

Charbon propre

mythe ou réalité ?



*Groupe de travail sur le charbon
du Délégué interministériel au développement durable*

Traduction du document en langue anglaise intitulé *Climate change, energy and sustainable development : How to tame King Coal ?*, publié par le Groupe de travail sur le charbon du Délégué interministériel au développement durable.

Traduit par Marie-Claude Stark

© 2006 Charbonnages de France et Délégué interministériel au développement durable, pour l'édition en langue française

Charbonnages de France
100 avenue Albert 1^{er}
BP 220
92503 Rueil Malmaison Cedex

Ministère de l'écologie et du développement durable
20 avenue de Ségur
75302 paris 07 SP

ISBN : 2-212-11964-x

Tous droits réservés. En application de la loi du 11 mars 1957, il est interdit de reproduire intégralement ou partiellement le présent ouvrage, sur quelque support que ce soit, sans l'autorisation de l'éditeur.

Charbon propre : mythe ou réalité ?

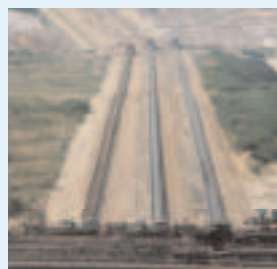
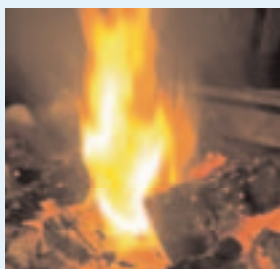


Le présent rapport a été rédigé par le Groupe de travail sur le charbon du Délégué interministériel au développement durable. Nous remercions Pierre Bacher et Gilbert Ruelle de l'Académie des technologies, Bernard Bigot, Haut-Commissaire à l'énergie atomique, Christian Brodhag, Délégué interministériel au développement durable, Patrick Criqui & Jean-Marie Martin du LEPII (Laboratoire d'Économie de la Production et de l'Intégration Internationale) de Grenoble, Philippe de Ladoucette et Robert Pentel des Charbonnages de France, Nicole Dellerio d'AREVA, Gérald Doucet, Elena Nekhaev & Liz Seok du Conseil mondial de l'énergie, Dominique Dupard du WWF, Stéphane Dupré La Tour de la Présidence de la République, Christine Fedigan de Gaz de France, Jean-Michel Gires de TOTAL, Jean-Pierre Hauet de BEA Consulting, François Kalaydjian, Pierre Le Thiez et Alexandre Rojey de l'Institut Français du Pétrole, Mustapha Kleiche de l'Agence Française de Développement, Robert Mahler et Jean-Xavier Morin d'ALSTOM, François Moisan de l'ADEME, Macdara O'Connor de GEOS, Cédric Philibert de l'AIE (Agence internationale de l'énergie), Grégoire Postel-Vinay de l'Observatoire des stratégies industrielles, Henri Prévot du Conseil Général des Mines et Jacques Varet du BRGM. L'entière responsabilité du document est assumée par le Groupe de travail sur le charbon, animé et coordonné par Tristan Mocilnikar, Conseiller expert dans l'économie des filières énergétiques auprès du Délégué interministériel au développement durable.

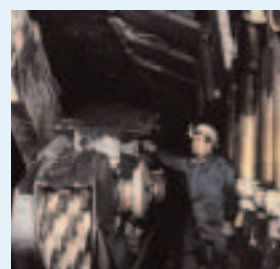
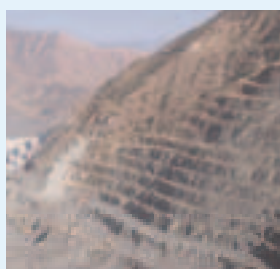
Contact : antoine-tristan.mocilnikar@mines.org

Sommaire

Préface.....	11
Avant-propos	17
Demande mondiale de charbon en hausse d'après les scénarios « business as usual »	23
La demande de charbon a plus que doublé au cours des trente cinq dernières années.....	23
Une croissance rapide.....	23
... entraînée par la production d'énergie électrique	23
La pression de la Chine et de l'Asie	24
Seule une fraction relativement réduite de cette consommation fait l'objet d'échanges internationaux (environ 17%) mais celle-ci a augmenté bien plus rapidement que la demande globale	26
Il y a beaucoup de charbon disponible pour l'avenir.	27
Suivant un scénario d'évolution normale, la demande de charbon devrait augmenter durant les trois décennies à venir partout dans le monde, excepté en Europe occidentale.	28
<i>Accroissement de la demande entraîné par l'Asie</i>	28
<i>Augmentation de la demande due aux centrales électriques</i>	29
<i>Augmentation de la demande due aux combustibles synthétiques</i>	30
<i>Scénario d'activité normale contre scénario de développement limité</i>	30
<i>Investissements dans l'extraction et la combustion du charbon</i>	31
Le charbon va devoir réduire ses effets sur l'environnement.	33
Agenda technologique du charbon	35
Réduction induite des émissions de CO ₂ grâce à l'augmentation du rendement des centrales électriques à cycle de vapeur.....	36
<i>Combustion de combustible pulvérisé</i>	36
<i>Combustion par lit fluidisé (CLF)</i>	37
Les technologies encore peu déployées	38
<i>Cycle combiné à gazéification intégrée (IGCC)</i>	38
<i>Combustion de charbon pulvérisé sous pression (PPCC)</i>	39
<i>Combustion à lit fluidisé sous pression (CLFP)</i>	40
<i>Cycle combiné à combustion externe (EFCC)</i>	40
Les procédés encore plus futuristes	41

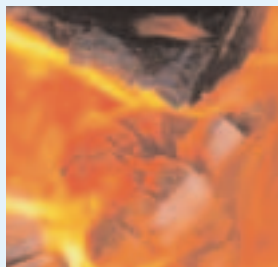


Efficacité de différentes technologies	41
Production de carburants de synthèse à partir du charbon.....	42
Co-combustion de biomasse et de charbon	44
Avec le projet ULCOS, l'Europe entre dans une nouvelle ère de la sidérurgie	45
Captage et stockage du carbone (CCS)	46
Technologie de captage du CO ₂	47
<i>Post-combustion</i>	48
<i>Pré-combustion</i>	48
<i>Oxy-combustion</i>	48
Transport et stockage du CO ₂	49
Performances	52
Questions juridiques et réglementaires concernant la mise en œuvre du stockage de CO ₂	56
Impacts environnementaux du stockage géologique : probablement réduits, mais peu explicités.....	56
Projets et travaux de R & D en cours	58
R & D concernant le captage et le stockage géologique du charbon.....	58
<i>Europe</i>	58
<i>Allemagne</i>	65
<i>États-Unis & Australie</i>	65
<i>Partenariats internationaux</i>	69
R & D dans le domaine de la production d'énergie électrique.....	70
Scénarios sur les émissions de GES liées à l'énergie : Le déploiement total de technologies très peu polluantes est indispensable pour limiter les émissions...	72
Les aspects économiques des émissions à long terme	72
Projections selon plusieurs scénarios	72
Postface	77
Annexes	79
Annexe 1.....	81
Scénarios relatifs à l'énergie, élaborés par le CME et la Commission de l'Union européenne	81



Sommaire

Les scénarios de l'IIASA (CME) ont été utilisés pour le Rapport spécial sur les scénarios d'émissions (SRES) du GIEC	81
L'étude WETO de la Commission de l'Union européenne.....	84
Scénario de référence.....	84
<i>Scénario de réduction des concentrations de carbone</i>	84
Rapport sur l'énergie mondiale de l'AIE.....	86
<i>Scénario de référence</i>	86
<i>Scénario de politique alternative</i>	86
Les perspectives de l'industrie	87
Annexe 2	89
L'exemple de la Chine.....	89
Annexe 3	93
CASTOR, du captage au stockage du CO ₂ , objectifs et situation au bout de 18 mois de travail (septembre 2005).....	93
Introduction – Aperçu du projet.....	93
Travaux effectués et principaux résultats obtenus.....	95
<i>Stratégie de réduction du CO₂ (10 % du budget)</i>	95
<i>Captage post-combustion (65 % du budget)</i>	95
<i>Études sur les performances du stockage et l'évaluation des risques (25 % du budget)</i>	97
<i>Diffusion des connaissances et activités de formation</i>	100
Annexe 4	105
Engagement du BRGM dans les programmes relatifs au CO ₂	105
Annexe 5	111
Sigles et acronymes	111
Annexe 6	115
Bibliographie	115



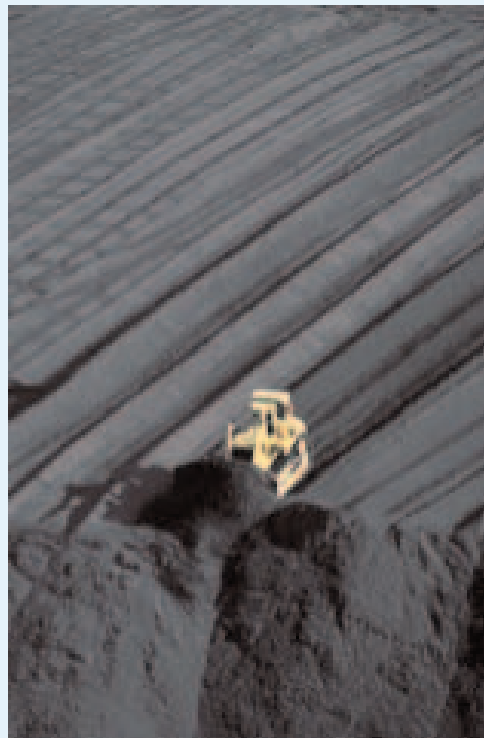


Préface



Peu avant la première guerre mondiale, Winston Churchill, alors premier lord de l'Amirauté, fit passer la Royal Navy du charbon au fioul. En parlant des risques associés à ce changement historique, il déclara : « La sûreté et la certitude en matière de pétrole reposent sur la variété et la variété seulement ». D'après Dan Yergin, Churchill énonçait ainsi « le principe fondamental de la sécurité énergétique, à savoir la diversification de l'approvisionnement ». Le principe de la sécurité énergétique fait partie de toutes les politiques énergétiques que ce soit en Europe ou dans d'autres régions du monde. Pourtant, avec la fin de la Guerre froide, la crise de courte durée d'avant la guerre du Golfe et des prix de l'énergie plutôt bas ou modérés dans l'ensemble depuis 1986, le monde a traversé une longue période de confiance exagérée.

Mais le temps de la satisfaction est passé. Pour paraphraser l'Agence internationale de l'énergie (AIE), le monde doit relever un défi « triple E » avec le besoin d'assurer, en même temps, la sécurité de l'approvisionnement en Energie, l'Efficacité économique et la protection de l'Environnement. Ce défi était au centre Sommet Mondial sur le Développement Durable qui s'est tenu à Johannesburg du 26 août au 4 septembre 2002. Comme l'a fait observer Jean-Marie Chevalier, le monde doit résoudre une énigme et « concilier les besoins mondiaux en énergie avec la protection de l'environnement, tout en assurant le développement économique nécessaire pour nourrir trois milliards de personnes qui survivent actuellement avec moins de deux dollars par jour ». Il est clair pour tout le monde qu'il est impossible de se passer de combustibles fossiles. Tous les scénarios, y compris ceux de l'AIE, montrent qu'ils resteront une des composantes clés de toute politique de sécurité de l'approvisionnement pendant les trente années à venir. C'est le cas du pétrole dans le domaine des transports et encore plus celui du gaz et du charbon dans le secteur de l'énergie. Les statistiques de 2004 le montrent clairement : le charbon conserve une part écrasante dans la production d'électricité. Il représente 40 % de la production mondiale égale à 17 400 TWh, alors que le gaz y contribue à hauteur de 20 % et les énergies hydraulique et nucléaire à raison de 16 % chacune.





Le lecteur français sera peut-être surpris du rôle aussi important attribué au charbon. En effet, la France est passée progressivement du charbon au nucléaire pour produire de l'électricité, et sa dernière mine de charbon a été fermée en 2004. Ce changement ayant été provoqué par le choc pétrolier de 1973, quelques éclaircissements peuvent être utiles.

Comme la France ne disposait pas de ressources naturelles aussi abondantes que le Royaume-Uni ou l'Allemagne, notre pays dut importer une partie de ses besoins en

charbon dès le ^{xix}^e siècle. Cette dépendance poussa les autorités françaises à réfléchir à une diversification des sources d'énergie dès la fin de la première guerre mondiale. C'est ainsi que s'ouvrit l'ère de l'énergie hydraulique avec la construction des barrages. Quelques-uns furent construits avant la seconde guerre mondiale, mais la tendance s'accrut lorsque EDF déploya son programme à grande échelle entre 1946 et 1960. Durant ces années-là, l'utilisation du charbon fut dévolue à la reconstruction du pays, c'est-à-dire aux besoins de l'industrie et au chauffage. Pendant une courte période, entre 1960 et 1973, le prix peu élevé du pétrole permit au fioul de faire irruption dans la production d'énergie électrique. Mais le premier choc pétrolier inversa la tendance au bénéfice du charbon, tandis que les centrales nucléaires prenaient lentement le relais. Dès 1984, la France devint un exportateur d'électricité et le nucléaire représenta 70 % de la puissance installée du pays. Comme il fallait creuser de plus en plus profond pour extraire le charbon, les coûts grimpèrent au détriment de la compétitivité. Finalement, en 1994, il fut décidé de mettre progressivement, mais définitivement, fin à l'exploitation des mines. Cette décision fut soutenue officiellement par la plupart des syndicats.



Grâce à cette politique dans le domaine de la production d'électricité, la France a réussi à assurer à la fois son indépendance et sa sécurité en matière d'approvisionnement en énergie tout en réduisant au minimum les incidences sur l'environnement en ce qui concerne les gaz à effet de serre.

Comme ce succès est dû à un ensemble bien particulier de circonstances : d'importantes ressources hydrauliques, des ressources en combustibles fossiles très limitées, une capacité technologique de pointe et d'énormes investissements dans la recherche et le développement, je n'irai pas jusqu'à dire qu'il s'agit là d'un exemple à copier in extenso. Cependant cette expérience nous apprend une chose, à savoir que le nucléaire doit rester une option, et nous confirme que les réalisations de demain dépendent des avancées technologiques et de la recherche.



C'est un point de vue consensuel, largement partagé par toutes les organisations internationales. Le sommet du G8 qui s'est tenu en juillet 2005 à Gleneagles s'est terminé sur les mêmes conclusions qui peuvent être résumées de la manière suivante :

- Il n'y a pas de filière technologique parfaite en matière de développement durable
- Au vu des investissements financiers énormes qui seront nécessaires dans le secteur de l'énergie d'ici à 2030, il semble plus sûr d'explorer toutes les possibilités, d'utiliser tous les types de combustibles et de tirer bénéfice de toutes les technologies disponibles. Il faut donc conserver plusieurs options, en particulier le nucléaire et les énergies renouvelables.
- Aucune diversification énergétique n'est plus souhaitable qu'une autre. Elle varie d'un pays à l'autre, en fonction de ses ressources naturelles.

Afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement à des prix compétitifs, le charbon a un rôle essentiel à jouer, surtout dans certains pays en développement, qui doivent répondre à une demande en énergie qui croît rapidement et qui ne disposent que de cette ressource énergétique. Les prévisions concernant différents pays nous indiquent ce qui suit :

- Dans les pays de l'OCDE, l'augmentation de la production touchera surtout le gaz naturel mais la part du charbon va croître également.
- Des centrales électriques fonctionnant au charbon et au gaz naturel seront construites à un rythme soutenu dans les pays en développement.
- Dans tous ces pays, les choix en matière de combustible et de technologie vont principalement dépendre des ressources du sous-sol du pays, de la sécurité et de l'économie locale.
- En règle générale, le charbon et le gaz naturel seront les combustibles les plus abondants, les plus sûrs et les plus économiques. Jusqu'en 2030, la Chine et l'Inde compteront pour 32 % dans l'augmentation de la demande en énergie mondiale et pour 60 % en ce qui concerne celle du charbon.

Par conséquent, la principale question est de savoir comment réduire les émissions de gaz à effet de serre. À cet égard, l'Europe a été à la fois une pionnière et un chef de file. Même s'il est difficile de parler d'une politique énergétique européenne commune, les 25 membres de l'Union européenne partagent ce qui peut être qualifié de « vision énergétique européenne commune » visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre, à assurer la sécurité de l'approvisionnement et à renforcer la compétitivité de l'économie européenne. Cependant, même la mise en application totale du Protocole de Kyoto montre les limites de l'exercice, car elle ne permettra de s'attaquer qu'à un tiers des émissions mondiales de CO₂ puisque les États-Unis n'ont pas ratifié le traité et que des pays aussi grands que la Chine et l'Inde n'ont pas d'objectifs obligatoires.





Si l'on considère les faits techniques et les perspectives de construction de nouvelles centrales électriques au charbon, l'importance de l'enjeu est claire. Entre 2003 et 2030, les constructions de centrales au charbon de par le monde représenteront près de 1400 GW de puissance installée. Près des deux tiers de ces centrales seront construits dans les pays en développement. Leur rendement sera généralement moins élevé que celui des centrales au charbon des pays de l'OCDE car dans la plupart il est encore au niveau atteint par les pays de l'OCDE il y a cinquante ans. Le rendement

moyen des centrales au charbon de ces derniers atteignait 36 % en 2002 alors qu'il s'élevait à 30 % seulement dans les pays en développement. Cela signifie qu'une unité d'électricité produite dans les pays en développement émet près de 20 % de dioxyde de plus qu'une unité d'électricité produite dans une centrale électrique au charbon d'un pays de l'OCDE.

« Charbon propre, mythe ou réalité ? » voilà la question ! La revue *The Economist* a résumé la situation sous les titres suivants : « Coal Environment Enemy » (Le charbon ennemi de l'environnement) en 2002, puis « The future is clean coal » (l'avenir c'est le charbon propre) en 2004. En l'espace de deux ans, le charbon a donc réussi à changer d'image. Maintenant, le principal message qui est véhiculé lors des conférences internationales consacrées au charbon est « le charbon n'est pas le problème mais une partie de la solution ». À vrai dire, ce rapport est destiné à présenter une synthèse exhaustive de toutes les innovations technologiques qui visent à brûler du charbon propre.





Si la mise en œuvre de technologies et de mécanismes destinés à améliorer le rendement des centrales électriques existantes peut entraîner une réduction utile des émissions de CO₂ à court ou moyen terme, à long terme celle-ci dépendra essentiellement de la mise au point et de l'utilisation de technologies à très faible taux d'émission, notamment les innovations concernant le captage et le stockage géologique (CCS) du carbone.

Comme le montre ce document, de nombreuses initiatives sont lancées à travers le monde. Le stade actuel du développement des composantes des systèmes CCS est peut-être le plus important pour l'avenir de l'industrie du charbon. Seules quelques-unes d'entre elles sont sur un marché parvenu à maturité ; beaucoup sont encore au stade de la recherche ou des essais et certaines sont viables économiquement sous certaines conditions. Pourtant, même si l'objectif est la maîtrise de la technologie, il est également important de trouver des moyens économiques de transférer ces technologies si nécessaires.

Comment introduire des technologies de combustion propre du charbon sur le marché ? Aujourd'hui, nous n'avons pas tout à fait la réponse à cette question, mais certaines voies valent la peine d'être explorées. Par exemple, l'extension au-delà de 2012 et pour une assez longue période, des mécanismes du marché du carbone afin d'avoir assez de temps pour mettre en place un arrangement financier. Par ailleurs, il pourrait être souhaitable de mener des expériences en parallèle dans les pays développés et les pays en développement, au lieu de commencer par les premiers.

Ce qui est sûr, c'est qu'il ne faut pas compter uniquement sur les initiatives prises par les états ou les organisations internationales. Comme l'a déclaré Lord Browne : « Les entreprises privées ont un rôle important à jouer. Nous devrions rechercher la manière de transférer notre savoir-faire aux nations pauvres qui ne peuvent pas autant investir dans la recherche et le développement. Sans ce transfert de technologie, elles seront condamnées à satisfaire leurs besoins énergétiques croissants en utilisant les vieilles technologies polluantes que les pays industrialisés ont abandonnées ».



Philippe de Ladoucette
Président de la Commission de Régulation de l'Energie, ancien Président
Directeur Général de Charbonnages de France.
www.charbonnagesdefrance.fr



Avant-propos



Une énergie clé dans le débat

Au cours de l'été 2004, le Conseil mondial de l'énergie¹ (CME) a publié *Sustainable Global Energy Development : the Case of Coal (Développement énergétique durable dans le monde : le cas du charbon)*, mettant le débat sur le charbon à l'ordre du jour politique. Cette étude vise à essayer de répondre à la question de savoir « dans quelle mesure l'utilisation du charbon pourrait être une solution économique et durable pour satisfaire la demande énergétique mondiale en 2030 et au-delà ». Elle traite des marchés, des échanges et de la demande, des technologies d'exploitation des mines et de combustion, des politiques de restructuration et des stratégies internationales ainsi que des perspectives. Elle examine également le fait que le charbon doit s'adapter aux exigences en matière de sécurité de l'approvisionnement, de protection de l'environnement local et d'atténuation du changement climatique. En revanche, elle ne traite pas de la manière dont pourraient être atteints certains objectifs obligatoires.

Puis, le Rapport spécial du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC/IPCC²) approuvé le 25 septembre 2005 lors de la 8^e session du groupe de travail III, a centré le débat sur le captage et le stockage géologique (CCS) du dioxyde de carbone. Il décrit ces techniques et la manière dont elles pourraient contribuer à atténuer le changement climatique. Il met l'accent sur des sujets tels que les coûts, le potentiel technique et économique, les risques pour la santé, la sûreté et l'environnement, les questions juridiques et réglementaires et le manque de connaissance du CCS³. À la Conférence des Nations Unies sur le changement climatique qui s'est tenue à Montréal du 28 novembre au 9 décembre 2005, il a été décidé que le secrétariat de la Convention-cadre sur les changements climatiques (CCCC/UNFCCC⁴) organiserait en mai 2006 un atelier consacré au captage et au stockage géologique du CO₂ en tant qu'activités faisant partie des projets de mécanisme de développement non polluant, prenant en compte les questions relatives à la pérennité des projets, à leur volume et aux risques de fuites. Enfin, le Président de la République française a annoncé⁵ que la mise au point de centrales au charbon non polluantes était un élément clé de la politique de recherche et d'innovation de la France, qui s'est dotée d'une nouvelle agence, l'Agence de l'innovation industrielle (AII).

¹ www.worldenergy.org

² www.ipcc.ch

³ Les 15 et 16 septembre 2005 s'est tenu en France un symposium international sur la réduction des émissions de CO₂ et son stockage géologique, organisé par l'IFP (Institut Français du Pétrole), l'ADEME (Agence de l'Environnement et de la maîtrise de l'Energie) et le BRGM (Bureau de Recherche Géologique et Minière), cf. www.CO2symposium.com, www.ifp.fr, www.ademe.fr & www.brgm.fr.

⁴ unfccc.int

⁵ Allocution de Jacques Chirac, Président de la République, à l'occasion des vœux aux forces vives. Palais de l'Élysée – Jeudi 5 janvier 2006. www.elysee.fr.

Une forte demande pour le charbon

En valeur absolue, la tendance mondiale de la demande de houille a été à la hausse au cours des trente dernières années. Grâce à de larges ressources bien distribuées, en 2004, 4 620 Mt¹ de houille et 879 Mt de lignite ont été produits au niveau mondial. Par rapport à 2000, où 3 633 Mt de houille avait été produits, la forte augmentation de 27 % est entraînée surtout par la demande chinoise. Ce chiffre à lui seul montre combien cette énergie que certains jugeaient dépassée se porte bien.

Le charbon fourni en 2003, soit 24,4 % de la fourniture totale d'énergie (2 583 Mtep) a été utilisé pour produire 40,1 % de l'électricité mondiale (6 681 TWh)² et 70 % de l'acier³. Les deux tiers du charbon consommé servent à la production d'électricité. 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. L'Agence internationale de l'énergie⁴ (AIE) prévoit que l'utilisation du charbon va augmenter par rapport à 2003, pour atteindre 39 % en 2030 représentant 3 597 Mtep (soit 21,8 % de l'offre énergétique totale). Les conclusions de l'étude du CME sont similaires. Elle indique qu'étant donné les réserves considérables de charbon, il est envisagé d'augmenter la production d'électricité à base de charbon dans le monde, en particulier aux États-Unis et en Chine où un plan important de renouvellement et de croissance du parc de centrales sera rapidement mis en œuvre.

Le lien étroit entre énergie 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'énergie. 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 même plus importante : 36 % en 2002 et 40 % en 2030. Donc la consommation de charbon pour la production d'électricité qui s'élevait à 1 500 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), produits par exemple par gazéification et procédé de Fisher-Tropsch. D'après le CME, 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 % ou 3 % de la fourniture d'énergie primaire totale) d'ici à 2050.

¹ La signification des acronymes, sigles et abréviations est indiquée en annexe.

² *IEA World Energy Outlook 2005*, AIE.

³ Source : Institut mondial du charbon

⁴ www.iea.org



La question importante des émissions de gaz à effet de serre

La croissance de la consommation de charbon pose néanmoins 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.

