CAPTAGE ET STOCKAGE GEOLOGIQUE DU CO_2

Sommaire

1. Introduction
2. Le captage et le transport du CO_2
3. Le stockage géologique du CO_2
4. Aspects économiques du stockage géologique du CO_2
5. Situation actuelle et perspectives d'avenir
6. Réglementation
7. Les risques et l'acceptabilité sociétale
8. Conclusion

1. Introduction

L'utilisation à grande échelle du vecteur énergétique hydrogène, en particulier pour la mobilité, impliquerait une augmentation considérable de la production actuelle de ce gaz jusque là essentiellement destinée à l'industrie chimique (cf. Fiche 2.3). La production par électrolyse de l'eau avec de l'électricité issue des énergies renouvelables n'est pas encore adaptée aux grandes quantités pour lesquelles seul le vaporeformage ou l'oxydation partielle (Fiche 3.1.1) sont possibles. Mais ces procédés produisent en même temps du CO_2 c'est à dire hypothèquent lourdement l'intérêt que présente le recours à l'hydrogène pour lutter contre les émissions de gaz à effet de serre. Une solution existe: le captage et le stockage géologique de ce CO_2, le CSC (en anglais CCS, Carbon Capture and Storage), une approche développée pour toutes les combustions ou les processus industriels générateurs de ce gaz: centrales thermiques, hauts fourneaux, reformage de produits pétroliers etc. L'opération comporte trois étapes principales: captage, transport et enfin stockage proprement dit du CO_2 (principe Fig. 1).

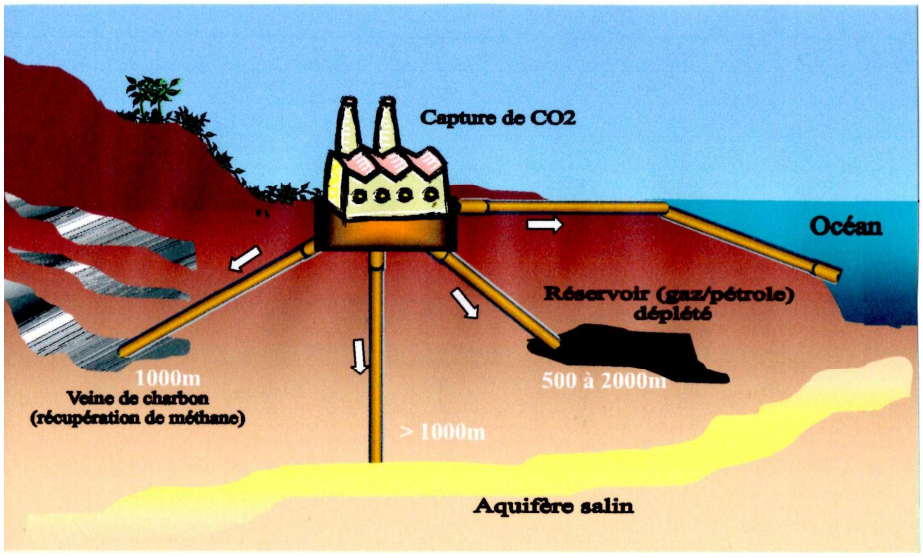

Figure 1 - Schéma de principe du CSC (source GIEC/BRGM)

