Séquestration du CO2 [1]
Capter Transporter et Stocker le CO2

A) Pourquoi envisager la séquestration du CO2

La question du réchauffement climatique peut se résumer en trois termes :

1. Le développement de vastes régions du globe, et notamment des grands pays en émergence nécessitera de doubler notre consommation d'énergie d'ici 2050.
2. Pour limiter le réchauffement à un rythme tolérable, il faut diviser par 2 d'ici 2050 les émissions mondiales de gaz à effet de serre et notamment le CO_2, le plus important d'entre eux (D'où le « facteur 4 » pour les économies développées).
3. Aujourd'hui, 80% de l'énergie consommée dans le monde vient de la combustion de pétrole de charbon et de gaz naturel, suivie du relâchement incontrôlé du gaz carbonique produit, le principal des gaz à effet de serre.

Comme le montre la figure 1, les projections actuelles de l'Agence Internationale de l'Energie AIE ne prennent pas du tout ce chemin.

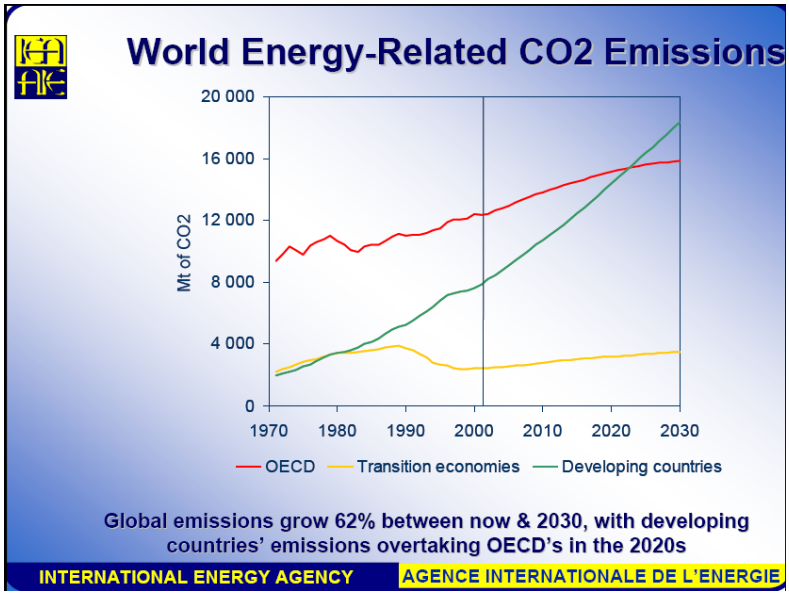


Figure 1 : Scénario de référence de l'AIE

Au triangle infernal du réchauffement, il n'y a pas de réponse unique, mais ici encore un triangle, vertueux cette fois :

1. Il faut agir sur la demande, par une combinaison d'avancées techniques et de changements de comportements.
2. Il faut augmenter dans le bouquet énergétique la part des sources d'énergie qui n'occasionnent pratiquement pas d'émission de gaz à effet de serre (figure 1).
3. Il faut, en outre, mettre en œuvre massivement la capture et le stockage du CO_2, sans quoi le retour en force du charbon, qui se produit déjà (figure 2), aura des conséquences catastrophiques.

La première de ces propositions rencontre en général un consensus enthousiaste, mais sa réalisation pratique est encore bien modeste. Quant aux sources d'énergies peu émettrices de

gaz à effet de serre, leur compte est vite fait : les énergies renouvelables et l'énergie nucléaire de fission (figure 3). C'est sur la capture et le stockage du CO_2 que nous allons désormais nous focaliser car elle représente un complément indispensable.

