

Charbon & captage et stockage de CO₂ au cœur du défi climatique

10 octobre 2007

Antoine-Tristan MOCILNIKAR

Ingénieur en Chef des Mines & Titulaire d'un Doctorat de l'Université Paris IX Dauphine

Conseiller expert dans l'économie des filières énergétiques

auprès du Délégué Interministériel au Développement Durable

Contact : antoine-tristan.mocilnikar@mines.org

Intervention lors du pré-Grenelle de l'environnement

"ENERGIES ET EFFET DE SERRE"

Palais du Luxembourg - 10 octobre 2007

organisé par Sauvons le Climat (SLC), Comité des Parcs et Jardins de France (CPJF), Association des Ecologistes Pour le Nucléaire (AEPN), Association Française pour l'Information Scientifique (AFIS), Ecologie Radicale (ER), Energie Intelligence (EI), La Demeure Historique (DH), Ligue Urbaine et Rurale (LUR), Mouvement National de Lutte pour l'Environnement (MNLE), Société Française de Physique (SFP), Société Française de l'Energie Nucléaire (SFEN/GR21), Société pour la Protection des Paysages et de l'Esthétique de la France (SPPEF), Vieilles Maisons Françaises (VMF).

Alors que l'accroissement de consommation de charbon se concentrait dans les pays en développement (essentiellement Chine et Inde), depuis 2002, la situation change dramatiquement. Dans le contexte actuel de hausse des prix de l'énergie, c'est le charbon qui a vu son prix connaître les évolutions les moins fortes. Sa compétitivité s'en trouve alors renforcée. Comme en plus, les réserves de part le monde sont très larges (plus importantes que gaz naturel et pétrole réunis), l'intérêt pour cette filière s'accroît dans tous les pays. La France, active dans le domaine du charbon, depuis le XI^e siècle, et qui a fermé sa dernière mine à Creutzwald (Moselle), en 2004, est également concernée, aussi bien en ce qui concerne l'exploitation minière que la construction de centrales électriques. Le projet le plus médiatique est celui de Lucenay-lès-Aix (Nièvre), mais il y en a d'autres. En bordure du Parc naturel régional du Morvan, il s'agit d'ouvrir une mine sur un gisement jamais exploité, d'extraire 2 Mt/an et de construire une centrale électrique de 1 000 MW. L'usage du charbon pose des questions environnementales sévères. Les questions de pollution locale doivent être suivies rigoureusement. Par ailleurs, à quantité d'énergie fournie, il est le plus gros producteur de CO₂ fossile. A ce stade, la dureté des mécanismes de maîtrise des émissions de gaz à effet de serre ne rend pas prohibitif cette filière. A l'opposé, la présence massive, en France, du nucléaire limite fortement la taille de la remontée en puissance potentielle du charbon. L'administration devra traiter de ce sujet sous de nombreux angles : programmation pluriannuelle des investissements, concessions, autorisation d'exploitation, environnement, quotas d'émissions. Va alors se poser la question de coupler les investissements avec la mise en place de systèmes de captage et de stockage de CO₂, seul moyen connu à ce stade pour placer l'exploitation de charbon dans un sentier de durabilité. Cela n'est possible qu'à deux conditions. La première est que cela soit géologiquement possible. La seconde est qu'un cadre réglementaire existe. C'est indispensable puisque cela induit un surcoût aux exploitants. Tout cela s'entend dans le cadre d'une stratégie énergétique nationale globale, c'est à dire qui maîtrise la consommation d'énergie, minimise les émissions de polluants locaux et globaux, grâce au développement de nouvelles technologies de l'énergie passant notamment par les pôles de compétitivité et à la mise en place d'un bouquet

énergétique équilibré donnant sa place au nucléaire mais en ouvrant véritablement le jeu aux énergies renouvelables et qui maximise la production d'énergie en France et donc qui maximise la création d'emplois, chez nous. Dans ce cadre de durabilité, où nous devons combattre un éventuel dumping environnemental, nous renforçons notre indépendance énergétique et nous diminuons le risque de dépendre de régimes qui ne défendent pas nos valeurs. Ce débat n'est bien entendu pas franco-français mais planétaire vue l'importance du charbon dans l'équation énergétique mondiale et étant donné le poids des nations qui soutiennent cette filière, comme les Etats-Unis, la Chine, l'Inde, l'Allemagne, le Japon, l'Afrique du Sud, l'Australie, la Russie, la Pologne, le Royaume-Uni et la Corée du Sud. De ce fait, ce débat, ne sera pas exempt de lutte d'influences.

Les conditions actuelles de marché impliquent une accélération de l'emploi du charbon

Le charbon retrouve une actualité importante pour plusieurs raisons. Cette filière énergétique croit le plus dans le monde actuellement en quantité car elle connaît, à la fois des hausses de prix plus modérées que ceux du pétrole et du gaz et est basée sur les réserves d'énergie fossile les plus vastes.

De 1998 à 2006, le prix du pétrole a été multiplié par quatre, celui du gaz par trois et celui du charbon par deux. Aussi, le charbon connaît un succès accru bien supérieur à ses concurrents fossiles que sont le gaz naturel ou le pétrole. Durant l'année 2005, selon BP, la consommation de charbon a cru de 5 %, celle de gaz naturel de 2,3 % et le pétrole de 1,3 %. En quantité d'énergie, le charbon est également le secteur qui est en plus forte hausse en 2005. La hausse de la consommation de charbon est de 131 Mtep (Million de tonne équivalent pétrole), celle de gaz naturel est de 49,5 Mtep, celle de pétrole de 38,2 Mtep. La hausse de consommation de charbon explique à elle seule 53 % de la hausse total de la consommation d'énergie en 2005 de 246 Mtep. Dans cette hausse de consommation de charbon, la Chine explique à elle seule 79 % ce qui correspond à 42,2 % de toute la hausse de l'énergie de part le monde.

