

Le captage et le stockage du carbone à l'ère du renouveau ?

Nathalie Popiolek*

Dans son numéro 590 de juillet-août 2009, La Revue de l'Énergie publiait l'article «Émergence des technologies de charbon propre : l'Europe saura-t-elle donner à temps l'impulsion nécessaire?» proposé par Nathalie Popiolek et Françoise Thais, toutes deux chercheuses au CEA. Il est vrai qu'à l'époque cette technologie avait le vent en poupe et devait être étudiée comme contributrice au mix électrique décarboné européen à l'instar du nucléaire et des énergies renouvelables. Dix ans plus tard, elle n'est pas vraiment au rendez-vous dans cette partie du monde. Mais peut-être va-t-elle renaître sous une autre forme, plus compatible avec l'air du temps...

À la fin d'une année en 9 qui cristallise toutes les évolutions enclenchées auparavant, il est intéressant de faire le point sur un article écrit dix ans plus tôt car cela permet de mettre en perspective et de comparer sur les plans politique, économique, technologique et sociétal les grands marqueurs de chacune des deux décennies. Bien que l'article en question soit relativement spécialisé, puisqu'il a trait aux technologies du charbon propre (*Clean Coal Technologies*) dans un cadre européen, il constitue néanmoins un très bon prétexte pour comparer historiquement les contextes énergétiques et environnementaux de cette région du monde et pour faire *in fine* le bilan de la diffusion effective de ces technologies par rapport à ce qui se dessinait dix ans plus tôt.

Nous faisons le choix dans cette rétrospective de nous focaliser uniquement sur la technologie du CCS (*Carbone Capture and Storage*) en montrant, d'une part, qu'elle a tendance à s'appliquer davantage à l'industrie en dehors des centrales de production d'électricité, et d'autre part, qu'elle est de plus en plus associée à l'utilisation du carbone (CCUS)

notamment à des fins de récupération d'hydrocarbures (EOR, *Enhanced Oil Recovery*), voire à sa valorisation (CCSV) : l'ère est au recyclage!

Dans ce nouvel article, nous dressons le bilan pour la Chine et l'Amérique du Nord des projets de CCS, qu'ils soient associés ou non à la production d'électricité à base de charbon dont l'avenir d'ailleurs n'est plus aussi «rose» aujourd'hui qu'on le supposait à l'aube du XXI^e siècle! Le positionnement de l'Europe dans ce contexte est analysé *in fine*.

La Chine : un laboratoire à grande échelle pour des expérimentations industrielles

La Chine est devenue en 2005 le pays le plus gros émetteur de CO₂ pour contribuer en 2017 à plus de 29 % des émissions mondiales devant les États-Unis qui frôlent les 14 % et l'UE à 28 qui atteint 9,6 % [JRC, EDGAR, 2018]. L'exploitation des centrales à charbon chinoises contribue largement à ce score : en 2017, cette filière a émis 4,4 Gt de CO₂ soit plus de 13 % des émissions mondiales [Cornot-Gandolphe,

* CEA (cf. biographies p. 83-84).

2019]. Pour autant, ce n'est pas dans ce secteur que la Chine investit dans des projets de CCS. En effet, bien que les centrales soient jeunes (11 ans en moyenne) et que la capacité du parc atteigne près de 1000 GW installés (la moitié de la flotte mondiale) offrant des économies d'échelle potentielles importantes, la pénalité énergétique induite par le procédé, le coût élevé de l'investissement, l'absence de cadre législatif favorable et le manque d'infrastructures pour transporter et stocker le carbone ont dissuadé les opérateurs d'équiper leurs centrales à charbon avec des technologies de captage [Lockwood, 2018]. Quatre projets qui auraient déjà dû voir le jour (pour une capacité totale de 6 Mtpa (millions de tonnes par an) de CO₂) sont reportés dans les années 2020 [Cornot-Gandolphe, 2019].

