels que le domaine légal, bancaire, les entreprises de conseil et de management de projet (voir Figure 23).

La CCSA travaille étroitement avec les autres réseaux dédiés au CSC, le gouvernement et la Commission Européenne, afin d'aider le développement et la mise en place d'un cadre réglementaire et de politiques propices au déploiement du CSC à l'échelle internationale.

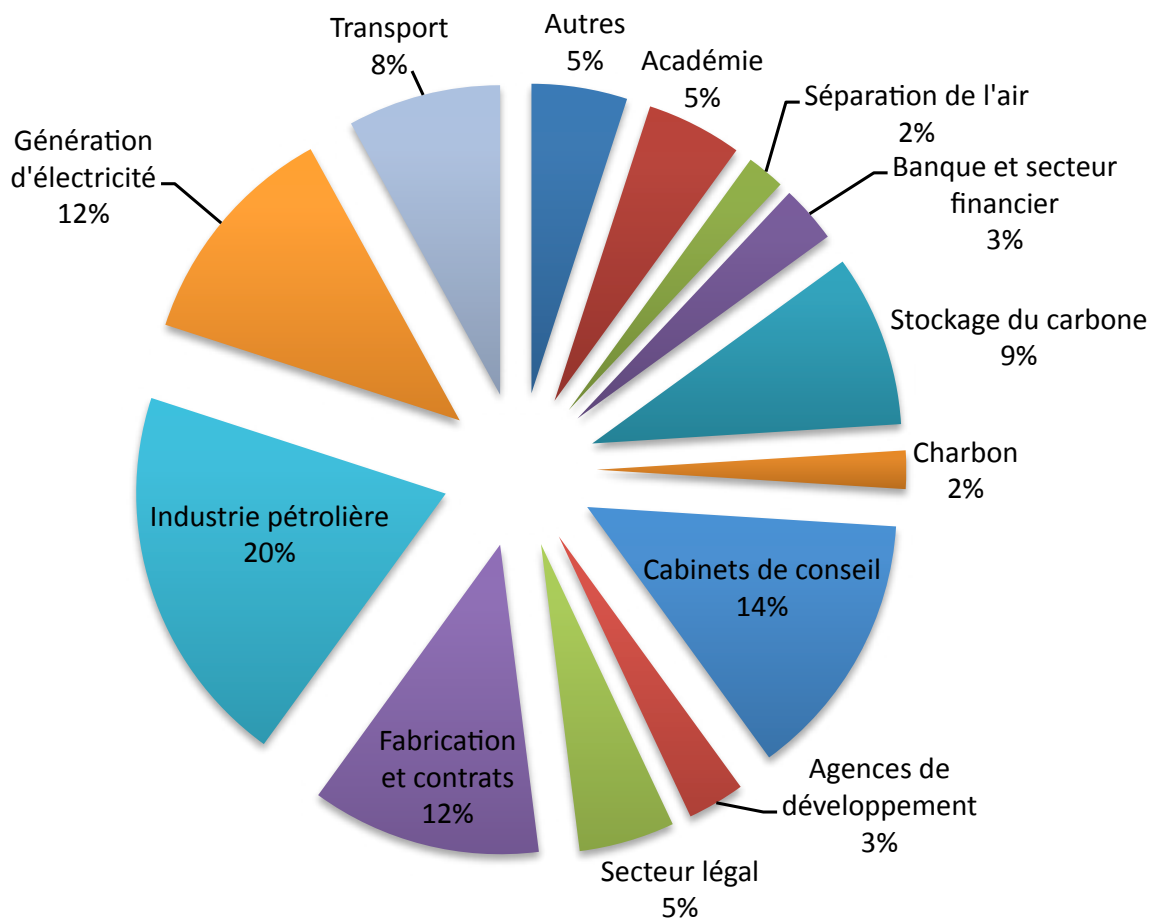


Figure 23 : Membres de la CCSA par secteur
Crédits : SST, données de la CCSA

3. Politique britannique en CSC et projets majeurs

3.1 Politique scientifique et financements publics

Le Royaume-Uni se place en leader européen du CSC, à travers ses infrastructures de recherche, mais également grâce à une politique scientifique destinée à encourager les initiatives et attirer les investissements dans le domaine du CSC.