Dans cet ouvrage, nous souhaitons expliquer et illustrer la filière charbon et par conséquent 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 construisons des projections spécifiques pour une production d'électricité allant jusqu'à 2050, correspondant à divers scénarios technologiques. Nous souhaitons expliquer la filière du charbon et par conséquent nous n'avons pas l'intention de créer un modèle d'équilibre de l'énergie en général. Différents travaux placent la question dans un cadre plus large. C'est le cas du nouveau rapport WETO (World energy, technology and climate policy outlook) 2050, publié par la Commission européenne. Nous concentrerons notre attention sur l'incidence qu'aurait le déploiement de procédés de combustion du charbon plus efficaces dans les centrales électriques, du changement de combustible ainsi que du captage et du stockage géologique du CO_2 . Nous calculons le niveau correspondant des émissions de CO_2 . En 2003, l'ensemble des émissions de CO_2 a atteint 25,0 Gt CO_2 (milliards de tonnes-équivalent-gaz carbonique). La production d'électricité a compté pour 9,4 Gt CO_2 et la production à base de charbon pour 6,6 Gt CO_2 . D'après notre scénario « business as usual » (d'activité normale), dans notre secteur, d'ici à 2030, les émissions mondiales vont augmenter de 14,0 Gt CO_2 , représentant une augmentation de 56 %, et les émissions liées à la production d'énergie vont augmenter de 7,5 Gt CO_2 , soit 80 %, avec 4,8 Gt CO_2 provenant du charbon. À l'horizon 2050, ces chiffres sont encore plus dramatiques. Les émissions liées à la production d'énergie vont atteindre 30,5 Gt CO_2 , donc tripler avec une augmentation de 21,1 Gt CO_2 . Si nous déployons les meilleures technologies disponibles pour la production d'énergie à base de charbon, nous limiterons cette augmentation à 6,7 Gt CO_2 , soit 23,8 Gt CO_2 au lieu de 30,5 Gt CO_2 ce qui signifie une baisse de 22 % par rapport au niveau de base de l'horizon 2050 et une baisse de 11 % par rapport au niveau de base à l'horizon 2030. Si nous déployons les futures meilleures technologies disponibles, nous limiterons l'augmentation à 9,7 Gt CO_2 donc la baisse sera de 32 % par rapport au niveau de base à l'horizon 2050 et de 18 % par rapport au niveau de base à l'horizon 2030.

Nous pouvons ajouter les effets en remplaçant la moitié de l'augmentation en énergie gaz par de l'énergie nucléaire. L'amélioration en termes d'émissions de gaz à effet de serre est très sensible avec une baisse de 47 % par rapport au niveau de référence, à l'horizon 2050. Finalement, en utilisant le captage et le stockage géologique et en remplaçant la moitié de l'augmentation de gaz par du nucléaire, les émissions de CO_2 baissent fortement, de 79 % par rapport au niveau de référence, à l'horizon 2050. Il s'agit d'une division par 4 et 5 au niveau mondial. Rien que ce dernier scénario cor-

respond à une baisse absolue des émissions de CO₂ générées par la production d'énergie. À l'horizon 2050, en termes absolus par rapport au point de départ, il correspond à une baisse de 30 %, au lieu d'une augmentation, qui ferait plus que tripler les émissions. En tous cas, même un déploiement total des meilleures technologies de charbon propre disponibles ne fait que limiter l'augmentation d'émissions de CO₂. Un passage important du gaz au nucléaire, avec ces futures technologies, limiterait encore plus l'augmentation. Le déploiement total des techniques au charbon et au gaz très faiblement polluantes est obligatoire pour contribuer à une baisse radicale des émissions de gaz à effet de serre. Dans notre projection, elle correspond plus précisément à 30 %. 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.

Par conséquent, nous en concluons surtout que parallèlement au développement de technologies au charbon plus efficaces, nous devons accélérer de manière substantielle celui de technologies au charbon émettant très faiblement, de façon à stabiliser les concentrations de CO₂ à un niveau raisonnable. Ces dernières technologies doivent disposer des techniques de captage et de stockage géologique du CO₂ (CCS). Celles-ci ont un coût et font grimper le prix de l'énergie. C'est pourquoi, pour que ce déploiement devienne effectif, il faut un cadre approprié qui devra être basé sur des outils utiles 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.

Une bataille industrielle

L'AIE estime à 1 500 milliards de dollars¹ 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. Durant les prochaines décennies, il pourra être décidé d'investir uniquement dans du « vraiment propre ». 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.

D'importants programmes de R & D ont été lancés dans le monde. En Europe, plusieurs actions ont été entreprises pour élaborer de nouveaux procédés de captage du CO₂. Ainsi 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

¹ Les besoins en investissements cumulés pour l'exploitation de la houille et le transport (y compris les installations portuaires) entre 2001 et 2030 ajoutent 398 milliards USD supplémentaires.



d'Esbjerg, exploitée par la société danoise Elsam. L'exploitation commence en mars 2006. Ces installations de captage sont les plus importantes. 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 déclaré le 5 septembre 2005 lors du sommet UE-Chine : « Nous viserons à atteindre, d'ici à 2020, les objectifs de coopération suivants : le développement et la démonstration en Chine et dans l'Union européenne d'une technologie au charbon avancée, avec près de zéro émission grâce au captage et au stockage géologique ». Des travaux préliminaires sont lancés pour construire une installation pilote en Chine. D'autres actions démarrent en 2005 dans le cadre du programme européen de technologie Hypogen parallèlement au programme FutureGen américain. Ce projet vise à élaborer, sur la base de plusieurs projets pilotes, une technologie de production d'électricité et d'hydrogène non polluante, utilisant le charbon comme produit de base et comprenant des installations de captage et de stockage de CO₂. Actuellement nous travaillons encore sur le papier. En Australie, le programme appelé COAL21 en est au même point.

En France, ALSTOM est en bonne position pour vendre des équipements et des installations complètes sur de grands marchés internationaux, en particulier en Chine. L'IFP (Institut Français du Pétrole) mène, dans une large mesure en collaboration avec ALSTOM, un ensemble d'actions de R & D dans le domaine du captage de CO₂ applicable au charbon. Il met aussi au point des technologies destinées à éliminer des polluants locaux tels que le mercure. Les autres sociétés ou organismes qui participent aux travaux sont : BRGM, Gaz de France, Total, Air Liquide EDF, Arcelor, CNRS, GEOSTOCK, INERIS, Lafarge, SARP Industries, Schlumberger et ADEME. Certaines actions complémentaires sont également menées au niveau national, en particulier via le Club CO₂ et le Réseau des technologies pétrolières et gazières (RTPG). Enfin, deux agences ont été créées en France pour soutenir ces programmes. La première, l'Agence Nationale de la Recherche, se consacre plutôt à la recherche fondamentale. La seconde, l'All est dédiée aux technologies presque déployables. Des sociétés européennes comme Siemens sont tout aussi présentes parmi les principaux intervenants. Aux États-Unis, des compagnies comme GE sont très actives. **Ce qui est en jeu est très important et est au coeur 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.



Demande mondiale de charbon en hausse d'après les scénarios « business as usual »*



La demande de charbon a plus que doublé au cours des trente cinq dernières années¹.

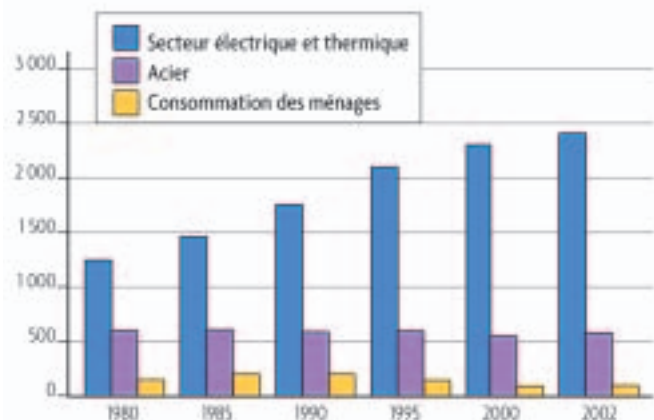
Une croissance rapide...

Les données de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) montrent une augmentation de 79 % de la fourniture d'énergie primaire 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. La part du charbon reste stable avec une légère baisse de 26 % en 1971 à 24,4 % en 2003.

... entraînée par la production d'énergie électrique

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 16 % (presque 600 Mt) 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. Alors que le charbon satisfait environ 24 % de la demande mondiale d'énergie primaire, il fournit près de

Demande de charbon par secteur



Source : AIE

*suivant le cours normal des choses

¹ Source : CME, *Sustainable Global Energy Development : the Case of Coal*

40 % de l'ensemble de la production d'électricité mondiale et est une énergie d'entrée essentielle dans la production d'acier via le procédé BOF (convertisseur L.D.) qui représente environ 70 % de la production mondiale d'acier.

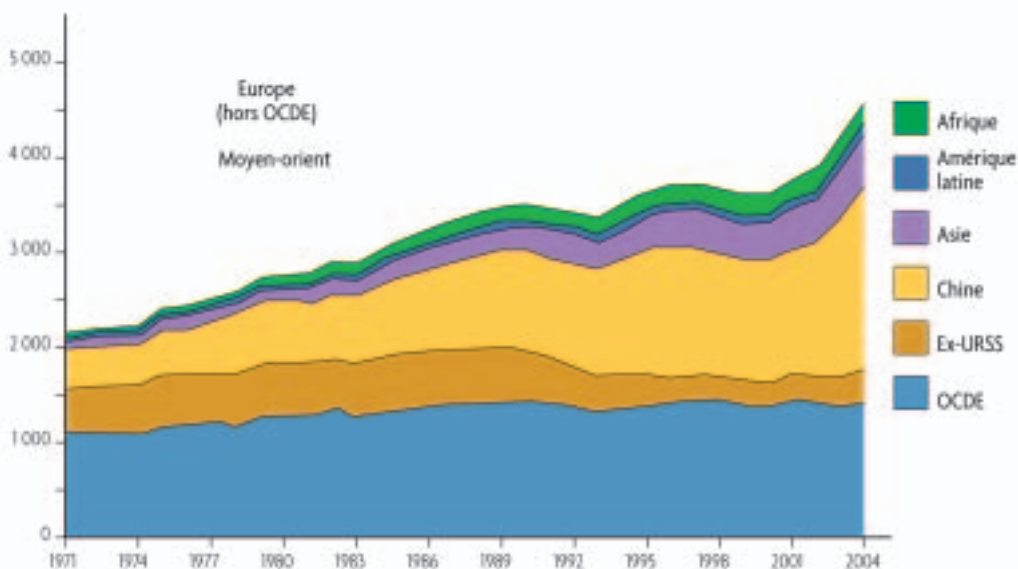
Comme le montre le diagramme, l'augmentation de la demande de charbon de ces dernières années résulte exclusivement d'une hausse de la demande dans un seul secteur : le secteur électrique et thermique. La consommation totale dans l'industrie de l'acier a légèrement décliné, essentiellement en raison d'une utilisation accrue de l'injection de charbon pulvérisé (PCI), 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.

La pression de la Chine et de l'Asie

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 fortement augmenté en Chine (avec un ajustement temporaire récent, déjà terminé), 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.

C'est pourquoi des changements importants sont intervenus au cours des vingt dernières années dans la localisation de la demande de charbon. 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

Évolution de la production de houille (Mt) par région entre 1971 et 2004



Source : AIE, 2005

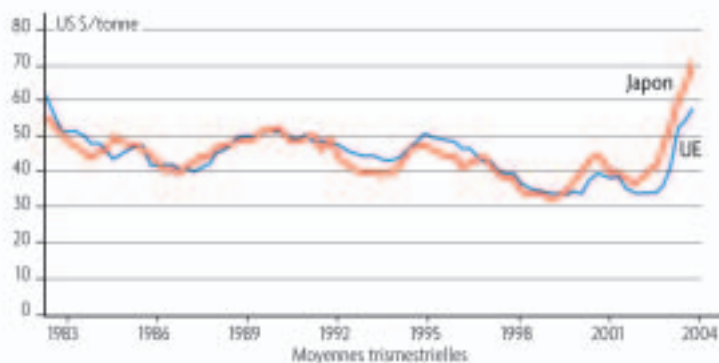


de la consommation mondiale, est restée plutôt stable à environ 25 % (soit, en termes réels, une augmentation de 300 Mt durant cette période). Cependant, dès 1990, la tendance a été à la baisse en Europe et en ex-URSS. En 2000, la demande européenne était descendue jusqu'à 10 % de la consommation mondiale 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. Cependant, ces décisions à long terme peuvent être affectées par les fluctuations des prix du gaz, comme ce fut le cas au Royaume-Uni en 2001, où les centrales au charbon ont été remises en service en raison d'une hausse soudaine des prix du gaz. L'élargissement de l'Union européenne va aussi avoir des effets sur la demande de charbon dans la région, étant donné que la plupart des centrales électriques des nouveaux entrants fonctionnent au charbon. La Pologne et la République tchèque, par exemple, produisent respectivement 96 % et 71 % de leur demande en électricité à partir du charbon.

En revanche, dans la région Asie-Pacifique, la demande de houille a augmenté de façon inattendue de 34 % (de la demande mondiale) à 52 % durant la même période, soit d'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 % produits 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 charbons 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.

Coût des importations de charbon vapeur en USD/tonne



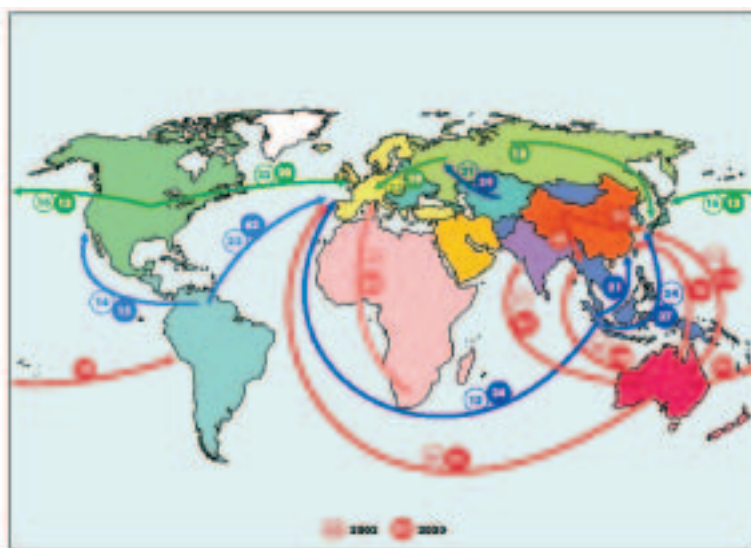
Source : AIE 2005

En 2004, 4 620 Mt de houille et 879 tonnes de lignite ont été produites. Par rapport à 2000, où 3 633 Mt de houille avaient été produites, l'augmentation sensible de 27 % a été entraînée surtout par la demande chinoise. La hausse des prix reflète la croissance de la demande.

Seule une fraction relativement réduite de cette consommation fait l'objet d'échanges internationaux (environ 17 %) mais celle-ci a augmenté bien plus rapidement que la demande globale

En raison du coût du transport, les échanges de charbon concernent surtout la houille qui a plus de valeur et un plus fort pouvoir calorifique. Le commerce de la houille par mer, a crû en moyenne de 4 % par an environ depuis 1970, la croissance étant dominée par le commerce du charbon vapeur (employé surtout pour la production d'électricité). La croissance initiale, observée durant les années 70, dans le commerce du charbon était entraînée par la forte demande de charbon vapeur, au moment où celui-ci a remplacé en grande partie le pétrole pour la production d'électricité après la hausse du prix de ce dernier. Plus récemment, les ventes de charbon vapeur ont grimpé en raison d'une augmentation des importations du Japon, de l'Asie en développement et de l'Amérique latine où les réserves nationales sont insuffisantes pour satisfaire la demande croissante. Les plus grands exportateurs de charbon sont l'Australie, l'Afrique du sud, l'Indonésie, les États-Unis, la Chine et la Colombie. En 2004, les échanges de houille ont atteint 755 Mt. La part du commerce de houille représentait 16 % de la production mondiale de houille. Le commerce mondial de houille se divise en 94 % de commerce maritime et 6 % de commerce intérieur.

Les principaux courants d'échanges interrégionaux (Mt) concernant le charbon de 2002 à 2030



Source : AIE – World Energy Outlook 2004



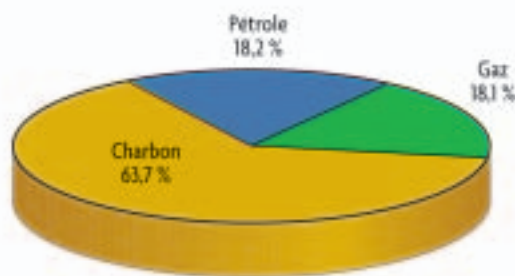
En 2004, le commerce international de la houille dans le cadre du trafic maritime représentait en tout 16 % de l'extraction mondiale de houille. Donc près de 85 % de la production de houille était consommée dans le pays minier même, en particulier dans les centrales électriques, et également par certaines industries clés, produisant du fer et de l'acier, du ciment et des produits chimiques. C'est surtout vrai pour les trois plus grands producteurs de charbon que sont la Chine, les États-Unis et l'Inde. En 2001, sur l'ensemble des échanges maritimes, il y avait environ 398 Mt de charbon vapeur et 174 Mt de charbon à coke. Les pays exportateurs les plus importants, cette même année 2001, étaient l'Australie, la Chine, l'Afrique du sud et l'Indonésie, dont les exportations représentaient 73 % du commerce maritime de houille. Les grands continents importateurs sont l'Asie (surtout le Japon) et l'Europe, malgré une baisse générale de la consommation.

Il y a beaucoup de charbon disponible pour l'avenir.

Le charbon occupe une place unique par rapport au pétrole et au gaz. Les réserves de charbon exploitables de façon économique sont immenses. Elles ont augmenté de plus de 50 % au cours des vingt-deux dernières années. Malgré une production accrue pendant les trente ans à venir, seul un quart des réserves de charbon connues à l'heure actuelle sera épuisé alors qu'en ce qui concerne le pétrole et de gaz, les chiffres atteignent respectivement 84 et 64 %. En outre, les taux d'épuisement sont censés diminuer avec l'augmentation du rendement des centrales électriques qui devrait entraîner une économie de 35 % du combustible. L'industrie doit cependant rester active dans le domaine de l'exploration, au moins pour accroître la contribution du charbon à la sécurité énergétique.

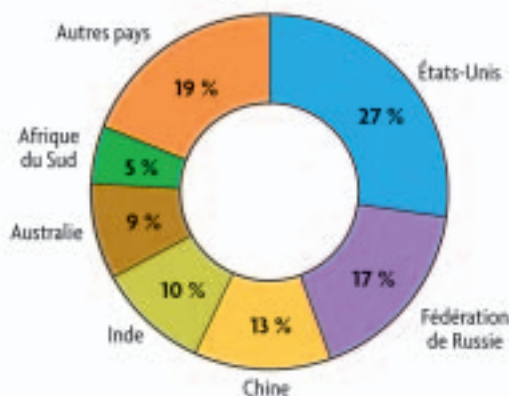
Par ailleurs, en ce qui concerne la sécurité énergétique, le charbon a aussi un atout incontestable dans la mesure où les réserves établies sont réparties presque dans le monde entier. Conformément au rapport 2004 du CME intitulé : *Sustainable Global Energy Development : The Case of Coal*, les dix premiers pays représentent seulement environ 90 % de l'ensemble des réserves de charbon recensées à fin 2004. Les sept plus grands producteurs sont les États-Unis, la Russie, la Chine, l'Inde, l'Australie, l'Allemagne et l'Afrique du sud. La qualité de leurs réserves diffère quelque peu surtout en termes de coût de récupération.

Réserves de combustibles fossiles en 2002



Source : BP

Réserves de charbon établies fin 2004
principaux pays producteurs



Source : CME

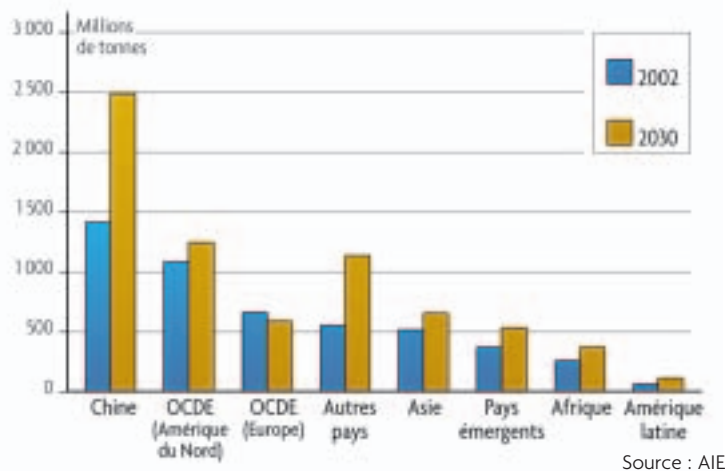
Sur le plan géographique, l'Amérique du nord et l'Asie, possèdent chacune plus de 25 % des réserves totales. Alors que les réserves d'Amérique du nord sont réparties presque à égalité entre charbon gras et sub-bitumeux/lignite, l'Asie a une proportion bien plus importante de réserves de charbon gras, représentant environ 35 % de l'ensemble des réserves mondiales de cette catégorie. Les réserves de charbon situées en Europe étaient légèrement supérieures à 30 % de la totalité des réserves mondiales, mais avec la plus grande part des réserves mondiales de charbon sub-bitumeux et de lignite et une moindre proportion de charbon bitumeux (22 %). Les réserves européennes sont dominées par deux pays : l'Allemagne (21 %) et la Fédération de Russie (50 %). L'Allemagne, la Pologne, la Fédération de Russie et l'Ukraine détiennent 95 % de la totalité des réserves de charbon bitumeux européennes. Parmi les grands producteurs, le coût de récupération du charbon allemand est un des plus élevés.

L'Afrique détient moins de 6 % de la totalité des réserves. Elle a surtout des réserves de charbon bitumeux et l'Afrique du sud possède près de 90 % de la totalité. Hormis cette dernière, seuls le Botswana et le Zimbabwe ont des réserves importantes. L'Amérique du sud est le continent le moins bien loti, avec seulement 2,2 % des réserves mondiales et 1,5 % des réserves de charbon bitumeux.

Suivant un scénario d'évolution normale, la demande de charbon devrait augmenter durant les trois décennies à venir partout dans le monde, excepté en Europe occidentale.

Il existe de nombreuses projections concernant la demande de charbon dans l'avenir. Elles présentent des tableaux plutôt divers. Néanmoins, toutes concourent à indiquer que, sans limitation majeure due à des préoccupations liées à l'environnement, la demande mondiale de charbon va progresser au cours des trente à cinquante prochaines années.

Production de charbon par région entre 2002 et 2030

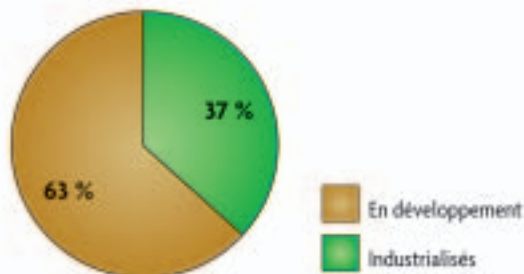


Accroissement de la demande entraîné par l'Asie

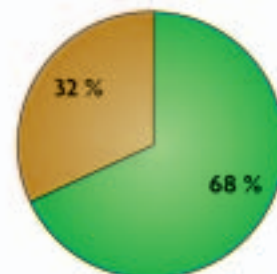
D'après le CME, l'augmentation serait plus importante dans les pays en développement : Chine, Inde, Asie du sud-est, Afrique sub-saharienne et Amérique latine. La demande dans les pays émergents devrait doubler et passer de 1,5 Gt en 2000 à 3,1 Gt en 2030. D'ici là, 60 % de la demande mondiale de charbon serait produite dans les pays en développement contre 45 % en 2000. Nous indiquons les données de l'AIE dans la figure ci-contre.



Charbon - Répartition de la demande mondiale en 1990



Charbon - Répartition de la demande mondiale en 2020



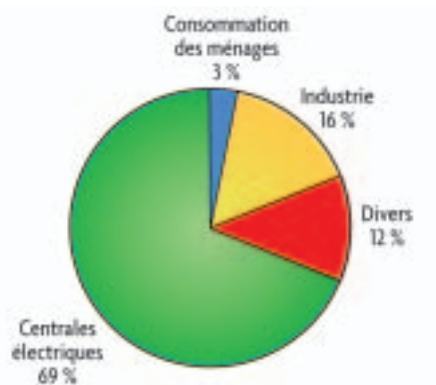
Source : CME

Les pays en développement sont le moteur de la croissance de la demande mondiale de charbon et pour eux le charbon reste critique. Malgré la concurrence du gaz naturel dans ces pays, le charbon va représenter 33 % des fournitures totales d'énergie primaire en 2030 (contre 39 % en 2000). Ce qui est plus important encore, c'est que dans les pays en développement, le charbon devrait assurer 53 % de la production d'électricité en 2030, contre 56 % en 2000. La production d'énergie électrique à base de charbon devrait donc plus que tripler.

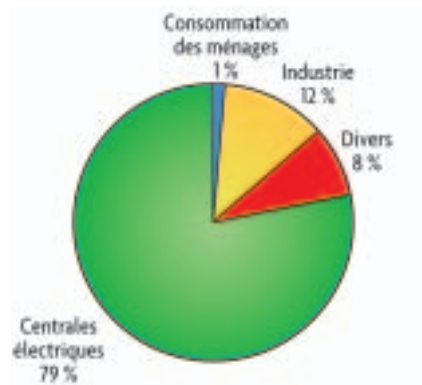
Augmentation de la demande due aux centrales électriques

L'augmentation de la demande de charbon sera surtout entraînée par les centrales électriques qui vont absorber en 2030 environ 79 % des fournitures de charbon, contre 69 % en 2002. Dans trois décennies, le charbon devrait couvrir 45 % des besoins mondiaux en énergie, par rapport à 40,1 % en 2002.