En revanche, la Chine investit dans d'importants démonstrateurs de CCUS pour le traitement du gaz naturel (0,6 Mtpa de CO₂-EOR depuis 2018 dans le Nord-Est) et la chimie (2 unités en construction dans les provinces de Shandong et de Shaanxi, de 0,4 Mtpa de CO₂-EOR chacune) qui s'avèrent plus propices à rentabiliser les investissements. Cette deuxième puissance mondiale, forte émettrice de carbone, constitue en outre un laboratoire idéal pour expérimenter ces technologies et promouvoir l'innovation : une plateforme de tests est associée à une centrale électrique au charbon (projet Haifeng), de nombreux projets pilotes et de R&D y sont financés par des fonds publics et privés à l'instar du projet EC-Horizon 2020 CHEERS (*Chinese-European Emission-Reducing Solutions*) lancé en octobre 2017 avec 9 partenaires dont les français Total et l'IFPEN, et qui vise à démontrer une technologie en rupture (CLC/*Chemical Looping Combustion*) permettant de capter, plus efficacement et à un coût plus compétitif, les émissions industrielles de CO₂ (presse - IFPEN)...

L'Amérique du Nord, pionnière dans le domaine pour le gaz et non pour le charbon

Venons-en aux États-Unis...

Avions-nous prévu, il y a dix ans, que l'essor du gaz de schiste aux États-Unis allait grandement fragiliser la compétitivité des centrales à charbon et par là même freiner, dans ce secteur, la diffusion du CCS? Le gaz y est en effet devenu en 2015 la première source de production d'électricité devant le charbon, dont c'était jusqu'alors le principal débouché (à 90 %). «*King coal*» qui représentait en 2000 plus de 50 % de la production d'électricité américaine n'en compte que 27 % en 2018, la part belle étant faite au gaz avec 35 % [EIA, 2019]. Les Américains ont substitué le gaz au charbon et par ailleurs, pour décarboner leur mix électrique, ont massivement investi dans les énergies renouvelables (17 % du mix électrique en 2018 selon l'EIA).

Ainsi, une seule centrale à charbon est munie d'une unité de captage (projet Petra Nova au Texas mis en service en 2017 avec 1,4 Mtpa de CO₂) dont la rentabilité est assurée par l'utilisation du CO₂ pour récupérer du pétrole (EOR). En revanche, les Américains détiennent le record mondial pour les grands projets de type CCSU dans les secteurs du gaz naturel, du raffinage, des productions d'engrais, d'hydrogène ou bien d'éthanol si l'on se réfère au projet DECATUR dans l'Illinois. DECATUR est un projet de type BECCS (*Bio-Energy with Carbon Capture and Sequestration*), le seul actuellement au monde qui soit de taille industrielle avec 1 Mtpa de CO₂ injecté depuis 2017 dans un site de stockage dédié [Consoli, 2019].

À noter que les coûts supplémentaires pour le captage du carbone dans les unités industrielles sont beaucoup plus bas que dans les centrales électriques pour lesquelles l'ajout d'équipement s'avère onéreux [Global CCS Institute, 2017]. Parmi les projets BECCS, c'est

la production de bioéthanol qui s'avère la moins coûteuse [Consoli, 2019].

Au total, aux États-Unis, grâce à 9 projets CCS/CCUS de taille industrielle en fonctionnement (sur 18 au niveau mondial), plus de 23 Mtpa de CO₂ sont capturés ainsi chaque année, dont environ les 3/4 dans des unités de traitement de gaz naturel. Le CO₂ est vendu à des fins d'EOR [Cornot-Gandolphe, 2019].

... puis au Canada

Parmi les unités de démonstration que nous citons il y a dix ans, celle du Canada sur le champ pétrolier de Weyburn (Saskatchewan) est opérationnelle depuis 2000 et injecte aujourd'hui, à des fins de récupération d'hydrocarbures (EOR), de l'ordre de 3 Mtpa de CO₂ provenant d'une usine de gazéification de charbon située aux États-Unis. Deux autres unités sont exploitées depuis dans le pays : l'une avec EOR appliquée dès 2014 à la centrale à charbon de Boundary Dam, dans la province du Saskatchewan (1 Mtpa) et l'autre

associée depuis 2015 à la production d'hydrogène dans l'Alberta (1 Mtpa).

