

UNIVERSITÉ PARIS-OUEST NANTERRE LA DÉFENSE

École Doctorale n°396 : Économie, Organisations, Société

L'ÉMERGENCE DES TECHNIQUES DE CAPTAGE, TRANSPORT
ET STOCKAGE GÉOLOGIQUE DU CARBONE DANS LE
SECTEUR ÉLECTRIQUE

Thèse pour l'obtention du grade de
DOCTEUR EN SCIENCES ECONOMIQUES
(Arrêté du 7 août 2006)

Présentée et soutenue publiquement par
Marie RENNER
le 8 Avril 2015

Directeur de thèse :

M. Pierre-André JOUVET, Professeur à l'Université Paris
Ouest Nanterre la Défense

Composition du jury :

Rapporteur

M. Mouez FODHA, Professeur à l'Université Paris 1
Panthéon-Sorbonne

Rapporteur

M. Gilles LAFFORGUE, Professeur à la Toulouse Business
School

Examineur

M. Bertrand CRETTEZ, Professeur à l'Université
Panthéon-Assas

Examineur

M. Christian DE PERTHUIS, Professeur à l'Université
Paris Dauphine

Examineur

Mme Meglena JELEVA, Professeur à l'Université Paris
Ouest Nanterre la Défense

Examineur

M. Benoit PELUCHON, Ingénieur chercheur à EDF R&D

RESUME LONG DES TRAVAUX DE THESE

Le secteur électrique est un secteur clé de l'atténuation du changement climatique

La responsabilité des activités humaines dans le réchauffement climatique fait aujourd'hui consensus au sein de la Communauté internationale (IPCC, 2013). Pour limiter son ampleur et respecter l'objectif de 2°C ratifié à Copenhague (COP15, 2009), l'IPCC estime que les émissions de gaz à effet de serre (GES) devront être drastiquement réduites, soit une réduction des émissions de GES de 40 à 70% d'ici 2050 par rapport au niveau de 2010. Par conséquent, les pays développés, et dans une moindre mesure les pays en développement, devront presque intégralement décarboner (*i.e.* réduire l'intensité carbone de) leur secteur électrique. Effectivement, en 2011, ce dernier était responsable de 40% des émissions mondiales de GES et la consommation de charbon ne cesse de croître (IEA, 2014). La décarbonation du secteur électrique est donc une composante clé des stratégies d'atténuation du changement climatique.

Le CSC fait partie des options permettant de décarboner le secteur électrique

Pour y parvenir au moindre coût, de nombreux scientifiques et études sur données publiques estiment qu'il faut s'appuyer sur un portefeuille de technologies, parmi lesquelles figurent, en plus des mesures d'efficacité énergétique : les énergies renouvelables (ENR), le nucléaire et les techniques de Captage, transport et Stockage géologique du Carbone (CSC). Certains experts estiment même que sans le CSC, il ne sera pas possible de limiter la hausse des températures à 2°C.

Le CSC vise à capter le CO₂ émis par des industriels fortement émetteurs comme les centrales fossiles avant qu'il n'entre dans l'atmosphère, puis à le transporter (par pipelines ou camions) pour le stocker dans des formations géologiques souterraines (aquifères salins profonds ou champs d'hydrocarbures déplétés).

Les atouts du CSC comme option de décarbonation du secteur électrique

Le CSC est considéré comme une option clé d'atténuation du changement climatique car il serait aujourd'hui la seule technologie disponible pouvant réduire massivement les émissions de GES du secteur électrique (IEA, 2013 ; IPCC, 2014). En effet, les dispositifs CSC permettent de capter 90% du CO₂ émis par une centrale électrique. Le taux de captage pourrait même atteindre 99% pour les centrales électriques avec captage par oxycombustion (Perrin et al., 2015). Le CSC présenterait en outre trois autres avantages.

Tout d'abord, bien que coûteux, le CSC serait *a priori* compétitif avec d'autres options de production d'électricité décarbonée comme l'éolien offshore (IEA, 2011 ; IPCC, 2014). Ensuite, parce qu'il permet de produire de l'électricité presque intégralement décarbonée, le

CSC permet de préserver la valeur des ressources fossiles ainsi que des infrastructures existantes. Le CSC permet notamment d'éviter la fermeture prématurée de centrales électriques fossiles lors de l'instauration de contraintes d'émission de GES telles que les standards d'émission mis en place au Royaume-Uni dans le cadre de sa *Green Transition*, et plus précisément de son *Electricity Market Reform*. Enfin, les centrales électriques CSC sont à même de produire de l'électricité à la demande, ce qui pourrait notamment permettre de pallier l'intermittence des énergies renouvelables, c'est-à-dire de maintenir un équilibre offre-demande indépendant des aléas climatiques.

Les centrales électriques CSC pourraient ainsi présenter un intérêt à la fois pour les pays ayant un mix très carboné – où les centrales CSC seraient amenées à fonctionner en base¹ - et ceux qui ont une part croissante d'ENR dans leur mix électrique et ont donc besoin de moyen de production dispatchables - les centrales CSC fonctionneraient en semi-base -.

Ainsi peut-on observer un triplement voire un quadruplement d'ici à 2050 de la production d'électricité bas carbone, notamment par des centrales électriques CSC, dans les scénarios avec objectif climatique ambitieux type 2°C. Certaines études (IEA, 2013 ; IPCC, 2014) estiment même qu'en l'absence du CSC, la décarbonation du secteur électrique serait nettement plus coûteuse. Le dernier rapport de l'IPCC estime ainsi que: "if CCS technologies are not available then the full cost of meeting 450 ppm stabilisation could be 1.5 times to 4 times greater than compared to full CCS availability".

Le CSC n'a pas encore été déployé à l'échelle commerciale dans le secteur électrique

Toutefois, si tous les maillons du CSC, *i.e.* le captage, le transport et le stockage de CO₂ sont utilisés depuis plusieurs décennies dans certains process industriels comme le retraitement de gaz naturel, le CSC n'a pas encore été déployé à l'échelle commerciale dans le secteur électrique.

En effet, le premier démonstrateur intégré de taille commerciale² a été lancé en novembre 2014 dans le secteur électrique. Il s'agit de SaskPower Boundary Dam 3, un projet de centrale charbon (110 MWe) avec captage post-combustion au Canada (Estevan).

La filière CSC accuse de plus un retard de déploiement, notamment en termes de démonstrateurs intégrés de taille commerciale (GCCSI, 2014). Par exemple, dans l'Union Européenne, le Conseil Européen avait fixé à l'été 2007 l'objectif de construire jusqu'à 12 démonstrateurs CSC opérationnels en 2015 mais aucun n'a pour l'instant vu le jour. Un mécanisme de financement destiné aux démonstrateurs CSC et d'énergies renouvelables

¹ Au Royaume Uni, les centrales CSC pourraient fournir la base avec le nucléaire (National Grid, 2014).

² Le Global CCS Institute (GCCSI) parle de Large Scale Integrated Project (LSIP) pour désigner des projets démontrant à la fois le captage, le transport et le stockage géologique d'au moins 800 000 tCO₂ pour des centrales charbon ou 400 000 tCO₂ pour des centrales gaz ou d'autres gros émetteurs (GCCSI, 2011).

innovants a pourtant été mis en place, conformément à l'article 10 bis de la Directive 2009/29/CE relative au marché européen du carbone (EU-ETS) : le fonds NER300³. Toutefois, si en 2012 le premier appel à projets du fonds NER300 n'avait pas abouti au financement d'un démonstrateur CSC - le seul⁴ des 13 projets initialement déposés qui avait été sélectionné s'est désisté deux semaines plus tard -, en 2014, le deuxième appel à projets a récompensé 19 projets, 18 sur les ENR et le projet CSC White Rose (Royaume-Uni). Si White Rose se réalise, cela portera à 4 le nombre de démonstrateurs CSC de taille industrielle dans le secteur de l'électricité dans le monde. En effet, d'ici 2016 deux nouveaux démonstrateurs électrique CSC devraient entrer en fonctionnement : Kemper County (centrale charbon avec captage pré-combustion) et Petra Nova (premier démonstrateur de captage post-combustion sur une centrale charbon existante). Tous deux sont situés aux Etats-Unis, les réalisations industrielles nord-américaines étant portées par le contexte charbon local et l'utilisation du CO₂ pour de la récupération assistée de pétrole (EOR⁵).