Demande de charbon par secteur



2002
4 791 millions de tonnes



2030
7 029 millions de tonnes

Source : AIE, 2004

Augmentation de la demande due aux combustibles synthétiques

Il y aurait même une nouvelle utilisation du charbon, qui servirait à produire du combustible liquide et de l'hydrogène. Alors que la fourniture mondiale d'énergie primaire liée au charbon correspondait à 2 355 Mtep en 2000, d'après le CME, les combustibles synthétiques à partir du charbon pourraient fournir 100 Mtep en 2020 (ou 4 % de la demande mondiale de combustible liquide) et jusqu'à 660 Mtep (14 %) d'ici à 2050.

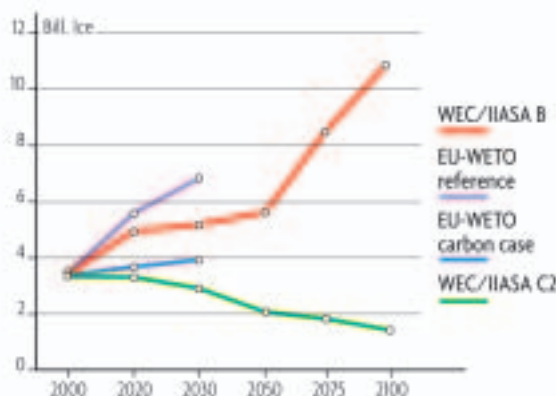
Scénario d'activité normale contre scénario de développement limité¹

L'AIE, dans son scénario de référence, estime que la demande de charbon va croître de 39 %, entre 2003 et 2030 (de 2 581 à 3 597 Mtep). D'après le rapport WETO (*World energy, technology and climate policy outlook*) de l'Union européenne, selon le scénario d'activité normale, le charbon va continuer à jouer un rôle clé dans la diversification énergétique mondiale, en satisfaisant 22 % de l'ensemble des besoins en énergie en 2030, soit une légère baisse par rapport au niveau actuel de 24,4 %. Il est prévu que la demande de charbon augmente de 1,4 % par an entre 2002 et 2030. D'ici à 2030, d'après le rapport WETO² de l'Union européenne, la demande de charbon (à 6,8 milliards de tonnes d'équivalent charbon) sera presque de moitié supérieure à la demande actuelle. Les centrales électriques absorberont la plus grande partie de l'augmentation, le charbon restant le combustible dominant pour la production d'électricité. C'est en Asie que la hausse de la demande sera la plus forte, la Chine et l'Inde comptant à elles seules pour 68 % de cette demande d'ici à 2030. Il est prévu que la production d'électricité mondiale passe de 16 074 TWh en 2002 à 31 657 TWh en 2030. La croissance

sera la plus forte en Chine, où elle atteindra un quart de la croissance mondiale prévue. Les centrales électriques fonctionnant au charbon assuraient 40 % des besoins mondiaux en électricité en 2002. Ce chiffre ne baissera que légèrement durant cette période, pour atteindre 38 % en 2030.

Les projections du rapport *International Energy Outlook 2005 (IEO2005)*, publiées en juillet 2005 et fournies par l'Energy Information Agency³ du Ministère de l'énergie américain, indiquent une croissance continue dans l'utilisation mondiale de l'énergie, y compris une forte hausse dans les pays émergents d'Asie. La demande de charbon augmente de 59 %

Projections de la demande mondiale de charbon



Source : CME et UE-WETO

¹ Voir en annexe 1.

² http://europa.eu.int/comm/research/energy/gp/gp_pu/article_1257_en.htm

³ www.eia.doe.gov



entre 2002 et 2025¹. Cette projection montre une plus forte expansion du charbon que celle de l'AIE². Les augmentations les plus importantes à l'échelle mondiale sont prévues en

Chine et en Inde, où les réserves de charbon sont considérables. Ensemble, la Chine et l'Inde comptent pour 87 % de la hausse de l'utilisation du charbon prévue dans les régions émergentes et pour 72 % de l'augmentation mondiale de la demande de charbon durant la période retenue.

Projections de la fourniture d'énergie primaire liée au charbon à 2050 pour les six scénarios (Gtép)

1990	2050					
	A1	0A2	A3	B	C1	C2
2,2	3,8	7,8	2,2	4,1	1,5	1,5

Source : CME/IIASA

Dans le cadre du scénario d'activité normale du rapport WETO de l'UE, l'augmentation est estimée à 100 %. Dans le scénario avec réduction, la hausse n'est que de 15 %. Le CME/IIASA³ (Institut international d'analyse appliquée des systèmes) propose aussi des scénarios très contrastés. Ils sont utilisés pour le rapport spécial sur les scénarios relatifs aux émissions (SRES) du Groupe intergouvernemental d'experts pour l'étude du changement climatique (GIEC/IPCC).

À l'horizon 2050, dans les scénarios induits par le marché, l'augmentation de la demande de charbon va de 0 à 230 %. Dans les scénarios sans danger pour le climat, la demande décroît de 36 %.

Suivant le scénario B du CME/IIASA, la demande de charbon augmenterait de 72 %, c'est-à-dire de 3,4 Gtec à 5,6 Gtec. Toutefois, la demande diminuerait de 37 % selon le scénario C2 à CO₂ limité. Même dans ce scénario, la demande de charbon serait en 2050 aux deux tiers de la demande en 2000 soit 2,2 Gtec.

Investissements dans l'extraction et la combustion du charbon

L'exploitation des mines de charbon requiert moins d'investissement de capitaux que l'extraction du pétrole et du gaz. Avant la forte hausse des prix de l'énergie de ces dernières années, d'après le CME, il fallait moins de 5 dollars pour extraire une tonne de charbon (en tep), alors que l'extraction du pétrole revenait à 22 dollars et celle du gaz à près de 25 dollars. Aujourd'hui tous ces coûts sont bien supérieurs car les gisements où l'extraction était la plus compétitive ont été exploités.

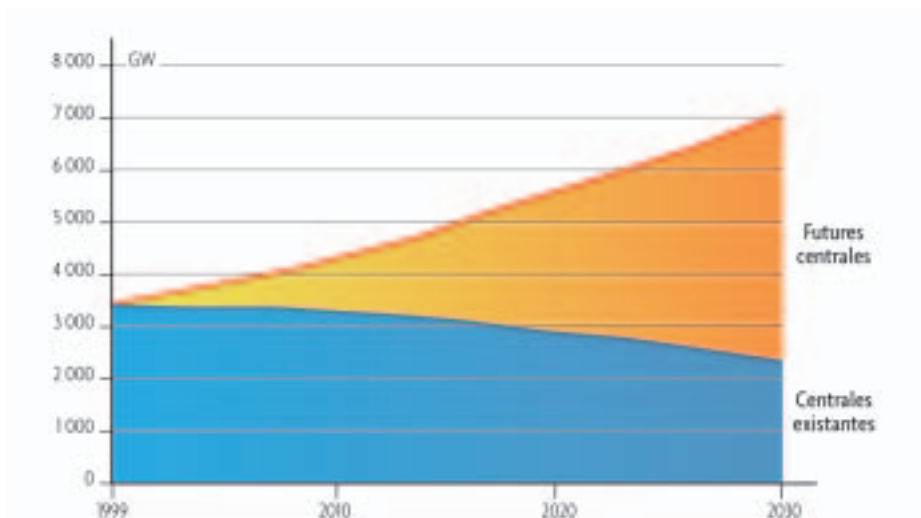
L'AIE évalue les besoins en investissements cumulés pour l'extraction et le transport du charbon (y compris les installations portuaires) à 398 milliards de dollars pour la période allant de 2001 à 2030. Ces besoins en investissement sont partagés à égalité entre les pays développés et les pays en développement : ils s'élèvent à 34 % pour la Chine, 19 % pour les États-Unis et le Canada, 9 % pour l'Australie et la Nouvelle Zélande, 8 % pour les économies en transition, 7 % pour les pays de l'OCDE et 6 % pour l'Inde.

¹ Correspond aux données du cas de référence. Un cas avec forte croissance donne 76 % et avec faible croissance 47 %.

² L'estimation du rapport *IEO2005 2025* pour l'utilisation du charbon dans les économies émergentes est supérieure de près de 13 % à celle de la version 2004.

³ www.iiasa.ac.at

Puissance installée mondiale



Source : AIE

Si on y ajoutait les investissements pour les centrales électriques fonctionnant au charbon, la totalité des besoins cumulés s'élèverait à 1900 milliards de dollars. Ce chiffre représente 12 % des investissements nécessaires pour l'ensemble des industries du monde fournissant de l'énergie (16 000 milliards USD). Il sera plus élevé si les technologies du charbon à très faible taux d'émission sont déployées. Au cours des prochaines décennies, il pourrait être décidé d'investir dans celles qui sont « vraiment propres ». Il s'agit d'un effort considérable mais en même temps d'une énorme chance car ces nouvelles conditions ouvriront de nouveaux débouchés pour les technologies. Ce sera une occasion d'exporter technologies et équipements. Les meilleures compagnies d'électricité exploitantes pourront également en tirer parti pour se développer à l'échelle mondiale.



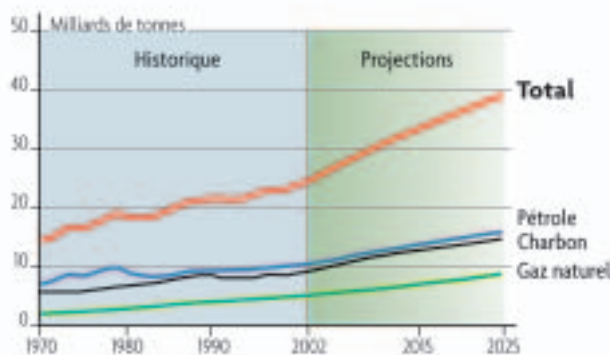
Le charbon va devoir réduire ses effets sur l'environnement.

L'augmentation de la consommation de charbon pose des problèmes dans le domaine de la protection de l'environnement tant au niveau local (réduction des émissions de SO_x, NO_x, mercure, actions considérées comme prioritaires par les pays émergents) qu'au niveau mondial puisqu'il a des conséquences sur le climat, en particulier en ce qui concerne les émissions de gaz à effet de serre, vis à vis des objectifs de la convention-cadre de l'ONU sur les changements climatiques et du Protocole de Kyoto. Le charbon est fortement émetteur comme le montre le diagramme et, de surcroît, est le combustible fossile qui est le plus émetteur en carbone lors de sa combustion.

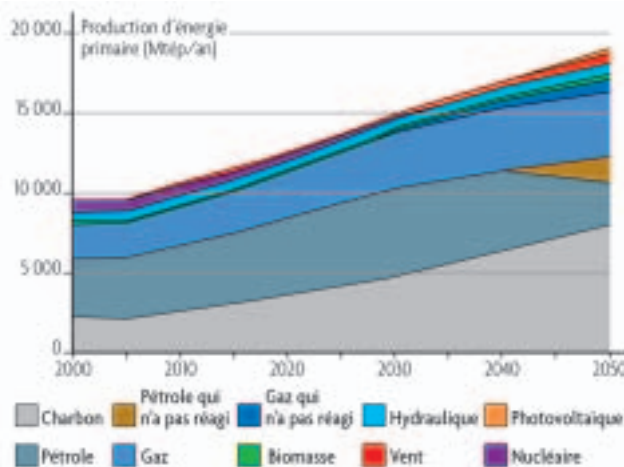
Ainsi en 2002, l'utilisation du charbon a été responsable de 2,5 GtC (9,1 GtCO₂) d'émissions sur un total de 6,7 GtC (24,4 GtCO₂). Dans le cas de référence IEO2005, il est prévu qu'entre 2002 et 2025 les émissions de dioxyde de carbone dues à la consommation de combustibles fossiles augmentent de 59 %. En 2025, elles devraient totaliser 10,6 GtC (38,8 GtCO₂), dépassant de 81 % les niveaux de 1990. Les émissions liées au charbon vont croître de 58,8 %, celles liées au gaz naturel de 70,4 % et de 52,9 % en ce qui concerne le pétrole.

La réduction du niveau d'émissions de CO₂ aura des conséquences importantes sur l'utilisation de l'énergie et en particulier du charbon. Nous le voyons, par exemple, au travers du modèle énergétique mondial, DNE21+, proposé par l'Institut japonais de recherche sur les technologies innovantes pour la Terre (RITE). Il construit des scénarios de référence B (croissance moyenne) limités par des concentrations maximales de CO₂ respectivement à 550 et 450 ppmv. Plus la concentration maximale est faible, moins la température s'élève.

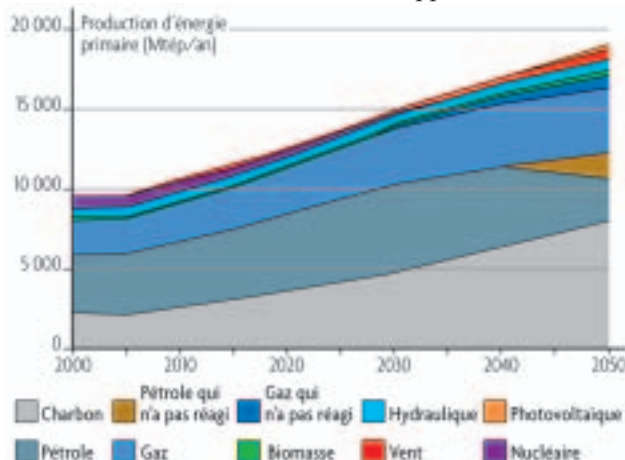
Emissions mondiales de CO₂
par type de combustible, 1970-2025



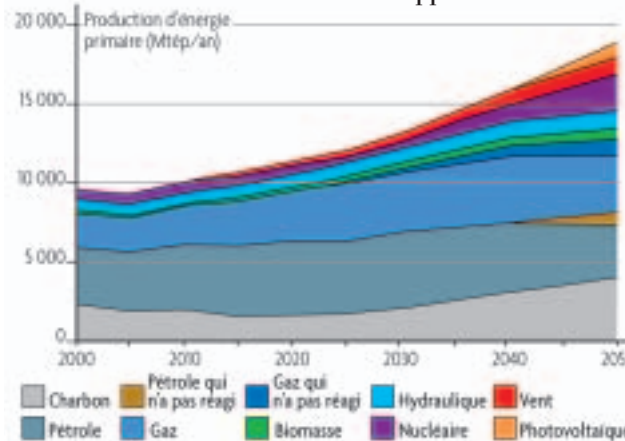
B – Cas de référence



B – avec limitation à 550 ppmv



B – avec limitation à 450 ppmv



Source : DNE21 + du RITE.

Dans le cas de référence, en 2050, la production d'énergie primaire liée au charbon atteint 7,5 Gtep au lieu de 2,6 à 2,8 Gtep pour une concentration de CO₂ limitée à 450 ou 550 ppmv.

En prenant en compte le facteur de réserve comme le fait Jacques Varet du BRGM¹, nous voyons que les problèmes liés à l'épuisement des ressources concernent moins le charbon que le gaz naturel et le pétrole. Le cas du charbon est de ce fait encore plus délicat, car il induit que le futur prix du charbon sera plus modéré que celui des énergies fossiles concurrentes. En tous cas, la limitation des ressources fossiles ne suffira pas pour s'attaquer efficacement à la question du changement climatique.

¹ www.brgm.fr

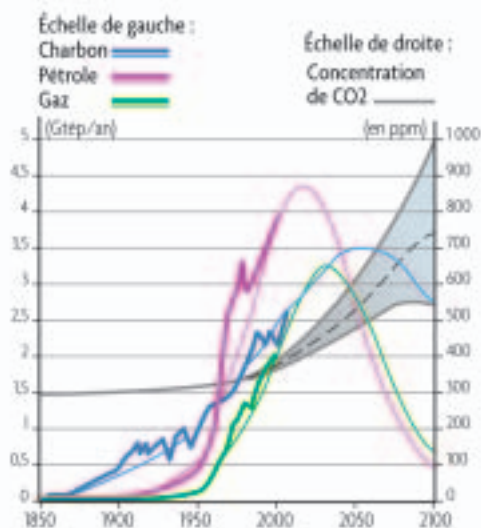
Les centrales électriques au charbon allemandes sont les plus polluantes d'Europe

Une nouvelle étude du WWF (Fonds mondial pour la nature), publiée le 4 octobre 2005, a révélé que certaines des centrales électriques les plus polluantes d'Europe se trouvaient en Allemagne. Elle examine le rendement des centrales électriques de l'Union européenne en termes de quantité de CO₂ émise par kilowatt-heure produit. La plupart des trente centrales, classées comme « sales » par le WWF, se trouvent en Allemagne (9 centrales), suivie par la Pologne (5 centrales), puis l'Italie, l'Espagne et le Royaume-Uni qui en ont 4 chacun. La compagnie allemande RWE qui exploite quatre des dix centrales les plus polluantes, est donc en tête de la liste des émetteurs de CO₂ les plus importants, suivie par Vattenfall, E. ON, Endesa, EDF et Electrabel. Vingt-sept des centrales électriques les plus polluantes sont des centrales au charbon. « Les centrales au charbon sont les plus sales, parce qu'elles brûlent le combustible qui produit le plus de CO₂. Pour stopper le réchauffement climatique, il faut les remplacer par des solutions plus propres, comme le gaz et les énergies renouvelables » a déclaré Imogen Zethoven du WWF.

Source : <http://assets.panda.org/downloads/dirty30rankingfinal260905.pdf>

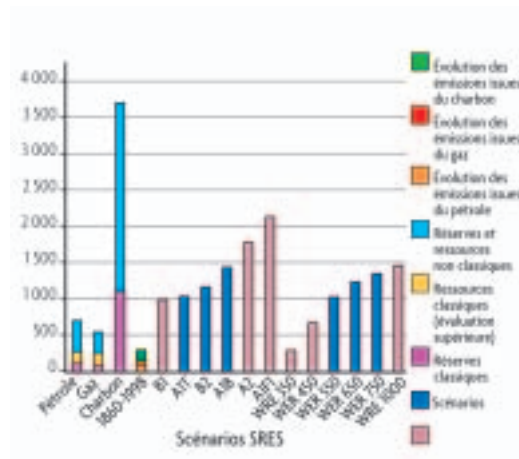


Pétrole, gaz naturel & charbon & pic de pétrole en fonction des émissions de CO₂



Source : Jacques Varet, La Géothermie.
Orléans : BRGM (coll. Enjeu des géosciences), 2004

Carbone dans les réserves et ressources
de pétrole, de gaz et de charbon par rapport
aux émissions historiques de carbone
des combustibles fossiles (1860-1998),
et aux émissions de carbone cumulées d'une
série de scénarios SRES et de scénarios
de stabilisation TAR jusqu'en 2100.



Source : IPCC

Agenda technologique du charbon

L'utilisation efficace du charbon est à l'heure actuelle le meilleur moyen de réduire l'impact des gaz à effet de serre du charbon puisque le captage et le stockage du dioxyde de carbone ne sont pas encore commercialement viables.

À court terme, on cherche à réduire les émissions de CO₂ en augmentant le rendement des centrales à cycle de vapeur qui sont des technologies existantes. Vu l'importance de ces investissements, les améliorations visant à augmenter le rendement de ces technologies vont se poursuivre, même à moyen terme. Dans le même temps, les cycles combinés à base de charbon qui sont actuellement en phase d'essai ou de développement pourront être mis en application. Il s'agit du cycle combiné à gazéification intégrée (IGCC), de la combustion pulvérisée sous pression (PPC), de la combustion par lit fluidisé avec gazéification partielle (seconde génération) et un

cycle combiné avec combustion externe (EFCC). En outre, une autre possibilité serait d'utiliser la biomasse des centrales au charbon associée au charbon au moyen de la co-combustion. C'est faisable également dans la production d'acier. À plus long terme, de nombreux concepts sont envisagés, notamment le cycle combiné à turbine à gaz (GTCC ou GCC) avec une pile à combustible haute température et des combinaisons de gazéification du charbon, pile à combustible haute température et cycle combiné au gaz (IGCC avec pile à combustible, centrale avec gazéification intégrée couplée à une pile à combustible). Mais au-delà de l'amélioration du rendement des centrales, pour disposer d'une véritable technologie du « charbon propre », c'est-à-dire d'une technologie à très faible émission, le captage et le stockage géologique sont absolument indispensables.

Réduction induite des émissions de CO₂ grâce à l'augmentation du rendement des centrales électriques à cycle de vapeur

Hormis certains projets pilotes, jusqu'à présent, seul le procédé de centrale à cycle de vapeur a réussi à pénétrer le marché. Toutes les centrales à vapeur sont basées sur le même principe. Le combustible est brûlé avec de l'air, ce qui produit du gaz de combustion chaud, appelé aussi gaz de fumée. Le gaz de combustion réchauffe l'eau du générateur de vapeur, produisant ainsi de la vapeur très chaude à haute pression. En aval du générateur de vapeur, le gaz de combustion est amené à l'installation de traitement et est rejeté dans l'atmosphère par une cheminée en même temps que la vapeur de la tour de refroidissement. L'énergie de la vapeur est convertie en mouvement de rotation dans les turbines pour produire de l'électricité dans les générateurs. En aval de la turbine, la vapeur de faible énergie est condensée par échange de chaleur et est ensuite remise en circulation dans le cycle par les pompes à eau de condensation et d'alimentation. Durant la conversion de l'énergie chimique du charbon en énergie électrique, les pertes d'énergie les plus importantes ont lieu dans le cycle de vapeur lors de la condensation par déperdition de chaleur. Cette combinaison de chauffe suivie de production de vapeur peut être utilisée pour divers combustibles. Si le choix du marché s'est porté sur la centrale à vapeur c'est le résultat de plusieurs décennies de perfectionnement de ces procédés. Des progrès ont été réalisés dans ce domaine surtout au cours des dix dernières années, si bien que ces technologies sont maintenant nettement supérieures aux autres en termes de coût-efficacité, de disponibilité et de fiabilité. Elles représentent également à long terme un étalon pour toutes les autres technologies de centrales électriques. La plus importante est la combustion de combustible pulvérisé et la suivante la combustion par lit fluidisé (CLF).

Combustion de combustible pulvérisé

La majorité des centrales électriques au charbon qui sont exploitées dans le monde, appliquent le procédé de la combustion de combustible pulvérisé, qui a été la technologie de production la plus répandue pendant plus de cinquante ans. Dans ce système, le charbon pulvérisé est brûlé avec de l'air dans une chaudière. La vapeur produite sous haute pression fait tourner une turbine pour générer de l'électricité. Le rendement énergétique dépend de facteurs tels que la qualité du charbon ainsi que



la conception et la maintenance de la chaudière. Actuellement, les entreprises de service public et les établissements de crédit ont tendance à privilégier la technologie classique au charbon aux dépens de technologies plus avancées en raison des risques d'exploitation perçus. C'est pourquoi, en matière de charbon propre, le secteur industriel encourage essentiellement les progrès qui visent à améliorer le rendement, à augmenter la durée de vie des pièces et à réduire encore plus les émissions.

Aujourd'hui, nous avons atteint un niveau technique qui permet des rendements maximum de 46 % pour la houille et de plus de 43 % pour le lignite. De nouvelles avancées dans les domaines de la mécanique des fluides, de la thermodynamique, de l'étude des matériaux et du séchage du charbon permettront de faire en sorte que le rendement des centrales à cycle de vapeur atteigne environ 51 % d'ici à 2010. Les rendements seront probablement encore plus élevés d'ici à 2020 si l'on continue à augmenter les paramètres de vapeur vive, à réduire les pertes de gaz d'échappement du générateur de vapeur et à perfectionner l'aubage haute température sophistiqué des turbines à vapeur.

En ce qui concerne la houille, la combustion de charbon pulvérisé avec cycle super-critique fonctionne actuellement à des rendements de 45 % et offre des perspectives d'augmentation pouvant atteindre 48 %; cette technologie reste l'option préférée pour des unités importantes jusqu'en 2020. Quant au lignite, la combustion pulvérisée supercritique atteint plus de 43 % (dans l'unité appelée BoA de la centrale allemande de Niederaussem), et devrait parvenir à 50 % et plus si le pré-séchage et de nouveaux matériaux étaient utilisés (calendrier 2020). Les centrales électriques au combustible pulvérisé supercritique resteront les plus prisées dans un proche avenir. D'autant plus qu'en Allemagne il y a quelques exemples récents d'amélioration très importante du rendement. Des études sont en cours pour réduire les coûts des applications futures.

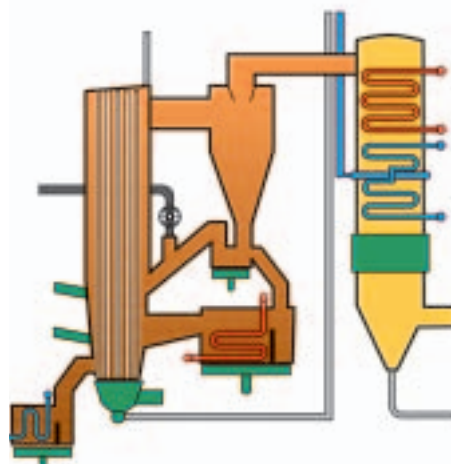
Combustion par lit fluidisé (CLF)

La combustion par lit fluidisé (CLF) pourrait être une alternative à la combustion fluidisée sous pression pour la houille et le lignite. Le procédé à «lit fluidisé» a tout d'abord été utilisé pour la gazéification du charbon et pour les réactions entre matériaux solides et gaz des procédés chimiques industriels. Les premières usines brûlant des combustibles solides ont été exploitées à partir de 1970. Aujourd'hui, la combustion en lit fluidisé circulant (CFBC) est le principe le plus répandu.

Les lits fluidisés présentent plusieurs avantages par rapport à la combustion du combustible pulvérisé, notamment de faibles émissions de NO_x , le captage en cours de procédé de SO_2 ¹ et la capacité de brûler une large gamme de combustibles pauvres et potentiellement difficiles (y compris les combustibles riches en cendres, les déchets et la biomasse) ainsi que des combustibles mixtes.