La Chine se place au cœur du sujet. L'accroissement de sa consommation de charbon est de 62 % depuis 2000. Aussi, la part de la Chine, dans la consommation de charbon mondiale, passe de 28,3 à 36,9 % de la part mondiale de 2000 à 2005. Si l'on prend comme série conjoncturelle, la période 2002 à 2005, la hausse de la demande chinoise en charbon explique 74,2 % de l'accroissement demande totale en charbon avec 368 Mtep. Celle de l'Inde, de 31,2 Mtep, explique 6,3 %, celle des Etats-Unis, avec 23,4 Mtep, 4,7 %. Lorsque l'on rajoute le Japon, l'Afrique du Sud, la Russie, la Corée du Sud, l'Indonésie, Taiwan, la Turquie et le Kazakhstan, c'est à dire les pays les plus dynamiques sur l'accroissement de consommation de charbon, la part expliquée est de 97 %. Le marché du charbon est donc relativement concentré. On peut voir cette concentration également par rapport à un autre indicateur. Les pays ayant une part charbon dans leur bouquet de plus de 20 % ou un part dans la consommation mondiale de plus de 1% sont au nombre de 24 et représente 93,2 % de la consommation mondiale.

Face à l'envolée des prix des produits pétroliers et du gaz naturel, la hausse modérée des prix consolide la compétitivité du charbon sur les marchés nationaux des combustibles. Ainsi, la hausse récente des prix du gaz, a fait revenir en force l'usage de charbon pour la production d'électricité. C'est aussi bien vrai dans l'usage des combustibles énergétiques que dans l'investissement. C'est le cas notamment en Allemagne et au Royaume-Uni. En Allemagne, 50 % de l'électricité est produite

par le charbon, 50 % du charbon est importé. Les industriels allemands viennent d'annoncer la décision de construire 12 centrales au charbon, faisant au total 11,5 GW pour un lancement prévu en 2010 –2011. Ils prévoient en parallèle la construction de 9 centrales au gaz pour une capacité de 6,6 GW. Les constructeurs indiquent que pour la première fois depuis près de vingt ans, ils ont reçu, plus de commandes pour des centrales à charbon qu'au gaz naturel. Sur les derniers 120 GW de centrales commandés, de 20 à 30 % concernent du gaz et de 30 à 40 % du charbon. A l'inverse sur la période 1997 à 2001, le gaz représentait de 60 à 70 % et le charbon de 20 à 30 %. Il est précisé que l'incertain planant sur l'approvisionnement venant de la Russie ne fait qu'accentuer cette situation. Par ailleurs, la moitié des commandes dans les 10 prochaines années, qui atteindra un total de 50 milliards de dollars par an, proviendra de pays asiatiques n'ayant qu'un accès difficile aux ressources en gaz naturel.

Une énergie bien installée

L'évolution présente est une rupture par rapport au passé. Les données de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) montrent une augmentation de 79 % de la fourniture d'énergie primaire mondiale liée au charbon, passée de 1 442 Mtep en 1971 à 2 583 Mtep en 2003. En termes de quantité de charbon, les chiffres sont plus élevés. La demande est passée de 2 208 Mt en 1970 à 4 629 Mt en 2004, soit une augmentation de 110 %. Durant la même période, l'utilisation du pétrole a crû de 49 % et reste la source d'énergie la plus importante. Celle du gaz a augmenté de 135 % au cours de la même période. Dorénavant le charbon a un rythme d'évolution plus soutenu que celui du gaz naturel

Aussi, le charbon représente en 2005, 27,8 % de la consommation totale d'énergie (source BP) et en 2004, 39,8 % de la production d'électricité (source : AIE). Il est donc la deuxième énergie derrière le pétrole (36,4 %) et devant le gaz naturel (23,5 %). Les 10 pays qui sont les plus gros consommateurs du monde sont par ordre décroissant : les États-Unis (2 083 TWh), la Chine (1 515 TWh), l'Inde (433 TWh), l'Allemagne (314 TWh), le Japon (293 TWh), l'Afrique du Sud (214 TWh), l'Australie (176 TWh), la Russie (172 TWh), la Pologne (143 TWh) et le Royaume-Uni (140 TWh). Des pays comme les États-Unis, l'Allemagne ou le Danemark utilisent le charbon pour produire plus de 50 % de leur énergie électrique. En Chine, il assure 77 % de la production d'électricité et 70 % en Inde.

En terme de ressources et de réserves, bien que le débat fasse rage sur leurs niveaux, la répartition des réserves entre le pétrole, le gaz naturel et le charbon fait moins débat. Et là, le charbon gagne haut la main avec 64 % des réserves contre 18 % environ à égalité pour chacune des deux autres énergies. Il y aurait donc 3,5 fois plus de réserves de charbon que de pétrole. Les réserves mondiales de charbon qui sont donc très abondantes sont également mieux réparties à travers le monde que les autres sources fossiles. Les réserves des États-Unis représentent 27 % du total mondial, celles de la Russie, 17 %, de la Chine, 13 %, de l'Inde, 10 %, de l'Australie, 9 % et de l'Afrique du Sud, 5 %.

Les modèles de consommation régionale ont aussi changé durant cette période, une part importante de la demande venant désormais de la région asiatique. Pour être plus précis, au cours des trente dernières années, la production a non seulement fortement augmenté en Chine, mais aussi en Inde, aux États-Unis, en Afrique du sud, en Australie, au Canada, en Colombie et en Indonésie. Mais elle a décliné en Europe où les gisements sont très coûteux.