Un retard de déploiement paradoxal au regard du rôle joué par le CSC dans les scénarii avec objectif climatique ambitieux type 2°C

Ce retard de déploiement semble paradoxal au regard du rôle accordé au CSC dans les scénarios d'adaptation au climatique. Par exemple, dans le scénario 2°C de l'IEA (2014), en 2050 le CSC permettrait de réduire les émissions de GES de près de 17%. Les réductions d'émissions de CO₂ engendrées par les dispositifs CSC viennent à parts égales du secteur électrique et de l'industrie (sidérurgie, cimenterie, etc.) (Cf. Figure 1).

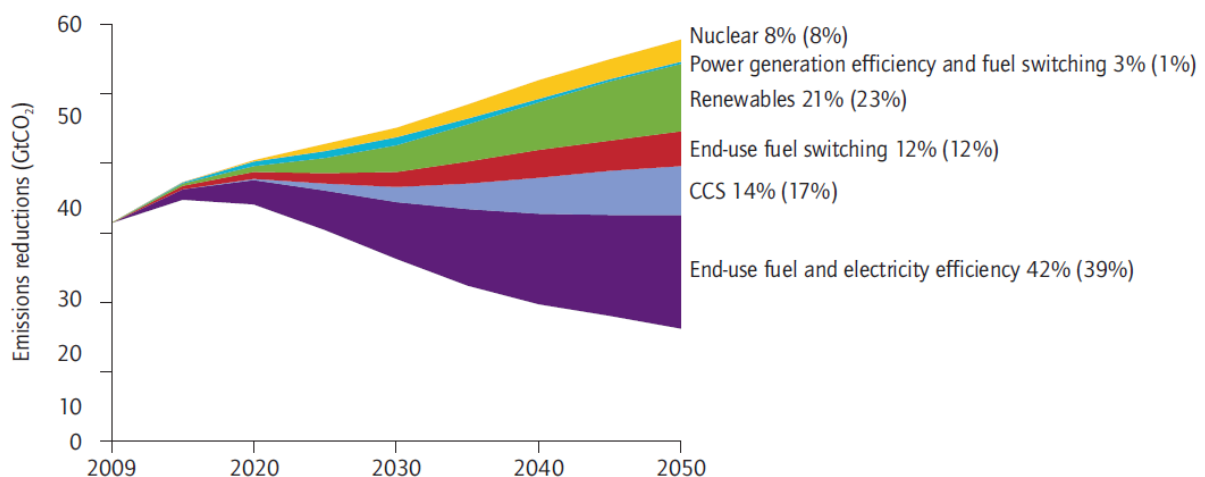


Figure 1 : Rôle du CSC dans le scénario 2°C de l'IEA (2013)

³ Le fonds est financé par la vente de 300 millions de quotas d'émissions issus de la réserve des nouveaux entrants de l'EU-ETS d'où son nom : NER300 (NER : New Entrant Reserve).

⁴ Il s'agissait du projet ULCOS (sidérurgie) porté par ArcelorMittal.

⁵ EOR pour *Enhanced Oil Recovery*.

La problématique de la thèse se concentre sur les deux verrous majeurs du CSC à l'heure actuelle : le coût et l'acceptabilité sociale

Afin d'apporter un éclairage sur le hiatus entre le (manque de) développement actuel du CSC dans le secteur électrique, et son rôle significatif dans les scénarios climatiques de long terme, la problématique de cette thèse porte sur les conditions technico-économiques et sociales nécessaires à l'émergence du CSC dans le secteur électrique.

Les travaux s'appuient sur deux approches complémentaires ; l'approche positive met en exergue les principaux déterminants économiques et sociaux nécessaires à l'émergence de la filière CSC et répond à deux interrogations : (1) pour quel prix du CO₂ devient-il intéressant d'investir dans des centrales CSC ? (2) quand l'usage du CSC s'avère-t-il socialement optimal ? Sur le plan normatif, diverses recommandations relatives au déploiement optimal du CSC sont apportées. Elles portent notamment sur le portefeuille optimal d'instruments de soutien au CSC, insistant particulièrement sur l'intérêt d'une subvention dédiée au stockage géologique du CO₂.

Cette thèse s'articule en quatre chapitres, chacun étant basé sur un article publié ou en cours de publication. S'inscrivant dans l'optique de minimiser les coûts de la transition énergétique, les deux premiers chapitres⁶ embrassent la vision de l'investisseur et mettent en évidence les déterminants économiques indispensables à l'émergence du CSC. Les deux derniers chapitres adoptent la vision de la puissance publique. Bien que compétitive, une technologie peut ne pas se développer en raison de problèmes d'acceptabilité sociale; c'est l'objet du modèle développé dans le Chapitre 3⁷. Les déterminants technico-économiques et sociaux nécessaires à l'émergence du CSC ayant été identifiés, le Chapitre 4⁸ élargit le propos et intègre la problématique de décision dans le CSC en univers ambigu, en s'appuyant sur les scénarios de la Roadmap 2050 de l'Union Européenne (European Commission, 2011).

La thèse se concentre donc sur les deux verrous majeurs du CSC à l'heure actuelle : les coûts élevés du CSC ainsi que les problèmes d'acceptabilité sociale.

Pour dresser un panorama objectif du coût des CSC, une méthodologie de normalisation des études sur données publiques est nécessaire

⁶ Chapitre 1 : M. Renner. Quel Prix du CO₂ pour le déploiement des techniques de captage, transport et stockage géologique du CO₂? *Les Cahiers de la Chaire Economie du Climat, Série Information et débats n°25*, 2013.

Chapitre 2 : M. Renner. Carbon Prices and CCS Investment: a Comparative Study between the European Union and China. *Energy Policy* (75), pp327-340, 2014.

⁷ P.-A. Jouvét, M. Renner. Social Acceptance and Optimal Pollution: CCS or Tax? *Environmental Modeling & Assessment*, 2014.

⁸ J. Etner and M. Renner. Optimal Electricity Mix and CCS Investment under Ambiguity. Mimeo, 2015.

Les techniques CSC sont effectivement capitalistiques en raison d'un double surcoût : au moment de l'investissement (coût fixe), et au moment de l'exploitation (coûts variables) du fait de pénalités de rendement (8 à 10 points pour les centrales électriques) qui accroissent la consommation en combustibles fossiles, mais aussi de coûts d'exploitation et de maintenance plus élevés.

Le Chapitre 1 est une analyse technico-économique visant à : (1) étudier la compétitivité des centrales CSC par rapport aux centrales classiques, (2) évaluer les coûts et les performances des différentes techniques de captage (pré-, oxy-, post-combustion) pour déterminer laquelle est la plus compétitive, et (3) déterminer le prix du CO₂ au-delà duquel les centrales CSC deviennent plus compétitives que les centrales classiques. Ces trois questions sont reliées par un même fil conducteur : quel est le prix du CO₂ nécessaire pour déclencher les investissements dans le CSC ?

En cohérence avec le rapport du Global CCS Institute (GCCSI, 2013), la revue de littérature a montré qu'il est impossible de comparer directement les données issues des études publiques, chacune ayant ses propres hypothèses technico-économiques de cadrage (ex : taux d'actualisation, hypothèses de prix de combustibles fossiles) et méthodes de calcul (ex : annuité d'investissement). Pour aller au-delà de ce constat et proposer un panorama objectif des coûts du CSC dans le secteur électrique, une méthodologie spécifique de normalisation des études sur données publiques a été élaborée. Le cas d'étude est l'Union Européenne.

Une fois la normalisation des études publiques réalisée, deux indicateurs ont pu être calculés de façon standardisée :

- Le **Levelized Cost of Electricity** (LCoE) aussi appelé coût complet ou Coût de Revient Economique (CRE).

Le LCoE est le prix minimal de vente de l'électricité pour que le projet soit rentable. Le LCoE est exprimé en €/MWh (ou \$/MWh) et se décompose comme la somme actualisée de l'annuité constante d'investissement, des coûts d'exploitation et maintenance, du coût du combustible, du coût du CO₂, et du coût de transport et de stockage du CO₂ capté.

En pratique, les investisseurs cherchent à minimiser leur coût de production. C'est pourquoi le LCoE a été privilégié par rapport au coût de la tonne de CO₂ évitée.

