

LE CAPTAGE-STOCKAGE DU CO₂ [1]

1. INTRODUCTION

Le captage-stockage du CO₂ (le dioxyde de carbone appelé couramment Gaz carbonique) pourrait être une solution de transition acceptable pour diminuer les rejets de gaz à effet de serre à l'atmosphère en attendant l'avènement de moyens de production nouveaux sans émission de CO₂.

Le captage et le stockage géologique du CO₂ (CSC, CCS pour Carbon Capture and geological Storage en anglais) consistent à capter ce gaz produit par les installations industrielles avant son rejet à l'atmosphère et à le réinjecter dans des structures géologiques adéquates pour l'y stocker sur des périodes de temps longues.

Le captage concerne les installations fixes et centralisées de CO₂, principalement la production d'énergie à partir de combustibles fossiles et l'industrie lourde, à l'exclusion d'une autre source importante de CO₂, les transports. Les volumes concernés sont importants. En effet les émissions de CO₂ d'origine fossile en 2012 étaient de 31,7 Gt (milliards de tonnes) provenant pour près de 50 % de sources stationnaires : une centrale au gaz de 400 MW (million de Watts) émet environ 1 Mt (million de tonnes) de CO₂ par an ; une centrale à charbon pulvérisé sur lignite : 6 Mt de CO₂ par an ; un haut fourneau : 10 Mt par an. On a environ 2 tonnes de CO₂ pour une tonne d'acier par les procédés conventionnels ; une raffinerie de 20 0000 barils produit environ 1,5 Mt de CO₂ par an.

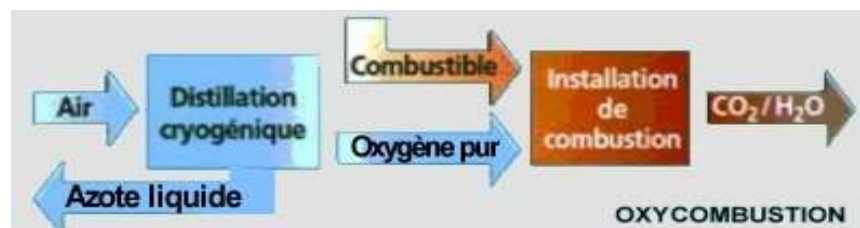
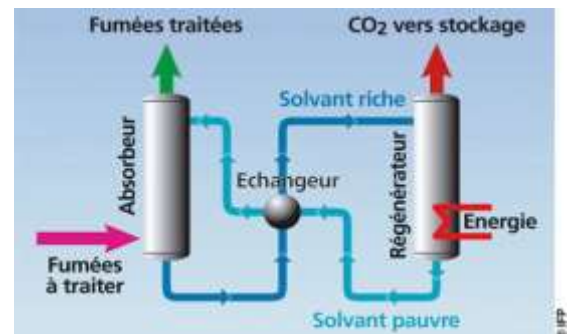
La volonté d'augmenter de façon significative la part d'électricité éolienne et solaire (les énergies renouvelables - EnR – intermittentes ou variables) dans le mix-énergétique afin de limiter la contribution du CO₂ au réchauffement climatique ne peut se comprendre sans une même volonté de développer les moyens de stockage de l'électricité [2], afin de résoudre partiellement le problème de l'intermittence de ces énergies renouvelables.

2. LES DIFFÉRENTES ÉTAPES

2.1 LE CAPTAGE

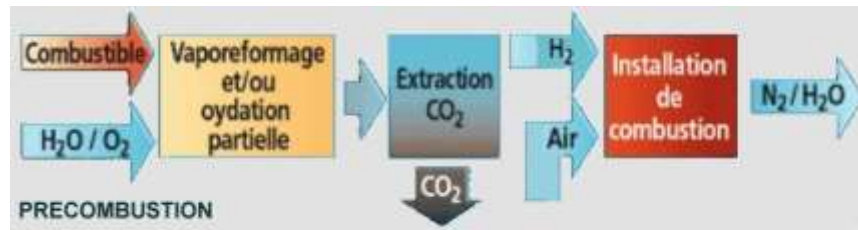
Il y a trois grandes voies de captage du CO₂ :

- le **captage post-combustion** dans lequel on extrait le CO₂ dilué dans les fumées de combustion. Il peut s'intégrer aux installations existantes sans trop de modifications. Le procédé le plus couramment utilisé est le captage du CO₂ par un solvant organique et recyclé (dans le schéma, il s'agit de solvant « riche en CO₂ » à l'entrée du régénérateur et « pauvre en CO₂ » à la sortie)
- l'**oxycombustion** consiste à réaliser une combustion à l'oxygène pur :