En 1980, l'Europe, l'ex-URSS et l'Amérique du nord consommaient à peu près les mêmes quantités de houille, environ 600 Mt. La demande de l'Amérique du nord, en pourcentage de l'ensemble de la consommation mondiale, est restée plutôt stable à environ 25 % (soit, en termes réels, une augmentation de 300 Mt durant cette période). Cependant, dès 1990, la tendance a été à la baisse en Europe et en ex-URSS. En 2000, la demande européenne était descendue jusqu'à 10 % de la consommation mondiale de houille (soit, en termes physiques, une baisse de 584 Mt en 1980 à 373 Mt en 2000). Le déclin de la consommation de charbon dans l'UE peut être attribué à un certain nombre de facteurs, tels qu'une législation plus sévère en matière d'environnement et la disponibilité du gaz de la mer du Nord, de Russie et d'Afrique du nord. À la longue, comme les prix du gaz étaient relativement bas, que les anciennes centrales thermiques au charbon étaient mises définitivement hors service, le coût total de la construction de centrales à gaz à cycle combiné était bien inférieur à celui de la construction d'une nouvelle centrale fonctionnant au charbon et équipée des dispositifs antipollution requis.

En revanche, dans la région Asie-Pacifique, la demande de houille a augmenté de 34 % (de la demande mondiale) à 52 % durant la même période, ce qui correspond au total à environ un milliard de tonnes. L'énorme hausse de la demande d'électricité dans les pays d'Asie en est une des raisons. Ainsi, dans le cadre du programme d'électrification de la Chine, 700 millions de personnes ont été raccordées ces quinze dernières années. Par conséquent, en Chine, la production d'électricité a augmenté de près de 1000 TWh, dont 84 % produite par les centrales au charbon. Les prévisions indiquent que cette tendance régionale va se poursuivre, et que le gros de la hausse de la demande mondiale de charbon va être enregistré dans cette région. Le Japon continue à être le plus gros importateur de houille, aussi bien de charbon vapeur que de charbon à coke, et il est prévu qu'il importera 24 % de l'ensemble des importations mondiales d'ici à 2020. D'autres pays de la région Asie-Pacifique, tels que la Malaisie, les Philippines et la Thaïlande se tournent vers le charbon pour diversifier leurs sources d'énergie et pouvoir compter sur un approvisionnement sûr en énergie à prix abordable pour satisfaire leurs besoins croissants en électricité.

La houille est utilisée dans deux domaines principaux : la production d'électricité (charbon vapeur) et la production de coke utilisée dans la fabrication de l'acier (charbon à coke). Environ 70 % de la production de charbon s'oriente vers la production d'électricité. Environ 16 % de la production de houille sont utilisés par la sidérurgie. Près de 70 % de l'ensemble de la production d'acier mondiale dépendent du charbon.

L'augmentation de la demande de charbon de ces dernières années résulte exclusivement d'une hausse de la demande dans un seul secteur qui est le secteur électrique et thermique. La consommation totale dans l'industrie de l'acier a légèrement décliné, essentiellement en raison d'un renforcement important de l'efficacité énergétique, même si une utilisation plus répandue des fours à arc électrique et des taux plus élevés de recyclage de l'acier ont aussi pu jouer un rôle.

Le lien étroit entre électricité et charbon renforce la pérennité de l'utilisation du charbon. En effet, d'après l'AIE, une part croissante de la consommation énergétique mondiale sera affectée à la production d'électricité. En 1971, l'électricité représentait 9 % de l'ensemble de la consommation mondiale d'énergie et 16 % en 2002. D'ici à 2030, sa part atteindra 20 %. En raison des pertes de conversion et de transport, la part de la fourniture d'énergie primaire totale destinée à la production d'électricité est plus importante : 36 % en 2002 et 40 % en 2030. Donc la consommation de charbon pour la production d'électricité qui s'élevait à 1500 Mtep en 2000 pourrait atteindre 2 500 Mtep en 2030.

Cette utilisation croissante du charbon est même susceptible d'être accélérée par le remplacement éventuel des combustibles liquides à base d'hydrocarbures par des carburants à base de charbon (C2L pour Coal to Liquid). Face à la tension mondiale entre l'offre et la demande de pétrole, l'usage accru du charbon dans ce sens pourrait se révéler stratégique pour les pays, comme les Etats-Unis ou la Chine, qui en détiennent des stocks importants et qui sont aussi de grands importateurs de pétrole. D'après le Conseil mondial de l'énergie, les combustibles synthétiques à base de charbon pourraient fournir 100 Mtep supplémentaires en 2020 (soit 4 % de la demande mondiale de combustible liquide ou 1 % de la fourniture d'énergie primaire totale) et jusqu'à 660 Mtep (14 % des carburants ou 3 % de la fourniture d'énergie primaire totale) d'ici à 2050.

Les technologies de conversion du charbon en carburant synthétique existent d'ailleurs depuis longtemps. Elles ont essentiellement été inventées par les Allemands ce qui leur permettait de fournir environ 90 % du carburant d'aviation durant la dernière guerre. Actuellement, l'Afrique du Sud continue à employer des installations maintenant anciennes qui produisent 150 000 barils par jour, ce qui représentent 28 % de la production locale de carburant. Les calculs économiques sont favorables. Ils tendent à montrer que la rentabilité économique de la transformation de charbon en carburant est atteinte pour un prix du pétrole brut supérieur à 30-35 dollars le baril. Mais, pour obtenir des produits aux spécifications les plus sévères, la rentabilité serait plutôt atteinte pour un prix du pétrole brut supérieur à 50 dollars. Aussi, fleurissent des projets d'usine de production de carburant synthétique à partir de charbon. Au jour d'aujourd'hui, on en compte trois en Chine pour produire les premiers barils dès 2007 et atteindre 400 000 barils par jour à l'horizon 2020, un en Inde pour produire 80 000 barils par jour, trois aux Etats-Unis pour 30 000 barils par jour à relativement court terme, un au Canada pour 80 000 barils par jour et un dernier en Indonésie pour 10 000 barils par jour.