3.1.1 Feuille de route sur le CSC

En avril 2012, le DECC a publié une feuille de route dédiée au CSC, soulignant le soutien et l'intérêt du gouvernement britannique pour le CSC⁶. Cette feuille de route contient des informations détaillées sur les projets du gouvernement dans tous les domaines liés au CSC : innovation et R&D, cadre réglementaire, stratégie de stockage, compétences et chaîne de production, et infrastructures de transport et de stockage. Les principaux objectifs mis en avant sont :

- la création d'un marché de l'électricité permettant au CSC d'être concurrentiel face à d'autres technologies bas carbone ;
- le lancement d'un programme de commercialisation du CSC, à l'aide d'un fonds gouvernemental d'1 M€ ;
- le développement d'une collaboration étroite avec l'industrie afin d'aider à réduire les coûts associés au CSC, notamment à travers la création d'une CCS Cost Reduction Task Force ;
- le développement d'un contexte réglementaire propice au développement du CSC, par exemple pour les questions de stockage long terme du CO₂ ;

- la promotion de la capture du carbone et le partage de connaissances dans le but d'accélérer le déploiement des technologies ;
- la construction d'une base solide pour le CSC, en favorisant l'accès du secteur privé aux compétences adéquates et le développement de la chaîne de production.

En août 2014, le DECC a publié une mise à jour de cette feuille de route⁷, détaillant les étapes déterminées par le gouvernement pour le soutien du déploiement du CSC (voir Figure 24). Le projet du DECC se découpe en trois phases :

1/ Lancement de projets pilotes de première génération soutenus par le gouvernement, en particulier grâce au soutien du programme de commercialisation (voir §3.1.3). Ces projets devraient permettre d'identifier les meilleures pistes de réduction des coûts, afin d'aider le développement de la première vague de projets commerciaux en CSC au Royaume-Uni. Ces projets pilotes sont considérés comme une étape critique pour la mise en place de l'infrastructure du CSC au Royaume-Uni, en développant et testant le marché du CSC et le cadre légal associé à ces projets. Cette phase, en cours actuellement, devrait notamment permettre de réduire les risques et les barrières associés au CSC.

2/ Phase de transition: probablement à partir des années 2020, entre la première phase largement financée par le gouvernement et les projets concurrentiels de la phase 3. Après la première phase de projets pilotes, les risques et coûts associés au déploiement du CSC resteront très probablement trop élevés pour que l'industrie puisse se passer d'un soutien du gouvernement. Ce soutien sera fourni principalement sous la forme de **Contracts for Difference (CfD)** – voir encadré.

Next Steps in CCS: Policy Scoping Document August 2014

The Policy Scoping Document summarises the Government's policies and actions taken so far in supporting Carbon Capture & Storage (CCS), and it seeks views and evidence on a possible phase 2 of CCS deployment in the UK.

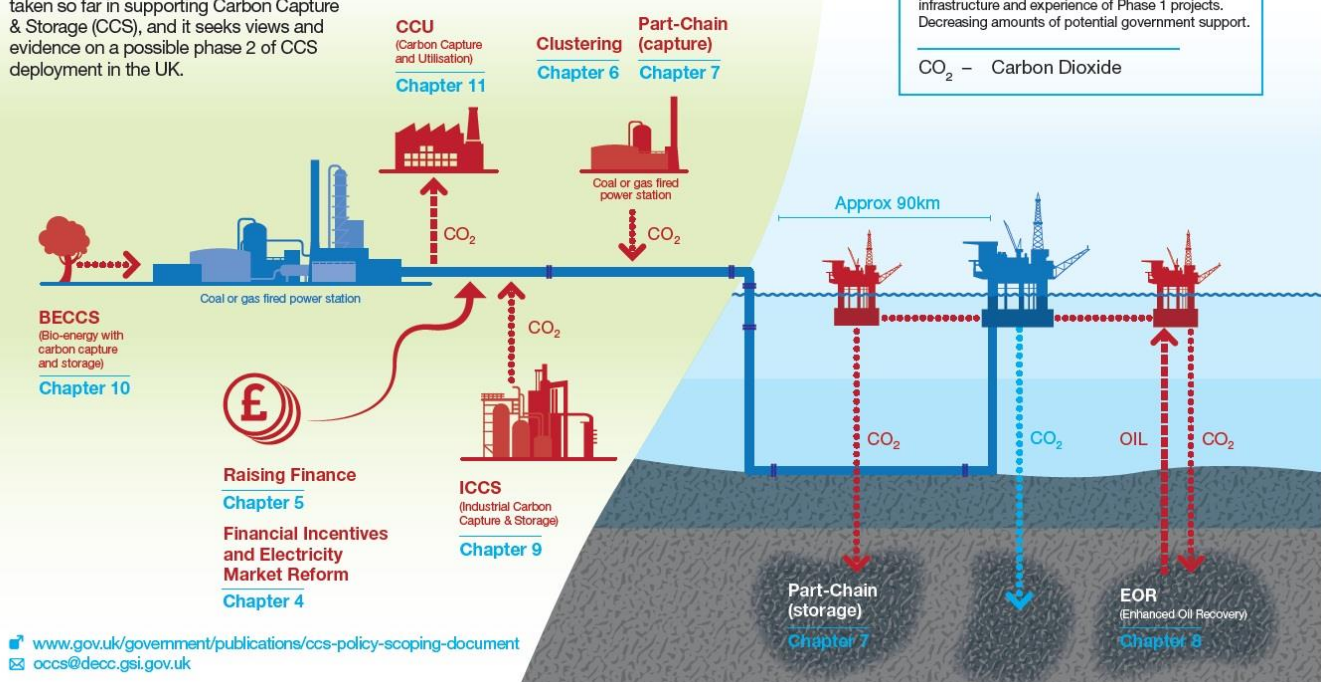


Figure 24 : Représentation graphique des principales étapes de mise en place de la politique CSC au Royaume-Uni
Crédits : DECC