Avec le recyclage d'une partie du CO₂, l'oxycombustion est bien adaptée à une remise à niveau d'une installation existante

- le **captage pré-combustion** qui vise à extraire le CO₂ à la source en transformant le combustible fossile avant usage en un gaz de synthèse



Ici, l'objectif est de capter le carbone avant combustion, lors du processus de fabrication du combustible : il est converti en entrée d'installation en gaz de synthèse, un mélange de monoxyde de carbone (CO) et d'hydrogène. Le CO présent dans le mélange réagit avec l'eau pour former du CO₂ et de l'hydrogène. Le CO₂ est alors séparé de l'hydrogène, lequel peut-être utilisé pour produire de l'énergie (électricité et ou chaleur) sans émission de CO₂.

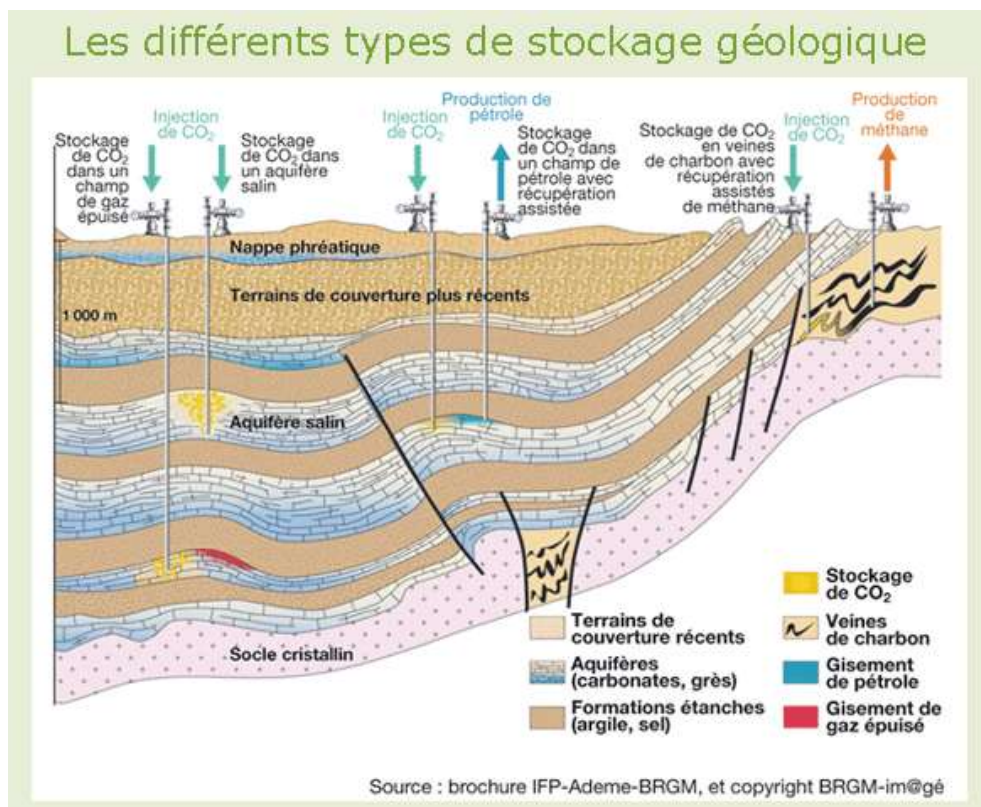
2.2. LE TRANSPORT

Une fois le CO₂ capté par l'une de ces trois voies, on le comprime ou on le liquéfie selon le mode de transport, par pipeline ou par bateau, pour l'envoyer vers un site de stockage où il est injecté.

Le transport par pipeline n'est intéressant que si le site de stockage n'est pas très éloigné du site de captage.

2.3. LE STOCKAGE

Trois types de stockage géologique sont envisagés.