- **Le prix CO₂ de switch**

Lorsque le prix de la tonne de CO₂ est non nul, les centrales gaz et charbon sont pénalisées par leurs émissions de CO₂ à la différence des centrales munies d'un dispositif de captage.

Il existe donc un prix de la tonne de CO₂ qui égalise le LCoE d'une centrale sans CSC avec celui d'une centrale avec CSC. Autrement dit, il existe un prix du CO₂ à

partir duquel une centrale avec CSC devient plus rentable que la même centrale sans CSC. C'est ce qu'illustre la figure ci-après.

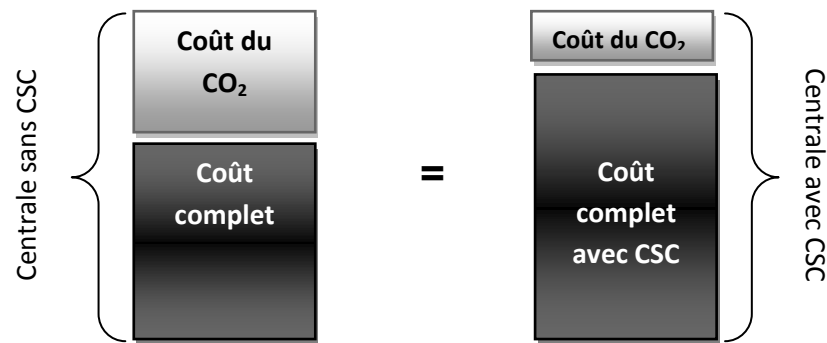


Figure 2 : Notion de prix de switch du CO₂

Distinguer prix CO₂ de switch intra- et inter-techniques est nécessaire pour mieux refléter la réalité à laquelle fait face un investisseur

Afin de mieux refléter la réalité à laquelle fait face un investisseur, la distinction entre le prix CO₂ de switch intra-technique - étudiés dans la littérature spécialisée - et le prix CO₂ de switch inter-technique - absents de la littérature CSC - s'est imposée.

On entend par prix CO₂ de switch intra-technique le prix du CO₂ requis pour switcher d'une centrale charbon vers une centrale charbon CCS ou bien d'une centrale gaz vers une centrale gaz CCS, et par prix CO₂ de switch inter-technique le prix du CO₂ requis pour switcher d'une centrale charbon vers une centrale gaz, d'une centrale gaz vers une centrale charbon CCS, etc. (on croise les arbitrages).

Cette distinction a permis de mettre en évidence deux résultats intéressants. Le premier est que contrairement aux idées véhiculées par la littérature spécialisée, les centrales charbon avec CSC ne sont pas réellement compétitives lorsque le prix du CO₂ excède 65 €/t. En effet, si au-delà de 65 €/tCO₂, les centrales charbon CSC sont effectivement plus compétitives que les centrales charbon classiques, il s'agit toutefois d'une rentabilité relative et non absolue puisqu'à ce seuil de prix du CO₂, les centrales charbon CSC sont moins compétitives que les centrales gaz (Figure 3). En réalité, le prix du CO₂ suscitant les investissements dans les centrales CSC est d'environ 115 €/t à l'horizon 2015-2020 avec les hypothèses de prix de combustible international fournies par l'IEA (2012b)⁹. C'est là qu'intervient le second résultat intéressant. Il semblerait en effet que le gaz CSC soit plus compétitif que le charbon CSC. La littérature spécialisée ayant mis l'accent sur la rentabilité du charbon CSC à partir de 65 €/tCO₂, le gaz CSC semblait moins compétitif économiquement que le charbon CSC puisqu'exigeant un prix de switch nettement plus

⁹ Charbon Illinois n°6 : 4.34 \$₂₀₁₁/GJ (108.5 \$₂₀₁₁/t). Gaz naturel : 11.61\$₂₀₁₁/GJ (11 \$₂₀₁₁/MBtu).

élevé : 115 €/tCO₂. Ce résultat du gaz CSC plus compétitif que le charbon CSC semble corroboré par le dernier rapport de l'IEA (2014) mais aussi par l'émergence de démonstrateur de centrales gaz CSC (par exemple le projet de Peterhead au Royaume-Uni). Toutefois, les études de sensibilité ont mis en évidence que la frontière de profitabilité CSC charbon/CSC gaz est relativement mince et dépend fortement des hypothèses de prix de combustibles (Renner, 2013).

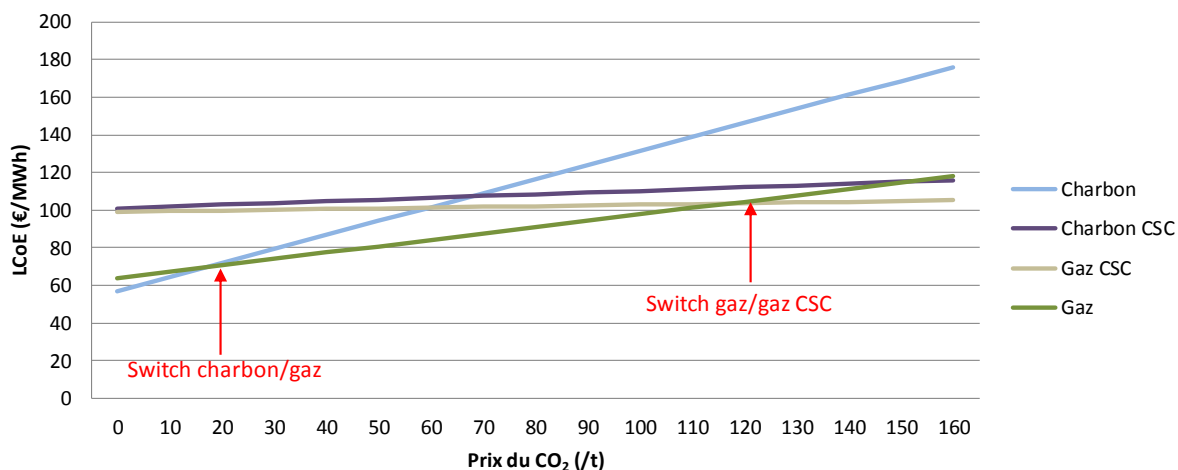


Figure 3 : Evolution du LCoE des différents types de centrales en fonction du prix du CO₂

Il existe donc un très large différentiel entre le prix du CO₂ requis pour initier les investissements CSC (115 €/tCO₂ en 2015-2020) et celui que l'on observe actuellement sur le marché carbone européen (EU-ETS), soit 6 €/tCO₂. A l'horizon 2030, le prix du CO₂ nécessaire pour compenser les surcoûts du CSC devrait être significativement inférieur¹⁰ (85 €/tCO₂ vs. 115 €/tCO₂ en 2015-2020). Néanmoins, ce prix CO₂ de switch en faveur du CSC serait toujours largement au-dessus du prix de marché du CO₂ (30 €/t d'après l'IEA ; IEA, 2012b) (Cf. Figure 4).

¹⁰ Notamment du fait d'économies d'échelle et d'effets d'apprentissage (Rubin et al., 2007).

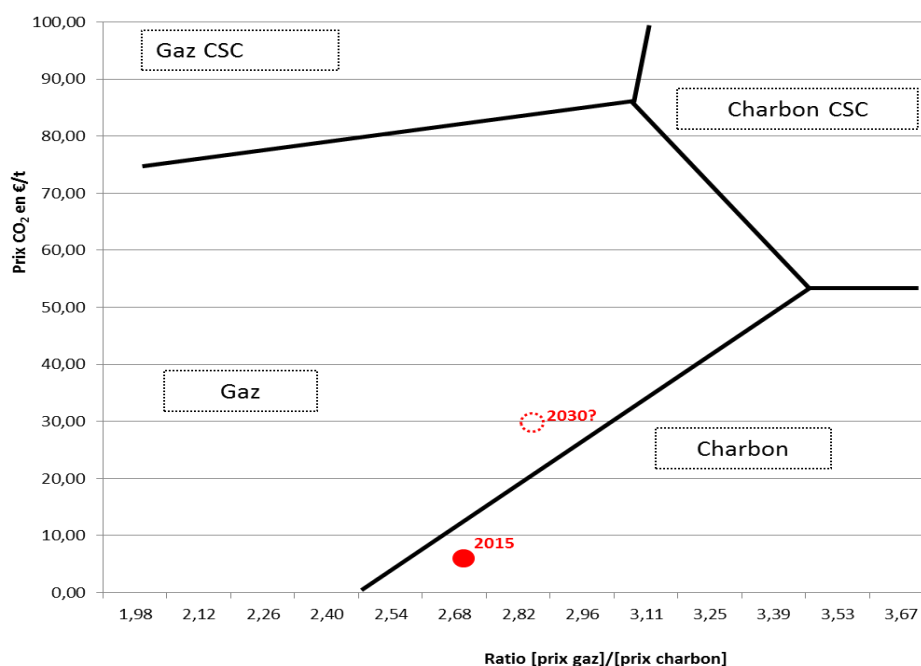


Figure 4: Cartographie des aires de rentabilité pour différents types de centrales, selon les ratios de prix de combustible¹¹ et le prix du CO₂.