Contracts for Difference (CfD)

Les CfD sont des subventions gouvernementales destinées à assurer des conditions stables et prévisibles pour les énergies renouvelables et à faibles émissions de carbone, afin d'encourager le développement de nouvelles technologies. Ce mécanisme s'appuie sur un prix de l'énergie produite fixe : lorsque le prix de vente de l'énergie sur le marché est inférieur à la valeur déterminée par le CfD, le gouvernement fournit à l'entreprise la différence. Inversement, si le prix est supérieur, l'entreprise est tenue de rembourser l'écart au gouvernement. L'énergie éolienne (on- et offshore) et le nucléaire bénéficient par exemple de ces CfD.

3/ Déploiement de projets de CSC opérationnels à l'échelle commerciale, compétitifs sur le marché des technologies à faibles émissions. Le gouvernement britannique développe des politiques destinées à assurer que cette phase puisse être atteinte, en mettant l'accent sur la réalisation d'un marché des énergies faibles en carbone où plusieurs types de technologies pourront cohabiter et participer au mix énergétique du pays.

Cette mise à jour présente une étude de plusieurs facettes du CSC, comme par exemple l'impact de mécanismes de soutien financier (CfD) ; l'importance d'un investissement efficace et ciblé dans les infrastructures de transport du CSC et la mise en place d'un réseau approprié ; l'utilisation de composés tels que la biomasse ; la viabilité de projets où le CO₂ consisterait en un produit et non en un déchet (par exemple pour l'EOR) ; la mise en place de projets dits « partiels » lors de la phase 2 (projets de transport et de stockage sans la composante capture, par exemple) ; le soutien pour la recherche et le développement de l'innovation ; la viabilité de projets de CSC dans l'industrie ; etc.⁷

3.1.2 CCS Research Fund

L'importance de la R&D dans le domaine du CSC n'échappe pas au gouvernement, qui a mis en place en 2011 un programme de recherche, développement et innovation en CSC de quatre ans (2011-2015)⁸, cofinancé à hauteur de 125 M£ par le DECC, InnovateUK (anciennement TSB, agence pour l'innovation), l'ETI et les conseils de recherche. Ce programme, regroupant plus de 100 projets de recherche différents (voir Figures 25 et 26), couvre les thématiques suivantes :

- **Recherche fondamentale (62 M£)**, comprenant notamment le UKCCSRC (13 M£) et le projet CO₂ Stored (voir §1.3.1) ;
- **Recherche appliquée et développement des composants (28 M£)**, projets parmi lesquels figurent le PACT (voir §2.2.2), ainsi que des projets tels que des nouvelles technologies de surveillance pour les sites de stockage du CO₂, mené par l'Université de Durham, ou la mise au point de nouvelles technologies de mesure pour le transport du CO₂ par pipelines ;
- **Projets pilotes (35 M£)**, tels que des équipements de capture nouvelle technologie, des projets de caractérisation des aquifères salins situés au sud de la mer du Nord, et des tests sur des nouvelles technologies de mesure,

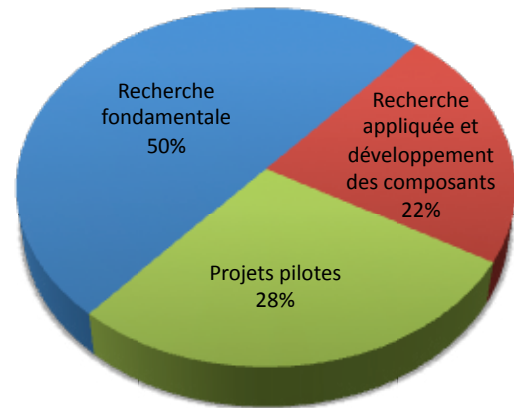


Figure 25 : Répartition des financements du CCS Research and Development Fund par thématique
Crédits : SST

surveillance et vérification. On peut par exemple citer le projet Ferrybridge Carbon Capture, une unité de capture postcombustion de 5 MWe, reliée à la centrale à charbon de SSE à Ferrybridge, premier projet pilote de ce type au Royaume-Uni, capturant 100 tonnes de CO₂ par jour.