- l'injection dans les gisements d'hydrocarbures** – pétrole ou gaz – en fin d'exploitation, avec la possibilité de faire de la récupération de pétrole assistée par injection de CO₂, ce que pratiquent déjà des pétroliers en utilisant du CO₂ provenant surtout de gisements naturels
- l'injection dans les aquifères salins profonds**
 Ces nappes souterraines d'eau salée sont situées à grandes profondeurs. Elles ne constituent une ressource ni en eau potable, ni en eau d'irrigation. Elles offrent de plus grandes capacités de stockage que les gisements d'hydrocarbures et sont relativement mieux réparties à la surface du globe. Les capacités mondiales de stockage de CO₂ dans ces aquifères profonds seraient extrêmement importantes

- **l'injection dans les veines de charbon** en profitant du fait que le charbon a une affinité encore plus grande pour le gaz carbonique que pour le méthane : il peut en adsorber deux fois plus que de méthane. D'où l'idée de stocker du CO₂ dans le charbon tout en récupérant le méthane qui peut se trouver ainsi libéré. A cause de la faible porosité du charbon, on ne peut obtenir des débits élevés

2.4. LES OPÉRATIONS EN COURS

Un exemple de captage pré-combustion

L'unité de gazéification dans le Dakota du Nord produit du gaz naturel de synthèse à partir de charbon, avec captage du CO₂ formé dans le procédé.

Il s'agit du captage de l'ordre de 1,5 à 2 millions de tonnes de CO₂ par an, qui est envoyé par pipeline pour injection dans un champ pétrolier à 330 km pour faire de la récupération assistée. Ainsi, sur ce projet, on fait les 3 opérations de captage, transport, stockage.

Un exemple de captage post-combustion

EDF au côté d'ALSTOM et avec le soutien de l'ADEME a mené entre 2010 et l'été 2014 un projet de réalisation d'un démonstrateur de recherche basé sur la technologie du captage post-combustion aux amines (Advanced Amines Process AAP).

Ce démonstrateur conçu pour capter 25 tonnes /jour de CO₂ a été testé sur l'unité n°4 de la centrale de production d'électricité au charbon du Havre. Les amines constituent l'une des bases du réactif pour extraire le CO₂ des fumées. Avec 1.900 tonnes de CO₂ captées au terme de son fonctionnement l'ADEME dans une synthèse publique estime que le bilan de ce pilote est très positif [3].

Un exemple de stockage en aquifère salin profond

Le champ de Sleipner opéré par Statoil dans lequel Total est partenaire réalise la séparation du gaz naturel et son injection dans un aquifère profond de la mer du Nord. Cette opération a vu le jour en 1996 et injecte, depuis, un million de tonnes de CO₂ par an.

Il s'agit de la première opération industrielle de stockage géologique de CO₂ à des fins environnementales, pour lutter contre l'effet de serre. Les frais d'injection, considérables, sont compensés par l'existence en Norvège d'une taxe sur les émissions de CO₂ offshore.

Un pilote de démonstration à Lacq [4]

Afin de tester la chaîne complète du processus de captage et stockage du CO₂ depuis l'installation émettrice de CO₂ (une chaudière), jusqu'au stockage souterrain la France a développé un site pilote proche de Lacq.

L'objectif de ce pilote qui a fonctionné de 2010 à 2013 étant de convertir en **oxycombustion** l'une des cinq chaudières de vapeur existantes de la centrale du site de Lacq, de capter et de comprimer le CO₂ émis pour ensuite le transporter par gazoduc sur 27 km et l'injecter dans un réservoir en fin de vie du gisement de gaz de Rousse, à une profondeur de 4 500 m.

Durant la période de fonctionnement 50 000 tonnes de CO₂ seront injectées dans le réservoir, puis le puits a été cimenté pour permettre une longue phase d'observation : mesures sismiques et échantillonnage sont utilisés pour suivre l'évolution et les migrations éventuelles de CO₂.

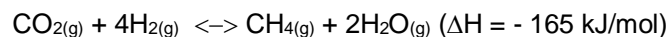
2.5. UNE NOUVELLE UTILISATION : le projet Méthanation ou le « Power to Gas ».

A ce jour on distingue principalement trois grandes familles technologiques de stockage de l'électricité :