L'AIE prévoit donc logiquement que l'utilisation du charbon va augmenter très fortement à l'horizon 2050 par rapport à 2003. L'AIE prévoit une hausse de la production de charbon de 191 %, contre 138 % pour le gaz naturel et 65 % pour le pétrole, ce qui correspond à une hausse de la production primaire d'énergie de 110 %. Dans ce cadre, le charbon en 2050 représenterait 35 % de l'offre d'énergie et 47 % de la production d'électricité. Le charbon serait alors la première énergie devant le pétrole. Bien que le charbon trouve de nouveaux usages dans le cadre de sa gazéification pour produire des carburants de synthèse, la part de consommation pour produire de l'électricité se concentrerait pour dépasser les 80 %. L'accroissement de la consommation de charbon concernerait donc essentiellement la production d'électricité. Il aurait lieu essentiellement dans les pays en développement, avec notamment la Chine et l'Inde.

On a exploité le charbon, en France, depuis le 11ème siècle. La production a atteint le record historique de 60,3 millions de tonnes en 1958. La dernière mine française de charbon, La Houve, à Creutzwald (Moselle), a été fermée en avril 2004. La production s'est limitée depuis aux seuls produits de récupération (0,6 Mt en 2005). Actuellement, la France importe, en 2005, 21,5 millions de tonnes (Australie, 25%, Afrique du Sud, 20%, Colombie, 12%, Etats-Unis, 9%, Pologne, 7%, Russie, 4%, Venezuela, 3%, Allemagne, 2%, autre 19 %). C'est peu par rapport à la production mondiale de 4 630 Mt (0,5 %). Le charbon est consommé à 48 % pour produire de l'électricité, à 32 % dans la sidérurgie, à 10 % dans l'industrie et à 3 % dans le résidentiel / tertiaire. Cela correspond à 4,7 % des ressources primaires énergétiques utilisées en France. La consommation de charbon pour la production d'électricité est en légère hausse (10,3 Mt en 2005, contre 9,1 en 2004 et 9,7 en 2003). La production électricité également : 26 TWh en 2005 (soit 4,5 % de l'électricité produite), contre, 22,8 en 2004, 24,4 en 2003, 20,4 en 2002 et 18,4 en 2001.

Actuellement, les deux seuls producteurs d'électricité à partir du charbon, en France sont EdF¹ et la SNET² (Société Nationale d'Electricité et de Thermique, propriété à 65 % d'ENDESA, à 18,75 % d'EDF et à 16,25 % de Charbonnages de France). La mise en œuvre de la directive GIC (Grandes Installations de production) va induire la fermeture de centrales à l'horizon 2015. Cette directive GIC offre 3 possibilités au parc charbon : le fonctionnement au-delà de 2015 dans le cas du respect de valeurs limites d'émissions renforcées dès 2008 ; le fonctionnement en dérogation des normes de 2008 pour un maximum de 20 000 heures au plus tard d'ici fin 2015 ou la fermeture avant 2008. La première solution s'applique sans difficulté aux deux installations à lit fluidisé circulant de la SNET qui respectent dès aujourd'hui les valeurs limites d'émissions (Saint-Avold et Gardanne). Le recours à cette première solution pour les autres installations suppose l'installation de moyens de dépollution importants (dénitrification et désulfuration). Ceci conduit au choix de la première solution pour les 5 tranches de 600 MW les plus récentes qui seront pérennisées au-delà de 2015 (Le Havre, Cordemais pour EdF, Saint-Avold et Gardanne pour la SNET). Les autres installations sont principalement des unités de 250 MW qui sont trop anciennes pour que des investissements de dépollution soient consentis. Leur vie économique ne passera pas 2015. En 2016, n'existeraient donc plus que des anciennes centrales à charbon sur les sites du Havre, de Cordemais, de Saint-Avold et Gardanne. La baisse de capacité serait importante, passant de 7 400 MW à 3 750 MW. Se pose alors la question de leur renouvellement. La programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de 2006 pour la période 2010-2015, prévoit alors, pour la semi-base – marché optimal pour les centrales à charbon -, un besoin, dans son scénario central de 2 600 MW et dans son scénario le plus énergivore (scénario d'alerte), de 6 200 MW. La PPI 2006 préconise le recours à des cycles combinés à gaz pour les moyens de semi-base à mettre en service d'ici 2015 en raison de la compétitivité environnementale des cycles combinés à gaz par rapport aux centrales charbon « propre ». Cependant, rien n'est obligatoire. Ce sont les opérateurs qui décideront en fonction de conditions réglementaires et de marché.

La question des émissions de gaz à effet de serre bien plus structurante que celle des réserves

Actuellement, les études sur le climat tendent à montrer que la terre, sous peine de risques trop importants ne doit pas connaître une élévation totale de température de plus de 2°C. Elle a déjà connu une première étape qui a vu l'élévation atteindre 0,6°C. Nous avons donc déjà parcouru un tiers du chemin. Les concentrations admissibles de gaz à effet de serre ne doivent alors pas excéder un surcroît de 18 % par rapport aux concentrations actuelles. Pour atteindre un tel objectif de concentration, il faut diminuer drastiquement les émissions, au cours du 21^e siècle.

Le défi est d'autant plus grand que la demande mondiale de l'énergie – première origine de contribution aux émissions - croît à raison de 2% par an, et ce de manière stable. Nous étions 3 milliards en 1960, 6 milliards aujourd'hui et nous serons 9 milliards en 2050. Aujourd'hui près de 2 milliards d'individus n'ont pas accès à l'énergie. L'irruption de l'Asie, en particulier de la Chine et

¹ Avec des sites au Havre (Seine Maritime), Cordemais (Loire-Atlantique), La Maxe (Moselle), Blénod (Meurthe-et-Moselle), Bouchain (Nord), Vitry (Val-de-Marne), Albi (Tarn). (Auront été fermés à la production à partir de charbon, en 2003, Champagne-sur-Oise (Val-d'Oise), en 2004 Montereau (Seine-et-Marne) & Loire-sur-Rhône (Rhône), en 2005, Vaires-sur-Marne (Seine et Marne) et en 2006 Albi devrait également être fermée).