3.1.3 CCS Development Forum

Afin de faciliter la mise en place de politiques sur le CSC et d'encourager son développement à l'échelle commerciale, le gouvernement britannique travaille en collaboration étroite avec les autres acteurs principaux dans le domaine. C'est ainsi qu'a été créé le CCS Development Forum, un groupe de travail constitué de près d'une vingtaine d'experts issus du gouvernement, de l'académie et de l'industrie. Ce groupe travaille sur deux types de politiques principales : les subventions pour les grands équipements (par exemple la construction d'une centrale pilote), et le soutien opérationnel (par exemple l'accès au marché ou les CfD).

Initialement fondé en 2011, le CCS Development Forum a été dissous en 2012, puis relancé en 2013 par le ministre de l'énergie Michael Fallon, sous son format actuel, suite à la publication des travaux de la CCS Cost-Reduction Task Force. Aujourd'hui, le groupe se concentre sur l'industrie et les projets potentiels, afin d'aider à identifier et à résoudre les problèmes liés au CSC, et d'accélérer son déploiement commercial. Deux sous-groupes de travail (le Storage Development Group et le Commercial Development Group) rapportent régulièrement leurs travaux au CCS Development Forum, qui se réunit tous les trois mois, sous la direction du ministre de l'énergie Matthew Hancock, et la sous-direction du Président du CCSA, Michael Gibbons.

3.1.4 Appels à projets en CSC

En 2007, le Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform (désormais Department for Business, Innovation and Skills, BIS) a lancé le premier appel à projets pour un financement en CSC, destiné aux projets de capture postcombustion associés à des centrales à charbon. Le nouveau gouvernement, en 2010, a poursuivi cette initiative, et annoncé un fonds de 1 M£ destinés à un investissement pour le premier projet de démonstration de CSC.