¹ Avec ces systèmes, le soufre et l'azote sont éliminés pendant la combustion (plutôt que par l'épuration des fumées post-combustion) en utilisant un absorbant de SO_2 (calcaire).

Combustion par lit fluidisé (CLF)



Source : ALSTOM

La température de combustion est plus basse (850 °C environ). La « conversion » (combustion ou gazéification) des combustibles solides destinée à la production de chauffage et/ou d'électricité peut être réalisée par diverses techniques en lit fluidisé, appliquées à pression atmosphérique ou sous pression, en général des lits fluidisés « bouillonnants » ou « circulants ».

Des conditions de vapeur supercritique peuvent être utilisées pour les chaudières à lit fluidisé (pression atmosphérique ou sous pression) et des rendements de l'ordre de 45 % pourront être atteints dans un proche avenir. En outre, des installations de conversion à lits fluidisés circulants de grande envergure sont proposées maintenant dans des tailles allant jusqu'à 650 MWe, donc à échelle pleinement industrielle.

Cette technologie peut être utilisée par ailleurs pour l'incinération et des unités existantes ont été employées avec succès pour traiter des déchets fortement contaminés de PCB, la dépollution du pétrole et l'élimination de déchets faiblement calorifiques. Elle est, entre autres, aussi très utilisée dans l'industrie métallurgique.

Les technologies encore peu déployées

Aujourd'hui, des niveaux de rendement particulièrement élevés peuvent être atteints avec le gaz naturel dans des procédés à cycle combiné. Les turbines à gaz ne peuvent fonctionner qu'avec des combustibles sans cendre. Pour que le charbon puisse être utilisé comme combustible dans un cycle combiné, différentes versions du procédé ont été mises au point. Elles comprennent le cycle combiné à gazéification intégrée (IGCC), la combustion par lit fluidisé sous pression (CLFP) et le système de combustion de charbon pulvérisé sous pression (PPCC). Ces procédés à base de charbon bénéficient surtout des progrès technologiques réalisés dans les centrales électriques à cycle combiné au gaz naturel mais aussi des nouveaux matériaux et technologies utilisés dans des procédés classiques.

Certains projets ont déjà atteint un niveau technique élevé. Ils sont particulièrement utiles en raison de leur potentiel de développement considérable en matière de rendement, de normes d'émission (charbon ultra-propre), de souplesse d'utilisation du combustible, de captage efficace du CO₂ et de capacité d'adaptation du produit (électricité, gaz de synthèse). Actuellement, les coûts spécifiques élevés et les risques que représente une nouvelle technologie entravent une plus large pénétration du marché.

Cycle combiné à gazéification intégrée (IGCC)

Dans une technologie à gazéification intégrée (IGCC), les combustibles fossiles solides ou liquides sont transformés en combustible gazeux connu sous le nom de gaz de synthèse, un mélange de monoxyde de carbone et d'hydrogène. Les polluants sont alors éliminés et le gaz de synthèse est utilisé comme combustible dans un générateur électrique à cycle combiné.

Le procédé IGCC a été mis en œuvre dans le monde entier dans un certain nombre de centrales de démonstration ou en service industriel. Pour l'instant, un manque de compétitivité, de fiabilité et de disponibilité a empêché une véritable percée



commerciale de ce nouveau procédé de centrale électrique de pointe et doté d'un fort potentiel. En ce qui concerne le captage du CO₂, l'IGCC a des avantages par rapport aux autres procédés en raison de la possibilité de séparer le CO₂ du gaz de houille ou du gaz combustible sous pression avant la combustion. La prochaine étape du développement de ce procédé sera une centrale électrique de démonstration fonctionnant au charbon avec un IGCC. Très efficace, à coûts réduits et d'une grande disponibilité, elle pourra être construite entre 2010 et 2015. L'IGCC, au stade de démonstration, atteint 43 %, mais pourra parvenir à 51 ou 53 %¹. Il constitue l'étape intermédiaire nécessaire avant une centrale ultérieure à IGCC avec des rendements maximum (> 55 %) et un captage de CO₂ en option.

La mise au point d'une turbine à gaz utilisant du gaz de synthèse est un important objectif intermédiaire. Les conditions aux limites nécessaires pour la réalisation du procédé IGCC sont considérées comme la démonstration de la grande disponibilité des centrales existantes et de la fiabilité de cette technologie. À cette fin, les activités de R & D en parallèle à de nouveaux développements devraient surtout chercher à évaluer l'expérience d'exploitation existante avec l'IGCC et les installations de gazéification ainsi qu'à réaliser des concepts techniquement et économiquement optimisés en vue de démontrer la percée commerciale.

Depuis 1972, STEAG a acquis de l'expérience quant à cette technologie dans la centrale de Lünen, comprenant le premier prototype du monde avec une puissance nominale de 170 MW. Des travaux intensifs sont en cours dans d'autres centrales de démonstration pour de nouveaux développements. La preuve d'une exploitation réussie doit être apportée avec le cas d'une centrale à taux de disponibilité élevé dans des conditions d'utilisation variables. Pour obtenir une installation très disponible, il faut d'abord mettre au point une gazéification du charbon contrôlée de façon fiable, d'une part, et le procédé à cycle combiné, d'autre part.

Des perspectives de rendement intéressantes émergent, en particulier si des températures d'admission des turbines à gaz plus élevées peuvent être utilisées avec du gaz de houille purifié. Dans le cas du procédé combiné avec gazéification de charbon intégrée, des rendements avoisinant 45 % sont actuellement réalisables. En Europe, des centrales de démonstration fonctionnent à échelle industrielle à Buggenum (Pays-Bas) et à Puertollano (Espagne). Aux États-Unis, il y a également des centrales de démonstration en exploitation. Des recherches plus récentes ont eu pour but de démontrer l'existence de moyens d'améliorer l'IGCC, qui conduiraient à des niveaux de rendement plus élevés, à une meilleure puissance installée et, par conséquent, à une réduction des coûts par rapport aux centrales qui ont été construites jusqu'à présent. Le facteur de disponibilité doit être relevé lui aussi.

Combustion de charbon pulvérisé sous pression (PPCC)

La combustion de charbon pulvérisé sous pression (PPCC) peut faire atteindre à la centrale des rendements supérieurs à 50 %, si celle-ci est conçue avec un cycle combiné. À cet effet, le charbon doit être brûlé à haute température sous une pression d'environ 16 bars. À l'heure actuelle, l'objectif est de parvenir à une température de gaz à la turbine de 1250 °C, ce qui rend les turbines actuelles totalement inefficaces. Cette température devrait augmenter avec le perfectionnement des turbines à gaz.

¹ Source : CME.

Le gaz de fumée de la PPCC contient beaucoup de minéraux et d'autres substances, qui entraîneraient la destruction rapide des aubes des turbines à gaz sous l'effet de l'érosion et de la corrosion. La réalisation du procédé GCC avec PPCC exige par conséquent que la cendre et les composants alcali des fumées, présents durant la combustion de combustibles solides comme le charbon, soient séparés pour que les gaz soient tolérés par les turbines à gaz. Cette tâche constitue une des priorités des futures recherches.

Les conditions aux limites nécessaires à la mise en oeuvre du procédé PPCC visent à évacuer les particules et les alcalis des gaz de fumée à de très hautes températures atteignant jusqu'à environ 1600 °C. Pour ce faire, il faudra peut-être concevoir des voies nouvelles dans les programmes de recherche.

Combustion à lit fluidisé sous pression (CLFP)

Les centrales électriques à cycle combiné à turbines gaz/vapeur, ayant une combustion à lit fluidisé sous pression, sont évoquées durant les discussions sur les centrales de pointe fonctionnant avec combustible fossile. Elles promettent un nouveau concept de production d'électricité à base de houille et de lignite, efficace et faiblement émettrice. Le concept de combustion par lit fluidisé sous pression proposé offre la possibilité attrayante d'utiliser du charbon fossile primaire directement dans la turbine à gaz sans passer par l'étape intermédiaire de la gazéification. C'est fondamentalement différent des centrales à cycles combinés au fioul et au gaz des concepts à lits fluidisés sous pression. La chaleur est transférée au cycle de vapeur d'eau dans les lits fluidisés pour réduire la température de combustion à environ 850-900 °C.

Bien qu'il y ait eu un grand nombre de projets de démonstration à travers le monde, la combustion par lit fluidisé sous pression (première génération) n'a pas réussi à opérer une percée commerciale. La combustion par lit fluidisé, adaptée à des capacités plus réduites et des charbons riches en cendre, fonctionne actuellement avec un rendement de 40 % pouvant aller jusqu'à 44 %. En raison de son potentiel de rendement limité, des travaux de développement d'un concept de CLFP (seconde génération) permettant d'atteindre des rendements de 53 à 55 % ont commencé, comparables à ceux d'autres cycles combinés au charbon.

Cependant, ce nouveau procédé de CLFP ne pourra être réalisé que si la disponibilité et la fiabilité des installations fixes de CLFP existantes sont sensiblement améliorées et si une combinaison avec une technologie de gazéification est testée de façon fiable. Alors seulement, il sera utile de persévérer dans cette voie. Les conditions aux limites nécessaires pour le développement ultérieur du procédé CLFP (seconde génération) sont l'existence d'un système d'épuration du gaz produit opérationnel dans une plage de hautes températures (de l'ordre de 400 à 900 °C), dont bénéficierait aussi la technologie IGCC.

Cycle combiné à combustion externe (EFCC)

Les conditions aux limites nécessaires pour la mise en oeuvre du procédé EFCC sont la mise au point d'un échangeur de chaleur haute température en céramique qui pourra être exposé aux gaz de fumée non purifiés atteignant jusqu'à 1600 °C. Pour cela aussi il faut d'abord des programmes de recherche fondamentale.



Les procédés encore plus futuristes

Avec la technologie de cycle combiné à gazéification intégrée (IGCC), l'utilisation d'une pile à combustible et/ou du captage de CO₂ devrait être envisagée plus précisément avec des piles à combustible à oxyde solide (SOFC). Ces technologies sont souvent appelées procédés hybrides. Dans ce cas, le rapport CO/H₂ du gaz de synthèse peut être réglé pour donner davantage d'hydrogène au moyen de la réaction de conversion du gaz à l'eau : $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$. Des rendements très élevés sont envisagés avec ces installations. Elles sont calculées pour atteindre environ 70 %, et le cycle combiné à gazéification intégrée au charbon avec des piles à combustible environ 60 %.

Le principe de base des centrales à cycles hybrides a été démontré dans de petites installations pilotes fonctionnant au gaz. Il serait également possible d'augmenter le rendement en combinant la gazéification du charbon avec des SOFC (IGFC, utilisant la chaleur perdue des SOFC pour la gazéification du charbon endothermique). On peut espérer une amélioration de tous les procédés comprenant la gazéification du charbon par oxygène injecté grâce au développement de membranes conductrices d'ions. L'énergie nécessaire pour la production d'oxygène pourra sans doute être sensiblement réduite par de telles membranes.

La condition préalable nécessaire à l'exploitation des SOFC ou d'autres piles à combustible haute température dans des centrales à grande échelle est un développement visant à obtenir des pressions de service plus élevées, une augmentation de la capacité de l'unité (combinaison des piles pour former des centrales > 50 MW) et une réduction importante des coûts. Il faudra environ 20 ans avant que des piles à combustible, adaptées à ce type de conception de centrale, soient disponibles commercialement.

D'autres concepts décrits dans les publications, tels que le générateur magnétohydrodynamique (MHD) de centrale combiné à une centrale thermique, le procédé Kalina, le cycle de Graz, les cycles multimédia et les procédés de conversion directe de l'énergie thermique ne permettent pas, pour l'instant, d'obtenir de meilleurs rendements qu'avec les centrales hybrides.

Efficacité de différentes technologies

Il y a dans le monde une puissance installée fonctionnant au charbon d'environ 1 000 GW. Entraînée par les progrès réalisés dans le domaine des technologies avancées de charbon propre, le rendement des équipements de procédé classique avec chaudières chauffées au combustible pulvérisé, qui représentent la majorité des centrales au charbon du monde, s'est amélioré progressivement, tout en assurant un facteur de disponibilité élevé et une compétitivité de haut niveau, en termes de coûts de production et de faibles niveaux d'émissions.

Des procédés de charbon propre classiques améliorés, employant des chaudières à combustible pulvérisé supercritique à base de houille peuvent atteindre un rendement d'environ 45 à 47 %, en fonction de l'endroit où se trouve la centrale (par exemple, refroidissement à l'eau de mer). Des développements similaires sont en cours pour les centrales électriques fonctionnant au lignite. La centrale au lignite

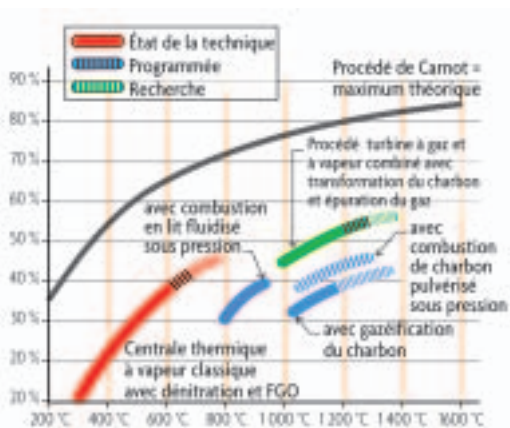
équipée d'une technologie optimisée («BoA» = «Braunkohlenkraftwerk mit optimierter Anlagetechnik») a un rendement de service dépassant 43 %. Elle est entrée en service en août 2002 après une période de construction qui a duré environ quatre ans. La prochaine phase de développement intégrera un séchage préliminaire du lignite en option. Une centrale basée sur ce concept est censée atteindre un rendement d'environ 47 %.

Le rendement dépend surtout des caractéristiques du cycle de vapeur thermodynamique qui ont subi des changements considérables. La pression et la température de la vapeur ont crû régulièrement grâce à une amélioration des caractéristiques des matériaux disponibles. Il est possible de réaliser de nouveaux progrès en tirant profit de ces nouveaux matériaux pour créer des conditions de vapeur encore plus élevées et améliorer davantage les caractéristiques du cycle.

Un large éventail d'autres technologies de centrales au charbon propre est examiné à l'heure actuelle, que ce soit avec la gazéification ou la liquéfaction du charbon comme composantes. Grâce à des efforts intensifs et continus de recherche et de développement au cours des dernières décennies, les centrales à turbine à gaz et à vapeur atteignent maintenant des valeurs d'efficacité maximum d'environ 58 %. Le développement rigoureux ultérieur de la mécanique des fluides et de la technologie

des matériaux va continuer à améliorer le rendement thermique de la turbine à gaz à cycle ouvert et le rendement interne de la turbine à vapeur.

Rendement des procédés de diverses centrales



Source : CME

D'ici à 2010, des centrales à turbine à gaz et à vapeur combinés pourraient donc être réalisées avec un rendement électrique d'environ 60 %. Pour atteindre cet objectif, outre les questions déjà mentionnées, des composantes de turbine transoniques, optimisées sous l'angle de la mécanique des fluides et de la technologie des matériaux, doivent être élaborées pour les générateurs de vapeur et les turbines à vapeur ; la consommation d'air de refroidissement dans les turbines à gaz sera rendue optimale par la gestion de l'air de refroidissement multifonction ; par ailleurs, des chambres de combustion à souplesse d'adaptation et stabilité de carburant élevées seront mises au point ultérieurement, et le débit interne et périphérique ainsi que les pertes de chaleur seront réduits au minimum.

Production de carburants de synthèse à partir du charbon

Après la gazéification du charbon, il est possible de produire des carburants de synthèse. Les carburants Fischer-Tropsch sont les plus prometteurs par rapport à d'autres possibilités telles que le méthanol ou le DME (oxyde de méthyle). Il est donc possible de produire des carburants faciles à transporter et à utiliser. À cet effet, les technologies CTL (Coal To liquid) peuvent être classées en deux catégories.



La première qui est une liquéfaction indirecte met en œuvre une succession de technologies. Il s'agit d'obtenir du gaz de synthèse ($\text{CO} + \text{H}_2$) par gazéification du charbon en présence d'eau suivie par une unité de synthèse Fischer-Tropsch. Dans ce cas, l'efficacité énergétique est égale à près de 50 %. Les produits obtenus sont de très grande qualité et en particulier le diesel dont le soufre et les composés aromatiques sont éliminés. Sa combustion dans une voiture actuelle permet une importante réduction des émissions de particules et des polluants (CO , NO_x). Il existe une usine en Afrique du sud depuis 1955. La production actuelle atteint près de 7 Mt/an de carburant et de produits chimiques. Il est également prévu d'en construire une en Chine, dans la province du Shanxi, pour produire 3 puis 6 Mt de carburant par an au moyen de la technologie de la liquéfaction indirecte (gazéification et unité Fischer-Tropsch). La technologie employée pourrait être celle qui a été développée par la société Sasol d'Afrique du sud, ou une autre, similaire, conçue par Shell avec une technologie GTL (Gas To Liquid), construite en Malaisie en 1993, pour une capacité de traitement d'environ 0,7 Mt/an. La capacité de production pourrait atteindre 15 Mt/an d'ici à 2015 et passer à 10 Mt/an supplémentaires en 2020.

La seconde est la liquéfaction directe qui consiste à appliquer des procédés spécifiques d'hydrogénation donnant du charbon liquide sans passer par l'étape préliminaire servant à obtenir du gaz de synthèse. Les effluents en résultant exigent des traitements aval poussés pour obtenir des carburants ayant les spécifications nécessaires. L'efficacité énergétique est supérieure à 60 %. Dans ce domaine, l'IFP investit dans un ensemble de prises de participation et de travaux de développement concernant des technologies compétitives de liquéfaction du charbon «H-coal», et d'hydrogénation «T-star». La construction du premier centre a débuté en Chine, en Mongolie intérieure, en 2004 et son exploitation doit commencer en 2007 (production de 1 Mt/an de produits liquides à partir de 6 000 t/j de charbon). Les technologies utilisées sont : le procédé de liquéfaction HTI (Liquéfaction directe du charbon), le procédé d'hydrogénation T-Star d'Axens, filiale d'IFP, et deux gazogènes de Shell de 2 200 t/j de charbon pour produire les 300 000 Nm³/h d'hydrogène nécessaires aux divers traitements. Il est déjà prévu de passer à 5 Mt/an en 2010. Axens a non seulement adapté le procédé T-star à l'installation chinoise de Shenhua, mais il a également conçu le centre HTI.

L'IFP développe en collaboration avec le groupe ENI, un procédé puissant de synthèse Fischer-Tropsch. Une usine produisant 20 barils de GTL par jour a été mise en service à Sannazzaro (Italie) en 2003. L'IFP a pour objectif de réduire les coûts de production actuels d'au moins 20 %. Aujourd'hui, l'investissement est de 50 000 dollars par baril de production. Il peut être comparé au montant déjà très élevé de 30 000 dollars par baril, dévolu aux projets actuels de GTL (Gas To Liquid) du Qatar.

CTL & GTL (kb/j) dans le monde en 2005



Source : AIE

Co-combustion de biomasse et de charbon¹

L'utilisation de la biomasse pour la production d'électricité suscite actuellement un intérêt considérable. De nombreux pays ont pris des mesures incitatives, ces dernières années, pour encourager cette utilisation de la biomasse. D'après l'AIE, la co-combustion n'entraîne pas les frais d'équipement élevés que représente la construction d'une nouvelle installation de biomasse mais seulement les frais nettement plus réduits de modernisation d'une centrale existante. Les chaudières modifiées peuvent brûler de la biomasse lorsque les approvisionnements sont abondants et repasser au charbon lorsqu'ils sont limités. La co-combustion augmente l'efficacité de la transformation d'énergie car le combustible est brûlé dans une centrale plus importante que celle qui brûle uniquement de la biomasse. L'efficacité de la conversion de la biomasse en co-combustion va de 30 à 38 % ce qui est bien plus élevé que dans une centrale dédiée à la biomasse. Parmi ses autres avantages, l'utilisation de la biomasse diversifie les combustibles de la centrale. La co-combustion permet à la centrale thermique au charbon de réduire non seulement nettement ses émissions de CO₂ mais également celles de SO₂ car les biocombustibles contiennent en général moins de soufre que le charbon. Ils tendent également à contenir moins d'azote, ce qui entraîne de plus faibles émissions de NOx. Les frais d'exploitation de la co-combustion pourraient être plus élevés en raison du coût de la biomasse qui est supérieur à celui du charbon. Mais malgré cela, la co-combustion est souvent la forme de production d'énergie renouvelable la moins onéreuse.

Les propriétés du combustible issu de la biomasse sont très différentes de celles du charbon et sont très variables par rapport aux charbons types. Les conditions de livraison, de stockage et de préparation de la biomasse diffèrent également. La biomasse a une densité apparente cinq fois moins importante, est généralement humide, fortement hydrophile et non friable. Avec un pouvoir calorifique et une densité des particules de la biomasse généralement moitié moins élevés que ceux du charbon, et une densité apparente bien plus faible, la densité combustible totale de la biomasse représente un dixième de celle du charbon. Le stockage à long terme de copeaux de bois, par exemple, peut poser des difficultés si la teneur en moisissure dépasse 20 %, car l'activité biologique peut causer un échauffement du tas de stockage. Des problèmes peuvent aussi surgir du fait que la plupart des broyeurs produisant du charbon pulvérisé fonctionnent sur le principe de la rupture par fragilité des particules et agrégats de charbon, alors que la biomasse ne se broie pas par ce mécanisme. Si la biomasse n'est pas broyée de manière satisfaisante, le taux de co-combustion biomasse/charbon peut être limité.

La co-combustion peut influencer sur le degré d'entartrage et d'encrassement, la biomasse pouvant contenir une proportion plus élevée de substances alcalines que le charbon, bien que la teneur totale en cendres doive également être considérée. La plupart des matières inorganiques contenues dans la biomasse sont sous forme de sels ou liées dans de la matière organique, alors que dans le charbon elles le sont dans les silicates, qui sont plus stables. Lorsque de la biomasse est brûlée avec du charbon, la formation de scories augmente. La plupart des types de biomasse sont des combustibles très salissants et brûler de la biomasse avec du charbon augmente presque toujours la probabilité d'encrassement. Dans de nombreux cas, pour régler les

¹ Source : AIE Centre du charbon propre (CCC), *Fuels for biomass cofiring*, de Rohan Fernando, 29 juin 2005.



problèmes d'entartrage et d'encrassement pendant la co-combustion, il faut en réduire le rapport. Le retour d'expérience en Europe laisse supposer qu'ils ne sont pas censés être un problème si le taux de co-combustion est inférieur à 10 %.

Les émissions de SO_2 diminuent invariablement pendant la co-combustion avec de la biomasse, souvent proportionnellement à la quantité de biomasse utilisée, puisque la plupart des types de biomasse contiennent bien moins de soufre que le charbon. Les émissions de Nox dans ce cas de co-combustion sont plus difficiles à prévoir. Elles peuvent augmenter, diminuer ou rester au même niveau qu'en brûlant du charbon, en fonction du type particulier de biomasse ainsi que des conditions de combustion et d'exploitation. Les émissions de CO_2 issues de la biomasse peuvent être considérées sans émission nette de carbone si la biomasse a grandi dans une forêt exploitée.

La co-combustion de biomasse a été démontrée avec succès dans plus de 150 installations à travers le monde pour la plupart des combinaisons de combustibles et de types de chaudière. Une centaine de démonstrations ont eu lieu en Europe. Il y en a eu plus de 40 aux États-Unis et le reste surtout en Australie. Une large éventail de combinaisons de combustibles, tels que les résidus, les cultures énergétiques ainsi que les biomasses herbacées et ligneuses, ont été co-brûlés lorsque la proportion de biomasse était comprise entre 1 % et 20 %.

Avec le projet ULCOS, l'Europe entre dans une nouvelle ère de la sidérurgie

Un groupe de 48 sociétés et organisations européennes a conclu un accord en vue de lancer des travaux de recherche et de développement en coopération. Ils visent à trouver de nouveaux procédés de fabrication de l'acier qui réduiraient fortement les émissions de CO_2 et d'autres gaz à effet de serre de ce secteur. Le consortium s'appelle ULCOS, un acronyme de « Ultra Low CO_2 Steelmaking » (fabrication de l'acier avec CO_2 ultra faible).

ULCOS va examiner une série de nouveaux concepts, destinés à fabriquer de l'acier suivant un procédé à base de minerai de fer et pouvant réduire les émissions de CO_2 spécifiques des aciéries de plus de 30 %. Pour atteindre ce niveau de réduction, cette industrie doit mettre au point de nouveaux procédés faisant appel aux technologies de pointe. L'une d'entre elles est basée sur le recyclage des gaz de gueulards après décarburation. Des technologies de captage et de stockage peuvent être ajoutées. D'autres technologies de pointe sont également examinées. Elles comprennent l'électrolyse, l'utilisation de l'hydrogène, celle du carbone et du gaz naturel avec captage et stockage du CO_2 dans des réacteurs différents du haut fourneau, ou l'utilisation de la biomasse.

Le consortium est dirigé par un groupe de sidérurgistes comprenant ThyssenKrupp Stahl, Arcelor, Corus, Riva, Voestalpine, Saarstahl et Dillinger Hüttenwerke ainsi que le producteur de minerai et granules LKAB. Arcelor est le coordinateur du consortium. Le projet ULCOS fait partie d'un programme de recherches sur l'acier multidisciplinaire, cofinancé par les programmes d'innovation de la Commission européenne, lancés officiellement le 12 mars 2004. Le financement total, s'élevant à 45 millions

d'euros, est assuré à parts sensiblement égales par la Commission européenne et les sociétés participant au programme.