2. Le captage et le transport du CO_2

Captage au cours de la purification de l'hydrogène

Dans le cas particulier de la production d'hydrogène par vaporeformage ou oxydation partielle, le CO_2 est un sous-produit qu'il est possible de capter lors de l'étape de purification de l'hydrogène. Celle-ci peut être réalisée par plusieurs méthodes.
La première, la méthanisation, se fait en deux étapes: décarbonatation et méthanisation proprement dite (§ 1.1 et Tableau1 de la Fiche 3.1.1). La seconde se fait par adsorption des composés les plus lourds, dont le CO_2, sur des lits de tamis moléculaires suivant le procédé PSA (pressure swing adsorption) qui utilise l'adsorption sélective des gaz sous pression (les gaz sont adsorbés ou désorbés suivant que la pression augmente ou diminue, ce qui permet une séparation par une série de cycles successifs de compression - détente). La troisième consiste à séparer le CO_2 du flux de gaz de synthèse à l'aide de membranes séparatives. Une telle membrane microporeuse se comporte comme une barrière de quelques centaines de nanomètres à quelques millimètres d'épaisseur qui, sous l'effet d'une force de transfert, va permettre ou non le passage de certains composants. Parmi les nombreuses membranes existantes (polymères, au palladium, zéolites etc.), les membranes inorganiques, métalliques ou céramiques, bien que les plus onéreuses, sont celles qui tolèrent les flux les plus élevés et sont les plus résistantes (corrosion, pression, température).

Transport vers les sites de stockage

Le CO_2 est un gaz dont les propriétés physiques permettent un conditionnement et un transport relativement aisé car, contrairement à l'hydrogène, il est un gaz dense et à la température ambiante, il se liquéfie lorsqu'on le comprime au delà de 55 bars, une technique de conditionnement utilisée de longue date pour le commercialiser. C'est bien entendu par pipeline que les très grandes quantités de CO_2 liquide ainsi obtenues peuvent être acheminées des lieux d'émission vers ceux du stockage. Cela est par exemple le cas depuis 2000 pour le CO_2 récupéré d'une unité de gazéification de charbon située aux Etats-Unis, CO_2 qui est transporté par pipeline pour être utilisé dans le gisement pétrolier à Weyburn au Canada (cf. ci-après § 6).

3. Le stockage géologique du CO_2

L'idée du procédé est qu'après son captage, le CO_2 soit injecté dans le sous-sol géologique pendant des durées importantes, couvrant au minimum la période pendant laquelle le problème de sa présence en tant que gaz à effet de serre risque de demeurer critique, période qui, d'après certaines hypothèses, ne devrait pas dépasser quelques siècles. Le cycle du carbone est régi par les échanges entre l'atmosphère et l'océan, d'une part, la biosphère et l'atmosphère d'autre part. Si ces derniers se font sur des échelles décennales, le cycle des échanges avec l'océan s'étend sur plusieurs siècles. Une stabilisation des teneurs en CO_2 dans l'atmosphère impose donc que ce gaz soit conservé dans le sous-sol sur des durées compatibles avec le cycle océanique. Par mesure de précaution, on envisage des solutions qui permettraient de maintenir ce stockage sur des périodes pouvant atteindre des milliers d'années.

a) Le stockage dans l'océan

L'absorption naturelle du CO_2 par l'eau de mer peut être accélérée par l'injection du gaz liquéfié dans l'océan à des endroits appropriés et à une profondeur suffisante. En effet, pour que le CO_2 liquide soit plus dense que l'eau il faut qu'il soit soumis à une pression supérieure à 300 bars, ce qui est le cas à plus de 3 000 mètres de profondeur sous le niveau de la mer. Le CO_2 serait alors censé rester sous la forme de nappes plaquées sur les fonds sous-marins. Il reste à démontrer que cette présence n'est pas susceptible de modifier les écosystèmes marins, la faune et la flore marine ainsi que les échanges océan-atmosphère. De plus, le devenir à long terme d'un tel stockage est difficile à modéliser et demeure totalement incertain. Aussi cette séquestration dans les fonds océaniques pourtant satisfaisante dans son principe puisqu'elle consiste à utiliser un processus naturel - en fait qu'elle accélère - n'est pas sans poser de problèmes que ne manquent pas de relever les défenseurs de l'environnement.

b) <u>Le stockage géologique dans le sous-sol</u>

Les principales options possibles sont:

- *Le stockage dans des gisements de pétrole et de gaz épuisés ou en cours d'exploitation.* Lorsque le CO_2 est injecté lors de la phase de production, l'opération peut être mise à profit pour effectuer de la récupération assistée. Il est évidemment essentiel que le CO_2 pouvant s'échapper avec les fluides produits soit récupéré et renvoyé dans le réservoir. L'aspect attractif en matière de stockage est le confinement naturel qu'offrent de telles structures: elles ont en effet constitué des pièges à hydrocarbures pendant plusieurs millions d'années et devraient être étanches, une hypothèse discutable si l'on prend en compte l'existence des puits de forage, des effets des mouvements tectoniques etc.

- *Le stockage dans les veines de houille non exploitées.*
  La capacité des charbons à adsorber préférentiellement le CO_2 au méthane initialement présent constitue un mécanisme de piégeage intéressant. En même temps, ce mécanisme provoque la libération du méthane présent qui peut ainsi être récupéré dans des puits producteurs, un attrait économique potentiellement intéressant. Le paramètre gênant de ce mode de stockage est la très faible perméabilité de ces gisements qui fait que la possibilité d'injecter des quantités importantes de CO_2, sans multiplier les puits d'injection, n'est pas certaine. Un point que les travaux de recherche en cours devraient mieux préciser.

- *Le stockage dans les aquifères salins profonds.*
  Cette autre solution présente le plus gros potentiel en terme de capacité de stockage. La profondeur de ces formations et leur contenu élevé en sel les rendent tout à fait inadaptées en tant que ressources en eau potable ou en eau d'irrigation. Ces aquifères sont de deux types: fermés ou ouverts. Les aquifères fermés ont une configuration identique aux gisements d'hydrocarbures et offrent de bonnes garanties de confinement, tant vertical que latéral. C'est dans ce type d'aquifères que l'on stocke déjà du gaz naturel. Il s'agit d'une option certainement plus « sûre » pour un stockage sur le continent, mais offrant toutefois des capacités limitées. Les aquifères ouverts ont, eux, une structure plane ou peu inclinée. Du fait de leur absence de confinement latéral, le CO_2 pourrait migrer. Cependant, leur faible vitesse d'écoulement et leur taille importante favoriseraient la mise en réserve du CO_2, cela suppose la présence d'une couverture suffisamment étanche.
  Le mécanisme principal de piégeage est ici la dissolution du gaz dans l'eau qui, s'alourdissant, entraine le CO_2 vers le bas de l'aquifère. A plus long terme c'est une minéralisation du CO_2[1] à laquelle on assisterait rendant ainsi ce piégeage de plus en plus sûr, les mêmes phases sont également valables dans le cas des gisements pétroliers. Le « point faible » de cette solution réside dans le peu de connaissance de telles nappes aquifères qui, n'offrant aucune ressource particulière, n'ont quasiment pas été étudié. Un effort de caractérisation important devra être mené afin de qualifier ces sites pour le stockage géologique, en particulier pour des stockages à terre. Il apparaît clairement que les stockages en aquifères fermés, comme en réservoirs d'hydrocarbures, sont réversibles : le gaz stocké pourra y être récupéré (au moins en grande partie). Cela ne sera évidemment pas le cas dans les aquifères non confinés.

A noter que le CO_2 stocké pourrait être récupéré pour être réutilisé dans de futures applications industrielles.

Le tableau 1 présente le potentiel de stockage de CO_2 dans différentes structures géologiques (données AIE). Malgré l'imprécision des estimations actuelles, on observe que le potentiel de stockage est en principe tout à fait à la mesure des quantités de CO_2 émises à cette réserve près que ces volumes de stockage ne sont pas tous accessibles au même coût.

[1] Elle résulterait d'une altération par le fluide saturé en CO_2 des roches avoisinantes par une redistribution des cations (C_a^{2+}, M_g^{2+}, F_e^{2+}) et la transformation du carbone en carbonates.