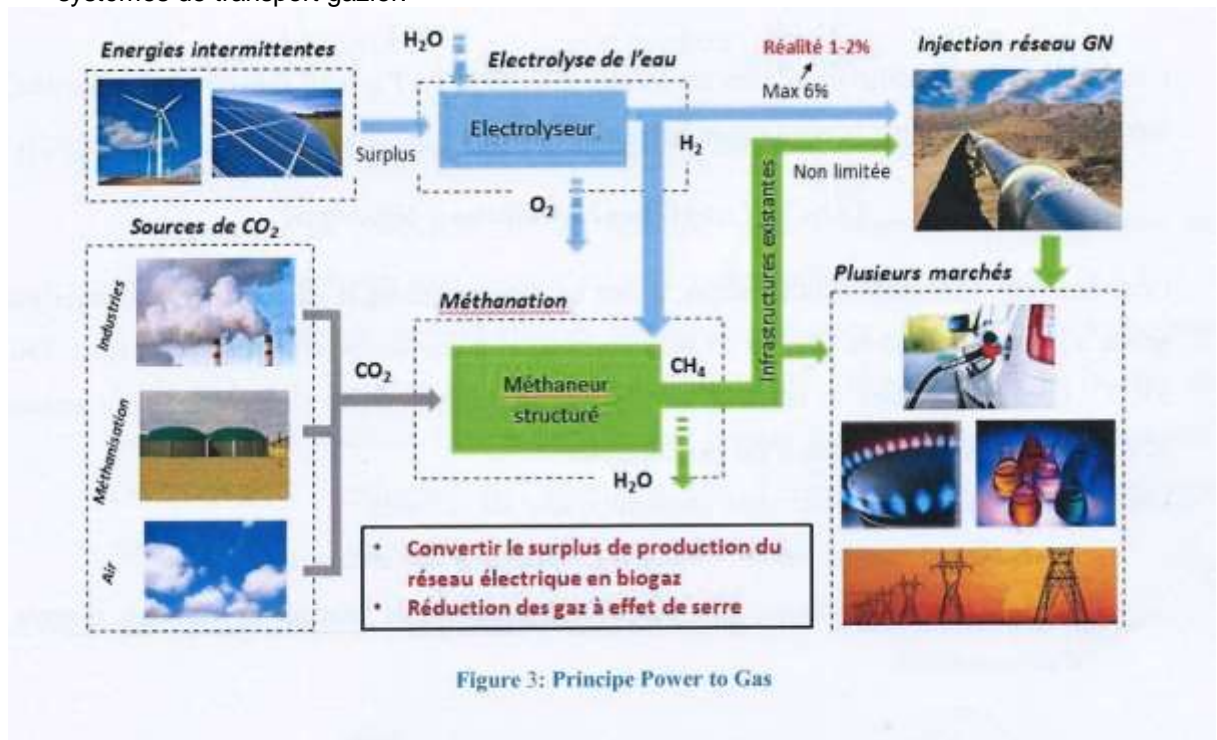
- La première regroupe les Stations de Transfert d'Energie par Pompape (STEP), les CAES (Compressed Air Energy Storage) et les Volants d'Inertie.
Une STEP se compose de deux réservoirs, on pompe de l'eau du bas vers le haut en heures creuses aux moments où l'on dispose d'électricité (nucléaire ou EnR) et on laisse redescendre cette eau aux heures pleines, entraînant les turbines de production électrique. Les limites de cette idée simple sont très vite atteintes : en France, les dénivelés étant limités, stocker de grandes quantités d'énergie nécessitant forcément de grands lacs artificiels.

Toutefois c'est la technologie la plus déployée à ce jour, avec plus de 140 GW dans le monde, soit plus de 95 % des capacités de stockage raccordées aux systèmes électriques. Un CAES comprime de l'air pour le stocker ensuite dans des cavités. La récupération de l'énergie se fait par décompression de l'air et passage dans une turbine. Un Volant d'Inertie, ou accumulateur d'énergie cinétique, est une masse en rotation autour d'un axe, associée à un moteur générateur.

- La seconde concerne le stockage chimique dans les batteries qui sont des assemblages d'électrodes positives et négatives entre lesquelles circulent des ions via une substance conductrice appelée « électrolyte ». Plusieurs grandes catégories existent et la lithium-ion ressort actuellement comme la technologie dominante. En plus d'un impact écologique non négligeable les progrès des batteries sont lents comme le montre l'histoire de l'automobile électrique (en 1899 un véhicule électrique atteignait les 100 km/h). Aujourd'hui encore, et ceci malgré des progrès récents significatifs, le principal problème de ces voitures est l'autonomie.
- La dernière grande famille consiste à transformer l'énergie électrique en gaz (Power to Gas), sur le papier cette technologie est très prometteuse : ce nouveau procédé industriel utilise de l'électricité « renouvelable » non consommée pour produire, par électrolyse de l'eau, de l'hydrogène qui est ensuite combiné par un processus de méthanation (réaction de Sabatier) à du dioxyde de carbone (CO₂) pour obtenir du méthane de synthèse, aux propriétés identiques à celles du gaz naturel. Cette opération est d'autant plus intéressante qu'elle permet de capter et recycler du CO₂ des fumées d'usines :



La réaction de Sabatier, fortement exothermique, a lieu à des températures et des pressions élevées en présence d'un catalyseur solide (du nickel). L'hydrogène ou le méthane de synthèse, après épuration et odorisation (ou dilution), peuvent être ensuite injectés dans les réseaux et systèmes de transport gazier.