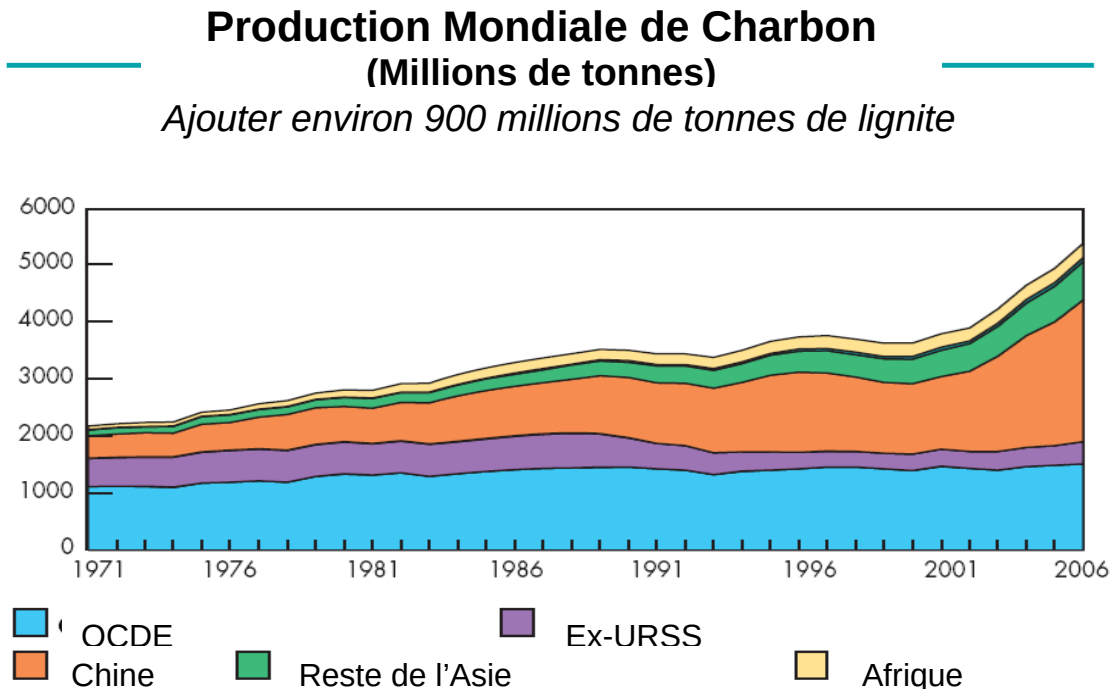


Figure 2 : Le retour en force du Charbon depuis 2000

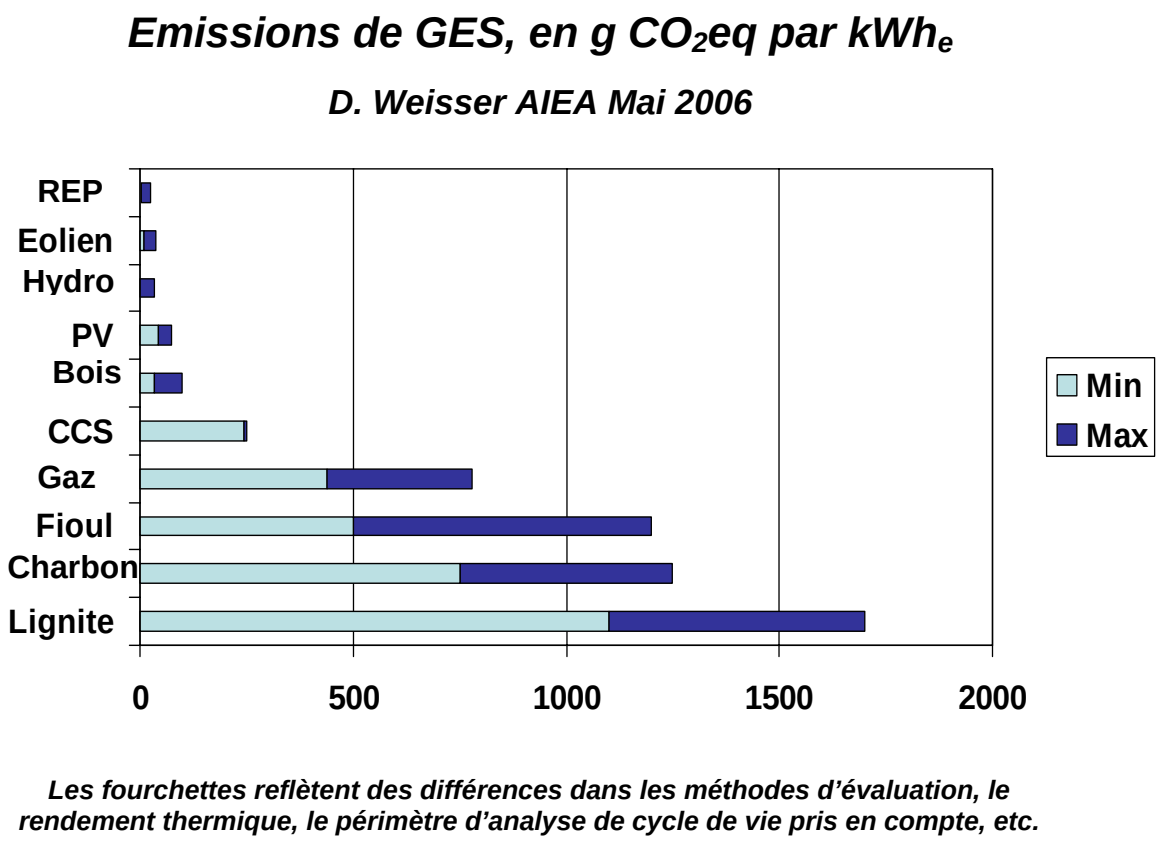


Figure 3 : Comparaison des émissions de GES occasionnées par la production électrique

L'opération complète comporte trois étapes, d'importances inégales : la **capture** (de 75 à 90% du coût total), le **transport** (5 à 25%) et enfin le **stockage géologique**, qui ne représente que 5 à 15% du total[2]. Chaque étape a déjà fait l'objet de réalisations pilotes, mettant en jeu de l'ordre du million de tonnes de CO_2 par an, mais, pour être significatif et à l'échelle du défi qui se présente, ce sont comme ordre de grandeur ***quelques milliards de tonnes de CO2 par an*** qu'il faudrait, au niveau mondial séquestrer

B) Quelles technologies pour capter le CO2 ?

B 1) Les pistes