Tableau 1 : Estimation du volume potentiel de CO_2 stockable par voie géologique

Options de stockage	Capacité globale	
	Gt CO_2	% d'émissions cumulées d'ici 2050
Champs d'hydrocarbures déplétés	920	45
Cavités salines profondes	400 - 10 000	20 - 500
Mines de charbon non exploitables	>15	>1

4. Aspects économiques du stockage géologique du CO_2

Si le stockage géologique semble à l'heure actuelle une solution plus réaliste que le stockage sous-marin il présente des inconvénients qui sont avant tout d'ordre économique car il est un procédé énergivore. Les coûts de captage et stockage sont aujourd'hui en moyenne de 60 € par tonne (ADEME 2013) que le CO_2 provienne de la purification du gaz naturel issu d'un gisement, d'opération de gazéification du charbon, de vaporeformage de gaz naturel ou encore de la combustion de pétrole ou de charbon dans une centrale thermique. Cela correspond à une augmentation de l'ordre 20% du prix de revient du produit énergétique obtenu (gaz, électricité). Le Tableau 2, ci-dessous, donne les éléments de ces coûts moyens sur l'ensemble de la chaîne Captage – Transport et Stockage géologique. Il apparaît clairement que le poste "captage" (séparation + compression) est le plus coûteux. En revanche le transport s'avère être le poste le moins onéreux de la chaîne (il est bien sûr fonction des distances). Quant au stockage géologique proprement dit, son coût reste relativement faible, tout dépendra en fait de l'ampleur de la surveillance et du contrôle qui seront réalisés durant la vie du stockage.

Tableau 2 : Coûts moyens des opérations de la chaîne

Captage €/t	Compression €/t	Transport €/t	Injection et stockage €/t
40	10-12	2 par 100 km	6

Des réductions de coûts sont indispensables pour rendre crédibles ces techniques et par la suite en assurer la diffusion: la somme de 20 € /t ou moins est une prévision avancée par l'IEA pour 2030.

5. Situation actuelle et perspectives d'avenir

Bien qu'elles soient relatives au CO_2 émis par les centrales thermiques et l'industrie (raffineries, usines métallurgiques etc.), les opérations de stockage géologiques en cours sont les mêmes que celles que nécessiterait une production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles.
Le GIEC et l'Agence internationale de l'énergie estiment qu'une vingtaine de pourcents des émissions industrielles de dioxyde de carbone pourrait être injecté en sous-sol à l'horizon de 2050. Pour sa part l'Europe qui nourrit de grandes ambitions en la matière pourrait envoyer sous terre 400 MtCO2/an a l'horizon de 2030 et deux fois plus vers 2050. Dans cette perspective – mais également dans celle de diminuer les redevances carbone - de nombreuses initiatives ont vu ont vu le jour au point qu'est apparue aujourd'hui une véritable filière industrielle CSC. Citons quelques unes des plus significatives:

En Europe

Les projets GESTCO (*European potential for Geological Storage of CO_2 from fossil fuel combustion)*, puis CASTOR ont été développés pour l'étude du captage et de la séquestration géologique du CO_2 à grande échelle. Il existe également un projet qui vise le développement de systèmes de production d'électricité avec séquestration du CO_2, à partir de différents combustibles: charbon, gaz naturel ou combustibles pétroliers.

L'opération **norvégienne** du champ de Sleipner, en Mer du Nord est une des premières du genre. Depuis 1996, la compagnie norvégienne Statoil récupère par an un million de tonnes de CO_2 mélangé au gaz naturel extrait et le réinjecte dans un aquifère salin à 1000 m de profondeur sous le plancher océanique. Tout récemment, toujours en Mer du Nord, a été mis en exploitation le gisement de pétrole et de gaz de Gundrun situé à 55 km au nord de Sleipner. L'Institut Français du Pétrole Energies Nouvelles a participé au suivi de l'opération de Sleipner dans le cadre du projet européen CO_2ReMove et est partenaire de la nouvelle opération de Gundrun. Cette même compagnie Statoil capte et injecte dans le sous-sol de la mer de Barents, 700 000 tonnes de gaz carbonique rejeté par son usine de liquéfaction de gaz naturel de Snohvit. Une autre importante initiative norvégienne de CSC fut le centre d'essais de Monstag inauguré en 2012 mais abandonné fin 2013.