L'encadré 1 récapitule les autres projets de taille industrielle situés hors Europe, Chine et Amérique du Nord.

À côté de ces projets de taille industrielle, hors Europe, sont opérationnels une vingtaine de projets plus petits dédiés à l'injection, au transport ou au captage du CO₂, dont le pilote Tomakomai au Japon qui a commencé en avril 2016 pour étudier la faisabilité d'un stockage sous la mer du carbone provenant d'une unité de production d'hydrogène (0,1 Mtpa de CO₂) [Global CCS Institute, 2019]. Parmi ces projets pilotes, 3 aux États-Unis et 1 au Canada sont des usines de type BECCS pour lesquelles le CO₂ sert en grande partie à récupérer le pétrole [Consoli, 2019].

1. Projets de taille industrielle (i.e. plus de 0,4 Mtpa de CO₂ pour les unités industrielles incluant les centrales à gaz et 0,8 Mtpa pour les centrales électriques au charbon) hors Europe, Chine et Amérique du Nord

- Au Brésil, un projet avec EOR à grande échelle (1 à 2,5 Mtpa) traite du gaz naturel depuis 2013 à Santos Basin.
- L'Arabie saoudite a engagé en 2015 une récupération de CO₂ avec EOR dans ses unités de traitement du gaz naturel liquéfié à Uthmaniyah.
- Dans les Émirats arabes unis, la société Emirates Steel a démarré en 2016 à Abu Dhabi un projet qui permet de capter le CO₂ émis lors du processus de fabrication du fer et de l'acier (0,8 Mtpa). Celui-ci est comprimé et envoyé vers un champ pétrolier à 50 km (EOR).
- En Australie-Occidentale, un grand projet (3,4 à 4 Mtpa) est en construction pour le traitement du gaz naturel.
- En revanche, en Algérie sur le champ pétrolier In Salah, le projet CCS opérationnel en 2005 avec des volumes importants de CO₂ stocké (1 Mtpa) a été stoppé en 2011, sans doute en raison d'une fuite constatée sur le site.

Source : Global CCS Institute, CO₂RE Facilities Database, 2019.

L'Europe : des ambitions revues à la baisse...

Dans un contexte énergétique libéralisé, favorable aux énergies renouvelables avec un marché du carbone en berne

Voyons à présent si l'Europe a constitué ou non un terrain propice aux CCS pour le charbon en particulier et le secteur industriel en général? Rappelons que le début du XXI^e siècle a été marqué par la volonté des pays membres d'accélérer la libéralisation des secteurs du gaz et de l'électricité en adoptant le Deuxième Paquet Énergie au Sommet de Lisbonne en mars 2000. Le Conseil européen a confirmé cette ouverture à la concurrence en 2009 avec le Troisième Paquet qui est venu se greffer à d'autres mesures importantes ayant trait à des objectifs ambitieux d'efficacité énergétique et de promotion des énergies renouvelables (nous faisons référence en 2009 à ce Paquet Énergie-Climat alors fraîchement adopté).

La lecture qui en est faite dix ans après est qu'une telle « vague verte » a brouillé les règles de la concurrence en faveur des énergies renouvelables [Hansen, Percebois, 2019]. En effet, le financement « hors marché » des énergies intermittentes couplé à une baisse sensible des prix du gaz et du charbon (depuis la révolution du gaz de schiste évoquée plus haut) a fait baisser les prix de gros de l'électricité, ce qui n'a pas permis aux producteurs de couvrir leurs coûts fixes. Le contexte ne s'est donc pas avéré favorable aux investissements dans des technologies de CCS et ce d'autant moins que le marché européen du carbone EU-ETS (*Emissions Trading Scheme*) mis en place en 2005 n'a pas joué son rôle d'incitation. En raison de la crise financière mondiale de 2008 et d'un surplus avéré de quotas, la hausse attendue du prix du carbone durant la troisième phase du marché (2013-2020) n'a pas eu lieu (prix moyen de l'ordre de 9 € la tonne de 2013 à 2019 : moyenne calculée avec la série janvier 2013 – juin 2019 sur <https://sandbag.org.uk/carbon-price-viewer/>) et les investissements en faveur du CCS en ont largement pâti puisque le coût de la technologie est, quant à lui, resté

relativement élevé (de l'ordre de 40 € la tonne évitée pour un procédé de postcombustion, auquel il faut ajouter les coûts de transport et de stockage [INERIS, 2017]).