Dans un contexte durable de prix bas du CO₂, les pouvoirs publics peuvent mettre en place des mesures spécifiques de soutien au CSC

Pour compenser l'écart entre le prix du CO₂ nécessaire pour initier les investissements dans le CSC et le prix actuel/prévu sur l'EU-ETS, les pouvoirs publics peuvent mettre en place des mesures de soutien spécifiques, *i.e.* permettant de compenser les surcoûts engendrés par les dispositifs CSC. En s'appuyant sur les études recensant les instruments de soutien au CSC (ZEP, 2012 ; IEA, 2012a), le Chapitre 1 propose une évaluation des outils les plus adaptés à la filière. On distingue les outils *supply-push* (favorisant l'innovation radicale) plus adaptés au court terme (2015-2020), et *demand-pull* (créant et stimulant la demande) plus adaptés au long terme (au-delà de 2030). Lorsque les externalités sont internalisées grâce à des mesures de soutien adaptées, ces dernières doivent disparaître.

On a ensuite montré que pour créer un environnement sûr (crédibilité et stabilité) *i.e.* propice à l'investissement, il est nécessaire de distinguer deux stades dans le processus de décision. A long terme, les investisseurs s'intéressent au LCoE qui est le prix de long terme requis pour déclencher l'investissement dans une technologie donnée. Les instruments de soutien au CSC doivent donc veiller à combler l'écart entre le LCoE d'une centrale CSC et celui d'une centrale classique. Parmi eux, on compte notamment les prêts garantis, les

¹¹ La méthodologie est issue de Blyth et al. (2007). Le prix du gaz varie de plus ou moins 30% tandis que le prix du charbon est fixe. Interprétation : lorsque le ratio des prix de combustibles est égal à 2, le prix du gaz est deux fois plus élevé que le prix du charbon. Les points rouges correspondent à la situation de l'Union Européenne d'après les hypothèses de prix de combustibles et de prix de CO₂ de l'IEA (2012b).

marchés de capacité, les subventions en capital ou les crédits d'impôts. Une fois les investissements CSC réalisés, l'indicateur clé pour les opérateurs de centrales devient, au jour le jour, le coût marginal à court-terme ce dernier déterminant le rang dans le *merit order*. Les instruments de soutien au CSC doivent donc veiller à combler l'écart entre le coût marginal des centrales CSC et non CSC. Parmi eux, on retrouve les *feed-in tariffs* et *feed-in premium* largement utilisés pour les ENR, les subventions à l'exploitation et les contrats de paiement. A noter qu'il existe des outils permettant de combiner à la fois l'approche de court terme et de long terme. On compte notamment parmi eux les *feed-in tariffs* combinés à des contrats pour différence (mesure mise en place au Royaume-Uni), les subventions, et le prix plancher du CO₂ (*carbon price floor* instauré au Royaume-Uni). L'analyse des prix CO₂ de switch de court terme¹² montre que ceux-ci sont très largement inférieurs aux prix CO₂ de switch de long terme, mais aussi que les centrales charbon CSC sont économiquement plus compétitives que les centrales gaz CSC. Soit l'inverse de ce que l'on observe à long terme. Ce résultat souligne donc la complexité de design des instruments de soutien aux centrales CSC.

Comment expliquer le retard du déploiement commercial du CSC dans l'Union Européenne ?

A l'exception du Royaume-Uni, on n'observe aujourd'hui dans l'Union Européenne aucun instrument spécifique de soutien au CSC¹³. Cette absence tout comme l'écart substantiel entre prix du CO₂ requis/prix du CO₂ sur l'EU-ETS permettent pour partie d'expliquer le retard de déploiement commercial du CSC dans l'Union Européenne (pas de business model possible). Mais d'autres facteurs peuvent également être avancés. En effet, l'Europe continentale fait actuellement face à un problème de surcapacité : sur les cinq dernières années, 130 GW d'énergies renouvelables et 78 GW de moyen de production conventionnels ont été installés alors que seuls 44 GW de moyens conventionnels ont été mis hors service (World Economic Forum, 2015). Cette surcapacité est la résultante de divers facteurs. Quelques années avant la crise économique de 2009, de forts signaux prix ont encouragé des investissements dans des moyens de production conventionnels ; ces derniers ont été mis en service au plus fort du retournement économique. De plus, le ralentissement économique a réduit la demande d'électricité tandis que les soutiens aux

¹² Prix du CO₂ requis pour égaliser le coût marginal d'une centrale A avec celui d'une centrale B.

¹³ A l'exception peut-être du fonds NER300, mais celui-ci cible autant les projets ENR innovants que les projets CSC. De plus, seuls 50% des « coûts pertinents » sont couverts. D'après l'article 3, les coûts pertinents sont les « investissements supportés par le projet du fait de l'application de la technologie CSC, nets de la valeur actualisée nette de la meilleure estimation des bénéfices et frais d'exploitation découlant de l'application de la technique CSC au cours des dix premières années d'exploitation ».

http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/decision_novembre_2010.pdf

énergies renouvelables, non plafonnés, ont conduit à une capacité installée croissante d'ENR.

S'assurer de l'adéquation géographique entre unités de captage et sites de stockage géologique est indispensable

Déterminer des politiques de soutien au CSC qui soient efficaces est une condition nécessaire mais pas suffisante pour encourager les investissements CSC dans le secteur électrique.

En effet, les parties prenantes des projets CSC doivent également s'assurer de la disponibilité d'un site de stockage à proximité des unités de captage. Or, comme évoqué précédemment, le CSC n'est pas encore déployé à l'échelle commerciale dans le secteur électrique. Et l'étape suivante consiste notamment à cartographier précisément les sites de stockage dans le monde, puis à évaluer finement leur potentiel. Il existe à ce jour très peu d'études de ce type. Une première estimation des potentiels de stockage de l'Union Européenne (UE) a été fournie par le projet européen Geocapacity (2008). L'UE disposerait d'une capacité globale de stockage du CO₂ comprise entre 117 et 252 GtCO₂, soit l'équivalent des émissions de ses plus gros émetteurs pendant 60 à 130 ans.

Toutefois, ces premières estimations correspondent à des potentiels de stockage théoriques. Lorsque l'on tient compte des propriétés de la roche (ex : saturation en eau, pression de fracturation)¹⁴, la capacité de stockage efficace est considérablement réduite : 2 à 30% de la capacité de stockage théorique (ZEP, 2011). En retenant la fourchette basse fournie par la ZEP sauf pour le Royaume-Uni¹⁵, les capacités de stockage de l'Union Européenne seraient d'environ 150 GtCO₂. Néanmoins, les aquifères salins, qui représentent presque 90% du potentiel de stockage de l'UE, restent mal connus et caractérisés, ce qui renforce les incertitudes quant aux capacités de stockage de l'UE.

Par ailleurs, ces 150 GtCO₂ correspondent à un potentiel de stockage global. Il est donc nécessaire de s'assurer qu'il y a une bonne adéquation entre les besoins en stockage (*i.e.* la localisation des unités de captage) et la répartition des sites de stockage au sein de l'UE. Le projet européen Geocapacity (2008) a montré que seuls quelques pays européens avaient un potentiel de stockage leur permettant de stocker les émissions issues de leur parc électrique¹⁶. De plus, comme souligné l'IPCC (2014), l'acceptabilité publique est devenu un pré-requis pour l'adoption et la diffusion de technologies de production d'électricité faiblement carbonée (CSC et ENR) : "Many low-carbon energy supply technologies

¹⁴ "(...) a number of capacity coefficients representing mobility, buoyancy, heterogeneity, water saturation and aquifer length, respectively and all reducing the storage capacity" (ZEP, 2011).