Le premier problème à résoudre, est la présence de ¾ d'azote dans l'air qui va servir à la combustion. Il faut le séparer, car on ne va pas stocker le mélange.
Deux orientations sont possibles :

- Agir sur le mélange après combustion de l'air, le CO2 sera extrait à partir des fumées chaudes sortant de la chaudière.

- Agir avant combustion. Parmi les différentes possibilités qui interviennent en amont, pour éviter de devoir séparer à la sortie « cheminée » l'azote du CO2, on retiendra :
  - la voie hydrogène avec production séparation de CO2 avant combustion.
  - la voie oxygène pour laquelle il y a production de CO2 pendant la combustion mais sans azote.

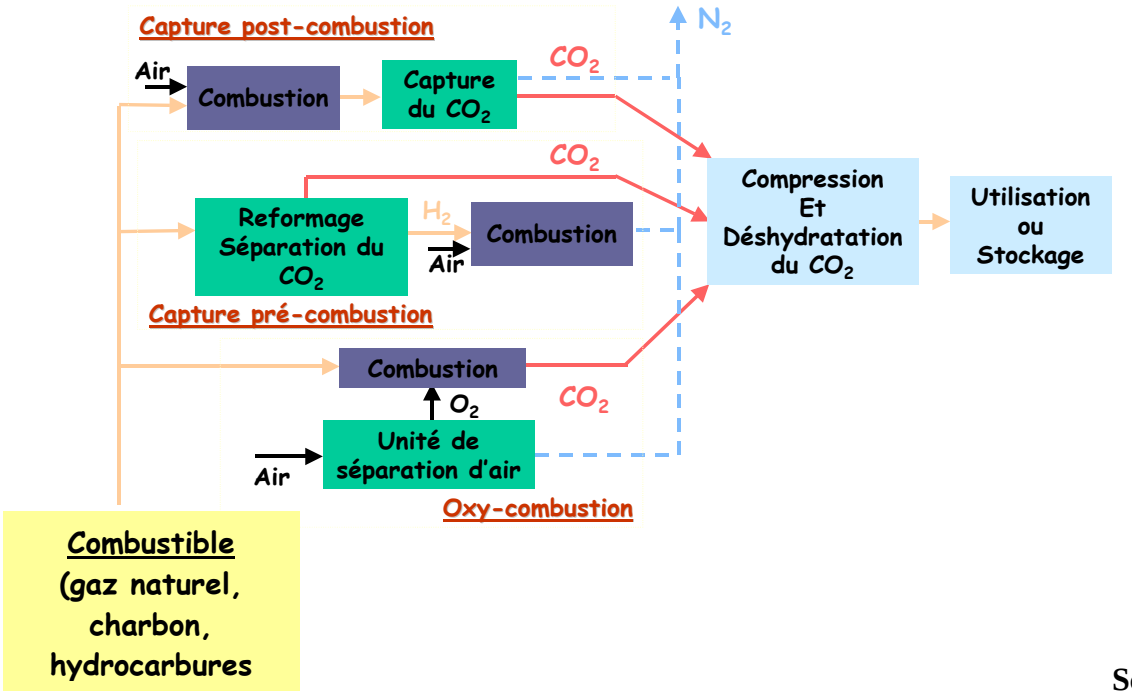


Schéma 1 : Les trois voies de la capture du CO_2

B 2) Capture post combustion du CO2

Le procédé de conversion énergétique n'est pas modifié et on capte le CO2 dilué dans les fumées de combustion. Il peut s'intégrer aux installations existantes, sans trop de modifications.