UK CCS R&D Programme £125m, 2011 - 2015

Department
of Energy &
Climate Change

RESEARCH
COUNCILS UK

UKCCS
RESEARCH CENTRE

UKCCSRC
FACT FACILITIES

Technology Strategy Board
Driving Innovation

energy
technologies
institute

LCICG
Low Carbon Innovation
Co-ordination Group

FUNDAMENTAL RESEARCH & UNDERSTANDING

COMPONENT DEVELOPMENT & APPLIED RESEARCH

PILOT SCALE

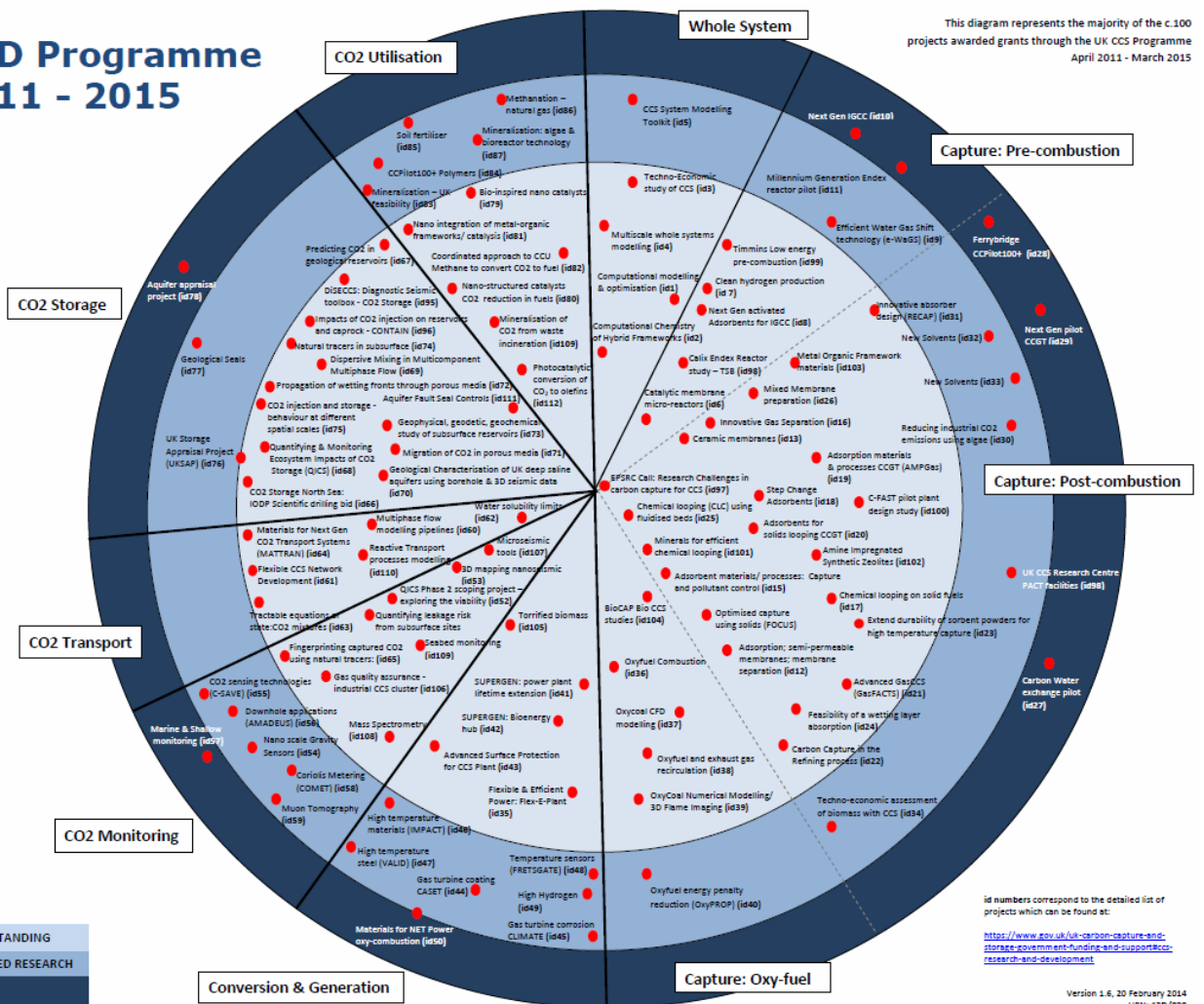


Figure 26 : Projets financés par le CCS Research and Development Programme
Crédits : DECC

En 2010, deux projets, menés respectivement par E.ON dans le Kent et un consortium dirigé par ScottishPower en Écosse, ont obtenu un financement du DECC (40 M€ au total) pour mener à bien des études de design et de viabilité du projet. Ces études, appelées « FEED Studies » (Front-End Engineering and Design) constituent un programme d'études détaillées d'ingénierie, de planning et de finance, destinées à finaliser la proposition de projet et minimiser les risques qui y sont associés, avant la prise de décision d'investissement finale et le début de la construction. E.ON s'est désisté peu après, et, en octobre 2011, après plus de six mois de négociations avec ScottishPower, le gouvernement a pris la décision d'annuler l'appel à projets, n'arrivant pas à parvenir à un compromis viable qui respectait le budget imparti de 1 M€.

En 2012, le National Audit Office a publié une étude sur ce premier appel à projets en CSC, qui aura coûté au total 64 M€ (dont 63% dépensés lors des FEED Studies), afin de comprendre les raisons de cet échec et de conseiller le gouvernement sur la marche à suivre pour des projets futurs. Ce rapport décrit notamment une mauvaise considération du DECC et du consortium mené par ScottishPower envers les risques commerciaux du projet, et le manque de clarté du gouvernement sur les financements proposés pour le projet (par exemple, le gouvernement ne proposait aucun soutien financier pour couvrir les coûts opérationnels de la centrale pilote).

Les fonds dédiés au CSC étant toujours disponibles, le gouvernement a lancé en avril 2012 un nouvel appel à projet, en modifiant certains critères (par exemple en ouvrant la compétition aux projets pour les centrales à gaz), et en promettant également un soutien financier associé aux coûts opérationnels à travers les CfD. Ce nouveau concours a pour objectifs de :

- permettre de **réduire les coûts associés** au CSC, à travers les leçons qui seront tirées de la mise en place d'un premier projet pilote de grande échelle ;
- tester et développer le **cadre réglementaire** associé au CSC ;
- inciter l'industrie à **développer des modèles commerciaux** adaptés au CSC ;
- contribuer au **développement des premières infrastructures de transport et de stockage** du carbone.

En octobre 2012, quatre projets ont été pré-sélectionnés⁸, liste réduite à deux projets en mars 2013 : Peterhead, en Écosse, et White Rose, dans le Nord de l'Angleterre (voir §3.2). Ces deux projets ont obtenu un total de 100 M€ issu du fonds dédié au CSC afin de financer les FEED studies, dont les résultats devraient être connus courant 2015-16, pour un lancement des centrales espéré en 2020. Par ailleurs, le projet White Rose a obtenu, en août 2013, un financement de 300 M€ de la Commission Européenne, à travers le

NER300

Le programme NER300 est un des plus grands programmes au monde de subventions de projets de démonstration d'énergies innovantes à faibles émissions de carbone. Il a pour vocation de servir de catalyseur pour la démonstration à l'échelle commerciale, au sein de l'Union européenne, de technologies liées au CSC et aux sources d'énergies renouvelables.

Les fonds disponibles proviennent de la vente de quotas d'émissions aux nouveaux entrants (NER, New Entrants Reserve), prévue lors de la troisième phase du système européen d'échange de quotas d'émissions. Ainsi, 300 millions de quotas devraient être vendus, permettant un premier appel à projet pour obtenir les recettes des 200 premiers millions, estimées à 1,5 Md€, dont 275 M€ ont été mis de côté pour le CSC.