¹⁵ D'après l'Energy Technology Institute (UK Storage Appraisal, 2012), les capacités de stockage du Royaume-Uni s'élèvent à 50 GtCO₂.

¹⁶ Sur la base des mix électriques décrits dans la Roadmap 2050 (European Commission, 2011).

(including CCS) and their infrastructural requirements face public acceptance issues limiting their deployment". Pour le CSC, les problèmes d'acceptabilité sociale se cristallisent principalement autour des infrastructures de transport et stockage géologique du carbone en *onshore*. Cela fait écho à la problématique NIMBY (Not in My Back Yard). Les infrastructures de transport et stockage du CO₂ en *offshore* soulèvent beaucoup moins de controverses. Si le stockage en *onshore* ne pouvait se faire dans l'UE en raison de problèmes d'acceptabilité sociale, cela impliquerait alors de mobiliser l'ensemble des potentiels de stockage dits *offshore*. La Norvège, le Royaume-Uni et dans une moindre mesure le Danemark, sont les pays européens qui ont les plus gros potentiels de stockage *offshore*. Par conséquent, la non acceptabilité du stockage *onshore* impliquerait la construction d'un réseau de transport pan-européen. Bien que théoriquement possible, cette idée d'un réseau pan-Européen du CO₂ soulève un certain nombre de problèmes, d'ordre politique (ex : coordination des politiques énergétiques des différents Etats Membres), social (acceptabilité du fait de la concentration du stockage du CO₂ uniquement dans quelques pays), de régulation (réglementations concernant le transport transfrontalier du CO₂) ou encore économique (ex : coût de ce réseau, création d'un marché des capacités de stockage ?).

Acceptabilité sociale et déploiement socialement optimal du CSC

Supposons à présent qu'un projet CSC a reçu le soutien nécessaire à son lancement et qu'il y a adéquation entre sa localisation et la disponibilité d'un site de stockage approprié. Ce projet CSC sera un succès si et seulement si il est socialement acceptable, c'est-à-dire s'il permet d'accroître le bien-être social. Dans l'Union Européenne, il existe actuellement des signes contradictoires quant à l'acceptabilité sociale de projets CSC. Par exemple, en France, le projet de Lacq a été relativement bien accueilli tandis que celui de Barendrecht aux Pays-Bas a essuyé un échec en raison de fortes oppositions locales. D'où l'intérêt de mesurer précisément les préférences sociales pour déterminer si oui ou non, le CSC est socialement optimal, et s'il l'est, jusqu'à quel niveau de déploiement.

Partant du constat qu'une technologie, bien que compétitive, peut ne pas se développer en raison de problèmes d'acceptabilité sociale, le Chapitre 3 développe un modèle déterminant simultanément le niveau optimal de production d'électricité ainsi que l'allocation des émissions de CO₂ entre l'atmosphère et le sous-sol. Il pallie ainsi l'absence de modèle théorique intégrant à la fois le déploiement optimal du CSC et les problèmes d'acceptabilité sociale.

Sur le plan méthodologique, l'aspect novateur du modèle est de considérer le problème dans sa globalité. Il apparait clairement que l'utilisation du CSC permet de réduire la pollution atmosphérique ce qui crée une externalité positive globale, mais qu'elle introduit également une externalité négative locale liée à la présence d'un site de stockage de CO₂. Mais pour

s'assurer que l'utilisation du CSC est réellement optimale, les décideurs publics doivent tenir compte de ces deux externalités qui sont traditionnellement modélisées, mais aussi d'une troisième source de désutilité liée à la présence simultanée de CO₂ dans l'atmosphère et le sous-sol. En effet, lorsqu'ils considèrent chaque source de pollution séparément (atmosphérique/du sous-sol), certains individus peuvent y être indifférents. En revanche, lorsqu'ils sont confrontés à un problème de changement climatique et à la présence d'un site de stockage de CO₂ dans leur voisinage, les individus peuvent y être réticents. S'affranchir de l'approche dichotomique classiquement utilisée et considérer le problème dans sa globalité permet aux décideurs publics d'éviter de déployer le CSC lorsqu'il n'est pas socialement optimal (configurations de préférences sociales particulières), et d'éviter ainsi les coûts échoués liés à l'échec de projets CSC relativement avancés (ex : échecs de Kingsnorth et Longannet en 2007 au Royaume-Uni).

Grâce à des simulations numériques, on montre que le recours au CSC permet d'accroître généralement le niveau de bien-être social. Les cas où l'utilisation du CSC n'est pas socialement optimale permettent d'expliquer l'échec de certains projets CSC dans le monde. Sur le plan normatif, un résultat intéressant est que lorsque les pouvoirs publics taxent les combustibles fossiles, l'utilisation du CSC requiert l'introduction d'un nouvel outil fiscal : une subvention¹⁷ au stockage de CO₂ dans le sous-sol. Ce résultat a d'importantes implications en termes de politiques publiques. Une subvention dédiée au stockage de CO₂ permettrait en effet d'accroître la compétitivité des centrales CSC, réduisant ainsi d'autant le recours à d'autres instruments de soutien et les potentiels effets d'aubaine et/ou inefficacités associés. On peut noter que cette recommandation d'une taxe au stockage de CO₂ figure parmi les propositions du Secrétaire à l'Énergie, Ernest Moniz, lors de sa présentation (en février 2015) des budgets fédéraux prévisionnels pour l'année fiscale 2016. En plus des 30 milliards de dollar alloués au département de l'énergie, Ernest Moniz, a en effet annoncé la création d'un fonds de 2 milliards de dollar visant à financer une subvention de 50\$ pour chaque tonne de CO₂ stockée dans le sous-sol.

Comment des décideurs publics confrontés à des dires d'experts contradictoires peuvent-ils décider, rationnellement, de la part du CSC dans le mix électrique de 2050 ?

Prendre en compte les préférences sociales pour déterminer jusqu'à quel point l'utilisation du CO₂ est optimale donne aux décideurs publics une limite à ne pas franchir en termes de déploiement du CSC. Cette limite doit également être en cohérence avec les disponibilités en sites de stockage appropriés.

¹⁷ Plus précisément, il s'agit d'une taxe négative à chaque tonne de CO₂ stockée dans le sous-sol (Jouvet et Renner, 2014).

Forts de cette borne supérieure, les décideurs publics restent néanmoins confrontés à cette question : quelle capacité installée de centrales CSC faut-il choisir pour le mix électrique de long terme, par exemple de 2050 ?

Or, les décideurs publics doivent choisir à court-terme quelle sera la part du CSC dans le mix électrique en 2050. En effet, la durée de vie d'une centrale nucléaire est en moyenne de 60 ans, celle d'une centrale charbon de 40 ans, celle d'une centrale gaz de 30 ans etc., et les investissements associés sont irréversibles. Par conséquent, la restructuration du système électrique doit se faire en parallèle des cycles d'investissements afin d'éviter des coûts échoués et des verrouillages technologiques. De plus, la cible de CSC à l'horizon 2050 définit les politiques de soutien à la filière - et aux autres technologies non matures comme l'éolien *offshore* - ainsi que les mesures réglementaires - notamment pour les infrastructures de transport et de stockage en transfrontalier dans l'Union Européenne -.

Lorsqu'ils font face à ce type de problématique, les décideurs publics peuvent chercher conseil auprès d'experts. Cependant, ces derniers fournissent souvent des informations contradictoires et donc ambiguës. A titre d'exemple, on peut se référer aux multiples roadmaps pour une Union Européenne faiblement carbonée à l'horizon 2050. Bien que l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre soit identique, les mix électriques de ces différentes roadmaps varient de manière significative. De plus, en l'absence de consensus entre experts, une même roadmap peut être amenée à considérer plusieurs scénarii de mix électrique à l'horizon 2050. Par exemple, l'Energy Roadmap (Commission Européenne, 2011) fournit 6 scénarii différents dans lesquels la part du CSC dans la production d'électricité varie de 6 à 30%. Face à ces conflits d'experts, les décideurs publics ne connaissent donc ni la capacité installée de CSC qui devrait être décidée maintenant pour 2050 (et donc les investissements associés), ni les mesures de soutien et politiques de régulation qu'ils devraient mettre en œuvre. Ils sont placés face à une situation ambiguë.