Figure 2 **-** Champ gazier de Sleipner en Mer du Nord

Les Pays-Bas, se sont aussi fixé de fortes contraintes carbone : -30 % d'émissions d'ici à 2020. Là encore, le stockage géologique pourrait jouer un rôle important. En 2007, la ville de Rotterdam (1er port d'Europe) a lancé un programme visant à collecter le CO_2 produit par les usines de la zone portuaire pour l'envoyer par le fond. Plusieurs compagnies énergétiques, telles GDF Suez, Nuon, Gasunie, RWE, étudient des projets comparables, dans le Nord du pays. Tous envisagent avec intérêt la fin de l'exploitation du gaz néerlandais offshore, prévue pour 2023. Car, c'est dans les gisements vides («déplétés», disent les géologues) que les industriels entendent injecter leur gaz carbonique.
A 150 km au large d'Amsterdam, GDF Suez réalise le même type d'opération, depuis 2004, à partir de sa plate-forme K12B.

En **Allemagne**, il est prévu de diminuer d'un tiers ses émissions carbonées d'ici à 2020. Et là encore, le CSC jouera un rôle de premier plan. Trois expériences – deux de captage (Schwarze Pumpe avec Vattenfall et Niederaussen avec RWE), l'autre de stockage (Ketzin) – sont en cours. L'officialisation de ces projet a été établie par une loi,votée en juillet 2011 autorisant et réglementant le stockage du CO_2 dans les sous-sol du pays tout en laissant le choix aux différents Länders de le refuser. Le projet de loi prévoit un ensemble d'actions par étape pour le développement de ces technologies. Dans ce cadre, les essais et démonstrations de certains sites de stockage sont prévus avec une évaluation de l'état d'avancement des technologies en 2017. Cette loi devrait servir de base et de cadre pour permettre à l'Allemagne d'arriver à des technologies CSC viables pour le pays et, dans un second temps, offrir une opportunité d'exportation à l'international.

Sur l'autre rive de la Mer du Nord, le **Royaume-Uni** affiche aussi ses ambitions : réduire de 80 % ses émissions de GES entre 1990 et 2050. La CSC tiendra une place importante dans l'arsenal britannique en particulier pour capter et enfouir le CO_2 émis par les centrales thermiques qui, pour la plupart, se trouvent à l'est du Royaume, au bord de la mer du Nord. Or, à quelques dizaines de miles au large, il y a d'importants gisements de gaz en voie d'épuisement ainsi que des aquifères salins. Plusieurs projets ont été avancés: Peterhead, Captain Energy,Don Valley, White Rose. Seul le dernier consistant en une centrale thermique à oxycombustion équipée d'un CSC approprié a été retenu; en fait, il n'en est qu'à la phase d'avant projet en attendant les financements.

En **Pologne**, le projet Recopol (Reduction of CO_2 emissions by means of CO_2 storage in coal seams in the Silesian Coal Basin of Poland), visant à étudier l'injection de CO_2 dans les veines de charbon a donné lieu à la réalisation d'un pilote de démonstration dans le bassin houiller de Silésie où 1000 t de $C0_2$ ont pu être injectées entre 2004 et 2005.