[2] Estimation BRGM

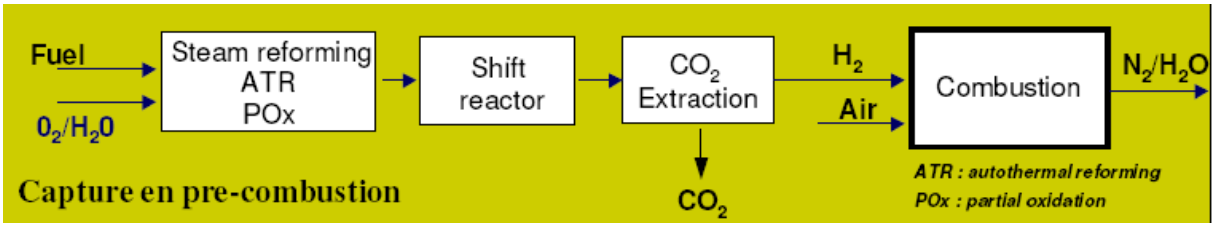
De nombreux projets de centrales électriques dites « propres et sans émissions » capables de séquestrer le CO2 via l'extraction des gaz d'échappement de la chaudière sont à l'étude.
Cette extraction peut utiliser une amine, qui va fixer préférentiellement le CO2, avant que celui-ci soit extrait, par chauffage.

La re-séparation du CO2 de l'amine, demande de l'énergie.
Comme il faudra ensuite comprimer, globalement dans le cas d'une centrale au charbon avec un rendement initial de 45 %, celui-ci retombe à 35 % (ordre de grandeur) pour prendre en compte les énergies nécessaires à l'ensemble des opérations.

Schéma 3 : installation de capture de CO2 (réf IFP)

B 3) Capture pré combustion du CO2

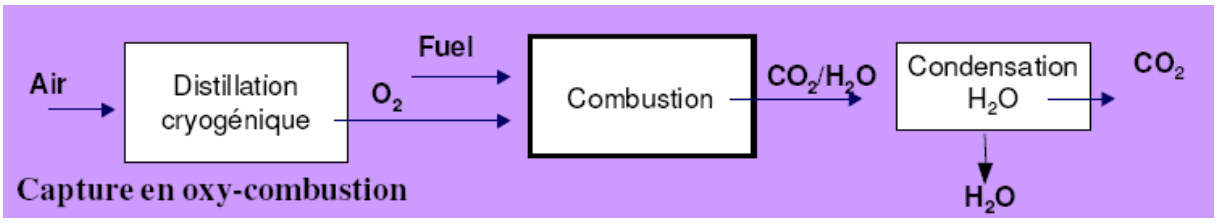
La capture pré combustion vise à extraire le CO2 à la source.
Elle peut passer par la voie hydrogène qui peut être fabriqué par reformage (idem fabrication gaz de synthèse)



La gazéification est réalisée à des températures élevées (1.000 à 1.500 °C) en pression et en présence d'un réactif gazeux : air, vapeur d'eau (vaporeformage et oxydation partielle)
Les techniques sont essentiellement celles retenues pour la gazéification du charbon (par exemple réacteurs à flux entraîné) Parmi les autres procédés, on notera celui breveté par l'IFP et le CEA, du lit mixte, avec catalyseur entraîné.
Les réactions en jeu sont très endothermiques mais, les énergies nécessaires sont en général fournies par une combustion partielle des masses carbonées avec injection d'air (ou d'oxygène)
Ceci donnera en plus des gaz recherchés : CO et H2, du CO2 et H2O qu'il faudra séparer.
Le CO peut alors fournir de l'hydrogène complémentaire et du CO2 par réaction avec de la vapeur d'eau. $CO+H2O \rightarrow CO2+H2$.
C'est à ce niveau, dit de pré-combustion, que le CO2 peut être récupéré.
L'hydrogène et le dioxyde de carbone se séparent aisément et l'hydrogène peut alors alimenter une centrale électrique, être distribué en réseau comme le gaz naturel, pour divers usages dont la chaleur, la production d'électricité dans des piles à combustible.