L'ambiguïté désigne les situations où les probabilités des conséquences d'une action ne sont pas connues précisément. En pratique, nous sommes quotidiennement confrontés à l'ambiguïté, seuls les jeux de hasard étant associés à des probabilités certaines. La revue Stern a explicitement recommandé de tenir compte de l'ambiguïté lors des analyses coûts-bénéfices liées à la problématique du changement climatique. Plusieurs papiers empiriques (Fontini et al., 2010 ; Alpizar et al., 2011) ont également suggéré qu'il était pertinent de tenir compte de l'ambiguïté dans les décisions publiques d'adaptation et mitigation. Or très peu d'articles traitent de la décision d'investissement dans les technologies de mitigation en univers ambigu.

Le Chapitre 4¹⁸ pallie cette absence à travers un modèle de décision permettant de distinguer ambiguïté et aversion à l'ambiguïté (Klibanoff et al., 2005). Le modèle élaboré fournit un critère d'aide à la décision et répond à cette question : comment des décideurs publics confrontés à des dires d'experts contradictoires peuvent-ils décider, rationnellement, de la part du CSC dans le mix électrique de 2050 ? Des simulations numériques à partir des scénarios de mix électrique de la Commission Européenne viennent illustrer le cas de l'Union Européenne.

Les enseignements de la théorie de la décision en univers risqué montrent que lorsque l'aversion au risque s'accroît, la demande de l'actif risqué diminue. L'un des résultats du Chapitre 4 montre que contrairement à ce que l'on pourrait penser, il n'est pas possible de dresser un parallèle avec la théorie du risque. En effet, il est mis en évidence qu'un accroissement de l'aversion à l'ambiguïté n'entraîne pas nécessairement une réduction de l'investissement dans le CSC. Ce résultat peut être interprété comme un principe de précaution et souligne ainsi l'importance de tenir compte de l'ambiguïté et de l'aversion à l'ambiguïté dans le processus de décision.

On peut retrouver cette idée d'investir dans le CSC en raison d'un principe de précaution dans les arguments avancés par le Royaume-Uni pour défendre son soutien au CSC. Le Royaume-Uni souhaite notamment éviter les problèmes de lock-ins technologiques mais également s'assurer contre le risque d'avoir une ou plusieurs technologies de production plus chère qu'attendu.

Pour rappel, le Royaume-Uni est le seul pays européen à s'être doté d'un objectif contraignant de réduction d'émission de GES (moins 80% en 2050 par rapport au niveau de 1990). Le CSC pourrait être l'une des technologies lui permettant de décarboner son secteur électrique au moindre coût ; il pourrait représenter 14% de la production d'électricité en 2035-2036 (scénario Gone Green ; National Grid, 2014).

Toutefois, le Royaume-Uni conserve une approche très libérale. Le CSC fera partie de son mix électrique si et seulement si c'est une technologie de production d'électricité bas carbone compétitive. L'idée est de soutenir le CSC qui pour l'instant n'est pas une technologie mature, puis de laisser le marché décider le moment venu.

De ce fait, pour s'assurer que le CSC fera partie des options que le marché pourra considérer, le Royaume-Uni a mis en place un ensemble de mesures spécifiques pour soutenir la filière CSC. Parmi elles, on note par exemple la mise en place de tarifs d'achat combinés à des contrats d'achats, des subventions au capital¹⁹ ainsi que des standards

¹⁸ Voir aussi Etner et Renner (2015).

¹⁹ Le gouvernement anglais a doté son programme de démonstration industrielle et commercialisation du CSC d'un milliard de livres sterling et sélectionné les projets CSC White Rose (CSC charbon) et Peterhead (CSC CCG).

d'émission empêchant la construction de nouvelle centrale charbon si elle n'est pas pourvue d'un dispositif CSC. La création d'un marché de capacité et la mise en place d'un prix plancher du CO₂ devraient également soutenir les projets CSC. Le Royaume-Uni semblerait donc être devenu une exception au sein de l'Union-Européenne.

Si le Royaume-Uni souhaite créer les conditions de marché favorables déploiement commercial du CSC, c'est qu'il considère que le CSC présente plusieurs avantages. Lors de la prochaine décennie, l'éolien *onshore* et *offshore* devrait être la principale technologie installée pour respecter les objectifs en termes d'énergies renouvelables et de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Afin de compenser l'intermittence de l'éolien ainsi que la relative inflexibilité du nucléaire, des moyens de production d'électricité décarbonée dispatchables (comme les centrales CSC) seront nécessaires. De plus, à l'inverse de la surcapacité observée en Europe continentale, une partie significative des moyens de production fonctionnant ne base devrait être remplacée avant 2030. Et le CSC est considéré comme une technologie qui pourrait accroître la diversité et la sécurité d'approvisionnement du Royaume-Uni. Par ailleurs, le Royaume-Uni possède certaines caractéristiques qui semblent le rendre particulièrement adapté au déploiement commercial du CSC. Tout d'abord, le Royaume-Uni figure parmi les pays européens ayant les plus grosses capacités de stockage. Qui plus est, il a d'abondantes capacités de stockage en *offshore*, ce qui permet notamment de réduire les problèmes d'acceptabilité sociale (Chapitre 3). Le Royaume-Uni pourrait de plus mettre à profit son expertise dans les domaines pétrolier et gazier, et notamment la transférer à l'industrie du CSC. Le CO₂ capté pourrait également être utilisé pour faire de la récupération assistée de pétrole ainsi devenant une commodité. Valoriser le CO₂ permet d'améliorer l'économie de l'ensemble de la chaîne CSC, de créer un modèle d'affaires, mais également de potentiellement réduire les problèmes d'acceptabilité sociale. Le risque est revanche d'empirer le problème du réchauffement climatique (voir plus loin, les perspectives). Enfin, pour justifier le coût élevé de sa politique publique de soutien au CSC, le Royaume-Uni présente cette technologie comme une opportunité de croissance verte, créatrice d'emplois et de nouveaux marchés. D'après les estimations de l'Energy Technology Institute, les bénéfices pour les entreprises nationales pourraient dépasser les 3 milliards de pound chaque année en 2020. De plus, le CSC n'ayant pas encore été commercialement déployé dans le secteur électrique, le Royaume-Uni pourrait prendre le leadership dans le CSC qui deviendrait ainsi une technologie à exporter.

Dans une perspective de minimisation des coûts de la transition énergétique, comment minimiser le coût du déploiement commercial du CSC dans le secteur électrique ?

Mais soutenir le CSC a un coût. Au Royaume-Uni, l'*Electricity Market Reform* et les mesures de soutien spécifiques au CSC sont déjà vivement critiquées pour leur poids très élevé sur les finances publiques. Le DECC (2013) a estimé que les investissements nécessaires à la décarbonation du système électrique pourraient s'élever à 110 G£ d'ici 2020.

De manière générale, quelle que soit la combinaison d'instruments de soutien au CSC retenue, son coût sera élevé. Dans cette perspective, le Chapitre 2 a évalué le potentiel de deux options permettant de réduire le coût de déploiement commercial du CSC, et par là-même celui de la décarbonation du secteur électrique.

Plus précisément, lorsqu'un pays comme le Royaume-Uni entend faire du CSC une technologie à exporter, le captage partiel - c'est-à-dire la possibilité de capter moins de 90% du CO₂ émis par une centrale - peut être particulièrement intéressant. En effet, bien que les études sur données publiques utilisent généralement un taux de captage de 90%, ce taux élevé n'a pas de justification technique ni économique, en particulier dans le contexte international actuel de prix bas du CO₂.

Le captage partiel est pour l'heure très peu étudié par les études publiques. Il permet pourtant de réduire les surcoûts d'investissement et d'exploitation engendrés par le CSC. Avec un même budget de R&D, on pourrait notamment financer plus de démonstrateurs ; la technologie pourrait ainsi parvenir à maturité plus rapidement.

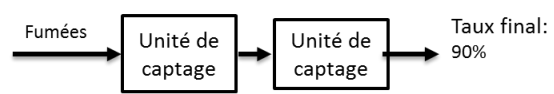
Pour diminuer le taux de captage final, il existe deux options (Cf. Figure 5) : soit on réduit le volume de fumées traitées (par exemple par un système de bypass, *i.e.* on équipe un train de combustion sur deux d'un système de captage), soit on réduit le taux de captage (par exemple en diminuant le taux de circulation du solvant pour capter moins de CO₂).