Pour la **France,** l'IFP Energies Nouvelles anime aux côtés du BRGM, le Club CO_2, sous l'égide de l'ADEME, il regroupe les acteurs majeurs concernés du monde industriel et de la recherche. L'IFPEN coordonne également un important projet français sur l'optimisation du stockage dans les différentes formations géologiques. Total entre 2010 et 2013 a mené une opération de captage et séquestration sur le site de Lacq dans le gisement de gaz naturel. Il s'en suit actuellement une phase de surveillance de 3 ans qui devra démontrer si le CO_2 injecté reste confiné de manière sûre et permanente dans la formation géologique dans laquelle il a été injecté.

Ailleurs dans le Monde

Depuis 2004, en **Algérie**, 1,2 million de tonnes par an de CO_2 provenant de la purification du gaz naturel capté dans le gisement d'In Salah sont réinjectés dans un aquifère salin profond et dans certains puits de pétroles sahariens abandonnés. Mais de nombreuses années ceci fut fait sans cadre juridique spécifique. Des fuites détectées en 2007 et 2011 sur le site d'injection de Krechba ont conduit à la suspension du stockage. Actuellement ce stockage de CO_2 est mentionné dans la législation algérienne en attendant la rédaction d'un code précis concernant les sites dans lesquels il sera pratiqué

En 2000, une opération de récupération assistée de pétrole par injection de CO_2 a été entreprise par la société EnCana sur le champ pétrolier de Weyburn au **Canada** (Saskatchewan). Puis en 2001, un programme de recherche international a démarré sous l'égide de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), baptisé *AIE Weyburn CO_2 Monitoring and Storage Project*. Achevée en 2012 cette opération a donné lieu à la rédaction d'un manuel de pratiques exemplaires, un guide pratique de la marche à suivre pour la conception, la mise en œuvre, la surveillance et la vérification de projets de stockage géologique du CO_2, en particulier dans le contexte de la récupération assistée du pétrole.

Aux **Etats-Unis,** le projet «FutureGen», un partenariat public-privé, vise à développer, pour la première fois, une centrale électrique à oxy-combustion à l'échelle industrielle à Meredosia dans l'Illinois, intégrant la capture du carbone et son stockage géologique. Le CO_2 capté sera transporté, via un pipeline de plus de 48km, puis injecté dans une formation saline à 1200 mètres de profondeur. Plus de 90% des émissions de CO_2 et l'intégralité des autres émissions devraient ainsi être soustraites à l'atmosphère, soit 1,1 million de tonnes chaque année. La période de démonstration devrait durer 56 mois et commencer en 2017. A noter que la société Air Liquide est partenaire du projet.

Au **Japon,** le gouvernement a lancé une expérimentation de grande ampleur à Tomakomai dont la première phase consiste à identifier sous les eaux les couches géologiques qui seraient adaptées au stockage du CO_2

En **Chine,** le projet GreenGen est développé par un consortium de compagnies chinoises comprenant Huaneng, ainsi qu'avec Peabody Energy, une compagnie américaine. La première phase correspond à l'inauguration de la centrale électrique à cycle combiné et à gazéification intégrée de 250 mégawatts, qui transformera le charbon en « syngaz », un mélange de monoxyde de carbone et d'hydrogène[2], qui sera brûlé dans des turbines spécialisées pour produire de l'électricité. Les rejets en dioxyde de carbone émis par ces processus peuvent être séparés plus facilement que dans les centrales électriques traditionnelles au charbon et donc permettre le CSC à moindre coût. La compagnie Huaneng a abordé une seconde phase: une centrale pilote plus petite qui enverra une vapeur propre d'hydrogène à travers des piles à combustible et des turbines pour produire de l'électricité, le dioxyde de carbone étant capté pour en faire un usage industriel. La troisième phase, prévue pour 2015-2020, sera la construction d'une centrale électrique de 400 mégawatts ayant un système complet de captage et stockage du CO_2 dans des couches rocheuses souterraines.

[2] Mélange équivalent à ce qu'était, autrefois, le gaz de ville.