Ainsi, parmi les douze projets de démonstration de CCS prévus dans le cadre du Set Plan 2009 pour accompagner le Paquet Énergie-Climat, aucun n'a finalement vu le jour. Le schéma NER300 établi par la Commission en 2010 pour inciter, grâce à la vente de quotas de CO₂, les investissements publics et privés dans les énergies renouvelables et dans des projets CCS, n'a pas permis de démontrer la faisabilité d'une chaîne complète et intégrée de CCS. En sus de la conjoncture économique défavorable, s'est greffé également un manque de confiance du point de vue sociétal, comme l'a montré le rejet aux Pays-Bas du projet Barendrecht porté par Shell, finalement annulé fin 2010 (cf. *Carbon Capture Journal*, 5 nov. 2010).

En raison de cet échec, l'Europe est en retard sur l'Amérique du Nord, l'Asie et le Moyen-Orient pour démontrer et déployer la technologie CCS à l'échelle commerciale. Faisons néanmoins le bilan des unités que nous citons en 2009 en pointant la réussite de la Norvège à cet égard et tâchons d'indiquer les opportunités de renouveau de la filière en Europe avec les projets qui sont sur les rails.

Bilan et perspectives

En France, le pilote de captage par oxycombustion sur la centrale à gaz de Lacq (site de Total) a bel et bien montré la faisabilité d'une chaîne intégrée de captage, transport et stockage de CO₂, laquelle a été opérationnelle de janvier 2010 à mars 2013 avec plus de 50 000 tonnes de CO₂ injectées avec succès dans le réservoir de Rousse (d'après un communiqué du département Recherche & Développement de Total, septembre 2013).

En Allemagne, le pilote de captage du CO₂ par oxycombustion associé à la centrale à charbon de Schwarze Pumpe avec son stockage dans un champ de gaz à Altmark démarré

2. Exemples de projets sur le continent européen

- La Norvège envisage de tester la chaîne complète de CCS avec un troisième site d'injection d'envergure à Smeaheia sur le champ de Troll (0,8 Mtpa de CO₂ d'ici 2023/2024). Les industriels Statoil, Shell et Total sont associés au projet grâce à la signature en 2007 d'un accord de partenariat. Le plateau continental norvégien sera potentiellement le premier site de stockage au monde à recevoir, par bateaux et gazoducs, du CO₂ provenant de sources industrielles de plusieurs pays.

- Aux Pays-Bas, l'Initiative CCUS Backbone du port de Rotterdam vise à créer un « réseau fédérateur » de CCS pour diverses industries (2 Mtpa de CO₂ à partir de 2021 puis 5 Mtpa à partir de 2030).

- En France, ArcelorMittal, Axens, l'IFPEN et Total ont annoncé en mai 2019 le lancement d'un projet EU-Horizon 2020 pour la démonstration du captage (avec un procédé breveté par l'IFPEN) et du stockage du CO₂ à l'échelle industrielle sur le site dunkerquois du sidérurgiste visant à capturer 0,5 tCO₂/h dès 2021. Il s'agit d'une première étape avant la mise en place d'une unité industrielle en 2025 qui devrait capter 125 tCO₂/h soit plus de 1 Mtpa.

- Le gouvernement britannique est actif dans le domaine comme en témoigne notamment le lancement en 2018 de deux nouveaux programmes pour soutenir l'innovation et la baisse des coûts : le *Carbon Capture, Usage and Demonstration* (CCUD) doté de 20 M£ et le *Call for CCUS innovation* de 24 M£. Selon une annonce du Department for Business, Energy & Industrial Strategy (juin 2019), ces deux programmes vont subventionner 9 projets, dont un démonstrateur au Nord-Ouest de l'Angleterre, visant à capturer le CO₂ issu d'une centrale à gaz servant à alimenter des usines de bicarbonate de sodium (40 000 tonnes/an à partir de 2021). Le CO₂ capturé sera réutilisé dans le processus de fabrication du bicarbonate.