Option 1 : Variation du taux de captage

Phase 1 : 100% des fumées traitées avec un taux de captage inférieur

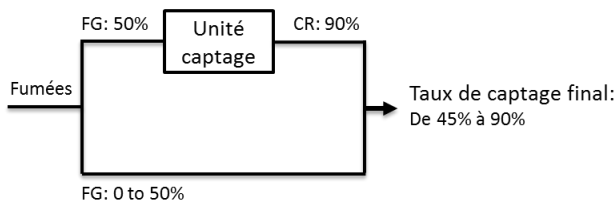


Phase 2 : 100% des fumées avec un taux de captage de 90%



Option 2 : Variation du volume de fumées traitées

Phase 1 : 50% des fumées traitées à 90%



Phase 2 : 100% des fumées traitées à 90%

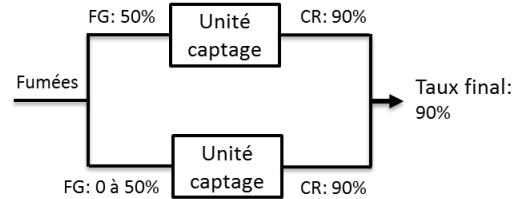


Figure 5 : Définition du captage partiel

On montre que la première option, c'est-à-dire la réduction du volume de fumées traitées, permet de réduire les coûts du CSC de manière significative²⁰. De plus, le captage partiel permettrait, dans certains cas, d'accroître la flexibilité opérationnelle des centrales CSC (Hildebrand and Herzog, 2009). C'est un atout non négligeable puisqu'avec la part croissante des ENR dans le mix électrique, les centrales fossiles pourraient être amenées à fonctionner avec plus de flexibilité. A noter qu'il existe des techniques additionnelles et spécifiques visant à renforcer la flexibilité des centrales CSC ; elles font également l'objet d'une analyse dans le Chapitre 2.

Lorsqu'un pays entend utiliser à long terme du CSC dans son mix électrique sans vouloir en avoir le leadership, le Chapitre 2 a montré qu'il avait intérêt à tirer partie de la différentiation géographique des coûts. En effet, du fait de l'évolution prospective des coûts du CSC, du prix du CO₂ et du prix des combustibles fossiles (hypothèses issues de l'IEA, 2012b), mais aussi de la durée de vie des centrales charbon (40 ans), les investisseurs chinois auraient intérêt à privilégier les centrales charbon CSC dès 2020-2030.

Plus précisément, on montre qu'à l'horizon 2030, les centrales CSC deviennent le type de centrale le plus compétitif en dessous de 35 €/tCO₂ en Chine²¹ contre plus de 85 €/tCO₂ dans l'UE (Renner, 2014). Contrairement à l'UE, en Chine, l'écart entre le prix du CO₂ déclenchant l'investissement dans le CSC et le prix de marché du CO₂ prévu en 2030 par

²⁰ En termes de LCoE, mais pas en termes de coût de la tonne de CO₂ évitée qui au contraire augmente.

²¹ A noter que pour avoir plus de données de coûts sur la Chine, une approche par *cost factor location* a été utilisée. Elle consiste en l'utilisation d'indices de coûts pour transposer les coûts de captage, transport et de stockage du carbone occidentaux en coûts chinois.

l'IEA (2012b) est relativement faible. Si des mesures de soutien sont mises en place pour soutenir la filière CSC, elles devraient donc avoir un coût significativement moindre sur les finances publiques en Chine qu'en Europe.

Dans une perspective de minimisation des coûts de la transition énergétique et de négociations sur le changement climatique, les investisseurs et pouvoirs publics européens pourraient donc avoir intérêt à nouer des collaborations et partenariats (économiques, de R&D, etc.) avec leurs homologues chinois. L'idée est que favoriser le déploiement commercial du CSC dans un pays à bas coûts comme la Chine²² permet de réduire le coût de la phase de démonstration de la technologie. Une fois mature et moins coûteuse, la technologie pourrait être alors introduite dans les pays développés.

A noter qu'éclairant la problématique de minimisation des coûts de la décarbonation, le modèle développé dans le Chapitre 3 permet également d'évaluer les transferts (monétaires/technologiques, etc.) que les pays développés devraient mettre en place pour inciter les pays en développement comme la Chine à déployer le CSC.

Enfin, lorsque l'approche géographique est privilégiée, le captage partiel peut également être une option intéressante, car il permettrait de décroître encore plus le coût de déploiement commercial du CSC.

Quelques perspectives et pistes de recherches à explorer

Au cours de cette thèse, d'autres problématiques sont apparues ; celles-ci n'ont toutefois pas pu être explorées, soit par manque de données, soit parce qu'elles ne rentraient pas directement dans le cadre des recherches menées.

La première piste de recherche que l'on peut évoquer est l'étude du déploiement commercial du CSC dans l'industrie. En effet, comme évoqué précédemment, dans le scénario 2°C de l'IEA (2013, 2014), le CSC permet de réduire les émissions de GES à hauteur de 17% en 2050, les réductions d'émissions venant à parts égales du secteur électrique et de l'industrie (sidérurgie, cimenterie, etc.) (Cf. Figure 1). Le CSC pourrait être effectivement aussi amené à jouer un rôle clé dans la décarbonation de l'industrie, de nombreux process industriels étant fortement émetteurs de CO₂ non pas du fait de la consommation d'énergies fossiles, mais du fait de la conversion de matières premières. Par conséquent, les gains potentiels de mesures d'efficacité permettant de réduire les émissions de CO₂ sont limités. Et bien souvent, le CSC est la seule option disponible permettant de réduire massivement les

²² En raison d'un coût du travail et des matières premières inférieur en Chine mais aussi de réglementations moins contraignantes en Chine qu'en Europe, l'OECD/IEA (2014) estime qu'à l'heure actuelle, il existe un ratio de 2.4 (respectivement 1.8) entre le coût du capital d'une centrale charbon CSC (respectivement gaz CSC) en Europe et en Chine.

émissions de CO₂ des industriels fortement émetteurs. Par ailleurs, il faut souligner que la problématique du secteur de la sidérurgie est particulière : contrairement au secteur électrique où l'adjonction de dispositifs CSC entraîne des pénalités de rendement, l'installation d'un dispositif de captage sur un haut fourneau permettrait de réduire la consommation d'input (coke) et d'accroître le rendement (IEA, 2013).

Par conséquent, la question qui peut se poser est la suivante : dans quel secteur le CSC va-t-il se déployer commercialement en premier ? S'agira-t-il du secteur électrique ou de l'industrie ? En effet, le secteur électrique a la possibilité de retarder le déploiement du CSC car contrairement à l'industrie, il dispose d'alternatives de décarbonation (ENR, nucléaire, switch du charbon au gaz, etc.). Et il pourrait avoir intérêt à le faire. En effet, si le CSC se déployait massivement d'abord dans les secteurs industriels fortement émetteurs, le secteur électrique pourrait alors bénéficier alors d'éventuels effets d'apprentissage et économies d'échelle dans le transport et le stockage de CO₂, voire même d'infrastructures de transport et de stockage déjà construites (clusters), mais également de retours d'expérience en matière d'acceptabilité sociale.

Analyser les potentiels effets d'entraînement d'un déploiement à grande échelle dans les secteurs industriels fortement émetteurs de CO₂ sur le secteur électrique et vice versa pourrait être intéressant. Ce travail n'a pu être mené à bien dans le cadre de cette thèse du fait de l'absence de données publiques concernant le coût et l'efficacité des dispositifs CSC dans l'industrie, particulièrement les secteurs de la sidérurgie et de la cimenterie. Néanmoins, plusieurs démonstrateurs intégrés de taille commerciale sont en construction ou planifiés (GCCSI, 2014). Par conséquent, réaliser les analyses technico-économiques et sectorielles sous-jacentes devrait bientôt être possible.

La seconde piste de recherche est relative au glissement sémantique que l'on a pu observer au cours de ces deux dernières années. On parle en effet de plus en plus de CSVC pour Captage, transport, Stockage et Valorisation du CO₂. La valorisation du CO₂ en tant que matière première dans les procédés industriels est ainsi de plus en plus mise en avant.

On peut tout d'abord noter que tous secteurs confondus²³, sur les 13 démonstrateurs intégrés de taille commerciale en fonctionnement dans le monde, 8 utilisent le CO₂ capté pour faire de la récupération assistée de pétrole. La plupart des projets en construction sont également associés à la valorisation du CO₂, pour la récupération assistée de pétrole, d'eau, etc.