Au Bourget, dans le cadre de la COP21, GRTgaz l'un des leaders du transport de gaz naturel et ses partenaires industriels ont annoncé officiellement le lancement du premier projet Power to Gas en France raccordé au réseau, baptisé Jupiter 1000 [5] d'une puissance de 1 MWe et d'un montant de 30 M€.

Ce projet de démonstrateur sera implanté dans la zone industrielle de Fos-sur-Mer, il propose une solution innovante et performante pour valoriser les excédents d'électricité renouvelable et recycler le CO₂, une technique séparative de captage post-combustion sera mise en place avec en particulier des performances élevées de captage du CO₂.

Parmi les coopérants de ce projet on trouve la société ATMOSTAT fondée en 1974, implanté à Villejuif, et qui a rejoint en 1995 le groupe ALCEN.

L'expérience acquise par cette société lui permet de se diversifier dans les domaines de l'aéronautique, de l'espace et de l'énergie. La participation d'ATMOSTAT au projet Jupiter 1000 consiste : à concevoir le réacteur (méthaneur), élément clé du système de méthanation qui doit satisfaire à des critères exigeants de sécurité, d'efficacité, de longévité et de modularité, puis à installer une unité de démonstration dans les locaux de la société.

Le projet Jupiter 1000 est ambitieux, il vise à lancer la filière Power to Gas en France. Plus de 15 TWh de gaz par an, c'est ce que pourrait permettre de produire le Power to Gas à l'horizon 2050. On notera qu'une vingtaine de démonstrateur fonctionne déjà en Europe, notamment en Allemagne.

3. CONCLUSION

Le captage-stockage de CO₂ est une opération coûteuse sur le plan énergétique, le rendement est de l'ordre de 20%. La maîtrise du procédé à petite échelle (le pilote) ne garantit pas sa réussite à grande échelle.

Il est coûteux au plan financier, le coût total du procédé (captage, compression, transport, stockage) est actuellement de 50 à 100 € la tonne de CO₂ séquestrée, 60 € la tonne en moyenne selon le GIEC (Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat). On estime qu'il double le coût d'investissement, et qu'il augmente d'au moins 40 % les coûts de production.

Il ne sera réalisé à grande échelle que si des taxes significatives sont imposées aux rejets de CO₂ à l'atmosphère, comme c'est le cas dans l'exemple norvégien (champ de Sleipner). Les potentiels de stockage sont importants mais tout de même limités, les questions de droit et d'acceptabilité sociétale sont encore incertaines. Elles ne représentent pas, a priori, des obstacles insurmontables.

La pérennité du stockage du CO₂ en couche profonde est un problème peu discuté alors que celle exigée pour le stockage des déchets nucléaires est supérieure à 100 000 ans. Chaque site devrait faire l'objet d'une étude de caractérisation pour ses capacités de rétention au même titre que ce qui est fait pour les déchets nucléaires. La capacité de rétention du CO₂ devrait être supérieure à 1000 ans.

Il est évident qu'une réduction des rejets de CO₂, dus à l'activité humaine, dans l'atmosphère est obtenue de façon plus sûre et moins coûteuse grâce au recours à des sources d'énergie non émettrices de CO₂, en remplacement des combustibles fossiles.

Selon les dernières projections de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) le CSC pourrait contribuer à la hauteur de 13 % à la réduction globale des émissions de CO₂ d'origine fossile au niveau mondial à l'horizon 2050, dans le scénario 2°C du réchauffement climatique. Mais à ce jour seulement 50 millions de tonnes de carbone ont été stockées, soit 0,04 % des 120 gigatonnes à atteindre d'ici 2050.

4. RÉFÉRENCES

- [1] Ce texte est très largement extrait d'une note de Mme Elisabeth Huffer parue dans le journal du « colloque pré-Grenelle » organisé le 10/10/07 par SLC
- [2] Fiche GASN n° 26 du 26 mars 2014 : Stockage de l'énergie électrique. Fiche n° 26
- [3] Projet C2A2 Captage de CO₂ par Amines avancées : synthèse publique
- [4] Le paragraphe « Pilote de Lacq » et le schéma « différents types de stockage » proviennent du site www.total.com
- [5] www.jupiter1000.com/accueil.html GRTgaz Communiqué de presse, 2 décembre 2015