La réduction visée par le projet ULCOS est un objectif ambitieux, car le mode de production d'acier intégré génère environ deux tonnes de CO₂ par tonne d'acier à l'heure actuelle. Dans le passé, les efforts intenses entrepris par l'industrie ont permis de réduire les besoins en énergie ainsi que les émissions de CO₂ des aciéries : la consommation d'énergie spécifique a donc baissé de 60 % au cours des 40 dernières années tandis que l'ensemble des émissions de CO₂ de la sidérurgie diminuait de moitié durant la même période.

ULCOS doit fournir une solution innovante, basée sur le minerai de fer, en vérifiant sa faisabilité en termes de technologie, de projections économiques et d'acceptabilité sociale d'ici cinq ans. La première réalisation commerciale pourra être envisagée après une phase pilote qui durera cinq ans de plus. Les avancées de ce programme seront suivies par les responsables des Technologies industrielle de la Direction générale de la Commission européenne.

Captage et stockage du carbone (CCS)

Pour limiter les émissions de CO₂, le captage et le stockage géologique du carbone (CCS) doivent être pris en considération. L'idée de base est de capter le CO₂ avant qu'il ne soit émis dans l'atmosphère et de l'injecter ensuite profondément sous terre où il restera pendant des milliers d'années ou davantage. Elle a été développée pour la première fois vers la fin des années 1970 dans le monde des hydrocarbures. Avec la question des gaz à effet de serre, elle a resurgi parmi les solutions les plus prometteuses pour réduire fortement les émissions de CO₂.

Le procédé CCS comprend quatre étapes : d'abord, un flux de CO₂ pur ou presque pur est capté à partir de fumées ou d'un autre flux du procédé ; puis il est comprimé à environ 100 atmosphères ; ensuite il est transporté au site d'injection ; finalement, il est injecté profondément dans une formation géologique telle qu'une roche réservoir de pétrole ou de gaz où il pourra être stocké de façon sûre pendant des milliers d'années et même davantage.

Pendant les dix dernières années, les pays membres de l'AIE se sont mis à étudier les technologies¹ de captage et de stockage géologique du carbone en tournant leur attention, après les études de faisabilité et les tests de laboratoire, vers des projets pilotes afin de mieux comprendre les facteurs en jeu sur le plan de l'ingénierie, de l'environnement et des coûts.

Plus le prix du CO₂ est élevé, plus ces technologies ont des chances d'être mises en application. De nombreux experts pensent qu'elles pourraient devenir compétitives dans l'avenir, lorsque le prix atteindra de 20 à 40 €/t. Cela ne veut pas dire que toutes les émissions seront évitées à ce prix là, mais une certaine quantité d'entre elles sera gérée par les procédés appropriés.

¹ McKee, B (2002), *Solutions for the 21st Century. Zero Emissions Technologies for Fossil Fuels*, Agence internationale de l'énergie, Groupe de travail sur les combustibles fossiles.



Profil, par procédé ou activité industrielle, des sources fixes importantes de CO₂ émettant plus de 0,1 million de tonnes de CO₂ par an dans le monde.

Procédé	Nombre de sources	Émissions (MtCO ₂ /an)
Combustibles fossiles		
Énergie (charbon, gaz, pétrole et autres)	4 942	10 539
Production de ciment	1 175	932
Raffineries	638	798
Sidérurgie	269	646
Pétrochimie	470	379
Traitement du gaz et du pétrole	Pas disponible	50
Autres sources	90	33
Biomasse		
Bioéthanol et bioénergie	303	91
Total	7 887	13 466

Source : Rapport spécial IPCC approuvé le 25 septembre 2005, sur le captage et le stockage du dioxyde de carbone

Le captage de CO₂ peut être réalisé sur de grandes sources ponctuelles. Le CO₂ sera alors comprimé et transporté pour être stocké dans des formations géologiques, dans l'océan, dans des carbonates minéraux, ou pour être utilisé dans des procédés industriels. Les sources ponctuelles importantes de CO₂ comprennent de grandes installations énergétiques de combustible fossile ou de biomasse, des industries émettrices de CO₂, des centres de production de gaz naturel, des usines de carburant de synthèse et de production d'hydrogène à base de combustible fossile.

Technologie de captage du CO₂

Le dioxyde de carbone est émis par des centrales électriques et d'autres sources de combustion comme les fumées, qui contiennent surtout de l'azote et seulement de 5 à 15 % de dioxyde de carbone. Avant de pouvoir être injecté sous terre, le CO₂ doit être séparé du reste du gaz. En raison de la faible concentration de CO₂ dans le gaz, la séparation revient cher, requiert des installations encombrantes et une grande quantité d'énergie. Pour le captage du CO₂ provenant des chaudières de centrales électriques ou d'industries, les technologies de captage sont regroupées en fonction du moment où est capté le CO₂ : après la combustion du combustible fossile, c'est le captage post-combustion («end-of-pipe»), ou avant la combustion, c'est la pré-combustion dans laquelle des procédés chimiques sont utilisés pour gazéifier le combustible fossile afin d'extraire l'hydrogène avant qu'il ne soit brûlé. Par ailleurs, dans le cas des centrales électriques, le captage peut être réalisé en utilisant de l'oxygène au lieu de l'air pour brûler les combustibles fossiles, ce qui ne produit que des émissions de CO₂ et d'eau, dont il est facile de séparer le CO₂.

Post-combustion

Parmi ces technologies de séparation, seul le captage post-combustion est considéré comme une technologie bien développée. En résumé, le captage post-combustion utilisant des solutions d'amines (voir encadré) est une technologie dont la démonstration a été faite et qui pourrait être largement appliquée aujourd'hui, mais les coûts

et la demande en énergie sont élevés. Les solutions alternatives au captage post-combustion présentent beaucoup d'avantages, mais il faudra encore effectuer des travaux de recherche, de développement et de démonstration avant qu'elles ne puissent être adoptées par les sociétés de production d'électricité.

Les technologies de captage de la pollution en service actuellement tendent à utiliser des techniques de séparation après la combustion plutôt qu'avant. Le CO_2 ne constitue normalement qu'une faible partie du flux de fumées rejetées dans l'atmosphère par une centrale électrique, une méthode de séparation est donc nécessaire pour le capter. Il est possible d'employer un éventail de techniques élaborées et éprouvées dans d'autres applications. Celle qui est la plus utilisée à l'heure actuelle consiste à séparer le CO_2 des fumées en « purifiant » le flux gazeux au moyen d'une solution d'amines. Elle est d'usage depuis plus de 60 ans dans les industries pétrolière et chimique pour extraire l'hydrogène sulfuré et le CO_2 des flux gazeux. Après avoir quitté l'épurateur, l'amine est réchauffée pour libérer du CO_2 très pur et l'amine sans CO_2 est ensuite réutilisée. L'inconvénient de cette technique, c'est que la faible concentration de CO_2 dans les fumées oblige à gérer un important volume de gaz, et nécessite donc des équipements encombrants et chers. De puissants solvants doivent être utilisés pour capter le CO_2 , par conséquent, il faut une grande quantité d'énergie pour libérer le dioxyde de carbone.

À court terme, le lavage aux amines va sûrement continuer à être utilisé pour le captage post-combustion. Commercialement, c'est la mieux établie des techniques disponibles même si l'expérience pratique porte surtout sur les flux gazeux qui sont chimiquement réducteurs, à l'opposé du caractère oxydant du flux de fumées. La monoéthanolamine (MEA) est un type d'amines largement répandu pour le captage de CO_2 . De meilleurs solvants pourraient réduire l'ampleur de la dégradation due à au caractère oxydant et faire baisser les besoins énergétiques d'au moins 40 % par rapport aux solvants MEA classiques.

Pré-combustion

Dans la séparation de CO_2 par précombustion, où des solvants physiques sont utilisés pour le captage, il a l'avantage d'être libéré surtout par dépressurisation, ce qui évite la forte consommation de chaleur des procédés de lavage aux amines. L'extraction de CO_2 par solvant physique est bien établie dans les industries chimiques, pour des activités telles que la production d'ammoniac, mais moins dans la production d'électricité. Lorsque le CO_2 est extrait sous pression

dans des procédés IGCC, la quantité d'énergie nécessaire pour le capter et le comprimer afin de le transporter sur un site de stockage géologique, est moins importante que celle qu'il faudrait pour du CO_2 extrait directement des fumées plus diluées à pression atmosphérique des dispositifs PF. Cependant, la dépressurisation du solvant reste pénalisante en termes d'énergie.

Oxy-combustion

Les concentrations en CO_2 peuvent être sensiblement augmentées en utilisant de l'oxygène concentré au lieu de l'air pour la combustion dans une chaudière ou dans une turbine à gaz. L'avantage de la combustion avec injection d'oxygène c'est que les



fumées ont une concentration en CO₂ supérieure de 80 à 90 %, si bien qu'une simple épuration du CO₂ est requise. L'inconvénient est que les méthodes actuelles destinées à produire de grandes quantités d'oxygène très pur sont coûteuses, aussi bien en termes de frais d'investissement que de consommation d'énergie. L'alternative consiste à augmenter les concentrations de CO₂ en utilisant le captage précombustion dans une installation à cycle combiné à gazéification intégrée. Le procédé est, en principe, le même pour le charbon, le pétrole ou le gaz naturel.

Transport et stockage du CO₂

Si le captage était appliqué à grande échelle pour réduire la pollution atmosphérique, le CO₂ capté devrait ensuite être transporté et stocké dans de vastes dépôts étanches¹. La mise en oeuvre du stockage pose des questions d'ordre technologique et environnemental qui devront être adressées afin de permettre un déploiement industriel de ces possibilités. Le CO₂ est dans une grande mesure inerte et facile à manipuler. Il est déjà transporté sur de longues distances dans des gazoducs haute pression dont plus de 2 000 km sont en service actuellement. Si le captage du CO₂ et son stockage devaient être largement répandus, il faudrait mettre en place un réseau d'infrastructures pour le transporter vers des sites de stockage sélectionnés. Dans certaines régions, cela nécessiterait la construction de réseaux de gazoducs, semblables à ceux qui servent à la distribution du gaz, donc une mise de fonds initiale qui devra être justifiée économiquement avant toute application à grande échelle. Des bateaux pourraient aussi être utilisés pour le transport sur de longues distances, ce qui se fait déjà aujourd'hui à échelle réduite, sur le modèle du transport de GPL.

Solutions pour le stockage du CO₂

Réserves de pétrole et de gaz abandonnées (capacité totale estimée comprise entre 900 et 1 200 Gt de CO₂)

C'est une solution attrayante en raison de leur géologie bien connue, de leur faible coût d'exploration et de la possibilité de réutiliser les équipements de production pour injecter du CO₂. Le stockage souterrain a également fait partie intégrante de l'industrie du gaz naturel pendant des décennies. L'injection de CO₂ peut aussi accroître la récupération du pétrole de 10 à 15 %.

L'estimation combinée de la capacité de stockage finale totale dans les gisements de pétrole et de gaz découverts représente par conséquent probablement de 675 à 900 Gt de CO₂. Si les gisements non découverts étaient inclus, ces chiffres atteindraient de 900 à 1 200 Gt de CO₂, mais le degré d'incertitude augmente.

Réservoirs salins profonds (capacité mondiale évaluée à 1 000 Gt de CO₂ minimum)

Les aquifères souterrains inappropriés pour l'alimentation en eau potable pourraient stocker du CO₂, qui se dissoudrait en partie dans l'eau salée, réagirait avec les minéraux pour former des carbonates et enfermer le CO₂. Le projet pilote Sleipner Vest teste cette technique en injectant 1 mt de CO₂ par an dans un réservoir salin situé dans le secteur norvégien de la mer du Nord dans le cadre des ■■■

¹ *Transport and Environmental Aspects of CO₂ Sequestration*, Programme R & D Gaz à effet de serre, 1995, AIE

■■■ activités de production de gaz, un projet conduit par la société Statoil de Norvège et le programme de R & D sur le gaz à effet de serre de l'AIE.

Plus de 14 estimations de capacité ont été effectuées dans le monde en appliquant ces types d'approche (IEA-GHG 2004). Leur fourchette est large (allant de 200 à 56 000 Gt de CO₂), reflétant à la fois les différentes hypothèses utilisées pour faire ces évaluations et l'incertitude des paramètres. La plupart des estimations sont dans la fourchette de quelques centaines de Gt de CO₂. L'évaluation du rapport spécial SRCCS indique qu'il est vraisemblable que la capacité de stockage totale dans les formations salines profondes représente au moins 1 000 Gt de CO₂. La confiance dans cette estimation vient du fait que les gisements de pétrole et de gaz « découverts » ont une capacité de stockage totale allant de 675 à 900 Gt de CO₂ environ, et qu'ils occupent seulement une petite partie du volume interstitiel des bassins de sédimentation, le reste étant occupé par l'eau saumâtre et la saumure. En outre, les réservoirs de pétrole et de gaz apparaissent seulement environ dans la moitié des bassins de sédimentation.

Stockage en veines de charbon non exploitables (capacité mondiale estimée à plus de 15 Gt de CO₂)

Le CO₂ injecté dans des veines de charbon est adsorbé dans le charbon, qui l'enferme définitivement. Le CO₂ injecté peut être utilisé pour déplacer le méthane dans le charbon, afin de l'en extraire en appliquant des techniques de dépressurisation. L'injection de CO₂ permet d'extraire davantage de méthane (plus de 50 %), tout en stockant en profondeur le CO₂.

En supposant que les charbons gras peuvent adsorber deux fois plus de CO₂ que de méthane, une analyse préliminaire du potentiel de stockage théorique de CO₂ pour les projets de récupération ECBM suggère qu'approximativement 60 à 200 Gt de CO₂ pourraient être stockées à travers le monde dans des veines de charbon bitumineux (IEA-GHG, 1998). Des évaluations plus récentes concernant l'Amérique du Nord situent la fourchette entre 60 et 90 Gt de CO₂ (Reeves, 2003b ; Dooley *et al.*, 2005), en incluant les charbons sub-bitumineux et les lignites. Des considérations techniques et économiques évoquent un potentiel de stockage pratique d'environ 7 Gt de CO₂ pour les charbons bitumineux (Gale & Freund, 2001 ; Gale, 2004). En supposant que le CO₂ ne serait pas stocké dans les veines de charbon sans récupérer le CBM, une capacité de stockage de 3 à 15 Gt de CO₂ est calculée pour une production américaine annuelle de CBM d'environ 0,04 trillions m³ en 2003 et devrait atteindre un niveau de production total de 0,20 trillion m³ dans l'avenir.

Stockage dans les fonds marins (capacité mondiale estimée à plus de 5 000 Gt de CO₂)

C'est une solution très spéculative en raison de la complexité des phénomènes naturels en jeu et des risques potentiels qu'elle présente pour la faune marine. À l'heure actuelle, le CO₂ présent dans l'atmosphère pénètre naturellement dans les mers et circule à faible vitesse. Une injection délibérée à des profondeurs atteignant au moins 3 000 m pourrait accélérer l'accumulation. Des études évoquent des périodes de rétention de plusieurs centaines d'années par rapport à 1 000 ans à l'heure actuelle.

Autres options

Bien que moins compétitives sur le plan économique, des cavernes souterraines comme dans les mines de sel pourraient être créées pour stocker du CO₂ sous forme solide (neige carbonique) dans des dépôts revêtus d'un calorifugeage pour réduire les infiltrations. Par ailleurs, il serait possible de faire réagir le CO₂ avec des minéraux comme le silicate de magnésium pour produire des carbonates.

Note : Les évaluations de capacité se rapportent à la projection IS92a du GIEC (IPCC) pour l'ensemble des émissions de CO₂ pour la période 2000-2050 dans le cadre d'un scénario « business as usual »

Source : Rapport spécial du GIEC intitulé Carbon dioxide Capture and Storage & Greenhouse Gas R & D Program de l'AIE



Une fois capté, le CO₂ pourrait être stocké dans les océans ou le sous-sol (dans des gisements épuisés de gaz ou de pétrole, des veines de charbon ou des aquifères en déclin), et peut-être même en favorisant la production de pétrole, de gaz et de méthane. D'après les estimations du GIEC, la capacité de stockage souterrain totale s'élèverait au moins à 2 000 Gt de CO₂ sans prendre en compte le stockage dans les fonds marins. Le stockage géologique coûterait de 7 à 17 USD nets par tonne de CO₂ stocké (coût du captage et du transport non compris)¹. Les conditions locales dicteront à quelle distance le CO₂ devra être transporté, du lieu de production à celui du stockage. D'après les estimations, le coût du transport par gazoduc serait compris entre 1 et 3 dollars par tonne de CO₂ pour une distance de 100 km. Dans les cas où l'injection fera augmenter la production d'hydrocarbures, le bénéfice en résultant pourra compenser une partie des coûts globaux.

Le troisième Rapport d'évaluation du GIEC de 2001 a montré que, pour parvenir à une stabilisation à 550 ppmv d'ici à 2100, la réduction des émissions devrait atteindre 38 Gt de CO₂ par an, par rapport aux scénarios ne prévoyant pas d'action pour atténuer les conséquences. C'est pourquoi, l'importance de la capacité de stockage en fait un véritable élément de stratégie.

Par exemple, Gaz de France réalise une expérience dans la mer du Nord, au large des côtes hollandaises, dans le gisement de gaz K12B d'une plate-forme de forage. Ce gisement a l'avantage d'être proche d'autres gisements de gaz à forte teneur en CO₂. Une étude de faisabilité effectuée en 2003 a montré que, sous réserve d'adapter les installations existantes, il était intéressant d'extraire le CO₂ des gisements voisins pour le réinjecter dans celui-là. L'installation pilote est en service depuis le milieu de 2004, le débit initial d'injection sera de 20 000 tonnes par an et pourrait ensuite être augmenté en 2005/2006 pour passer à une capacité annuelle d'environ 480 000 tonnes.

Le modèle ETP² de l'AIE évalue l'effet qu'aurait l'utilisation du captage de CO₂ par rapport à d'autres moyens de réduire les émissions durant la période allant de 2020 à 2040, et par conséquent, les effets du captage et du stockage géologique sur les politiques énergétique et environnementale. Les résultats préliminaires suggèrent que le CCS pourrait jouer un rôle important en matière de réduction des émissions au cours de la première moitié du XXI^e siècle, car un total de 3 Gt de CO₂ par an pourrait être capté d'ici à 2020 pour atteindre 6 Gt en 2040. Cela concerne le CO₂ issu de la production d'électricité, de diesel et d'essence, et de manière plus limitée de celle de l'hydrogène. Les résultats du modèle ETP indiquent que les centrales thermiques classiques équipées d'une technologie de captage pourraient représenter jusqu'à 22 % de la capacité de production d'électricité totale d'ici à 2030 et 40 % d'ici 2050.

D'après le Rapport spécial du GIEC, approuvé le 25 septembre 2005 et consacré au captage et au stockage géologique du dioxyde de carbone, d'importantes sources ponctuelles de CO₂ sont concentrées à proximité des grandes zones industrielles et urbaines. Nombre de ces sources se trouvent dans un rayon de 300 km des zones susceptibles de détenir des formations adaptées au stockage géologique. Des recherches préliminaires indiquent que, globalement, une faible proportion de sources ponctuelles importantes se trouve près des sites de stockage marins éventuels. Il y a peu

¹ AIE/IEA Greenhouse Gas R & D Program

² Gielen, D, *The Future Role of CO₂ Capture and Storage. Results from the IEA-ETP Model*, Agence Internationale de l'Energie, Novembre 2003

de publications sur l'adéquation entre les sources importantes de CO₂ et les formations géologiques appropriées au stockage. Pour améliorer l'information, il conviendrait de procéder à des évaluations régionales détaillées. Les études de scénarios indiquent que le nombre de sources étendues est censé augmenter dans l'avenir et que, d'ici 2050, étant donné les limitations techniques attendues, il serait techniquement possible de capter près de 20 à 40 % des émissions mondiales de CO₂ issu de combustibles fossiles, dont 30 à 60 % des émissions dues à la production d'électricité et 30 à 40 % des émissions d'origine industrielle. Les émissions provenant des installations de conversion de biomasse à grande échelle pourraient aussi être adaptées techniquement au captage. L'implantation de futures sources ponctuelles étendues à proximité d'éventuels sites de stockage n'a pas encore été étudiée.

Performances

S'il y a des réticences pour appliquer les technologies de captage à la production d'électricité, c'est surtout en raison de la perte de rendement et de l'augmentation des frais d'investissement. En effet, tandis que le captage réduit les émissions de CO₂ par unité d'électricité de 80 à 90 %, il diminue aussi le rendement global de 8 à 13 %. L'installation d'une technologie de captage multiplie environ par deux les frais d'investissement d'une centrale à cycle combiné au gaz naturel tandis qu'elle augmente ceux d'une centrale au charbon pulvérisé de 80 % et ceux d'une centrale à IGCC de 50 %, d'après le programme de R & D sur le gaz à effet de serre de l'AIE.

Dans les exemples ci-dessous qui illustrent les performances et le coût des centrales électriques fonctionnant au gaz, au pétrole et au charbon avec et sans captage de CO₂, les résultats présentés concernent les centrales électriques équipées de captage post-combustion avec lavage aux amines et de captage par précombustion avec lavage par solvant.

La centrale à IGCC au charbon utilise le captage précombustion, et les centrales à cycle combiné au charbon pulvérisé et au gaz naturel, le captage postcombustion (le rendement et les émissions seraient similaires pour un cycle combiné à gaz naturel avec captage précombustion). La compression du CO₂ à une pression de 110 bars pour son transport jusqu'au lieu de stockage est incluse. Les frais financiers et les coûts d'exploitation des centrales électriques avec et sans captage ont été estimés avec une précision de +/- 25 %.

Le Secrétariat de l'AIE a effectué, à l'aide de son modèle ETP¹ (Energy Technology Perspectives), une évaluation des coûts et du rendement des technologies de production, fonctionnant au charbon et au gaz avec et sans captage de CO₂, probables ou hypothétiques. La perte de rendement due au captage va de 12 % pour les centrales électriques au charbon existantes à 4 % pour les futurs modèles équipés de piles à combustibles. En général, le captage augmente le coût de la production au gaz d'environ

¹ L'ETP est un modèle de conception de systèmes partant de la base, fondé sur le paradigme de modélisation MARKAL élaboré par l'ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Program), un programme de R & D coopératif de l'AIE. L'ETP couvre la période allant de 2000 à 2050 en tranches de cinq ans. Le monde est divisé en 15 régions (États-Unis, Canada, Mexique, Amérique latine, Europe AIE, Europe de l'Est, ex-URSS, Afrique, Moyen-Orient, Inde, Chine, Corée du sud, Japon, reste de l'Asie, Australie/NZ). Plusieurs centaines de technologies sont étudiées dans chaque région.



ron 0,015 USD/kWh. Le captage post-combustion le fait croître dans une tranche à charbon pulvérisé d'environ 0,03 USD/kWh. Quant au coût de l'électricité, ce sont les installations fonctionnant au gaz avec captage qui semblent revenir le moins cher, bien qu'elles dépendent des prix du combustible et des réductions de prix locaux. Il est peu probable que cela reste valable avec la hausse que l'on connaît aujourd'hui. En termes de pourcentage, l'augmentation du coût de l'électricité pour le consommateur final serait moindre en raison des frais supplémentaires de distribution et de vente.

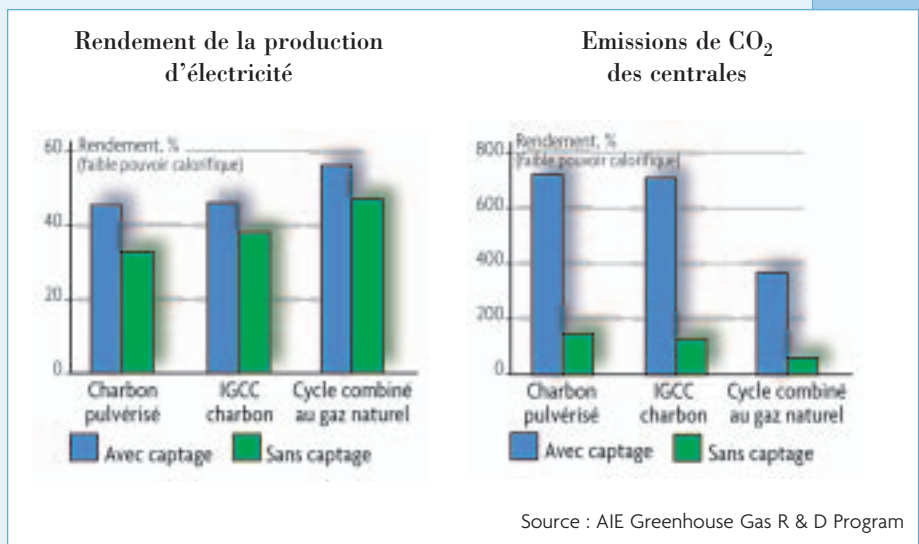
Enfin, le Rapport spécial du GIEC (IPCC) sur le captage et le stockage du dioxyde de carbone (CCS), approuvé le 25 septembre 2005, donne des indications de coût. L'application du CCS à la production de l'électricité, dans les conditions de 2002, est censée augmenter les coûts de production d'environ 0,02 à 0,05 USD par kWh, en fonction du combustible, de la technologie spécifique, de l'endroit et des particularités nationales.

Coûts du CCS : coûts de production pour différents types de production d'électricité, sans captage et pour l'ensemble du système CCS.