² La SNET a pris comme marque commerciale ENDESA France. Les sites sont à Saint-Avold (Moselle), Hornaing (Nord), Gardanne (Bouches-du-Rhône), Montceau-les- mines (Saône et Loire)

de l'Inde, rend irréaliste un arrêt brutal de cette croissance, même si les pays industrialisés se mettent beaucoup plus drastiquement à économiser l'énergie.

Se pose également la question des réserves. Comme nous le signalions, le charbon va remplacer en partie le pétrole dans le domaine des carburants. Aussi, le pétrole verra alors son pic déplacé dans le temps. Mais, la consommation de charbon s'en trouve renforcée. D'un côté, cela signifie une bonne nouvelle : le pic carburant est repoussé. Si le pic pétrolier est annoncé pour 2020, le pic gaz pour 2030, le pic charbon lui apparaîtrait plutôt en 2050, donc bien tardivement et à un niveau très élevé. Par contre, cela induit un problème aigu : ce n'est pas la limitation des ressources fossiles qui permettra de résoudre le problème du climat. Comme le montre le nouveau rapport du Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (GIEC) regroupant près de 3000 experts, publié à Paris, le 1^{er} février 2007, l'homme est à l'origine du réchauffement climatique avec une probabilité de 90 %. Les études sur le climat tendent à montrer que la terre, sous peine de risques trop importants ne doit pas connaître une élévation totale de température de plus de 2°C. Elle a déjà connu une première étape qui a vu l'élévation globale atteindre 0,6°C, alors que pour notre pays, cette élévation est déjà de 1°C. Nous avons donc déjà parcouru un tiers du chemin. Pour atteindre un tel objectif, il faut diminuer drastiquement les émissions, au cours du 21^e siècle. Il y a plusieurs trajectoires possibles, mais elles ont en commun qu'il faut, en termes d'émissions au niveau global, atteindre un pic d'ici 2020 puis les diviser nettement d'ici 2050. Il faut donc traiter la question du climat indépendamment de la question de la taille des ressources et surtout plus rigoureusement. C'est un peu le nouveau « grand message » à prendre en compte pour la décision publique.

Pour revenir au charbon, la croissance de sa consommation pose des problèmes dans le domaine de la protection de l'environnement, au niveau local (réduction des émissions de SO_x, NO_x, mercure...) et de façon encore plus aiguë au niveau mondial car elle a une incidence sur le changement climatique. Dans ces conditions, le développement de technologies d'utilisation du charbon moins polluantes constitue un enjeu majeur.

Le charbon est ainsi le plus fort émetteur de CO₂ à quantité d'énergie donnée. Alors qu'en 2004, selon l'AIE, la part du pétrole dans l'offre d'énergie primaire mondiale est de 34,3 %, contre 25,1 % pour le charbon, sa part dans les émissions CO₂ est presque identique à celle du pétrole (39,9 pour le pétrole contre 40,0 % pour le charbon). Le charbon est donc le premier contributeur aux émissions de CO₂, principal gaz à effet de serre. Le gaz naturel qui compte 20,9 % de l'offre d'énergie primaire mondiale, ne compte que pour 19,8 % des émissions de CO₂.

Apparaît alors la quadrature du cercle énergie / climat / charbon qu'il faudra résoudre. Il faut donc baisser les émissions de CO₂. Mais, selon l'AIE, dans le scénario où on laisse seules les forces de marché opérer, à l'opposé, les émissions de CO₂, à l'horizon 2050, augmentent de 137 %. Aussi, une telle situation, sans modification technologique et réglementaire, serait très dommageable à la lutte contre le changement climatique.

Dans le rapport remis au Délégué interministériel au développement durable, *Charbon propre, Mythe ou réalité ?* nous expliquons et illustrons l'impact de la filière charbon sur les émissions de CO₂ avec différentes hypothèses. Nous n'avons pas l'intention de proposer un modèle de « mix » énergétique global, qui comprendrait l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables, l'énergie nucléaire et l'énergie fossile. Bien sûr seul un bon dosage de ces options pourrait relever les défis auxquels nous sommes confrontés. Au contraire, nous avons construit des projections spécifiques pour une production d'électricité allant jusqu'à 2050, correspondant à divers scénarios technologiques. Le rapport propose quelques simulations simples examinant l'impact de l'usage du

charbon, sachant que l'on peut déployer des centrales à charbon avec des rendements plus ou moins performants et qui sont couplées ou non des technologies de captage et de stockage du CO₂. Pour rendre propre le charbon nous avons donc deux pistes complémentaires, il s'agit de les évaluer l'une par rapport à l'autre.

En 2003, l'ensemble des émissions de CO₂ liées à l'énergie a atteint 25,0 GtCO₂ (milliards de tonnes-équivalent-gaz carbonique). La production d'électricité a compté pour 9,4 GtCO₂ et celle à base de charbon pour 6,6 GtCO₂. Dans notre scénario « business as usual », dans le secteur de l'énergie, d'ici à 2030, les émissions mondiales vont augmenter de 14,0 GtCO₂, représentant une augmentation de 56 %, et les émissions liées à la production d'électricité vont augmenter de 7,5 GtCO₂, soit 80 %, dont 4,8 GtCO₂ provenant du charbon. À l'horizon 2050, ces chiffres sont encore plus dramatiques. Les émissions liées à la production d'électricité vont atteindre 30,5 GtCO₂, donc tripler avec une augmentation de 21,1 GtCO₂. Si nous déployons les meilleures technologies disponibles pour la production d'électricité à base de charbon, en terme de rendement, nous limiterons cette augmentation à 23,8 GtCO₂, au lieu de 30,5 GtCO₂, c'est-à-dire, par rapport au tendancier à l'horizon 2050, une diminution de 6,7 GtCO₂ ou une baisse de 22 %. Si nous déployons les futures meilleures technologies disponibles, nous obtiendrons une baisse par rapport au tendancier de 32 % à l'horizon 2050 et de 18 % à l'horizon 2030. Nous pouvons accentuer l'effet en prenant l'hypothèse de remplacement de la moitié de l'augmentation du parc électrique basé sur le gaz par de l'énergie nucléaire. L'amélioration en termes d'émissions de gaz à effet de serre est très sensible avec dorénavant une baisse cumulée de 47 % par rapport au niveau de référence, à l'horizon 2050. Finalement, en utilisant le captage et le stockage géologique en plus du passage gaz vers nucléaire, les tendances d'émissions de CO₂ sont réduites fortement, de 79 % par rapport au niveau de référence, à l'horizon 2050. Seul ce dernier scénario correspond à une baisse absolue des émissions de CO₂ générées par la production d'électricité, c'est-à-dire en comparaison avec les émissions actuelles. Dans ces conditions, à l'horizon 2050, en termes absolus par rapport au point de départ, on observe une baisse de 30 %, alors que dans le scénario « business as usual », on verrait tripler les émissions. A l'opposé, un déploiement total des meilleures technologies de charbon propre disponibles ne fait que limiter l'augmentation d'émissions de CO₂.