À travers ces subventions, la Commission Européenne espère également stimuler les investissements privés, ainsi que la mise à disposition de fonds nationaux par les pays de l'Union Européenne, afin d'accélérer le développement de technologies innovantes en matière d'énergies à faibles niveaux d'émissions, et de favoriser la création d'emplois dans ce domaine.

programme NER300 (voir encadré)⁸, le seul projet européen à obtenir un tel financement.

3.2 Projets pilotes

Le Global CCS Institute présente 55 projets de CSC dans le monde, comprenant à la fois des projets dits « partiels » (par exemple uniquement axés sur le stockage ou la capture) et des projets « complets » (voir Figure 27). Parmi ces projets, huit sont basés en Europe, dont cinq au Royaume-Uni :

- **Caledonia Clean Energy Project** (anciennement Captain Clean Energy Project), en Écosse, mené par Summit Power, en partenariat avec Petrofac (CO₂ Deepstore), National Grid et Siemens ;
- **C.GEN North Killingholme Power**, dans le Nord-Est de l'Angleterre, mené par C.GEN NV (capture) et National Grid (transport et stockage) ;
- **Peterhead**, en Écosse, mené par Shell et SSE ;
- **Don Valley Power Project**, un consortium comprenant 2Co Energy Limited, Samsung Construction & Trading et BOC pour la capture, National Grid pour le transport, la partie stockage étant encore sujette à études ;
- **White Rose Project**, dans le Nord du Yorkshire, mené par Alstom, en partenariat avec Drax, BOC et National Grid.

Les trois autres projets européens sont le projet ROAD, situé à Rotterdam aux Pays-Bas, un partenariat entre E.ON, Benelux N.V et GDF-SUEZ Energie Nederland N.V. ; et deux projets en Norvège, les projets Sleipner CO₂ Capture Project et Snøvit CO₂ Capture Project (projets « partiels », qui consistent à stocker du CO₂ séparé directement du gaz naturel lors de l'extraction)⁹.

Comme indiqué précédemment, les projets Peterhead et White Rose ont obtenu en 2013 le soutien du gouvernement britannique, étant jugés comme les propositions les plus complètes et viables.

3.2.1 White Rose

Le projet White Rose Carbon and Capture Project (White Rose), qui bénéficie à la fois du soutien du gouvernement britannique et de l'Union Européenne, à travers le financement du programme NER300, propose la construction d'une centrale à charbon équipée d'un système d'oxycombustion. L'utilisation de biomasse sera également possible, probablement dans des proportions autour de 10%.

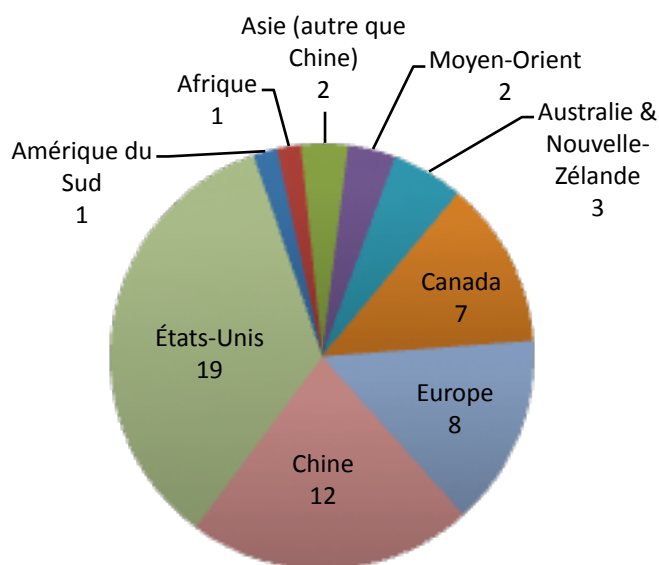


Figure 27 : Répartition géographique des projets listés par le Global CCS Institute
Source : Global CCS Institute

Basé sur le site de Drax, près d'une autre centrale électrique, dans le Nord du Yorkshire, le projet White Rose est mené par un consortium récemment créé, Capture Power Limited, réunissant :

- Alstom, en charge de la construction de la centrale et l'unité de traitement du CO₂ ;
- BOC, responsable de la construction, de l'opération et de la maintenance de l'unité de séparation d'air permettant d'alimenter la centrale en oxygène pour la combustion ;
- Drax, qui dirigera l'opération et la maintenance de la centrale et des installations de traitement du CO₂.

Par ailleurs, National Grid est en charge d'un projet partenaire visant à construire et gérer le réseau de pipelines destinés au transport du CO₂. En association avec d'autres partenaires industriels et académiques, notamment le UKCCSRC, National Grid est également en charge des infrastructures de stockage du CO₂ dans un aquifère salin de la mer du Nord.

Le charbon et la biomasse nécessaires au fonctionnement de cette centrale seront très certainement acheminés sur le site de la centrale par voie ferrée, et stockés dans des entrepôts adaptés situés sur le site de la centrale électrique existante.