6. Réglementation

Pour l'Europe le CSC est depuis 2009 encadré par une directive qui exige un stockage permanent et sûr prévenant et maîtrisant les remontées de CO_2 vers la surface tout en limitant les perturbations du milieu souterrain. Pour cela le site envisagé doit être étudié notamment au niveau de sa stabilité sismique et de l'étanchéité de sa couverture et après sa fermeture, il doit être surveillé pour assurer sa pérennité. Cette directive européenne a été transférée en droit national français en 2011.

7. Les risques et l'acceptabilité sociétale

Les risques que présenterait un recours massif au CSC :

- la fuite lente de CO_2 et de substances associées dans l'eau profonde des sites de stockage aquifères à travers de failles géologiques existantes ou créées par des mouvements telluriques imprévisibles (aléas sismiques), les déplacements de la croûte terrestre, la dérive des continents
- la migration de métaux toxiques contaminant l'eau de surface, les sols et l'eau de mer car le CO_2, acide faible, acidifie l'eau et mobilise les métaux toxiques
- l'apparition de fuites locales importantes présentant un danger d'asphyxie pour les hommes et les animaux car plus dense que l'air le CO_2 s'accumule dans des aires peu ventilées et devient un danger à partir d'une concentration de 3%
- l'affleurement du CO_2 en surface, le CO_2 avec des effets létaux sur les plantes (asphyxie par les racines) et sur les animaux des sols

L'acidification et la suppression de la respiration racinaire ont été observées dans des zones volcaniques et sismiques. Sur la montagne Mammoth en Californie, le relâchement de CO2 suite à plusieurs faibles tremblements de terre a suffi à tuer une centaine d'hectares de forêt.

- l'injection souterraine peut augmenter la pression, déplacer la saumure et être à l'origine d'activités sismiques
- les effets des composés minoritaires (oxyde d'azote, soufre et autres) injectés avec le CO_2.

De nombreuses mesures et des contrôles sont effectués sur les actuels sites de stockages et sur leur environnement, notamment en Europe où cela est réalisé sous la forme d'opérations de démonstration en conditions réelles. L'objectif est la validation de cette filière CSC sur le plan industriel et environnemental, afin d'être en mesure d'obtenir l'adhésion des autorités et du public. Mais, au vu des risques et compte tenu de l'importance des quantités de $C0_2$ à stocker et des échelles de temps à considérer, quel degré de confiance accorder à ces garanties avancées à partir d'expérimentations ponctuelles? Un contexte dans lequel vaincre les oppositions et obtenir l'acceptabilité sociétale relève peut être bien de la gageure.

8. Conclusion

Les résultats déjà obtenus dans les opérations en cours et ceux à venir de par les multiples projets mis en place à travers le monde, montrent que le captage et le stockage géologique du CO_2 sont réalisables et pourraient contribuer à diminuer la concentration des GES dans l'atmosphère. L'Agence Internationale de l'Energie avait en 2006, dans un scénario optimiste,[3] crédité le captage et le stockage du CO_2 d'une réduction de plus de 2 milliards de tonnes sur un objectif total de 8 milliards de tonnes.
Appliqué à la production d'hydrogène par les procédés émetteurs de CO_2, le CSC reviendrait, de manière imagée, à ce que le CO_2 irrécupérable que rejettent nos automobiles soit capté en amont et éliminé de l'atmosphère. Les dites automobiles ne rejetteraient alors que de la vapeur d'eau. Mais les inconvénients et le coût de cette filière, ne rendent-ils pas préférable le recours aux productions d'hydrogène vert, sans carbone, issues des EnR?

[3] BAPS – Beyond the Alternative Policy Scenario.

Pour en savoir plus :

www.industrie.gouv.fr/energie/prospect/textes/sequestration
www.colloqueco2.com
www.tns-sofres.com/etudes/pol
www.connaissancedes energies.org/fiche-pédagogique :capture-et-stockage-du-CO2-csc
www. CCS101.ca