Nos calculs montrent que le recours au charbon ne sera compatible avec la maîtrise de l'effet de serre que si on adosse à des centrales à très bons rendements, des systèmes de captage et de stockage du CO₂, c'est-à-dire des « centrales à charbon vraiment propre ». Il faut par conséquent développer largement les technologies à très faibles émissions si l'on veut continuer à utiliser le charbon et limiter les émissions de gaz à effet de serre.

Une nouvelle technologie apparaît : le captage et le stockage du CO₂ au cœur d'une bataille industrielle

Les technologies de captage et de stockage du CO₂ permettent de diminuer de 80 à 90 % les émissions de CO₂ liées à la production d'électricité avec du gaz naturel ou du charbon. D'importants programmes de R & D ont été lancés dans le monde à la fois dans le domaine des technologies de captage que celle de stockage et de transport. On distingue trois grandes familles dans le captage : la post-combustion qui consiste à séparer le CO₂ des fumées, l'oxycombustion qui consiste à utiliser de l'oxygène au lieu de l'air et la précombustion qui consiste à produire de l'hydrogène pour ensuite être utilisé comme combustible qui ne produit pas de CO₂. Des efforts encore importants doivent être réalisés sur l'étude des impacts environnementaux de ces technologies.

Des équipes françaises travaillent sur le captage et le stockage du CO₂ depuis plus de 10 ans, souvent dans le cadre de programmes internationaux. Elles concernent aussi bien des acteurs publics comme l'IFP, l'ADEME, l'INERIS, le BRGM, Gaz de France, AREVA que des acteurs privés comme ALSTOM, TOTAL, Air liquide, GEOSTOCK, Lafarge, SARP Industries, Schlumberger, Arcelor ou les ingénieries.

Les efforts publics de recherche et d'innovation sont très importants. Ils permettent d'amplifier l'effort privé en faveur de ces technologies. Sur cette base, et avec le soutien de tous les centres et agences publics en charge de R&D, le gouvernement souhaite que le démarrage, sur le sol français, d'une installation expérimentale de captage et d'injection du CO₂. L'Agence Nationale de la Recherche (ANR) a déjà lancé deux appels à projets sur ce sujet, le premier en 2005 et le second en 2006. De l'ordre de 10 millions d'euros de subventions sont accordées par appel à projets. Il est clair que ce n'est qu'un premier pas. Le captage et le stockage du CO₂ sont également des priorités de l'Agence pour l'Innovation Industrielle (AII). Elle peut donc être appelée à soutenir financièrement un projet de démonstrateur. Une enveloppe de 100 M€ est possible. L'ANR se consacre plutôt à la recherche fondamentale. La seconde, l'AII est dédiée aux technologies presque déployables. Le groupe Total a également annoncé le lancement d'un démonstrateur à Lacq dans le sud-ouest de la France, pour un montant de 50 M€. C'est un projet pilote qui vise à capter les émissions de CO₂ de l'une des cinq chaudières sur le site du gisement de gaz. Cette chaudière, qui produit actuellement de la vapeur, devra être aménagée pour cette expérience. Le procédé employé sera l'oxycombustion. Le pilote, qui produira environ 40 tonnes par heure de vapeur utilisée par les industries du site, émettra 200 000 tonnes de CO₂ sur deux ans ; elles seront captées et stockées à un coût inférieur à celui des technologies actuelles. La démonstration de cette technique à une telle échelle sur une chaudière existante constituera une première mondiale. Le pilote devrait démarrer en 2008. Certaines actions complémentaires sont également menées au niveau national, en particulier via le Club CO₂ et le Réseau des technologies pétrolières et gazières (RTPG).

Les travaux français s'intègrent dans des partenariats européens et internationaux, entre Etats, bien sûr, mais aussi entre acteurs publics et privés. La France participe activement aux projets européens de recherche de captage et stockage du carbone dans le cadre du 6^{ème} PCRD, notamment aux projets CASTOR, (projet pilote d'usine avec captage par post combustion, dont le lancement est prévu en mars 2006), et INCA-CO₂. Le projet CASTOR est destiné à mettre au point des procédés de séparation post-combustion efficaces afin de diviser par deux le coût du captage de CO₂. Dans le cadre de ce projet, une installation pilote capable de traiter jusqu'à deux tonnes de CO₂ par heure est implantée au Danemark dans la centrale au charbon d'Esbjerg, exploitée par la société danoise Elsam. L'exploitation a commencé en mars 2006. Ces installations de captage sont les plus importantes actuellement. Des recherches sont aussi faites dans le cadre du projet ENCAP sur les procédés de captage de CO₂ par précombustion et oxycombustion. Au moment où l'Union européenne était présidée par le Royaume-Uni, il a été décidé le 5 septembre 2005 lors du sommet UE-Chine de développer, en Chine, un démonstrateur de centrale à charbon avec captage et stockage. Il est prévu qu'il sera opérationnel en 2012.