Type de centrale Électrique	Cycle combiné Au gaz naturel (USD/kWh)	Charbon pulvérisé (USD/kWh)	Cycle combiné à Gazéification intégrée (USD/kWh)
Sans captage (centrale de référence)	0,03 – 0,05	0,04 – 0,05	0,04 – 0,06
Avec captage et stockage géologique	0,04 – 0,08	0,06 – 0,10	0,05 – 0,09
Avec captage et récupération assistée de pétrole (EOR)	0,04 – 0,07	0,05 – 0,08	0,04 – 0,07

Le coût du système complet de CCS, pour la production d'électricité à partir d'une grande centrale à combustible fossile nouvellement construite, dépend d'un certain nombre de facteurs, y compris des caractéristiques de la centrale et du type de captage, des spécificités du site de stockage, de la quantité de CO₂, et de la distance à parcourir. D'après les chiffres, il s'agit d'une expérience avec une installation de grande taille. Les prix du gaz sont compris entre 2,8 et 4,4 USD par giga joule (GJ), les prix du charbon entre 1 et 1,5 USD/GJ (différents des prix du marché actuels)

Source : Rapport spécial du GIEC (IPCC) sur le captage et le stockage du dioxyde de carbone, approuvé le 25 septembre 2005



Le fait d'inclure les bénéfices de la récupération assistée de pétrole (EOR) réduirait les coûts de production supplémentaires dus au CCS d'environ 0,01 à 0,02 USD/kWh. L'augmentation du prix du marché des combustibles servant à la production d'électricité va généralement tendre à accroître le coût du CCS. Les conséquences quantitatives du prix du pétrole sur le CCS sont incertaines. Cependant, les gains de la récupération assistée de pétrole (EOR) seront en général plus importants lorsque le prix du pétrole sera plus élevé. Par ailleurs, l'application du CCS à la production d'électricité à base de biomasse, pratiquée à échelle réduite pour l'instant, entraînerait des coûts supplémentaires ; la co-combustion de la biomasse dans d'importantes centrales électriques au charbon disposant de CCS aurait un meilleur rapport coût-efficacité.

Les coûts sont variables lorsqu'il s'agit d'équiper de CCS les installations existantes. Il est plus facile d'équiper les sources industrielles de CO₂ de dispositif d'extraction de CO₂ que les systèmes de centrale intégrés qui nécessiteraient des aménagements plus importants. Afin de réduire les frais de modernisation dans l'avenir, les nouveaux projets de centrale pourraient tenir compte de l'éventuelle mise en œuvre d'un CCS. Le coût des diverses composantes d'un système de CCS est très variable, car il est fonction de la centrale de référence et du large éventail des sources de CO₂ ainsi que des conditions de transport et de stockage. Au cours des dix prochaines années, le

Coûts du CO₂ évité avec système complet de CCS pour la production d'électricité, pour différentes combinaisons de centrales de référence sans CCS et de centrales avec CCS (géologique et récupération assistée de pétrole (EOR)).

Type de centrale avec CCS	Centrale de référence à cycle combiné à gaz naturel (USD par tonne de CO ₂ évité)	Centrale de référence au charbon pulvérisé (USD par tonne de CO ₂ évité)
Centrale avec captage et stockage géologique		
Cycle combiné à gaz naturel	40 – 90	20 – 60
Charbon pulvérisé	70 – 270	40 – 220
Cycle combiné à gazéification intégrée	30 – 70	20 – 70
Centrale avec captage et récupération de pétrole assistée (EOR)		
Cycle combiné à gaz naturel	20 – 70	0 – 30
Charbon pulvérisé	50 – 240	10 – 40
Cycle combiné à gazéification intégrée	20 – 190	0 – 40

La quantité de CO₂ évitée est égale à la différence entre les émissions de la centrale de référence et les émissions de la centrale disposant d'un CCS. Les prix du gaz sont compris entre 2,8 et 4,4 USD/GJ, ceux du charbon entre 1 et 1,5 USD/GJ (de qui diffère des prix du marché actuels). Le cycle combiné à gazéification intégrée n'est pas inclus comme centrale de référence qui serait construite aujourd'hui, car cette technologie n'est pas encore mise en œuvre à grande échelle dans le secteur de l'électricité et est généralement légèrement plus coûteuse qu'une centrale au charbon pulvérisé. Une fois le CCS appliqué, le coût supplémentaire pour une centrale à cycle combiné à gazéification intégrée serait compris entre 15 et 55 USD par tonne de CO₂ évité avec stockage géologique, et entre 5 et 30 USD avec l'EOR.

Source : Rapport spécial du GIEC (IPCC) sur le captage et le stockage du dioxyde de carbone, approuvé le 25 septembre 2005



coût du captage pourrait baisser de 20 %, voire davantage, grâce aux nouvelles technologies qui sont encore en phase de recherche et de démonstration. Les frais de transport et de stockage du CO₂ pourraient diminuer lentement au fur et à mesure de l'évolution de la technologie et de l'ampleur de son application. Il est évident que le CCS induit une augmentation de prix. En même temps, des technologies alternatives sans émissions, telles que l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables, pourraient être plus compétitives. Par conséquent, cette hausse des coûts, modérée par l'amélioration de l'efficacité de la phase de combustion, pourrait limiter l'expansion de la production d'énergie à base de charbon.

**Coût des composantes d'un système CCS,
appliqué à un type donné de centrale électrique ou d'industrie. (2002)**

Composantes du système CCS	Fourchette des coûts	Observations
Captage à partir d'une centrale électrique au gaz ou au charbon	15 - 75 USD/t de CO ₂ capté net	Coûts net du CO ₂ capté, par comparaison à la même installation sans captage
Captage à partir d'une production d'hydrogène et d'ammoniac ou une transformation de gaz	5 - 55 USD/t de CO ₂ capté net	S'applique à des sources très pures n'exigeant qu'un simple séchage et une compression
Captage à partir d'autres sources industrielles	25 - 115 USD/t de CO ₂ capté net	La fourchette reflète l'utilisation d'un certain nombre de technologies et combustibles divers
Transport	1 - 8 USD/t de CO ₂ transporté	Par 250 km de gazoduc ou de transport pour des flux massiques de 5 (point final haut) à 40 (final bas) Mt de CO ₂ /an.
Stockage géologique	0,5 - 8 USD/t de CO ₂ injecté	Excluant les gains éventuels de l'EOR ou ECBM. À long terme, il pourrait y avoir des coûts supplémentaires pour remise en état et dommages-intérêts.
Stockage géologique : surveillance et contrôle	0,1 - 0,3 USD/t de CO ₂ injecté	Cela couvre la surveillance de la pré-injection, l'injection et la post-injection, et dépend des exigences réglementaires
Stockage dans les mers	5 - 30 USD/t de CO ₂ injecté	Y compris transport en mer de 100 à 500 km, excluant surveillance et contrôle
Carbonation de minéraux	50 - 100 USD/t de CO ₂ net minéralisé	Fourchette pour les meilleurs cas étudiés. Inclut un supplément d'énergie pour la carbonation

Il n'est pas possible d'additionner simplement les coûts des composantes séparées pour calculer le coût de l'ensemble du système CCS en USD/CO₂ évité. Tous les montants sont représentatifs de nouvelles installations à grande échelle avec des prix de gaz naturel compris entre 2,8 et 4,4 USD/GJ et des prix du charbon entre 1 et 1,5 USD/GJ.

Source : Rapport spécial du GIEC (IPCC) sur le captage et le stockage du dioxyde de carbone

Questions juridiques et réglementaires concernant la mise en œuvre du stockage de CO₂

D'après le Rapport spécial du GIEC (IPCC) sur le captage et le stockage du dioxyde de carbone (CCS), approuvé le 25 septembre 2005, il existe des réglementations concernant les activités souterraines qui peuvent être pertinentes ou dans certains cas s'appliquer directement au stockage géologique, mais peu de pays ont élaboré un cadre juridique ou réglementaire spécifique pour le stockage à long terme du CO₂. Les lois et réglementations existantes, relatives entre autres à l'exploitation minière, aux activités pétrolières et gazières, à la lutte contre la pollution, à l'élimination des déchets, l'eau potable, le traitement des gaz haute pression, et les droits de propriété du sous-sol peuvent s'appliquer au stockage géologique du CO₂. Les questions de responsabilité à long terme, liées aux fuites de CO₂ dans l'atmosphère et aux conséquences sur l'environnement local, ne sont généralement pas résolues. Certains États assument des responsabilités à long terme dans des situations comparables au stockage du CO₂, comme celles des activités minières souterraines. Aucune interprétation formelle n'a été retenue pour l'instant quant à la question de savoir si, ou dans quelles conditions, l'injection de CO₂ sous les fonds marins ou dans les océans est compatible avec certaines dispositions du droit international. Actuellement, il existe plusieurs traités (notamment les Conventions de Londres¹ et OSPAR²) qui s'appliquent potentiellement à l'injection de CO₂ dans le sous-sol des fonds marins ou les océans. Tous ces traités ont été établis sans que le stockage du CO₂ ait été pris en considération de manière spécifique.

Impacts environnementaux du stockage géologique : probablement réduits, mais peu explicités

D'après le rapport spécial du GIEC (IPCC) sur le Captage et le stockage du dioxyde de carbone (SRCCS), les effets du stockage géologique sur l'environnement sont vraisemblablement peu importants, mais mal caractérisés. Plus précisément, il indique que la surveillance, les risques et les implications juridiques des systèmes de captage du CO₂ ne semblent pas présenter de défis fondamentalement nouveaux, car ils correspondent à des pratiques industrielles courantes en matière de santé, de sûreté et d'environnement. Cependant, l'exploitation des systèmes de captage de CO₂ requiert d'importantes quantités d'énergie ce qui réduit le rendement net de la centrale, car elle a besoin de davantage de combustible pour produire 1 kWh d'électricité. Cette hausse entraîne un accroissement de la plupart des autres émissions dans l'environnement par kWh produit par les nouvelles centrales, conformes à l'état des connaissances, sans captage de CO₂, et, dans le cas du charbon, des quantités proportionnellement plus importantes de déchets solides. En outre, il y a une augmentation de la consommation des produits chimiques tels que l'ammoniac et le calcaire qui sont utilisés par les centrales au charbon pulvérisé pour lutter contre les émissions d'oxydes d'azote et de dioxyde de soufre. Les modèles de centrale de type avancé qui réduisent les besoins en énergie des CCS réduiront également l'ensemble

¹ Convention sur la prévention de la pollution des mers résultant de l'immersion des déchets et autres matières (1972), et son Protocole de Londres (1996), qui n'est pas encore entré en vigueur.

² Convention sur la protection du milieu marin de l'Atlantique du Nord-Est, qui a été adoptée à Paris (1992). OSPAR est une abréviation d'Oslo-Paris.



des effets sur l'environnement de même que les coûts. Par rapport à beaucoup d'installations plus anciennes, les nouvelles ou celles qui auront été reconstruites avec un CCS pourront réellement réduire leur niveau d'émissions dans l'environnement.

D'après ce rapport SRCCS du GIEC (IPCC), les normes actuelles, élaborées en grande partie dans le contexte des applications EOR, ne sont pas nécessairement adaptées au CCS. Quant au transport de CO₂ par gazoduc à travers des régions peuplées, il impose le choix détaillé du trajet, la protection contre les surpressions, la détection des fuites et d'autres éléments de conception. Cependant, aucun obstacle majeur à la conception de gazoducs pour CCS n'est envisagé. Le CO₂ pourrait s'échapper dans l'atmosphère pendant le transport, bien que les pertes par fuite de gazoduc soient très réduites. En ce qui concerne les bateaux, le total des pertes à l'atmosphère est compris entre 3 et 4 % pour 1 000 km, évaporation et échappement des moteurs de bateau compris. L'évaporation pourrait être réduite par le captage et la liquéfaction, et le recaptage réduirait les pertes de 1 à 2 % pour 1 000 km. Des accidents peuvent également se produire. En ce qui concerne les gazoducs de CO₂ existants, qui se trouvent en majorité dans des zones à faible densité de population, il y a eu moins d'un incident rapporté par an (0,0003/km par an) et aucun dommage corporel ou accident mortel. Cela concorde avec l'expérience en matière de conduites d'hydrocarbures et les conséquences ne seraient sans doute pas plus graves que pour les accidents dus au gaz naturel. Dans le transport maritime, les navires-citernes d'hydrocarbures gazeux sont potentiellement dangereux, mais le risque reconnu a conduit à des normes relatives à la conception, la construction et l'exploitation, et les incidents graves sont rares.

D'après le rapport SRCCS du GIEC (IPCC), les risques dus aux fuites de CO₂ hors des réservoirs de stockage géologique sont divisés en deux catégories : les risques planétaires et les risques locaux. Les risques planétaires comprennent les émissions de CO₂ qui peuvent contribuer de façon sensible au changement climatique si une fraction s'échappe de la formation de stockage dans l'atmosphère. En outre, si du CO₂ s'échappe d'une formation de stockage, il peut induire des dangers locaux pour les humains, les écosystèmes et les eaux souterraines. Ce sont les risques locaux. En ce qui concerne les risques mondiaux, sur la base des observations et des analyses des sites de stockage de CO₂ actuels, des milieux naturels, des méthodes techniques et des modèles, la fraction retenue dans les réservoirs sélectionnés et gérés de manière appropriée est très susceptible de dépasser 99 % sur 100 ans et 99 % sur 1 000 ans. Des fractions similaires retenues sont vraisemblables pour des périodes encore plus longues, car le risque de fuite est censé décroître avec le temps puisque des dispositifs plus performants vont améliorer le piégeage. Pour ce qui est des risques locaux, il y a deux types de scénarios dans lesquels des fuites peuvent se produire. Dans le premier cas, des défauts dans les puits d'injection ou des fuites sur des puits abandonnés pourraient provoquer des rejets soudains et rapides de CO₂. Ce type de rejet est susceptible d'être détecté rapidement et stoppé grâce aux techniques qui sont disponibles aujourd'hui pour confiner les éruptions de puits. Les risques liés à ce type de rejet concernent d'abord les personnels qui travaillent à proximité au moment où il se produit, puis ceux qui sont appelés pour maîtriser l'éruption. Une concentration de CO₂ dans l'air, qui dépasse 7 à 10 %, présente un danger immédiat pour la vie et la santé humaines. Confiner ce type de rejet peut prendre des heures voire des jours, mais la quantité totale de CO₂ rejetée sera vraisemblablement très faible comparée à celle qui a été injectée. Ces risques sont gérés régulièrement avec efficacité dans l'industrie pétrolière et gazière grâce à des dispositifs techniques et

des procédures de contrôle. Dans le deuxième scénario, il peut y avoir des fuites à travers des failles non détectées, des fissures ou des puits non étanches, les rejets en surface sont alors plus graduels et diffus. Dans ce cas, les risques concernent en premier lieu les aquifères d'eau potable et les écosystèmes car le CO_2 s'accumule dans la zone qui se trouve entre la surface et le haut de la nappe libre. L'eau souterraine peut être altérée à la fois par le CO_2 pénétrant directement dans un aquifère ou par des saumures qui s'y glissent après avoir été déplacées par le CO_2 pendant le procédé d'injection. Dans ce cas-là, il peut aussi se produire une acidification des sols et un déplacement d'oxygène dans les sols. En outre, si jamais des rejets à l'atmosphère se produisent dans des zones de faible altitude peu ventées, ou dans des puisards et des socles recouvrant ces fuites diffuses, les hommes et les animaux subiront des préjudices si la fuite n'est pas détectée. La santé des humains serait moins altérée par les fuites provenant des sites de stockage en mer que celles des sites terrestres.

Projets et travaux de R & D en cours

R & D concernant le captage et le stockage géologique du charbon

Europe

Les projets GESTCO et CO_2 STORE ont été financés par le cinquième Programme cadre. Ils étudient les possibilités de stocker le CO_2 en Europe, surtout dans des réservoirs de stockage au Royaume-Uni, en Allemagne, aux Pays-Bas, en Belgique, en France, au Danemark et en Norvège. En ce qui concerne le stockage souterrain du CO_2 , il reste à résoudre les questions liées aux phénomènes encore insuffisamment compris de réservoir, aux méthodes de stockage, aux infiltrations et à la sécurité vis-à-vis de l'environnement. Les techniques destinées à mesurer l'injection doivent aussi être améliorées afin de pouvoir surveiller et contrôler le stockage pour déterminer la dispersion dans le gisement. Elles visent aussi à définir les stratégies d'injection ainsi qu'à instaurer la confiance dans l'idée du stockage et de son application à grande échelle. Des recherches sont en cours dans plusieurs pays, y compris dans le cadre du programme Sleipner de Statoil en Norvège, où 1 Mt de CO_2 est stockée chaque année, depuis 1998, dans un aquifère salin profond. D'autres projets sont en préparation, comme celui d'In-Salah en Algérie où le CO_2 sera stocké dans un gisement de gaz vide, ou celui de Snohvit dans la partie norvégienne de la mer de Barents où le CO_2 sera stocké dans un aquifère.

Le sixième Programme-cadre (FP6) diffère sensiblement des précédents, en particulier dans la mesure où il contribue à la création de la zone de recherche européenne (ERA) dans le domaine des énergies durables. Il s'agit de rassembler une masse importante de ressources et d'intégrer les efforts de recherche en les accordant pour les rendre plus cohérents à l'échelle européenne. Pour concentrer les efforts et rendre le programme le plus efficace possible, il est envisagé de limiter les recherches à



quelques domaines prioritaires. Dans le domaine du captage et du stockage de CO₂, ces priorités sont :

- Le captage post-combustion du CO₂
- Le captage précombustion du CO₂
- Le stockage géologique du CO₂
- Le piégeage chimique/minéral du CO₂

Sixième Programme-cadre de l'Union européenne : projets en cours

Acronyme du projet	Intitulé	Financement UE (M €)	Coordinateur	Durée (mois)	Nombre de partenaires	Nombre de pays
CO2SINK	Laboratoire in-situ pour le captage et le stockage de CO ₂	8,7	Potsdam Research C	60	14	8
ENCAP	Captage assisté de CO ₂	9,8	Vattenfall	60	33	9
CASTOR	du captage au stockage CO ₂	8,5	IFP	48	30	12
CO2GEONET	Réseau d'excellence sur le stockage géologique du CO ₂	6	BGS	60	13	7
ISCC	Technologie innovante de captage du CO ₂ in situ pour la gazéification du combustible solide	1,9	Univ. de Stuttgart	36	14	7

Source : CCE

CASTOR (Du captage au stockage de CO₂) conduit par l'IFP (Institut français du Pétrole)

(pour de plus amples détails voir l'annexe spécifique)

Le projet CASTOR, financé après le premier appel dans le cadre du FP6, est conduit par l'IFP (Institut Français du Pétrole). Il vise à rendre possible le captage et le stockage géologique de 10 % des émissions de CO₂ européennes, ou de 30 % des émissions de grandes installations industrielles (surtout des centrales électriques classiques). Pour cela, deux types d'approches doivent être validés et développés : de nouvelles technologies permettant le captage et l'extraction du CO₂ des fumées, et son stockage géologique, ainsi que des outils et des méthodes destinés à quantifier et réduire au minimum les incertitudes et les risques liés au stockage du CO₂. Dans ce contexte, le projet CASTOR vise plus spécifiquement à réduire les coûts du captage et de l'extraction du CO₂ (de 0-60 €/t de CO₂ à 20-30 €/t de CO₂), à améliorer les performances, la sûreté et les conséquences sur l'environnement des concepts de stockage géologique et, finalement, à valider le concept sur les sites actuels.

Les travaux de R & D sont divisés en trois sous-projets : le captage postcombustion (65 % du budget) ; le stockage géologique (25 % du budget) ; la stratégie de réduction du CO₂ (10 % du budget).

Les études sur le captage ont pour objet la mise au point de nouveaux procédés d'extraction de CO₂ postcombustion, adaptés aux problèmes de captage du CO₂ lors de faibles concentrations dans d'importants volumes de gaz basse pression. Les procédés seront testés dans une installation pilote, capable de traiter de 1 à 2 tonnes de CO₂ par heure, à partir de fumées réelles. Elle sera réalisée dans la centrale électrique d'Esbjerg, exploitée par Elsam au Danemark. Les objectifs des travaux sur le captage postcombustion sont les suivants :

- Développement de liquides d'absorption ayant une consommation d'énergie thermique de 2,0 GJ/tonne de CO₂ à des taux de récupération de 90 %.
- Coût par tonne de CO₂ évité ne dépassant pas 20 à 30 €/t de CO₂, en fonction du type de combustible
- Essais sur l'installation pilote montrant la fiabilité et l'efficacité du procédé de captage postcombustion.

Le 6^e PCRD a connu trois tranches. Dans la première, cinq projets ont été sélectionnés dans ce domaine pour être financés par l'UE, la contribution totale de celle-ci s'élevant à 35 millions d'euros. L'accent mis sur les nouveaux instruments du FP6 (Projets intégrés et Réseaux d'excellence) souligne l'importance des efforts requis et le besoin de masse critique nécessaire pour réaliser de grands progrès. Un second volet a permis le démarrage de INCA-CO₂ qui est une Action de soutien spécifique à la collaboration internationale dans le domaine du captage et du stockage de CO₂.

Lors du troisième et dernier appel d'offre, de nouvelles propositions ont été retenues dans les 5 domaines suivants :

- CACHET : captage de CO₂ et production d'hydrogène à partir de combustibles gazeux (IP).
- CO2REMOVE : surveillance et contrôle du stockage géologique de CO₂ (IP).
- DYNAMIS : préparation d'une production de H₂ à grande échelle à partir de combustibles fossiles décarburés, comprenant le stockage géologique de CO₂ (IP) (HYPOGEN PHASE1).

CO2GeoNet

Le réseau d'excellence « CO2GeoNet » (13 instituts) englobe un nombre important de recherches dans le domaine du stockage souterrain de dioxyde de carbone (CO₂). Avec les projets Joule 2, FP4 & 5, l'Europe a été la locomotive qui a incité les autres pays du monde à la Recherche et au Développement dans ce domaine, et la croissance est rapide durant cette décennie. Des programmes nationaux sont aussi en train de se constituer. Le revers de ce succès, c'est qu'il crée une fragmentation à travers la diversification. Les principaux objectifs de CO2GeoNet seront d'intégrer, de renforcer et de construire sur la lancée de la R & D antérieure et existante ainsi que de mettre en avant l'excellence européenne sur l'échiquier international, de sorte que l'Europe reste en première ligne de la recherche sur le stockage souterrain de CO₂. Le Réseau est consacré au stockage géologique de CO₂ en tant que moyen de réduire les gaz à effet de serre. Plusieurs objectifs ont été définis pour la période de cinq ans durant laquelle l'UE finance son intégration :

- Maintenir le cap sur sa lancée et conserver à l'Europe la place de leader qu'elle a en matière de stockage géologique du CO₂ et projeter cette avance dans l'arène internationale.
- Améliorer l'efficacité par l'harmonisation des programmes de recherche nationaux, la prévention des doublons en matière de recherche, et le partage des infrastructures et des droits de propriété intellectuelle existants et nouvellement acquis.
- Identifier les écarts dans les connaissances et élaborer de nouveaux projets de recherche et des outils pour les combler. Chercher à obtenir des financements extérieurs venant de programmes nationaux ou industriels afin de diversifier, constituer et renforcer le portefeuille des activités de recherche partagées.
- Fournir aux décideurs des informations techniques, impartiales et d'excellente qualité sur le stockage géologique du CO₂, et ce faisant attirer la confiance publique dans cette technologie, participer à l'élaboration de mesures, de règlements et de normes communes.
- Assurer une formation pour soutenir les partenaires, intégrer de nouveaux membres dans le réseau et s'occuper de la relève des chercheurs pour l'avenir.
- Exploiter les droits de propriété intellectuelle du réseau, aussi bien comme source de revenus pour soutenir le réseau que pour préparer l'industrie européenne à être compétitive sur les marchés mondiaux de l'énergie à faible émission de carbone.



- CLC GAS POWER, C3-Capture, DeSANNs, HY2SEPS : techniques d'extraction avancées (STREP).
- EU GeoCapacity : cartographie des possibilités de stockage géologique de CO₂ associant sources et puits (STREP).

Le 7^e Programme-cadre en est toujours au stade de la finalisation¹. Deux des priorités énergétiques se rapportent directement à notre sujet : les technologies de captage et de stockage du CO₂ destinées à produire de l'électricité avec très peu d'émissions et les techniques de combustion propre du charbon, et une autre indirectement : Hydrogène et piles à combustible. La première vise à réduire de manière drastique les conséquences de l'utilisation du combustible fossile sur l'environnement afin d'obtenir des centrales électriques à haut rendement et très peu polluantes grâce à des techniques de captage et de stockage du CO₂. La seconde est censée améliorer sensiblement l'efficacité, la fiabilité et le coût d'une installation grâce au développement et à la démonstration des technologies de combustion propre du charbon. L'UE part des postulats suivants :

- Au cours des décennies à venir, les combustibles fossiles devraient représenter une part importante des sources d'énergie électrique
- La compatibilité avec l'environnement est une condition sine qua non : il faut réduire de manière drastique les émissions de CO₂ en vue d'un développement durable
- Une énorme demande de nouvelles capacités de production se fera sentir dans les années à venir : l'industrie européenne devra être très compétitive

Calendrier préliminaire du septième Programme-cadre de l'Union européenne

06/04/2005	Commission – Adoption des propositions du FP7
9 mai	Commission – Propositions relatives aux SP et règles de participation et diffusion
Fin 2005	Commission – Propositions aux termes des Articles 169 et 171
1 ^{er} juin	Conseil – Position commune
6 juin	Conseil et PE – Adoption du FP et règlements
7 juin	Conseil – Adoption des SP

Source : CCE

Dans leur déclaration commune du 8^e sommet Chine-UE de Beijing, le 5 septembre 2005, les deux parties ont fait part de leur détermination à s'attaquer sérieusement au problème du changement climatique par le biais d'une collaboration efficace et axée sur l'obtention de résultats. Un communiqué commun, publié à cette occasion, a fait part de l'établissement d'un partenariat entre la Chine et l'UE dans ce domaine, aux fins de renforcer la coopération pratique pour le développement, la mise en place et le transfert de techniques de combustion propre des combustibles fossiles, d'améliorer l'efficacité énergétique et de parvenir à une économie à faible émission de carbone, y compris la coopération en matière de captage et de stockage du dioxyde de carbone.