B4) Oxycombustion.

Dans la voie oxygène, ce dernier sert directement de comburant et il n'y aura plus d'azote à la « cheminée ». La combustion se fait en une seule étape, dans une atmosphère contenant uniquement de l'oxygène et non de l'air (oxygène + azote) comme dans les procédés classiques.
La fumée produite est alors très concentrée en CO2, ce qui facilite sa récupération.
De nombreuses techniques pour la séparation préalable de l'azote et de l'oxygène de l'air existent, dont la cryogénie.



La cryogénie étant consommatrice d'énergie, l'ensemble ne sera globalement bénéfique vis-à-vis des rejets de CO2 que si cette énergie est elle-même produite sans rejet de CO2, éventuellement avec séquestration

C) Conditionnement et Transport du CO2

Le transport du gaz carbonique vers le site de stockage peut se faire soit sous forme liquide dans des wagons, des camions, ou des bateaux citernes (par exemple les mêmes qui amènent le méthane liquéfié) soit par pipe line. L'objectif est d'amener le gaz carbonique sous pression en moyenne vers 110 bars en tête de puits d'injection. (min 80, max 200). A cette valeur il faudra ajouter les pertes de charge en ligne.

Comme le CO_2 sera stocké à grande profondeur en phase supercritique (densité 0,7), les spécifications en impuretés sont sévères pour l'équilibre physico chimique de cette phase : L'eau est à enlever (risques de corrosion, hydrates) comme l'oxygène pour arriver à des teneurs inférieures à quelques dizaines de ppm. Les autres gaz : argon, azote, hydrogène ne doivent pas dépasser quelques pour cent en volume.

D) Le stockage géologique

Durée de ce stockage

Après sa capture, le CO2 doit être stocké pour des durées importantes, couvrant au minimum la période pendant laquelle le problème des émissions de CO2 risque de demeurer critique.

Il faut se baser sur les rythmes naturels. 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. i les échanges avec la biosphère se font sur des échelles décennales, le cycle de l'océan s'étend sur plusieurs siècles.

Une stabilisation des teneurs en CO2 dans l'atmosphère impose donc de le conserver, dans le sous-sol sur des durées compatibles avec le cycle océanique, c'est-à-dire au moins quelques siècles.

Les sous sols possibles.

Trois types de stockage géologique sont regardés :

- L'injection dans les aquifères salins profonds, sites dans lesquels on n'ira pas ensuite chercher l'eau puisque fortement salée, elle ne sera jamais utilisable pour les besoins humains.
- L'injection dans les réservoirs d'hydrocarbures : pétrole ou gaz déplétés, avec la possibilité de faire de la récupération assistée de pétrole par injection de CO2, ce que pratiquent déjà des pétroliers en utilisant du CO2 provenant surtout de gisements naturels.
- 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 les anciennes mines de 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.

▪

Nota :
Il avait été envisagé de stocker le CO2 dans les grands fonds océaniques, solution étudiée et poussée par certains pays comme le Japon (pays fortement côtier). En effet, le CO2 est sous forme liquide en dessous de 500 mètres. Cette solution a été, pour l'instant, abandonnée à cause des risques d'acidification des eaux marines et des risques de remontée de bulles de CO2.