La France participe également activement à la coopération internationale dans ce domaine, notamment au Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF), et aux travaux de l'AIE pour la définition d'une stratégie ZET (Zero Emission Technologies) dans le cadre du Groupe de travail sur les Energies Fossiles (WPFF). La France soutient la proposition de la Commission de renforcer dans le 7^{ème} programme-cadre de recherche et développement (PCRD) en 2007-2013, l'effort de

recherche pour le captage et le stockage géologique du carbone et pour les technologies « charbon propre » et se réjouit de la création d'une plate-forme technologique « zéro émission pour la production d'électricité ».

Des sociétés européennes comme Statoil, Vattenfal, Siemens sont tout aussi présentes parmi les principaux intervenants. Aux États-Unis, des compagnies comme GE sont très actives. Le programme phare américain est Futuregen qui consiste à construire pour fonctionnement à l'horizon 2012-2015 une centrale de précombustion. Le programme australien s'appelle COAL21. Une première liste de pilotes ou de démonstrateurs peut être donné.

Company/Project Name	Fuel	Plant output/cost	Technology	Start
BP/SSE DF1, Peterhead/Miller, Scotland	Natural gas	350 MW, (\$600M)	Autothermal reformer + precombustion, storage in the oilfield – EOR	2010
BP DF2, Carson, USA	Petcoke	500 MW, (\$1bn)	IGCC + shift + precombustion, storage in the oilfield – EOR	2011
China Huaneng Group (CHNG), GreenGen, China	Coal	100 MW	IGCC + shift + precombustion	2015
E.ON, Killingholme, Lincolnshire coast, UK	Coal (+petcoke?)	450 MW (£1bn)	IGCC+shift+precombustion? (may be capture read)	2011
Ferrybridge, Scottish & Southern Energy, UK	Coal	500 MW	PC (supercritical retrofit) + post-combustion capture	2011
FutureGen, USA	Coal	275 MW (US\$1 bn)	IGCC + shift + precombustion	2012
GE / Polish utility	Coal	1000 MW	IGCC + shift + precombustion	
Karstø, Norway	Natural gas	400 MW	NGCC + post-combustion amine, storage in the oilfield – EOR	2009
Nuon, Eemshaven, Netherlands	Coal / biomass / natural gas	1200MW	IGCC with option to capture	2011
Powerfuel, Hatfield Colliery, UK	Coal	~900 MW	IGCC + shift + precombustion	2010
Progressive Energy, Teeside, UK	Coal (petcoke)	800 MW (+H2 to grid) (\$1.5bn)	IGCC + shift + precombustion	2009
SaskPower, Saskatchewan, Canada	Lignite coal	300 MW	PC+Post-combustion or oxyfuel, storage in the oilfield – EOR	2011
Siemens, Germany	Coal	1000 MW 1.7 bn EUR	IGCC + shift + precombustion	2011
Stanwell, Queensland, Australia	Coal	100 MW	IGCC + shift + precombustion, storage in saline reservoir	2012
Statoil/Shell, Draugen, Norway	Natural gas	860 MW	NGCC + post-combustion amine, storage in the oilfield – EOR	2011
RWE, Germany	Coal	450 MW (€1bn)	IGCC + shift + precombustion, storage in saline reservoir	2014
RWE, Tilbury, UK	Coal	1000 MW (£800m)	PC (supercritical retrofit) + post-combustion (may be capture ready)	2016

Source : Agence Internationale de l'Energie

En ce qui concerne le stockage, une longue expérience est déjà accumulée. Plus de 4 millions de tonnes de CO₂ par an (c'est à dire environ le CO₂ correspondant à une centrale de 1 000 MW) sont injectées sous terre dans trois projets principaux de stockage : Sleipner en Norvège (Statoil), Weyburn au Canada (EnCan) et In Salah en Algérie (BP, Sonatrach). Dans diverses régions du monde, dans des projets de récupération assistée de pétrole, on injecte actuellement environ 40 millions de tonnes de CO₂ par an. Sur ces 40 millions de tonnes, 30 proviennent de sources souterraines naturelles et environ 10 millions de tonnes sont capturées sur installations industrielles. Le tableau suivant donne tous les principaux projets concernés. D'un côté, d'une façon générale, il n'y a aucune raison de douter de la capacité de formations souterraines à maintenir le CO₂ pendant des périodes très longues, mais de l'autre, il faut reconnaître qu'il existe une pratique limitée de stockage le CO₂ et surtout de surveillance de son efficacité du stockage.

Project name and location	Source of CO ₂	Type of geological formation	CO ₂ stored
Sleipner (Norwegian North Sea)	Stripped from natural gas	Saline reservoir	1 Mt/year since 1996
In Salah (Algeria)	Stripped from natural gas	Gas/saline reservoir	1.2 Mt/year since 2004
K12b (Netherlands)	Stripped from natural gas	Gas field -EGR	Over 0.1 Mt/year since 2004
Snohvit (Norwegian North Sea)	Stripped from natural gas	Gas/saline reservoir	0.75 Mt/year, starting from 2007
Gorgon (Australia –offshore)	Stripped from natural gas	Saline reservoir	129 Mt over the life of the project, starting between 2008-2010
Weyburn (Canada/USA)	Coal	Oil field –EOR	2 Mt/year since 2000
Permian Basin, US	Natural reservoirs and industry	EOR	500 Mt stored since 1972
Frio Brine, USA		Saline reservoir	3 Kt injected in 2005-2006
Nagaoka, Japan		Saline reservoir	10.4 Kt in 2004-2005
Ketzin, Germany		Saline reservoir	60Kt total , starting 2006

Source : Agence Internationale de l'Energie

L'AIE estime à 1 500 milliards de dollars les besoins en investissements cumulés pour les centrales électriques fonctionnant au charbon entre 2001 et 2030. Cela représente 10 % des investissements nécessaires à l'ensemble des industries d'alimentation en énergie mondiales (16 000 milliards de dollars). Ce sera davantage si des technologies au charbon à très faible niveau d'émissions sont déployées. C'est un effort énorme, mais qui ouvre beaucoup de nouvelles perspectives, puisque ces nouvelles considérations vont créer de nouveaux marchés. Ce sera l'occasion pour l'industrie d'exporter des technologies, des brevets et des équipements. Les meilleures compagnies d'électricité exploitantes pourront aussi en tirer parti pour se développer à l'international.