	White Rose	Peterhead
Compagnies	Alstom, BOC, National Grid	Shell, SSE
Combustible	Charbon, biomasse	Gaz
Capture	Oxycombustion	Postcombustion
Capacité	300 MW	300 MW
Centrale	Nouvelle	Adaptation
Site	Drax Power Station, Yorkshire	Peterhead Power Station, Aberdeenshire
Transport	Construction de nouveaux pipelines	Utilisation de pipelines préexistants
Potentiel de capture	2 Mt de CO ₂ par an	1 Mt de CO ₂ par an
Site de stockage	Aquifère salin	Réservoir d'hydrocarbure "Goldeneye"

Tableau 3 : Principales caractéristiques des deux projets pilotes britanniques
Crédits : SST

Les retombées positives anticipées – et mises en avant par Capture Power Limited – sont à la fois nationales et locales :

- démonstration d'un projet à grande échelle de CSC utilisant les techniques d'oxycombustion ;
- génération d'électricité liée à de faibles émissions de CO₂, permettant d'alimenter l'équivalent de plus de 630 000 habitations ;
- développement d'un réseau de transport du CO₂ dans les régions du Yorkshire et de l'Humber ;
- jusqu'à 1 000 nouveaux emplois dans le secteur de la construction lors de la construction de la centrale, et au moins 60 emplois associés au fonctionnement, sans compter les retombées indirectes (chaîne de production, maintenance, etc.).

3.2.2 Peterhead

L'autre projet majeur britannique, le Peterhead CCS Project, propose une centrale à gaz équipée d'une unité de capture de carbone postcombustion, utilisant des solvants aminés, la technologie postcombustion considérée à ce jour comme la plus avancée. Le projet consistera à adapter une centrale déjà existante, Peterhead dans la région d'Aberdeen, en Écosse.

Ce projet est mené par Shell, en partenariat avec SSE. Shell possède d'ores et déjà une expérience conséquente en CSC, notamment grâce à son expertise, développée sur des projets tels que :

- le centre de démonstration de capture « European CO₂ Technology Centre » à Mongstad, en Norvège (le plus grand centre de capture de CO₂ au monde) ;
- le projet Quest CCS Project au Canada ;
- les activités de la succursale Cansolv Technologies Inc. qui fournit entre autres la technologie de capture du projet Boundary Dam.

Le CO₂ sera stocké dans le réservoir appelé « Goldeneye », à environ 100 km de la centrale et à une profondeur de 2,5 km sous les fonds marins de la mer du Nord. Le transport du CO₂ s'effectuera par pipelines, une partie du réseau existant pour l'ancienne exploitation du réservoir.

3.2.3 Comparaison

Il est important de noter que, si ces deux projets pourront potentiellement bénéficier de subventions provenant du même fonds gouvernemental destiné aux projets pilotes en CSC, ils ne sont pas à proprement parler en concurrence. Chaque projet étant fondamentalement différent (voir Tableau 3), le scénario idéal verrait un déploiement de ces deux centrales en parallèle.

Les deux projets sont actuellement soumis aux FEED studies, et mènent en parallèle une consultation publique afin de faciliter et d'accélérer leur déploiement potentiel. Cependant, ils ne verront le jour que si les études de viabilité sont satisfaisantes, et que le gouvernement et les entreprises engagées parviennent à s'accorder sur les subventions et les responsabilités liées aux projets, à la fois pour la phase de construction, d'opération, et de surveillance. Dans le meilleur des cas, il est estimé que ces deux centrales pourraient être fonctionnelles au plus tôt en 2020.

Conclusion

Le CSC consiste en l'association de plusieurs technologies pour la plupart préexistantes, mais également étudiées par de nombreux projets de recherche, académiques et industriels, depuis plusieurs années. Les technologies de capture ne cessent d'évoluer, le stockage de carbone dans des sites géologiques profonds est étudié depuis plus de 20 ans (comme par exemple en Norvège), et le transport de gaz par bateaux ou pipelines se fonde principalement sur le type de matériaux et la composition des fluides considérés, faisant appel à des compétences maîtrisées depuis longtemps par l'industrie pétrolière.

Ainsi, le principal défi associé au déploiement du CSC, qui est considéré par beaucoup comme un impératif futur (voire d'ores et déjà tardif), réside dans les coûts associés et leur impact sur la viabilité d'un projet à grande échelle. En 2011, le gouvernement britannique a abandonné un premier appel à projet lié au déploiement de centrales équipées de CSC, et en 2012, l'Union Européenne a décidé de ne pas allouer les fonds du NER300 destinés au CSC, estimant les projets candidats trop risqués⁸. Cet historique n'aide pas à rassurer les industriels.