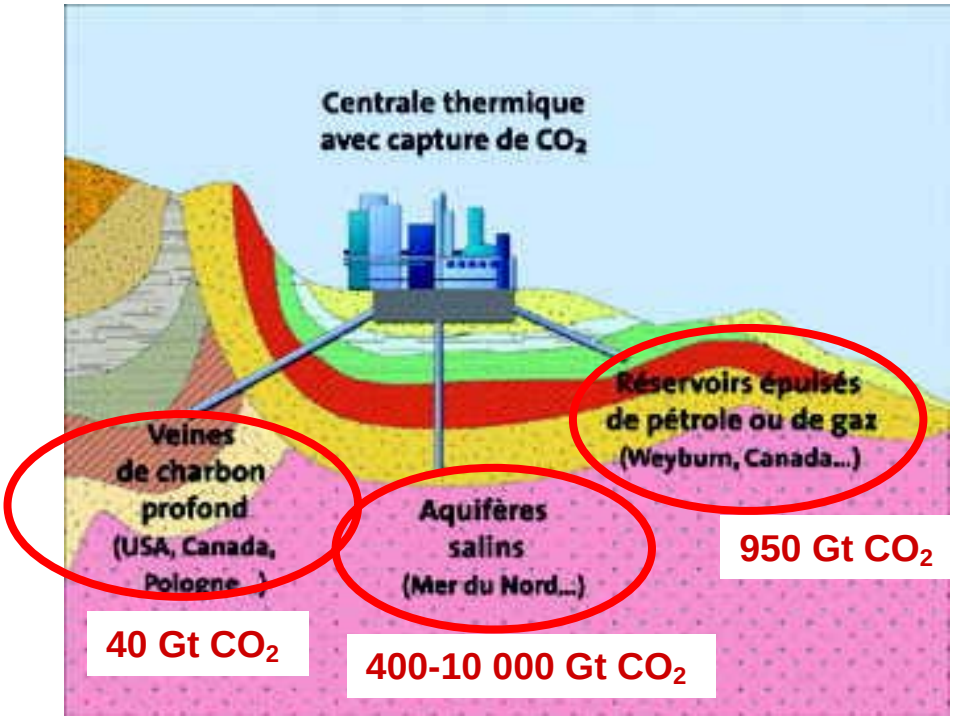


Schéma 2 : les capacités de stockage

Gisements gaz et pétrole ?
Les gisements de gaz naturel et de pétrole sont les candidats les plus cités pour y séquestrer du CO2. L'injection de CO2 dans des gisements pétroliers est déjà pratiquée, depuis des décennies (surtout au Texas) à des fins de récupération assistée. C'est une option attrayante pour les pétroliers qui espèrent pouvoir compenser les coûts économiques et énergétiques du stockage par la vente de pétrole supplémentaire.

Dans des veines de charbon ?
Le méthane des veines de charbon non exploitées pourrait être extrait et remplacé par du CO2, la vente du méthane finançant le stockage du CO2. Réinjecter du gaz dans les pores du charbon est théoriquement possible si les couches ne se sont pas tassées après extraction. Des pilotes expérimentaux testent cette solution, qui pourrait éventuellement être associée à la gazéification du charbon, si des méthodes probantes et sécurisées étaient développées.

Les aquifères salins Ils sont géologiquement pour partie comparables aux gisements d'hydrocarbures, mais avec une capacité bien plus grande. Plusieurs mécanismes de piégeage semblent pouvoir y immobiliser le CO2, avec moins de risques de fuites que dans les bassins

houiller ou certains champs pétrolifères criblés de puits et parfois victimes d'affaissements. Leur répartition homogène dans le monde diminuerait les besoins de transport du CO2, mais ils sont mal connus.

Le gaz carbonique doit être injecté à une profondeur suffisante dans le sous-sol afin d'atteindre les conditions de pression et de température qui déterminent son passage à l'état supercritique (plus de 31°C à 74 bars de pression). Dans cet état, le CO2 est plus dense et occupe moins de volume. La profondeur nécessaire pour atteindre l'état supercritique dépend du gradient géothermique local, elle se situe entre 700 et 900 mètres

Les mines de charbon auraient une capacité de stockage de 40 Gt de CO2, c'est très peu.
Les puits de pétrole et de gaz épuisés auraient une capacité de 920 Gt de CO2.
La capacité des nappes aquifères fait l'objet de grandes incertitudes, entre 400 et 10.000 Gt de CO2, elles pourraient occuper la première place.
Si on rappelle que les rejets annuels sont proches de 30 Milliards de tonnes et que ce chiffre va augmenter dans les dizaines d'années à venir, on voit l'importance que peut prendre ce dernier type de site de stockage, particulièrement étendu en France.

Comportement dans le temps ?
La question majeure qui se pose est le comportement du gaz dans les roches, sa migration et surtout sa remontée potentielle. Il faut garantir que ce piégeage durera au moins 1 000 ans.
Outre les études des sols, le cumul des connaissances acquises par l'exploration et extraction pétrolière et gazière de dizaines d'années, des suivis spécifiques sont en cours, sur les premières installations.
Parmi celles-ci l'installation de Sleipner (Voir §G) fait l'objet d'un suivi spécifique Un million de tonnes de CO2 par an sont injectés depuis 1996 dans un aquifère salin. Par analyse sismique, il est possible de suivre l'étalement du gaz dans les roches, qui répond exactement aux prévisions. Les géophysiciens n'ont pas observé de remontée du gaz. Il s'agit là d'un point crucial qui devra être vérifié dans des expériences menées à beaucoup plus grande échelle.