Ce qui est en jeu est très important et est au cœur des politiques énergétiques du monde, surtout dans les pays développés, mais aussi dans les pays en développement si la question du transfert de technologie est abordée. Si l'industrie européenne devient chef de file en matière de technologie de captage et de stockage de CO₂, ce sera l'occasion pour elle de mettre au point des brevets et d'en gérer les droits. Les décisions qui seront prises dans les décennies à venir en ce qui concerne le charbon serviront de tremplin pour s'attaquer au changement climatique.

Résoudre la quadrature du cercle énergie / climat / charbon

Notre principal conclusion est que le recours au charbon ne pourra être compatible avec la maîtrise de l'effet de serre que si, parallèlement au développement de technologies au charbon plus efficaces, un saut technologique majeur est accompli pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, avec notamment des « centrales à charbon vraiment propre », c'est-à-dire couplées avec des

systèmes de captage et de stockage du CO₂. L'usage à moyen terme du charbon doit être conditionné impérativement au stockage du CO₂.

Généraliser l'usage du charbon avec peu ou aucune émission de CO₂ ne dépend pas seulement de la mise au point de technologies. Il faudra aussi un cadre réglementaire mondial pour l'imposer aux opérateurs, compte tenu des surcoûts induits. C'est pourquoi, pour que ce déploiement devienne effectif, il faut un cadre approprié qui devra être basé sur des outils tels que les mécanismes du marché, les instruments fiscaux et les normes, qui fixeront un prix implicite ou explicite du carbone. Il faudra également traiter la question du transfert de technologie. Ce sont les conditions préalables avant d'aborder réellement les questions du changement climatique du point de vue du charbon. L'Europe doit en conséquence, en parallèle aux Etats-Unis, à la Chine, au Canada et à l'Australie, faire l'effort nécessaire de développement technologique, car ce n'est plus un problème de recherche amont. Connaître et maîtriser les impacts environnementaux possibles reste un défi à peine entamé. Aussi, l'usage de ces technologies à très grande échelle nécessite également que soit développée une réglementation relative au choix, à l'usage et à la surveillance des sites de stockages. Cette réglementation devra être rigoureuse et précise. Le gouvernement y travaille. Il veille à l'information et à la consultation du public, avec pédagogie et transparence.

Le captage et de stockage du CO₂ ne constituent pas la solution miracle, une sorte d'oreiller de paresse technologique qui dispenserait de progresser dans la gestion de la demande, l'efficacité énergétique et le développement d'un bouquet d'énergies équilibré entre énergies fossiles propres, énergies renouvelables et nucléaire. Il faut donc resituer cette technologie dans un système énergétique nouveau à basse teneur en carbone. Ce n'est pas l'unique solution mais elle apportera une contribution significative. Même un pays non charbonnier comme la France a un rôle à y jouer.

Lors du Comité interministériel du développement durable, du 13 novembre 2006, le Premier ministre a fait une série d'annonces très importantes et cohérentes liées à la question du charbon

Le Comité interministériel du développement durable, du 13 novembre 2006, a validé les actualisations de la Stratégie nationale de développement durable 2003-2008 et de son annexe, le Plan Climat 2004-2012. Certains points ont traité directement ou indirectement au charbon ainsi qu'au captage et stockage de CO₂ :

1. Instauration d'une taxe sur la consommation de charbon : 1,19 euro par mégawatt/heure.
2. Une circulaire sera adressée aux préfets (inspection des installations classées) fixant le principe de préfiguration des nouvelles centrales thermiques de production d'électricité à partir d'énergie fossile (donc de charbon) pour accueillir les installations de captage de CO₂ et d'une détermination d'objectifs quantifiés correspondant à la mise en place de la capture et du stockage de CO₂ de rejets à l'horizon 2012-2018.
3. Concernant le PNAQ (Plan national d'affectation des quotas d'émission), seront prises comme référence pour les nouvelles centrales thermiques à base d'énergie fossile, les meilleures centrales électriques utilisant des énergies fossiles, c'est-à-dire les meilleures centrales à gaz.

4. L'application des directives Grandes installations de combustion (GIC) et IPPC à l'ensemble du parc de centrales thermiques sera finalisée en 2007.
5. Confirmation du côté prioritaire de la recherche sur le captage et stockage de CO₂

Lors du Conseil de l'Union européenne, des 8 et 9 mars 2007, le défi du charbon et du captage et stockage a été relevé

S'y rajoutent les décisions prises lors du Conseil "Énergie", du 15 février 2007. Elles sont reprises lors du conseil des chefs d'Etat et de gouvernement qui a lieu les 8 et 9 mars 2007. Le Conseil souligne qu'il importe de réaliser des progrès importants en ce qui concerne le rendement de la production d'énergie à partir de combustibles fossiles. Il demande d'œuvrer au renforcement des activités de recherche et de développement et de définir le cadre technique, économique et réglementaire nécessaire pour mettre sur le marché, si possible d'ici 2020, des technologies de captage et de stockage du dioxyde de carbone respectueuses de l'environnement. Il souhaite la mise en place d'un mécanisme visant à stimuler la construction et l'exploitation, d'ici 2015, d'un certain nombre (pouvant aller jusqu'à 12) d'installations de démonstration.