Ce partenariat comprend une collaboration relative au développement, à la mise en place et au transfert de technologies à faible émission de carbone, y compris la mise

¹ Voir Angel Pérez Sainz (2005).

au point et la démonstration d'ici à 2020, dans l'Union européenne et en Chine, de technologies de production d'énergie avancées à émission proche de zéro, au moyen du captage et du stockage de dioxyde de carbone. Le Royaume-Uni, qui avait la présidence de l'UE du 1^{er} juillet au 31 décembre 2005, a proposé une aide concrète et pratique pour soutenir la première phase de cette coopération.

Il a été convenu de coopérer, sur la base de cette déclaration commune sur le changement climatique, pour réduire les conséquences de l'emploi des combustibles fossiles, en particulier du charbon, sur le changement climatique mondial. Cette coopération devra être axée sur la possibilité d'utiliser ces combustibles avec des émissions proches de zéro dans la production de l'électricité et l'industrie, grâce au captage et au stockage géologique du dioxyde de carbone. Cette coopération poursuivra les objectifs suivants :

- (a) Évaluation des perspectives d'utilisation du charbon à émission proche de zéro, au moyen du captage et du stockage du dioxyde de carbone, en Chine
- (b) Développement de savoirs et d'expertises.
- (c) Mise au point et démonstration d'ici à 2020, dans l'Union européenne et en Chine, d'une technologie au charbon avancée, à pollution proche de zéro grâce au captage et au stockage du dioxyde de carbone.

Trois phases de coopération sont prévues, à savoir :

- (a) Phase 1 : Étude de faisabilité et solutions adoptées pour une technologie au charbon à émission proche de zéro, en Chine, grâce au captage et au stockage du dioxyde de carbone.
- (b) Phase 2 : Définition et conception d'un projet de démonstration.
- (c) Phase 3 : Construction et exploitation d'un projet de démonstration.

Le Club CO₂

Le Club CO₂ a été créé en 2002 à l'initiative de l'Ademe avec le soutien de l'IFP et du BRGM, qui en est le secrétaire. Il représente un élément clé dans l'organisation de la recherche française en matière de captage et de stockage du CO₂. En fait, c'est une réponse au besoin de fédérer plus efficacement les efforts nationaux, tout en les faisant connaître au public. Sous la présidence de l'Ademe, le Club rassemble les principaux acteurs concernés de l'industrie et de la recherche. Centre d'échanges, d'informations et d'initiatives entre ses membres dans le domaine des études et des développements technologiques concernant le captage, le transport et le stockage du CO₂, le Club encourage la coopération au niveau national entre les secteurs public et privé, et un certain nombre de projets de recherche peuvent être portés à son crédit.

Des groupes à thème ont été formés pour rassembler toutes les informations sur ce choix technologique. Les données servent à identifier les directions dans lesquelles il faudrait progresser et à faire des recommandations aux décideurs et aux organismes financiers pour lancer des travaux multidisciplinaires. Enfin, le club joue le rôle de vitrine pour la promotion du savoir-faire technologique français dans l'arène européenne et internationale.

À partir du 1^{er} novembre 2005, le Club CO₂ comptera les membres suivants : l'ADEME, Air Liquide, Alstom, Arcelor, le BRGM, le CNRS, EDF, Gaz de France, GEOSTOCK, l'IFP, INERIS, Lafarge, SARP Industries, Schlumberger, Total.

Source : www.clubco2.net



La France est étroitement associée à ces initiatives. De nombreuses sociétés et institutions françaises y participent, notamment : l'IFP, Alstom, Gaz de France, Total, EDF, l'Air Liquide, Arcelor, le BRGM, le CNRS, GEOSTOCK, INERIS, Lafarge, SARP Industries, Schlumberger et l'ADEME.

Plusieurs actions complémentaires sont également conduites au niveau national, en particulier par le biais du Club CO₂ et du Réseau des technologies pétrolières et gazières (RTPG). Le Club CO₂, sous la présidence de l'ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie) et grâce au soutien de l'IFP et du BRGM, rassemble les principaux acteurs concernés et soutient plusieurs projets de recherche surtout dans le domaine du captage.

Le RTPG qui réunit des sociétés, des centres de recherche et des universités vise à promouvoir la recherche dans le domaine pétrolier en accordant des avances remboursables, destinées à financer des projets de recherche. Depuis 2001, il intervient sur le thème du captage et du stockage de CO₂ et concentre son attention sur l'optimisation du stockage dans diverses formations géologiques et sur ses effets à long terme. Enfin, deux agences ont été créées en France pour renforcer ces programmes. La première, l'Agence Nationale de la Recherche est plutôt dédiée à la recherche fondamentale. La seconde, l'Agence pour l'innovation et l'industrie (AII), se consacre aux technologies presque applicables.

Captage et stockage géologique des gaz à effet de serre chez Gaz de France

Gaz de France porte un vif intérêt à toutes les méthodes permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre, en particulier le puits de carbone et le stockage géologique du CO₂, ainsi qu'à l'efficacité énergétique, aux sources d'énergie à faible émission de carbone et aux énergies renouvelables. Au cours des cinq dernières années, Gaz de France a mis à profit son savoir-faire dans le domaine de l'extraction du CO₂ du gaz naturel, ainsi que dans celui du transport et du stockage souterrain pour mettre au point une nouvelle expertise en matière de stockage du CO₂. Le groupe participe à des projets de recherche français et européens, réunissant des partenaires scientifiques et industriels. Gaz de France est aussi membre de plusieurs réseaux de partage d'informations (y compris le réseau CO₂NET en Europe et le « Club CO₂ » en France) qui mettent à la disposition de futurs projets les informations disponibles sur des activités en cours ou programmées.

Ces projets de R & D visent essentiellement à valider les solutions techniques capables de capter le CO₂ à un coût acceptable et à prouver la faisabilité des installations de stockage à grande échelle. Bien que des technologies de captage de CO₂ existent, elles restent onéreuses. Les efforts de recherche les concernant tendent à porter essentiellement sur la réduction des coûts du captage du CO₂ présent dans les fumées industrielles et les fumées de combustion, ou sur les technologies de combustion à l'oxygène. La réduction des émissions est l'objectif principal des projets de R & D dans ce domaine, en particulier de CASTOR (CO₂ from CAPture to STORage), un projet de l'Union européenne auquel participe Gaz de France.

En ce qui concerne le stockage de CO₂, Gaz de France a participé au projet RECOPOL consistant à injecter du CO₂ dans des veines de charbon en Pologne. Le groupe a également pris part à GESTCO, un projet destiné à répertorier des sites de stockage de CO₂ à travers l'Europe et d'en établir la documentation. En France, Gaz de France mène une série d'études dans des gisements d'hydrocarbures épuisés et des aquifères salins dans le cadre du projet PICOREF (*Pléageage du CO₂ dans les Réservoirs géologiques en France*), en partenariat avec une organisation industrielle appelée Réseau des Technologies Pétrolières et Gazières (RTPG).

■ ■ ■

Depuis 2004, Gaz de France Production Nederland (Proned) réinjecte du CO₂ dans K12B, un gisement de gaz naturel sur le déclin dans la mer du Nord au large des côtes hollandaises. Ce gisement, qui était exploité depuis 1987, contient naturellement 13 % de CO₂. Pour que le gaz soit vendable, il est traité sur la plate-forme de production afin de réduire la teneur de CO₂ à 2 %. Jusqu'au début de 2004, le CO₂ extrait du gaz était rejeté dans l'atmosphère.

La capacité du réservoir est estimée à 8 Mt de CO₂. À un taux d'injection de l'ordre de 400 000 tonnes par an pendant vingt ans d'exploitation, c'est l'équivalent de 0,5 % environ des émissions industrielles des Pays-Bas. Un projet analogue, destiné à injecter du CO₂ dans un aquifère est programmé en collaboration avec Statoil dans le cadre du développement du gisement de Snøhvit, situé dans la mer de Barents.

Ce projet d'injection de CO₂, un des deux seuls qui soient mis en œuvre actuellement en Europe (l'autre étant l'installation Sleipner de Statoil), place résolument Gaz de France au rang des acteurs industriels chefs de file, aux côtés de Statoil et BP, lui permettant ainsi de développer son expérience en matière de stockage géologique du CO₂.

Captage et stockage géologique de CO₂ chez Total

Les équipes de recherche et développement d'Exploration & Production du groupe Total participent à une série d'études sur le captage et le stockage géologique du CO₂.

Dans le domaine du captage, Exploration & Production a mis en œuvre un programme de recherche et d'études afin de maîtriser le CO₂ issu de la production de vapeur pendant la transformation d'huiles lourdes dans le cadre de projets tels que Sincor et Surmont (voir chapitre : L'avenir de l'énergie). Une des méthodes de captage évaluées par Exploration & Production, en coopération avec Air Liquide, est une technologie prometteuse connue sous le nom d'oxycombustion (combustion d'asphalte à l'oxygène) qui devrait être accessible à moyen terme.

Dans le domaine du stockage géologique, Exploration & Production participe à ce qui suit :

- Divers partenariats de sous-traitance ou de coopération avec des universités, des laboratoires et le CNRS (Centre national de recherche scientifique) pour étudier des questions relatives à la durabilité et à l'intégrité des réservoirs de stockage et des structures d'injection comme les puits. Elles portent, entre autres, sur le comportement géomécanique des couvertures pendant l'injection de CO₂, l'activation des failles, la détérioration des roches carbonatées et le vieillissement des ciments.
- Le projet PICOR du Réseau des Technologies pétrolières et gazières (RTPG) concernant le stockage géologique du CO₂ dans des réservoirs, et plus particulièrement les interactions géochimiques et les paramètres thermodynamiques influant sur le potentiel d'injection et de stockage. L'*Institut Français du Pétrole* (IFP) gère le projet, en partenariat avec le Bureau de recherche géologique et minière (BRGM), Géostock, l'Ecole des Mines de Saint-Etienne et les universités de Bordeaux, Montpellier, Grenoble et Toulouse.
- Un projet conduit par Statoil sur des réservoirs de CO₂ pilotes, et divisé en deux parties principales. La première est une extension du projet de stockage de CO₂ dans un aquifère salin (SACS), qui stocke un million de tonnes métriques de CO₂ par an venant du gisement de Sleipner ouest, et auquel Total prend part, dans la formation d'Utsira. La seconde comprend des études de faisabilité pour quatre installations pilotes de captage et de stockage géologique en Allemagne, au Royaume-Uni, en Norvège et aux Pays-Bas.
- Un projet pilote de récupération assistée de pétrole (EOR) pour stocker du CO₂ presque pur dans le champ mature de Weyburn exploité par EnCana à Saskatchewan, Canada. Le CO₂ vient d'une installation de gazéification de charbon américaine située à 300 km, au sud du réservoir.



Le 16 septembre 2005, Total a annoncé qu'il allait dépenser 50 millions d'euros supplémentaires pour construire une unité pilote de captage et de stockage géologique de CO₂ à Lacq et pour développer d'autres technologies destinées à réduire les émissions de gaz à effet de serre, liées à l'utilisation de combustibles fossiles. Pierre Nergararian, le directeur général de Total Exploration & Production France, a annoncé qu'une unité de captage et d'injection de CO₂ allait être créée dans le bassin de Lacq à l'horizon 2008. Au départ, seul le captage sera testé. Les essais concernant l'injection de CO₂ constitueront la phase 2. Cette installation pourrait piéger environ 75 000 tonnes de CO₂ par an, pour une production dans le bassin, toutes activités confondues, de 500 000 tonnes. La technologie du captage sera sans doute basée sur l'oxycombustion. Cette réalisation est évaluée à près de 40 millions d'euros.

Par ailleurs, Total participe au Club CO₂ avec des organismes de recherche publics français ainsi qu'au Réseau thématique européen sur le dioxyde de carbone (CO₂NET), et au Programme de R & D sur les GES de l'AIE. (IEAGHG).

Source : www.total.com & Sud Ouest - 20/09/2005 de www.centre-cired.fr

Allemagne

Nous mentionnons les projets les plus importants, sans que la liste soit exhaustive. La société suédoise Vattenfall, qui possède des mines et des centrales électriques en Allemagne, prévoit d'y installer une unité pilote. La technologie mise au point est d'abord conçue pour être utilisée avec du lignite, une des principales ressources minérales de l'Allemagne de l'Est. Vattenfall doit construire sa nouvelle centrale à Schwarze Pumpe, au sud-est de Berlin dans le land de Brandebourg, où elle exploite déjà une centrale électrique classique au charbon. C'est le procédé Oxyfuel qui sera appliqué. Vattenfall prévoit de mettre en service cette centrale de 30 MW à 40 m € d'ici à 2008.

La question du stockage du CO₂ n'est pas encore résolue. Une solution à l'étude consiste à transporter le CO₂ sur un site pilote géré par Shell. Celle-ci conduit en effet, avec le soutien de la Commission européenne et en association avec le centre de recherche (Geo-Research Center) de Potsdam et d'autres partenaires, un essai de stockage géologique de CO₂ près de Berlin, lequel vise à fournir un aperçu détaillé du comportement et de la migration du CO₂ en sous-sol. À plus long terme, d'autres sites, comme celui de Schweinrich, sont étudiés pour être transformés en grands centres de stockage.

États-Unis & Australie

L'initiative FutureGen¹ concerne la construction de la première centrale électrique de recherche à production d'hydrogène et stockage intégré. Ce projet dont le coût est estimé à un milliard de dollars est destiné à créer la première centrale non polluante du monde fonctionnant au combustible fossile. Une fois opérationnel, le prototype sera la centrale fonctionnant au combustible fossile la moins polluante du monde. En outre, d'autres pays seront invités à participer au projet de démonstration par le

¹ www.fossil.energy.gov/programs/powersystems/futuregen/

biais du Carbon Sequestration Leadership Forum et d'autres organismes. Ce prototype permettra d'établir s'il est possible, sur le plan technique et économique, de produire de l'électricité et de l'hydrogène à partir du charbon (la ressource énergétique nationale la moins coûteuse et la plus abondante), tout en captant et en stockant le dioxyde de carbone généré par le processus. Il s'agira d'une initiative sous forme de partenariat entre le gouvernement et les industriels, visant à réaliser un projet « vitrine » innovant consacré à la conception, la construction et l'exploitation d'une centrale électrique d'une importance technique cruciale puisqu'elle sera destinée à éliminer les problèmes d'ordre environnemental causés par l'utilisation du charbon. Ce sera un « prototype vivant », car les nouvelles innovations technologiques y seront incorporées le cas échéant. Dans ce projet, une technologie de gazéification du charbon sera intégrée à la production d'électricité à cycle combiné, suivie du stockage géologique des émissions de dioxyde de carbone. Le projet sera soutenu par le programme de recherche en cours sur le charbon, lequel sera aussi la principale source de technologie pour le prototype. La réalisation du projet prendra dix ans et sera conduite par un consortium d'industriels représentant les industries du charbon et de l'électricité. Tous les participants, et l'industrie dans son ensemble, se partageront les résultats du projet. Au cours de sa phase opérationnelle, le projet va générer des recettes provenant de la vente d'électricité, d'hydrogène et de dioxyde de carbone. Elles seront distribuées aux participants du projet (le gouvernement américain y compris) proportionnellement à leur participation aux frais.

Lancement du projet FutureGen soutenu par les États-Unis

Samuel Bodman, le Secrétaire à l'énergie, a annoncé le 7 décembre 2005, que le Ministère de l'énergie avait signé avec la FutureGen Industrial Alliance un accord relatif à la construction de FutureGen, prototype de la centrale électrique au combustible fossile de l'avenir. Ce projet de près d'un milliard de dollars, associant le gouvernement aux industriels, vise à produire de l'électricité et de l'hydrogène sans émission, y compris de dioxyde de carbone, un gaz à effet de serre. L'initiative a été annoncée tout d'abord par le Président Bush en février 2003. Le projet est financé par le biais du Bureau de l'Énergie d'origine fossile du Ministère (Office of Fossil Energie) et sera géré par le National Energy Technology Laboratory. L'initiative répond à la directive donnée par le Président Bush en faveur du développement de la filière hydrogène sur la base des meilleures recherches scientifiques pour traiter la question du changement climatique mondial. L'annonce de ce jour marque le coup d'envoi officiel de FutureGen. L'année prochaine, la sélection du site, les activités de conception et les analyses environnementales jetteront les fondements de la conception, de la construction et de l'exploitation finales du projet.

Le consortium FutureGen Industrial Alliance contribuera au projet à raison de 250 millions de dollars. Ses membres sont : American Electric Power (Columbus, Ohio); BHP Billiton (Melbourne, Australie); CONSOL Energy Inc. (Pittsburgh, Pa.); Foundation Coal (Linthicum Heights, Md.); China Huaneng Group (Beijing, Chine); Kennecott Energy (Gillette, Wyo.); Peabody Energy (St. Louis, Mo.) et Southern Company (Atlanta, Ga.). Industrial Alliance prévoit de lancer la procédure de sélection du site début 2006, afin d'établir la liste des sites les mieux qualifiés vers le milieu de 2006 et procéder au choix final au milieu, voire à la fin de 2007.

FutureGen commencera à fonctionner vers 2012 et virtuellement tous les aspects de la centrale pilote seront basés sur des technologies de pointe. Dans le cadre du projet, il sera procédé aux essais de technologies émergentes d'approvisionnement et d'utilisation de l'énergie ainsi qu'à ceux de systèmes avancés de captage et de stockage du carbone. Les technologies prévues pour être testées dans la centrale pilote pourraient assurer dans l'avenir une production d'énergie électrique sans émission qui ne coûterait que 10 % de plus que l'électricité actuelle.



Les technologies de gazéification du charbon seront au cœur du projet. Elles transformeront le charbon en gaz hydrogène hautement enrichi, qui brûlera de manière bien moins polluante que le charbon lui-même. Par ailleurs, l'hydrogène peut être utilisé dans une pile à combustible pour produire de l'électricité ultra-propre ou alimenter une raffinerie pour permettre d'améliorer les produits pétroliers. Dans l'avenir, la centrale pourrait aussi devenir une installation modèle de production d'hydrogène pour le programme du Président Bush visant à élaborer un nouveau parc de voitures et de camions fonctionnant à l'hydrogène. Le stockage géologique du carbone fera partie des quelques caractéristiques clés de ce prototype, qui le distingueront complètement des autres projets de centrale électrique. FutureGen sera destiné à capter le dioxyde de carbone et à le stocker dans des formations géologiques souterraines profondes. Aucune autre centrale au monde d'une telle capacité n'a été construite. L'objectif initial sera de capter 90 % du dioxyde de carbone de la centrale, mais grâce à des technologies avancées il sera possible d'atteindre pratiquement 100 %.

Une fois capté, le dioxyde de carbone sera injecté sous forme de fluide semblable à un liquide comprimé à grande profondeur, peut-être dans des réservoirs salins se trouvant à des milliers de pieds en sous-sol, pratiquement sur tout le territoire des États-Unis. Il pourrait même être injecté dans des réservoirs pétroliers ou gaziers, ou bien dans des veines de charbon inexploitable, pour assister la récupération de méthane dans les veines de charbon et de pétrole. Une fois captés dans ces formations, les gaz à effet de serre seraient isolés définitivement de l'atmosphère.

Le projet comprendra des activités intensives de mesure et de surveillance pour vérifier l'efficacité du stockage géologique du carbone. La centrale FutureGen sera dimensionnée pour produire environ 275 MW d'électricité, ce qui équivaut en gros à une centrale électrique au charbon de taille moyenne et suffit à approvisionner près de 275 000 ménages moyens américains.

Enfin, la centrale FutureGen est destinée à démontrer qu'une nouvelle technologie sera capable de réduire de manière radicale les problèmes liés au rejet de polluants dans l'atmosphère lors de l'utilisation du charbon dans l'avenir. Celui-ci est en effet le combustible fossile le plus abondant des États-Unis car ses réserves sont prévues pour durer 250 ans au taux d'utilisation actuel et il représente la «bête de somme» de la production d'énergie électrique des États-Unis puisqu'il fournit plus de la moitié de l'électricité consommée par la nation.

Des recherches sont également menées sur la viabilité commerciale, technologique et environnementale de l'injection de CO₂ à grande échelle, servant à assister la récupération de pétrole, de gaz et potentiellement de méthane issus des gisements géologiques. À l'heure actuelle, la récupération assistée par injection de CO₂ constitue seulement une fraction de la récupération de pétrole assistée (EOR) totale. Une analyse préliminaire du potentiel de stockage du CO₂, destinée aux projets de récupération du méthane issu des veines de charbon (ECBM) à travers le monde, indique que 148 Gt de CO₂ pourraient être stockées dans du charbon moyennant un coût total inférieur à 110 dollars par tonne de CO₂ (hors frais de captage et de transport). D'après les estimations, les bassins houillers les plus favorables ont une capacité atteignant 15 Gt de CO₂ pouvant réduire les coûts de 0 à 20 dollars par tonne de CO₂.

L'injection de CO₂ destinée à augmenter la récupération du méthane issu des veines de charbon (CO₂-ECBM) est testée dans divers projets de recherche depuis le milieu des années 1990. Burlington Resources a conduit une activité pilote de CO₂-ECBM sur 13 puits dans le bassin de San Juan au Nouveau Mexique ; un projet similaire est développé en Pologne et le Conseil de recherche de l'Alberta a mené lui aussi des recherches sur cette solution technique. Des essais en laboratoire sont entrepris dans plusieurs pays afin d'étudier les phénomènes physiques et chimiques qui intervien-

nent. Parmi les facteurs susceptibles d'être importants pour le procédé CO₂-ECBM, il y a le stade du charbon, la composition macérale et la teneur en cendres, la saturation de l'eau et la composition du gaz.

Dans le cadre du projet Weyburn, au Canada, le CO₂ est utilisé pour améliorer la récupération du pétrole. D'autres projets en sont au stade préparatoire, par exemple, celui qui a été annoncé récemment à propos d'un stockage géologique dans le champ de pétrole de Teapot Dome aux États-Unis.

Lancé par l'industrie du charbon d'Australie, COAL21¹ est un programme qui vise à mettre pleinement en œuvre le potentiel des technologies avancées pour réduire ou éliminer les émissions de gaz à effet de serre associées à l'utilisation du charbon. Le programme va aussi explorer la possibilité pour le charbon de jouer le rôle de principale source d'hydrogène pour alimenter l'économie à base d'hydrogène de l'avenir. C'est un partenariat coopératif entre le gouvernement fédéral et celui des États, les industries de production du charbon et de l'électricité ainsi que la communauté des chercheurs.

COAL21 n'est pas un organisme. C'est un partenariat entre les industries du charbon et de l'électricité, les syndicats, les gouvernements de la Fédération et des États ainsi que la communauté des chercheurs. Il a commencé en mars 2003, lorsque l'Association du charbon d'Australie les a invités à participer à une opération destinée d'abord à identifier puis à mettre en application des dispositifs permettant de réduire ou d'éliminer, en Australie, les émissions de gaz à effet de serre causées par la production d'électricité à base de charbon.

Il est largement reconnu que les combustibles fossiles continueront à jouer un rôle important dans le monde en matière de demande et de sécurité énergétiques et, dans le cas de l'Australie, comme source de revenus à l'exportation, d'emploi et d'investissements. Son économie étant grande consommatrice d'énergie et très dépendante du charbon, si l'Australie veut réussir à réduire de façon importante les émissions stationnaires du secteur énergétique dans un avenir prévisible, il faudra entre autres qu'elle diminue largement les émissions issues de l'utilisation de celui-ci. D'autres actions devront mettre davantage l'accent sur l'efficacité de l'utilisation finale, accroître l'emploi de combustibles moins carbonés et de technologies alternatives là où elles seront le plus pratiques, ainsi que celui des énergies renouvelables. Il faudra aussi lancer des travaux de R & D dans tous les domaines. COAL21 est destiné à compléter ces mesures, pas à les remplacer.

Les objectifs de COAL21 tiennent compte du rôle important que joue le charbon en faveur de la sécurité énergétique et de la compétitivité économique de l'Australie. Ils montrent également qu'il est nécessaire de réduire les émissions de gaz à effet de serre avec le temps en appliquant des méthodes qui conserveront les avantages que représentent des approvisionnements en énergie sûrs et compétitifs. La première action menée dans le cadre de COAL21 a consisté à élaborer le Plan d'action national COAL21. Cette première étape a duré de mars 2003 à mars 2004 et a bénéficié de la contribution d'un grand nombre de participants et de la consultation d'autres dépositaires d'enjeux clés. Le Plan d'action national a été lancé officiellement en mars 2004. La deuxième étape de COAL21 a débuté en 2004 et est consacrée à la

¹ www.coal21.com.au



mise en œuvre des mesures fixées par le Plan d'action national, y compris celles qui visent à faire prendre conscience des problèmes clés à la communauté et à les lui faire comprendre.

Partenariats internationaux

Le forum Carbon Sequestration Leadership Forum¹ (CSLF) est une action internationale du gouvernement américain concernant le changement climatique, consacrée au développement de technologies rentables améliorées pour la séparation et le captage du dioxyde de carbone. Le CSLF vise à diffuser ces technologies à travers le monde entier ainsi qu'à identifier et approfondir les questions relatives au captage et au stockage du carbone, y compris le développement de conditions techniques, politiques et réglementaires appropriées à la mise au point de ce type de technologie.

La charte du CSLF a été signée, le 25 juin 2003 à Washington DC, par les représentants de treize pays et de la Commission européenne. Depuis lors, l'Allemagne, l'Afrique du sud et la France y ont adhéré, portant le nombre de membres à 17. La charte va rester en vigueur pendant dix ans. Alors qu'il y a plusieurs projets internationaux de stockage géologique du CO₂ de grande envergure en cours de réalisation, ce tout premier forum au niveau ministériel souligne la nouvelle importance donnée à la coopération internationale.