B 5) CO2 capturé, CO2 évité ?

Le captage du CO2 représente une dépense supplémentaire d'énergie et donc a priori de combustibles fossiles à la source.
Les opérations de séparation ne sont pas à efficacité 100%, les opérations de transport et d'injection de CO2 ne sont pas à l'abri de fuites, comme celles observées dans l'industrie du gaz naturel (0.5%, 1% ?).
Un bilan global, des émissions de gaz carbonique évitées s'impose.

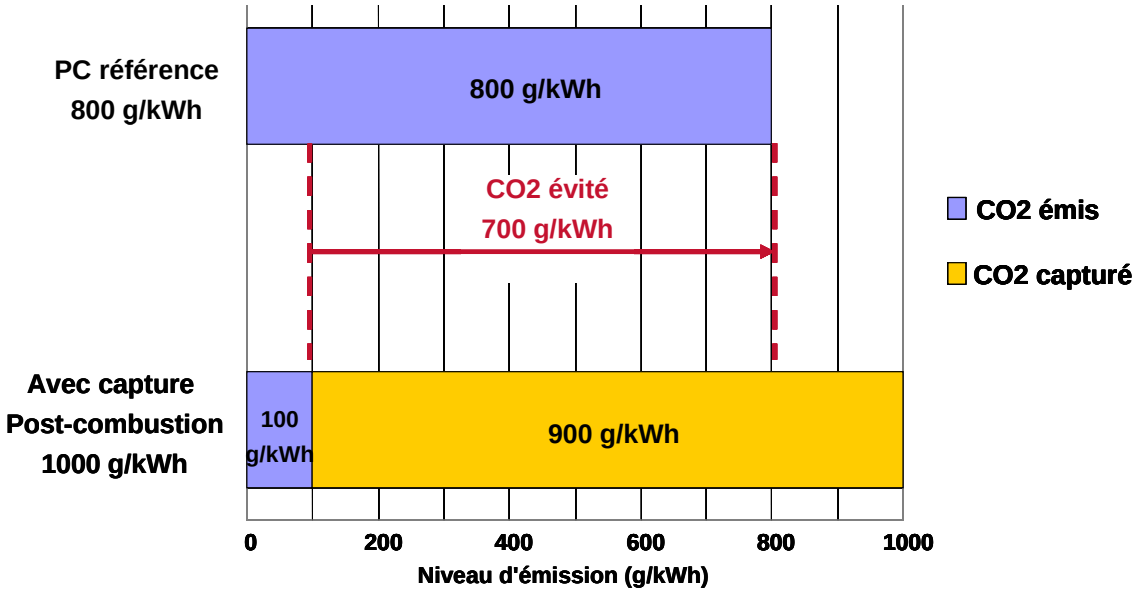


Schéma 3: Le vrai bilan CO2 évité : de l'ordre de 85 %

E) Aspects économiques

a) Les coûts de la séquestration.

Les estimations à ce jour sont pour les différents postes :

- séparation de 50 à 60 $ /tonne de CO2
- compression de 8 à 10 $/tonne
- transport de 0.7 à 4 $/tonne pour 100 km
- injection de 2 à 8 $/tonne

On est aujourd'hui, globalement, à environ 70 €/t de CO2 évité,
La séparation est de loin le principal poste et celui qui peut le plus être baissé par des avancées technologiques (amines…) On peut penser que ce coût pourrait être divisé par 2.
Avec une division par 2, on approche des coûts du marché du CO2 (voir ci-dessous)

F) Acceptabilité du stockage sous terrain ?

En plus d'être un gaz à effet de serre, le CO2 est un gaz toxique à partir de concentrations de l'ordre de 10 %, acide, asphyxiant et plus lourd que l'air. Un relargage massif et brutal de grande quantité de CO2, dans une vallée ou une zone urbanisée aurait des conséquences humaines et écologiques graves. Des inconnues subsistent quant à ce risque, notamment en cas de tremblement de terre, d'attentat, de guerre, ou via des failles nouvelles ou non repérées, ou via des puits dégradés après fermeture du stockage, ou en cas d'accident lors de l'injection.
Des inconnues subsistent aussi quant au comportement et aux effets chimiques et géologique à long terme de ce gaz acide et solvant en phase supercritique, dans des couches où la température naturelle du sous-sol peut être élevée.