²³ Comme précédemment évoqué, il y a seulement un démonstrateur intégré de taille commerciale dans le secteur électrique, les autres se trouvant dans des secteurs industriels tels que le retraitement de gaz naturel, les engrais, etc. (GCCSI, 2014).

En effet, faire du CO₂ capté une commodité permet de compenser pour partie les surcoûts engendrés par les dispositifs CSC. De plus, lorsqu'il est utilisé comme une commodité, le CO₂ n'est plus considéré comme un déchet ce qui peut éventuellement réduire les problèmes d'acceptabilité sociale. Mais la valorisation du CO₂ capté plutôt que son stockage géologique pose un certain nombre de question.

La première question est : à quel point la valorisation du CO₂ permet-elle de favoriser le déploiement commercial du CSC ?

La deuxième interrogation a trait à l'adéquation entre les potentiels de marché liés à la valorisation du CO₂ et les besoins industriels en CO₂. En effet, la consommation annuelle actuelle de CO₂ s'élève à 200 Mt ; la moitié est utilisée par l'industrie chimique, notamment pour la création d'urée, 80 Mt sont utilisées pour la récupération assistée de pétrole, et les 20 Mt restantes sont utilisées pour d'autres applications industrielles telles que la production de sodas par l'industrie agro-alimentaire, la production de solvant, etc. Pour fixer les idées, ces 200 MtCO₂ représentent l'équivalent des émissions d'une seule centrale charbon de 745 MW, fonctionnant en base (soit 7 884 heures par an) pendant 40 ans avec un rendement de 41%. D'après le scénario 2°C de l'IEA, en 2050, ce sont près de 7 000 MtCO₂ qui devraient être captées chaque année par le secteur électriques et les industriels fortement émetteurs de CO₂. Bien que la valorisation du CO₂ soit en pleine expansion, se pose donc la question de savoir si ce ne sera pas qu'un marché de niche, donc insuffisant pour faciliter le déploiement commercial du CSC.

Mais surtout, la question qui se pose est de savoir si valoriser le CO₂ ne dévoie pas le CSC de son rôle premier qui est l'atténuation du changement climatique. Prenons l'exemple de la récupération assistée du pétrole. Lorsque le CO₂ est injecté pour extraire davantage d'hydrocarbures, seul 30 à 60% du CO₂ reste piégé dans le sous-sol *i.e.* n'est pas ré-émis dans l'atmosphère. Et les hydrocarbures récupérés vont eux aussi émettre du CO₂ lorsqu'ils seront brûlés. Par conséquent, lorsque le CSC sert à faire de la récupération assistée de pétrole, le bilan global en termes d'émission de CO₂ peut s'avérer très négatif.

Autrement dit, si l'on veut vraiment que le CSVC contribue à la lutte contre le changement climatique, il sera nécessaire de s'assurer que les substituts au stockage géologique du CO₂ permettent effectivement de réduire le volume global des émissions de GES.

Ce dernier point soulève une problématique encore plus large. En effet, la Chine et les Etats-Unis ont récemment signé divers accords de R&D concernant le déploiement du CSC, l'un d'entre eux portant sur l'installation d'un démonstrateur CSC de taille commerciale en Chine. Le CO₂ capté sera utilisé pour faire de la récupération assistée d'eau. La Chine souffre en effet de problème de sécheresse dans certaines de ses régions.

Cela souligne qu'instaurer une valeur du carbone est une condition nécessaire mais pas suffisante pour résoudre tous les problèmes environnementaux. Pour encourager les

producteurs/investisseurs à prendre en compte l'ensemble des externalités qui affectent les écosystèmes et leurs fonctions de régulation/reproduction (notamment vis-à-vis des ressources épuisables), il est nécessaire d'intégrer les effets externes au coût de production via un système de taxation environnementale (De Perthuis et Jouvét, 2013).

Références

- F. Alpizar, F. Carlsson, and M.A. Naranjo. The effect of ambiguous risk, and coordination on farmers' adaptation to climate change - A framed field experiment. *Ecological Economics*, 70(12):2317–2326, 2011.
- W. Blyth, R. Bradley, D. Bunn, C. Clarke, T. Wilson, and M. Yang. Investment Risks Under Uncertain Climate Change Policy. *Energy Policy*, 35(11):5766–5773, 2007.
- DECC. Electricity Market Reform Delivery Plan. Technical report, Department of Energy and Climate Change Publishing, 2013.
- C. De Perthuis and P.-A. Jouvét. *Le Capital vert*. Odile Jacob, 2013.
- F. Fontini, G. Umgiesser, and L. Vergano. The role of ambiguity in the evaluation of the net benefits of the MOSE system in the Venice lagoon. *Ecological Economics*, 69(10):1964–1972, 2010.
- J. Etner and M. Renner. Optimal Electricity Mix and CCS Investment under Ambiguity. Mimeo, 2015.
- European Commission. Energy Roadmap 2050 - Impact Assessment and scenario analysis. Technical report, European Commission, 2011.
- GCCSI. The Global Status of CCS. Technical report, Global CCS Institute, Canberra, Australia, 2011.
- GCCSI. Toward a Common Method of Cost Estimation for CO₂ Capture and Storage at Fossil Fuel Power Plants. Technical report, Global CCS Institute, Canberra, Australia, 2013.
- GCCSI. The Global Status of CCS: 2014. Technical report, Global CCS Institute, Melbourne, Australia, 2014.
- GeoCapacity - project no. SES6-518318. EU GeoCapacity - Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide. European Project. Technical report, 2008.
- A. Hildebrand and H. Herzog. Optimization of Carbon Capture Percentage for Technical and Economic Impact of Near-Term CCS Implementation at Coal-fired Power Plants. *Energy Procedia*, 1:4135–4142, 2009.
- IEA. Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation. *IEA Working Paper Series, prepared by M. Finkenrath*, 2011.
- IEA. A Policy Strategy for Carbon Capture and Storage. Technical report, OECD/IEA, France, Paris, 2012a.
- IEA. World Energy Outlook. Technical report, OECD/IEA, France, Paris, 2012b.
- IEA. Technology Roadmap - Carbon Capture and Storage. Technical report, OECD/IEA, France, Paris, 2013.

- IEA. Energy Technology Perspectives 2014 - Harnessing Electricity's Potential. Technical report, OECD/IEA, France, Paris, 2014.
- IPCC. Climate Change 2013: The Physical Science Basis - Working Group I Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Technical report, IPCC, Cambridge Univ.Press, Cambridge, 2013.
- IPCC. Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Working group III Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Technical report, IPCC, Cambridge Univ.Press, Cambridge, United Kingdom and New-York, United States, 2014.
- P.-A.Jouvet, M.Renner. Social Acceptance and Optimal Pollution: CCS or Tax? *Environmental Modeling & Assessment*, 2014.
- P. Klibanoff, M. Marinacci, and S. Mukerji. A smooth model of decision making under ambiguity. *Econometrica*, 73(6):1849–1892, 2005.
- National Grid. UK Future Energy Scenarios. Technical report, National Grid, 2014.
- OECD/IEA. WEIO 2014 - Power Generation Investment Assumptions (Excel file). Technical report, OECD/IEA, France, Paris, 2014.
- M. Renner. Quel prix du CO₂ pour le déploiement des techniques de captage, transport et stockage du CO₂ ? *Les Cahiers de la Chaire Economie du Climat - Série Information et Débat*, 2013.
- M.Renner. Carbon Prices and CCS Investment: a Comparative Study between the European Union and China. *Energy Policy* (75), pp327-340, 2014.
- E.S. Rubin, S. Yeh, M. Antes, M. Berkenpas, and J. Davison. Use of Experience Curves to Estimate the Future Cost of Power Plants with CO₂ Capture. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1(2):188–197, 2007.
- World Economic Forum. The Future of Electricity - Attracting Investments to Build Tomorrow's Electricity Sector. Technical report, World Economic Forum, 2015.
- ZEP. CO₂ Capture and Storage (CCS): Creating a secure environment for investment in Europe. Technical report, Zero Emissions Platform, Brussels, Belgium, 2012.
- ZEP. The Costs of CO₂ Storage, Post-demonstration CCS in the EU. Technical report, Zero Emissions Platform, Brussels, Belgium, 2011.