Sources : INERIS 2017, Global CCS Institute, CO₂RE Facilities Database, www.gov.uk/government, www.total.com/fr/medias/actualite, sites consultés en juillet 2019.

en 2008 a fonctionné jusqu'en 2014, Vattenfall ayant stoppé la R&D notamment en raison du coût de la technologie et de la pénalité énergétique qui en résultait [*The Local*, 7 May 2014]. Quant au pilote de stockage de Ketzin débuté en 2004, il a été fermé en 2017 (0,067 Mtpa de CO₂ injecté de 2008 à 2013).

En revanche, le site norvégien de Sleipner en mer du Nord, permettant depuis 1996 l'injection du CO₂ dans un aquifère salin, est toujours opérationnel (0,85 Mtpa de CO₂). Il est complété depuis 2008 par un second site à Snøhvit, en mer de Barents, également pour stocker offshore le CO₂ issu du traitement du gaz naturel (0,7 Mtpa de CO₂). Il faut dire que la Norvège, qui a institué dès 1991 une taxe carbone suffisamment incitative, joue en Europe un rôle moteur pour favoriser le développement des projets de CCS. Elle a été notamment à l'initiative de la création en 2016

du réseau de plateformes ECCSEL (*European Carbon Dioxide Capture and Storage Laboratory Infrastructure*).

À côté de ces deux projets de taille industrielle en Norvège, cinq projets pilotes sont opérationnels aujourd'hui sur le continent européen [CO₂RE Facilities Database, 2019]. L'encadré 2 donne sans exhaustivité des exemples à venir, préfigurant peut-être du redémarrage de la filière. En effet, dans la stratégie de neutralité carbone à l'horizon 2050 présentée par la Commission européenne en novembre 2018 [COM, 2018], le « captage et le stockage du carbone pour absorber les émissions résiduelles » est considéré comme l'une des sept technologies qui permettront de verdir l'économie européenne. Il faut à présent que les financements publics et privés suivent effectivement, grâce à une combinaison de régulations adéquate permettant l'atteinte des objectifs fixés

à l'horizon 2030. Le marché EU-ETS, réformé à l'automne 2017, laisse entrevoir une hausse du prix du carbone attribuée à l'anticipation par les acteurs du nouveau cadre qui s'appliquera pour la phase 4 (2021-2030) : 24 € en moyenne sur le premier semestre 2019. Cette crédibilité retrouvée devra être confirmée dans le futur et sans doute appuyée par d'autres instruments de la politique européenne de type prix (planchers et plafonds) voire aides d'État ciblées sur des composantes de la filière (captage, transport et stockage) considérées séparément, de manière à ce que l'ensemble des projets pilotes CCSU deviennent des succès industriels...

Conclusion

Alors qu'en 2005, les experts du GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat) publiaient un rapport spécial intitulé «Piégeage et stockage du dioxyde de carbone», ils préconisent en 2018, pour limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C au-dessus des niveaux préindustriels, de réaliser des émissions négatives en ayant recours au CCS couplé à la production d'énergie à partir de la biomasse [Allen et al., 2018]. Pour 3 des 4 scénarios analysés dans leur rapport, les besoins en CCS cumulés d'ici 2100 sont colossaux, estimés selon les hypothèses entre 350 et 1220 Gt CO₂, dont respectivement 150 et 1190 grâce au BECCS. On comprend que les défis à relever pour lutter contre le réchauffement climatique n'ont fait que se renforcer depuis le début du siècle et qu'il faut désormais accélérer réellement la transition. Le CCS peut se mettre en place rapidement puisqu'il se déploie dans le monde à des tailles industrielles. D'après le Global CCS Institut, de l'ordre de 36 Mt de CO₂ y sont captées chaque année (dont 1,5 par des unités BECCS), auxquelles 7 Mtpa seront à ajouter prochainement grâce à 5 unités industrielles bientôt opérationnelles.