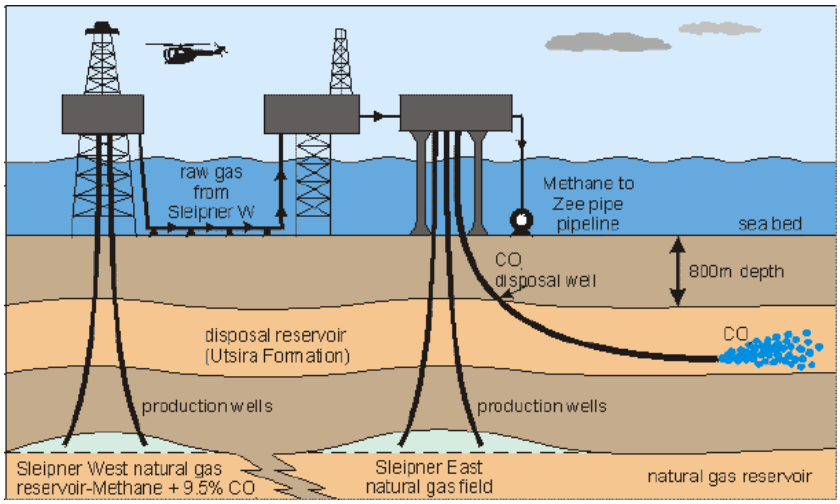
Des exemples naturels laissent penser que la séquestration longue durée est possible, certains gisements de gaz naturel contiennent une proportion importante de CO2, conservé sous pression depuis des millions d'années. Il existe aussi des gisements de CO2 tels qu'à Montmirail (Drôme, France). Néanmoins, des fuites naturelles existent, parfois mortellement brutales comme dans le lac Nyos où l'émission brutale d'une énorme "bulle" de CO2 a en 1986 tué 1700 personnes et des millions d'animaux.

Il y a encore beaucoup de problèmes techniques à résoudre, les coûts doivent encore être réduits, **mais le challenge principal sera l'acceptation par le public** du stockage souterrain de plusieurs dizaines de milliards de tonnes de CO2 à l'échelle de la seule France**.**

G) Des exemples et projets

Un exemple de captage pré-combustion
Une unité de gazéification dans le Dakota du Nord, produit depuis 2000, du gaz naturel de synthèse à partir de charbon, avec captage du CO2 produit dans le procédé. 1,5 millions à 2 millions de tonnes de CO2 par an, sont envoyés par pipeline pour injection dans le champ pétrolier de Weyburn à 330 km (Saskatchewan Canada) pour faire de la récupération assistée. Ainsi, sur ce projet, on fait les 3 opérations de captage, transport, stockage.

Un exemple de stockage en aquifère salin profond : le champ de Sleipner
La Compagnie Statoil (Total est partenaire) extrait le CO2 d'un gisement de gaz naturel (qui ne doit pas contenir à la vente plus de 9 % de CO2) avec des solvants aminés et réinjecte depuis 1996 environ un million de tonnes de CO2 par an dans une formation saline après transport en tête du puits, où elles sont recomprimées. Cette opération a vu le jour en 1996. 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 sont compensés par l'existence en Norvège d'une taxe sur les émissions de CO2 offshore.
-



Le projet Lacq
Le premier projet Français, pilote, annoncé par Total en 2005, est un projet visant la démonstration de toute la chaîne, depuis la production d'oxygène à l'injection et stockage de CO2 dans un gisement de gaz naturel épuisé.
Une chaudière existante sur le site de Lacq sera convertie à l'oxygène utilisant une technologie d'oxycombustion (Air Liquide). Les fumées d'oxycombustion, sont composées majoritairement de CO2 et d'eau. Après condensation de l'eau, elles seront comprimées, séchées, injectées

Conclusion

La séquestration (captage-stockage) de CO2 est une opération, réalisable, mais coûteuse sur le plan énergétique et financier (on estime qu'elle double le coût d'investissement et augmente d'au moins de 30 % les coûts de production pour l'énergie issue du charbon). Elle ne devrait se réaliser 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 en faisant appel aux nappes aquifères.
Les questions de droit et d'acceptabilité par les populations sont encore incertaines, mais ne représentent pas, a priori, des obstacles insurmontables, si on pense notamment aux aquifères sous les mers.