Cependant, l'intérêt pour les technologies de CSC semble s'intensifier, que ce soit aux États-Unis, où il est en grande partie justifié par l'utilisation du CO₂ pour l'EOR ; au Royaume-Uni, où la part importante des énergies fossiles, et une exploitation potentielle future du gaz de schiste, rendent impératif le développement de méthodes de réduction des émissions de gaz à effets de serre ; ou en Norvège, où le prix du carbone incite fortement les industriels tels que Shell à considérer le stockage du CO₂.

Le lancement récent de la centrale de Boundary Dam au Canada, qui devrait être suivi dans les prochains mois d'une centrale à Kemper County aux États-Unis, ainsi que les annonces à la fois britanniques (Peterhead et White Rose) et européennes (White Rose) indiquent un réel engagement de la part des gouvernements et des institutions internationales. Cette première génération de centrales équipées de CSC, avec pour objectif principal d'identifier des voies de réduction des coûts, devrait permettre un déploiement plus large de ces technologies.

L'avenir du CSC au Royaume-Uni, ou même en Europe, reste cependant incertain, et il faudra attendre fin 2015, voire 2016, pour savoir si les projets pilotes verront le jour. Cette étape semble décisive, à la fois pour la mise en évidence de technologies de réduction des coûts, et pour illustrer la place de cette technologie dans le paysage des énergies à faible émission de carbone. Du côté académique, il reste important de noter l'importance des réseaux, à la fois nationaux et internationaux, et leurs travaux en collaboration avec les gouvernements pour tenter de faciliter le déploiement de ces technologies, jugées essentielles pour la gestion de nos émissions de CO₂ et l'atteinte des objectifs liés au changement climatique.

Dossier rédigé par **Eliette Riera**

Notes

1. Voir : « UK Greenhouse Gas Emissions – 2nd Quarter 2014 Provisional Figures », DECC, 09/10/2014, <http://bit.ly/1GiCmTf>
2. Voir : <http://www.globalccsinstitute.com/project/boundary-dam-integrated-carbon-capture-and-sequestration-demonstration-project>
3. Voir : <http://www.globalccsinstitute.com/project/kemper-county-energy-facility>
4. Voir : « Une carte interactive des sites de stockage au Royaume-Uni », <http://www.bulletins-electroniques.com/actualites/074/74122.htm>
5. Voir : <http://www.nerc.ac.uk/research/funded/programmes/ccs/>
6. Voir : https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48317/4899-the-ccs-roadmap.pdf
7. Voir : https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/341995/Final_Version_Policy_Scoping_Document_PSD.pdf

8. Voir : « La capture et le stockage du carbone, un impératif pour les futures centrales ? », <http://www.bulletins-electroniques.com/actualites/072/72065.htm>

9. Pour plus d'informations sur les projets, se référer à la liste du Global CCS Institute : <http://www.globalccsinstitute.com/projects/large-scale-ccs-projects>

Entretiens

- **Matthew Billson**, Department of Energy and Climate Change
- **Jerry Blackford**, Plymouth Marine Laboratory
- **Dr Andy Chadwick**, British Geological Survey
- **Pr John Gibbins**, University of Edinburgh
- **Dr Niall Mac Dowell**, Imperial College London
- **Pr Mohamed Pourkashanian**, University of Sheffield
- **Dr Julia Race**, Strathclyde University
- **Dr David Reiner**, Cambridge University
- **Pr Nilay Shah**, Imperial College London
- **Pr Colin Snape**, University of Nottingham

Sources

- Global CCS Institute, <http://www.globalccsinstitute.com/>
- British Geological Survey – Introduction to Carbon Capture and Storage - <http://www.bgs.ac.uk/discoveringGeology/climateChange/CCS/home.html>
- Imperial College Centre for Carbon Capture and Storage - <http://www3.imperial.ac.uk/carboncaptureandstorage>
- White Rose CCS Project, <http://www.whiteroseccs.co.uk/>
- UKCCSRC, <https://ukccsrc.ac.uk/>
- Agence Internationale pour l'Energie, Greenhouse gas R&D Programme, <http://www.ieaghg.org/ccs-resources>
- DECC, publications sur le CSC : <https://www.gov.uk/government/policies/increasing-the-use-of-low-carbon-technologies/supporting-pages/carbon-capture-and-storage-ccs>
- European Academies Science Advisory Council, <http://www.easac.eu/energy/reports-and-statements/detail-view/article/easac-report.html>
- Nottingham University, Centre for Efficient Fossil Energy Technologies, <http://www.nottingham.ac.uk/efet/index.aspx>

www.ambascience.co.uk

Les articles de Science et Technologie au Royaume-Uni publiés par le service Science et Technologie de l'Ambassade de France au Royaume-Uni sont diffusés selon les termes de la licence Creative Common Paternité-Pas d'utilisation commerciale-Partage des Conditions Initiales à l'Identique 2.0 France. Les autorisations au-delà du champ de cette licence peuvent être obtenues via une demande par courriel à info@ambascience.co.uk