Cependant, il s'avère que 80 à 90 % des projets en service sont associés à une récupération de pétrole (EOR) qui n'est pas à proprement parler un moyen de stockage à

long terme, mais plutôt d'une réutilisation du CO₂ [INERIS, 2017]. Ceci dit, de tels projets devraient servir de tremplin pour perfectionner les technologies de captage, de transport et de stockage afin de démontrer leur applicabilité à une vaste gamme de processus industriels (aciéries, cimenteries, incinérateurs...) et bioénergétiques.

Ainsi, le renouveau de la filière CCUS ne se fera sans doute pas pour les centrales à charbon car elle y est considérée comme étant une solution moins durable et moins sûre que la transition vers les énergies renouvelables. À l'heure où l'on accorde du poids aux projets territoriaux de type parcs éco-industriels, le captage du CO₂ issu d'une usine proche, puis son utilisation par exemple dans un procédé de type *power-to-gas* (production d'hydrogène ou de méthane) peut avoir un avenir plus prometteur. Il en est de même des projets de captage associés à la production de biomasse (BECCS) à l'instar de celui qui, près de Chicago, aux États-Unis, applique cette technique à une usine de transformation de maïs en éthanol (projet DECATUR évoqué plus haut). Cependant, ne nous y trompons pas, les jeunes générations actuelles, qui sont les «générations futures» du Sommet de la Terre de Rio (1992), se mobilisent très activement en faveur du climat, mais aussi de la biodiversité et de la préservation des territoires. Les nouvelles solutions n'auront un avenir durable que si elles sont élaborées en bonne intelligence avec la vie des écosystèmes locaux en évitant notamment les conflits d'intérêts avec l'usage des sols ou l'utilisation de la ressource en eau. Car entre les années 2000 et les années 2010, l'appropriation par la société des questions environnementales a pris une tout autre ampleur, aidée en cela par le développement des réseaux sociaux...

RÉFÉRENCES

- Allen et al. (2018). Technical Summary; Global warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C. IPCC.
- COM (2018) 773. Une planète propre pour tous — Une vision européenne stratégique à long terme pour une économie prospère, moderne, compétitive et neutre pour le climat.
- Consoli C. (2019). Bioenergy and Carbon Capture and Storage. 2019 Perspective. Global CCS Institute.
- Cornot-Gandolphe S. (2019). Carbon Capture, Storage and Utilization to the Rescue of Coal ?. Global Perspectives and Focus on China and the United States. Études de l'IFRI. June 2019. <https://www.ifri.org/en/publications/etudes-de-lifri/carbon-capture-storage-and-utilization-rescue-coal-global-perspectives>
- EIA (2019). U.S. Energy Information Administration. Electricity Data. <https://www.eia.gov/electricity/>
- Global CCS Institute (2019). CO₂RE Facility Database. <https://co2re.co/FacilityData>
- Global CCS Institute (2017). Global Costs of Carbon Capture and Storage. 2017 Update, June 2017. <https://www.globalccsinstitute.com>
- Hansen J.-P., Percebois J. (2019). L'électricité européenne entre la « vague du marché » et la « vague verte ». *La Revue de l'Énergie* n° 643. Mars-avril 2019.
- INERIS (2017). Captage et stockage géologique du CO₂ : retour d'expérience et perspectives. Rapport d'étude DRS-17-164859-08281A. 30 novembre 2017. <https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr>
- JRC (2018). Joint Research Centre (European Commission). EDGAR — Emissions Database for Global Atmospheric Research. Fossil CO₂ emissions of all world countries. <http://edgar.jrc.ec.europa.eu>
- Lockwood T. (2018). Reducing China's Coal Power Emissions with CCUS Retrofits. IEA Clean Coal Centre. November 2018.
- Taverdet-Popiolek N., Thais F. (2009). Émergence des technologies de charbon propre : l'Europe saura-t-elle donner à temps l'impulsion nécessaire?. *La Revue de l'Énergie* vol. 60, n° 590, juillet-août 2009, pp. 241-254.