Les activités du CSLF sont conduites par un groupe directeur qui en régit le cadre général et les actions ainsi que par un groupe technique qui suit l'avancement des projets réalisés en coopération et fait des recommandations au groupe directeur sur la nécessité de toute action. Des programmes de coopération peuvent être mis en œuvre par le CSLF sur autorisation du groupe directeur après recommandation du groupe technique, dans le cadre des activités suivantes : échange et mise en réseau d'informations, programmation et établissement de feuilles de route, facilitation de la collaboration, recherche et développement, démonstrations, perception du public et vulgarisation, études économiques et études de marché, contraintes et questions juridiques, réglementaires et institutionnelles, contribution à l'élaboration des lignes directrices, et d'autres encore sur autorisation du groupe directeur.

Pour ce qui concerne le stockage dans l'océan, le Programme International Géosphère-Biosphère² (PIGB) de même que le Programme mondial de recherches sur le climat³ (PMRC) cherchent à déterminer le rôle joué par les océans dans la régulation des niveaux de concentration de CO₂ dans l'atmosphère, car il permettrait de comprendre le concept visant à stocker davantage de CO₂ dans les océans. Il faut également établir des liens avec la recherche afin d'étudier les effets du CO₂ sur l'écologie marine. Si le stockage de CO₂ à grande échelle dans l'océan doit être envisagé, de nouvelles initiatives sont nécessaires dans ce domaine.

Des recherches sur les aspects pratiques et la possibilité de combiner l'extraction du méthane issu des hydrates de gaz naturel avec le stockage de CO₂ dans les régions de permafrost ont indiqué que le coût en était comparable à celui de l'extraction du gaz libre d'un gisement de gaz inexploité jusqu'ici dans l'Arctique, à condition que des

¹ www.cslforum.org

² www.igbp.kva.se

³ www.wmo.ch

installations de transport soient disponibles. Des études effectuées récemment dans le cadre du Partenariat sur les hydrates de gaz, appelé « Mallik 2002 » (qui comprend des équipes d'Asie, des États-Unis et d'Europe) ont révélé qu'une réduction de pression associée à un réchauffage pouvait effectivement libérer les particules de méthane de leur état gelé sous forme d'hydrates. À ce stade, les hydrates ne sont pourtant pas considérés comme des ressources utiles de combustible fossile, donc leur exploitation à grande échelle ne devrait pas commencer avant 2010.

Dans le cadre du programme de R & D sur les gaz à effet de serre de l'AIE, des réseaux de recherche internationaux ont été créés pour travailler sur les essais relatifs au captage du CO₂, la biofixation du CO₂ et les gaz à effet de serre autres que le CO₂ (conjointement avec l'Agence de protection de l'environnement américaine et la Direction générale de l'environnement de la Commission européenne). Les spécialistes du Programme participent également à plusieurs programmes de coopération internationale relatifs au stockage : GESTCO (chargé de répertorier les réservoirs géologiques en Europe), ICBM (qui étudie les sciences de base du stockage dans les veines de charbon), RECOPO (qui expérimente l'injection dans des veines de charbon en Pologne depuis 2003), NGCAS (qui examine les questions de sûreté, de surveillance et de contrôle liées au stockage dans un gisement de pétrole sous-marin épuisé en Europe), NASCENT (projet européen qui étudie les accumulations naturelles de CO₂ à long terme dans les formations géologiques afin qu'elles servent de sites de référence pour de futurs projets) et GEO-SEQ (consacré à la réduction des coûts, des risques et du temps d'exécution du stockage géologique).

R & D dans le domaine de la production d'énergie électrique

De nombreux travaux de R & D consacrés aux technologies de combustion et de gazéification des combustibles fossiles visent à améliorer le rendement des turbines à gaz et à réduire les coûts, tout en allongeant la durée de vie des installations par le biais des progrès, réalisés dans le domaine des pièces et des matériaux. De la même façon, les programmes concernant les technologies au charbon non polluantes visent à réduire les émissions en améliorant le rendement des chaudières pour augmenter la quantité d'énergie produite par chaque tonne de charbon.

Le projet sur les turbines à gaz CAME-GT (Cleaner and more Efficient Gas Turbines¹), soutenu par la Commission européenne, cherche à coordonner la R & D en matière de turbines à gaz industrielles, y compris les turbines à combustible fossile, à biomasse et à gaz, utilisées dans la production conjointe de chaleur et d'électricité ainsi que dans les cycles combinés. Les membres du groupe CAME-GT sont des fabricants de turbines à gaz et des groupes de chercheurs de divers pays de l'Union européenne et d'Europe centrale. De son côté, le Ministère de l'énergie américain met en place un programme qui vise à développer, d'ici à 2008, des installations énergétiques avancées, capables d'obtenir un rendement thermique de 50 % pour des frais d'investissement s'élevant à 1 000 dollars par kilowatt ou moins pour une centrale au charbon.

¹ www.came-gt.com



Des recherches, destinées à faire progresser la technologie des turbines, sont menées, entre autres, par les sociétés Siemens (Allemagne), Siemens Westinghouse (États-Unis), ALSTOM (France), GE Energy Products et Turbomeca (France), Nuovone Pignone (Italie), Rolls-Royce et Demag Delaval Industrial Turbomachinery (Royaume-Uni), et MAN Turbomaschinen (Allemagne). Divers organismes de recherche, tels que l'EPRI et Oak Ridge National Laboratory aux États-Unis ainsi que l'Imperial College et Cranfield University du Royaume-Uni étudient également les matériaux, la conception et les performances de turbines avancées.

Au Japon, par exemple, le Centre de l'utilisation du charbon (CCUJ) travaille avec l'organisme New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) à la mise au point de technologies de combustion en lit fluidisé et de gazéification bénéficiant de financements gouvernementaux. Comme le Japon prévoit de continuer à employer les combustibles fossiles pour l'essentiel de ses approvisionnements en énergie jusqu'en 2050, des technologies réduisant les émissions de CO₂ de plus de 30 % seront mises au point d'ici à 2030 avec l'aide de la séparation et du stockage géologique. Dans ce contexte, le Japon vise à commercialiser l'IGCC sans ou avec piles à combustible ayant des rendements de 43 à 48 % et 55 % respectivement, au cours de la prochaine décennie. Il est proposé de continuer à développer la technologie PCC avec cycle ultra-supercritique durant les trente prochaines années pour parvenir à des caractéristiques vapeur plus élevées. En Allemagne, l'IGCC fait aussi l'objet d'une grande partie des travaux de R & D consacrés aux procédés de CC (captage de carbone) après combustion du charbon en raison de ses avantages potentiels en matière d'extraction du CO₂. Des activités du même type sont en train de devenir prioritaires au Royaume-Uni et en Australie.

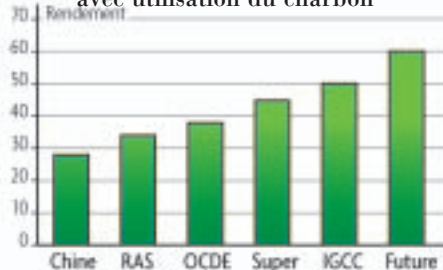
Il existe une coopération internationale entre les pays membres de l'AIE dans des domaines liés à la combustion des combustibles fossiles et aux options technologiques non polluantes pour l'avenir. Elle se matérialise par le biais de six programmes coopératifs de R & D réalisés sous les auspices du Groupe de travail sur les combustibles fossiles : Fluidized Bed Combustion (CLF), Greenhouse Gas R & D Program (GES), Multiphase Flow Sciences (sciences des flux multiphase), Clean Coal Sciences (sciences du charbon propre), Clean Coal Centre (centre du charbon propre) et International Centre for Gas Technology Information. Ils assurent et facilitent les échanges d'informations sur les recherches en cours entre les participants des différents pays.

Scénarios sur les émissions de GES liées à l'énergie : Le déploiement total de technologies très peu polluantes est indispensable pour limiter les émissions

Les aspects économiques des émissions à long terme

Une capacité de production d'électricité au charbon d'environ 1 000 GW est installée dans le monde et le rendement moyen mondial est aujourd'hui de 32 %. Dans les pays de l'OCDE, le rendement moyen, qui atteignait 36 % en 2002 (et environ 37 à 38 % pour les 15 de l'UE), est plus élevé que dans les pays en développement (30 %). Par conséquent, un kilowatt/heure produit à partir du charbon dans les pays en développement émet 20 % de dioxyde de carbone de plus que dans les pays industrialisés. En outre, près des deux tiers des centrales électriques au charbon construites dans le monde il y a plus de vingt ans, ont un rendement moyen de 29 %.

Production d'électricité – Rendement avec utilisation du charbon



Source : Institut mondial du charbon (World coal institute)

En termes d'intensité du CO₂, les nouvelles installations peuvent se distinguer de manière très marquée. D'après le CME, les centrales au fait de la technologie des pays industrialisés ont un rendement compris entre 42 et 45 % à pleine puissance. Les nouveaux développements laissent envisager de pouvoir dépasser 50 %¹. Toujours d'après le CME, en 2030, les technologies non polluantes devraient être à l'origine de 72 % de l'électricité produite dans le monde à partir du charbon.

Projections selon plusieurs scénarios

Dans cette section, nous calculons, à l'aide de données de l'AIE et du rapport WETO de l'UE, des projections spécifiques de la production d'électricité allant jusqu'en 2050, qui correspondent à différents scénarios technologiques². Nous calculons le niveau d'émissions de CO₂ correspondant³. Nous allons examiner l'impact qu'aurait l'introduction de procédés de combustion de charbon plus efficaces dans les centrales électriques, le remplacement de combustible et le captage et le stockage géologique.

¹ Plus précisément, pour la houille, la combustion de charbon pulvérisé supercritique fonctionne actuellement avec un rendement de 45 % et offre la possibilité de passer à 48 % ; cette technologie reste l'option favorite pour de grandes tranches jusqu'en 2020.

² Nous nous sommes inspirés des travaux de Bouttes, Trochet & Benard (2005).

³ Nous ne prenons pas en compte l'énergie nécessaire au transport des combustibles, en particulier du charbon. Elle pourrait compter pour environ 10 % des émissions de CO₂ dues à l'utilisation du charbon (et du gaz).



En 2003, la totalité des émissions de CO₂ représentait environ 25,0 Gt de CO₂, la production d'électricité comptant, à elle seule, pour 9,4 Gt de CO₂. D'après notre scénario d'activité au cours normal, qui est le cas de référence 2004 de l'AIE, les émissions mondiales vont augmenter de 14,0 Gt de CO₂ (soit 56 %) d'ici à 2030 et les émissions associées à la production d'électricité de 7,5 Gt de CO₂, soit 80 %. À l'horizon 2050, ces chiffres sont encore plus dramatiques. Les émissions liées à la production d'électricité vont augmenter de 21,1 Gt pour atteindre 30,5 Gt de CO₂, soit plus du triple.

Production d'électricité mondiale	Electricité produite TWh			Emissions de GES Gt de CO ₂						
				Cours normal de l'activité (32 %)			Avec les dernières technologies anti-pollution (45 %)		Avec les technologies anti-pollution du futur (55 %)	
	2003	2030	2050	2003	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Charbon	6 681	10 374	21 082	6 585	11 357	23 080	9 440	16 412	8 355	13 428
Pétrole	1 150	1 064	1 002	1 042	1 000	942	1 000	942	1 000	942
Gaz	3 232	7 714	10 874	1 773	4 571	6 444	4 571	6 444	4 571	6 444
Nucléaire	2 632	2 394	12 879							
Hydraulique	2 649	3 458	4 722							
Autres renouvelables	317	1 596	10 936							
Total	16 661	26 600	61 495	9 400	16 929	30 466	15 011	23 798	13 926	20 814

Simulations DIDD¹

¹ Pour 2003 et 2030, dans le scénario d'activité au cours normal, nous prenons les données de l'AIE, en particulier le cas de référence. Pour ce qui concerne l'électricité produite en 2050, nous prenons les données du cas de référence du WETO de mai 2005. Pour les émissions, le scénario d'activité au cours normal utilise le même coefficient d'émissions que le cas de référence de l'AIE pour 2030. Pour les deux scénarios, « Dernières technologies anti-pollution » et « Technologies anti-pollution du futur », nous avons recalculé les émissions avec 45 et 55 % de taux de rendement. À l'horizon 2030, la moitié des centrales est censée être équipée.

Si nous déployons les « dernières technologies anti-pollution » pour l'électricité à base de charbon, nous limiterons cette augmentation à 6,7 Gt de CO₂ : 23,8 Gt de CO₂ au lieu de 30,5 Gt de CO₂ soit une baisse de 22 %, par rapport à la mesure de référence, à l'horizon 2050, et une baisse de 11 % par rapport à la référence à l'horizon 2030.

Si nous déployons les « technologies anti-pollution du futur », nous limiterons l'augmentation à 9,7 Gt de CO₂, soit une baisse de 32 % par rapport à la mesure de référence à l'horizon 2050 et une baisse de 18 % par rapport à celle de l'horizon 2030.

Scénario : Déploiement des technologies anti-pollution du futur + « remplacement de 50 % des nouvelles centrales au gaz par du nucléaire »

Production mondiale d'électricité	Electricité produite TWh			Emissions de GES GtCO ₂		
	2003	2030	2050	2003	2030	2050
Charbon	6 681	10 374	21 082	6 585	8 355	13 428
Pétrole	1 150	1 064	1 002	1 042	1 000	942
Gaz	3 232	5 473	7 053	1 773	3 172	4 109
Nucléaire	2 632	4 635	16 700			
Hydraulique	2 649	3 458	4 722			
Autres renouvelables	317	1 596	10 936			
Total	16 661	26 600	61 495	9 400	12 527	18 479

Simulations DIDD¹

Nous pouvons modifier le scénario en supposant que la moitié des nouvelles centrales au gaz sera remplacée par du nucléaire. L'amélioration en termes d'émissions de GES est très sensible, à savoir 47 % de baisse par rapport à la mesure de référence à l'horizon 2050. **Il est clair que l'énergie nucléaire est une solution à envisager très sérieusement pour la limitation des émissions de gaz à effet de serre.**

¹ Dans ce scénario, nous divisons l'énergie additionnelle produite à partir du gaz entre gaz et nucléaire.



Nous pouvons alors calculer les effets du captage et du stockage géologique sur les émissions de GES.

Scénario : Déploiement des technologies anti-pollution du futur
+ captage et stockage géologique (90 % taux de succès)
+ « remplacement de 50 % des nouvelles centrales au gaz par du nucléaire »

Production mondiale d'électricité	Electricité produite			Emissions de GES		
		TWh			Gt de CO ₂	
	2003	2030	2050	2003	2030	2050
Charbon	6 681	10 374	21 082	6 585	4 637	1 477
Pétrole	1 150	1 064	1 002	1 042	1 000	942
Gaz	3 232	5 473	7 053	1 773	3 172	4 109
Nucléaire	2 632	4 635	16 700			
Hydraulique	2 649	3 458	4 722			
Autres renouvelables	317	1 596	10 936			
Total	16 661	26 600	61 495	9 400	8 809	6 527

Simulations DIDD¹

Enfin, lorsque nous nous basons sur le scénario le plus optimiste, c'est-à-dire appliquant à la fois le captage et le stockage géologique ainsi que le basculement de la moitié de l'augmentation de gaz vers le nucléaire, nous pouvons réduire les émissions de CO₂ de façon drastique, soit 79 % par rapport à la mesure de référence à l'horizon 2050, ce qui correspond à une division par 4 ou 5 du niveau mondial. Seul ce dernier scénario envisage une baisse absolue des émissions de CO₂ générées par la production d'électricité. À l'horizon 2050, en termes absolus par rapport au point de départ, il y a une baisse de 30 % au lieu d'une augmentation qui ferait plus que tripler les émissions.

Quel que soit le cas de figure, on constate que le déploiement total des meilleures techniques disponibles de production propre au charbon ne peut, tout au plus, que limiter l'augmentation des émissions de CO₂. Un basculement important du gaz au nucléaire, combiné à de nouvelles technologies, permettrait de ralentir cette hausse encore davantage. Seul le déploiement total des technologies au charbon et au gaz à émission ultra faible contribuerait à une baisse absolue des émissions de GES, plus précisément de 30 %². **Le déploiement total des technologies à émission ultra-faible est par conséquent indispensable si l'on veut continuer à utiliser le charbon et limiter les émissions de gaz à effet de serre.**

¹ Dans ce scénario, nous examinons le captage et le stockage géologique du charbon. Nous estimons que le rendement de la centrale électrique au charbon diminue de 10 %. Nous considérons aussi que le taux de captage est de 90 %. À l'horizon 2030, la moitié de la capacité est censée avoir été réalisée.

² Prendre en compte les émissions de CO₂ pendant le transport du charbon et du gaz réduirait sensiblement le bénéfice du captage de CO₂ pendant la production d'électricité, mais ne changerait rien à la conclusion générale.



Charbon propre : mythe ou réalité ?



Postface

En raison de l'importance croissante des enjeux relatifs au développement durable dans les politiques publiques, il est souhaitable d'intensifier les actions de l'État et leur coordination. C'est pourquoi il a été décidé de nommer, auprès du Premier ministre de la France, un Délégué interministériel au développement durable dont le rôle est d'animer et de coordonner l'action des administrations de l'État et des établissements publics en faveur du développement durable.

Le présent rapport intitulé *Charbon propre : Mythe ou réalité* a été rédigé sous les auspices du Groupe de travail sur le charbon du Délégué interministériel au développement durable. Cette initiative a été prise parce que la question du charbon devenait très importante dans le débat sur l'énergie et le climat. L'Agence internationale de l'énergie (AIE) montre dans ses projections sur l'avenir que la demande d'électricité mondiale pourrait croître de 2,4 % chaque année et que la production d'énergie à partir du charbon pourrait y contribuer à raison de 90 %. Elle note, bien sûr, que cette voie n'est pas viable.

En effet, d'un côté, le charbon est une source d'énergie fossile bon marché et relativement accessible. L'emballement soudain du prix du gaz a encouragé fortement la demande de charbon dans le secteur énergétique. Grâce à ses très importantes réserves, il sera possible de consommer de l'énergie fossile pendant de nombreuses décennies, même dans le secteur des transports au moyen du CTL (coal to liquid). D'un autre côté, en raison de sa haute teneur en carbone, c'est le plus gros émetteur de CO₂ par unité d'électricité produite. Ses conséquences sur le changement climatique sont donc inquiétantes. En tous cas, l'empreinte laissée par le charbon sur l'environnement devra être réduite à l'avenir. À cette fin, une toute nouvelle solution se dessine : le captage et le stockage géologique de CO₂ (CCS).

Grâce à cette étude, il a été possible d'établir l'état des connaissances technologiques dans un domaine qui évolue rapidement. Le rapport avait plus précisément pour mission de rassembler l'évaluation de la demande de charbon, la maturité technique de différentes options de production et de CCS, la description de diverses initiatives de R & D ainsi que les actions industrielles publiques et privées de la France. Nous avons réalisé en interne quelques simulations spécifiques, concernant la production d'énergie électrique, qui correspondent à différents scénarios technologiques.

Comme nous concentrons notre attention sur le secteur du charbon, notre objectif n'est pas d'élaborer une stratégie globale qui comprendrait l'efficacité énergétique,

les énergies renouvelables, l'énergie nucléaire et l'énergie fossile. Nous en concluons surtout que parallèlement à l'introduction de technologies au charbon plus efficaces, nous devons accélérer sensiblement la mise en place de technologies au charbon à « émission ultra-faible », de manière à stabiliser les concentrations de CO₂ à un niveau raisonnable. Pour ces technologies très peu polluantes, il faut des techniques de CCS. Elles ont un coût et augmentent le prix de l'énergie. C'est pourquoi, afin que ce déploiement soit effectif, il lui faut un cadre approprié qui devra être basé sur des outils pertinents tels que les mécanismes de marché, les instruments fiscaux et les normes. Ils permettront de fixer un prix implicite ou explicite du carbone. C'est la condition préalable à toute véritable étude des questions de changement climatique sous l'angle du charbon. Enfin, il convient de souligner qu'aujourd'hui d'importants efforts de recherche devraient être consacrés aux effets du CCS sur l'environnement pour en avoir une meilleure connaissance pratique.

Le CCS n'est ni une solution miracle qui permettra une exploitation illimitée des centrales électriques fonctionnant au charbon ni une sorte de coussin technologique de la paresse qui nous dispensera de progresser dans la gestion de la demande, l'efficacité énergétique et la diversification appropriée des sources d'énergie. Évidemment, seul un bon dosage de ces options permettra de relever les défis auxquels nous sommes confrontés. Il est donc nécessaire de mettre cette technologie en perspective dans un nouveau système énergétique à faible pourcentage de carbone, et une combinaison de sources d'énergie comprenant la biomasse. Ce n'est pas la seule solution, mais elle jouera un rôle important.

Durant le second semestre de 2005, nous avons établi un programme de travail avec des sociétés, des consultants, des administrations, des organismes de recherche français ainsi que des entités internationales et des ONG. Par conséquent, il s'agit d'un point de vue français sur une question mondiale. Conformément à nos procédures, la responsabilité du rapport repose uniquement sur le Groupe de travail. Nous souhaitons exprimer notre gratitude à tous les participants qui nous ont fourni des informations importantes, indispensables à la réalisation de ce rapport.

Christian Brodhag
Délégué interministériel au développement durable



Annexes



Annexe 1

Scénarios relatifs à l'énergie, élaborés par le CME et la Commission de l'Union européenne



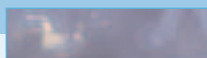
Annexe 2

Exemple de la Chine



Annexe 3

CASTOR, du captage au stockage de CO₂, objectifs et situation au bout de 18 mois de travail (septembre 2005)



Annexe 4

Engagement du BRGM dans les projets sur le CO₂



Annexe 5

Glossaire et acronymes



Annexe 6

Bibliographie



Annexe 1



Scénarios relatifs à l'énergie, élaborés par le CME et la Commission de l'Union européenne

Les scénarios de l'IIASA (CME) ont été utilisés pour le Rapport spécial sur les scénarios d'émissions (SRES) du GIEC

Le Conseil mondial de l'énergie (CME) a élaboré de nombreux scénarios relatifs à l'énergie, qui permettent de scruter l'avenir jusqu'en 2100. L'IIASA (Institut international d'analyse des systèmes appliquée) a été chargé de construire un modèle. La publication correspondante de 1998 a servi de base au rapport SRES du GIEC (publié avant la COP6 en qualité de nouveaux scénarios pour la troisième évaluation)¹.

Les scénarios SRES du GIEC décrivent l'économie et les émissions mondiales futures en tenant compte de certaines évolutions vers des préoccupations d'ordre économique ou environnemental ainsi que de différents modèles de développement mondiaux et régionaux. Les éléments moteurs clés sont la croissance économique, la population, le caractère plus ou moins hétérogène et autonome des régions, la vitesse d'introduction des nouvelles technologies efficaces et l'ampleur des interactions culturelles et sociales.

Six variantes ont été proposées. Trois d'entre elles étaient des scénarios de la famille A : A1 insistant fortement sur l'utilisation du pétrole et du gaz naturel ; A2 à forte consommation de charbon (entraînant une importante pollution locale et régionale ainsi que des émissions de carbone élevées à moins que d'importantes mesures coûteuses ne soient prises pour y remédier) ; et A3 qui met l'accent sur le rôle du gaz naturel, des nouvelles énergies renouvelables et du nucléaire pour prévenir les graves problèmes dus aux émissions. Le cas B est devenu le seul scénario B, un scénario intermédiaire. Le cas C a été divisé en C1 qui insiste sur l'amélioration de l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables (surtout le solaire à plus long terme), mais qui élimine progressivement le nucléaire d'ici à 2100 parce qu'incapable de faire face à ses détracteurs ; et en C2 dans lequel l'énergie nucléaire joue un rôle croissant. Dans les scénarios A3, C1 et C2 la pente des courbes de développement des technologies est relativement forte.

¹ L'IIASA coordonne actuellement une révision de ces scénarios pour le GIEC, laquelle devrait être publiée dans le Rapport de la quatrième évaluation 2007.

Les principales caractéristiques des scénarios sont résumées dans les tableaux suivants.

Projections de la consommation mondiale d'énergie primaire dans les cas A, B et C

	1990	(Gtep) 2050		
		A	B	C
OCDE	4,2	6,7	5,6	3,0
Économies en transition	1,7	3,7	2,4	1,7
Pays en développement	3,1	14,4	11,8	9,5
Total	9,0	24,8	19,8	14,2

Source : CME-IIASA

Résumé des scénarios mondiaux concernant l'énergie

	Cas A	Cas B	Cas C
	Croissance	Pollution	Propice à
	Haute intensité	moyenne	l'environnement
	de carbone		
Population mondiale 2050 (10 ⁹)	10,1	10,1	10,1
Croissance économique mondiale 1990-2050	2,7 % par an	2,2 % par an	2,2 % par an
Augmentation de l'intensité énergétique mondiale 1990-2050	moyenne	faible	élevée
	-1,0 % par an	-0,7 % par an	-1,4 % par an
Demande d'énergie primaire (Gtep) 2050	25	20	14
Disponibilité des ressources			
Fossiles	élevée	moyenne	faible
Non-fossiles	élevée	moyenne	élevée
Coût des technologies			
Fossiles	faible	Moyen	élevé
Non-fossiles	faible	Moyen	faible
Dynamique des technologies			
Fossiles	élevée	moyenne	moyenne
Non-fossiles	élevée	moyenne	faible
Limitations des émissions de CO ₂	non	non	oui
Émissions de carbone (GtC) en 2050	9-15	10	5
Taxes d'environnement	non	non	oui

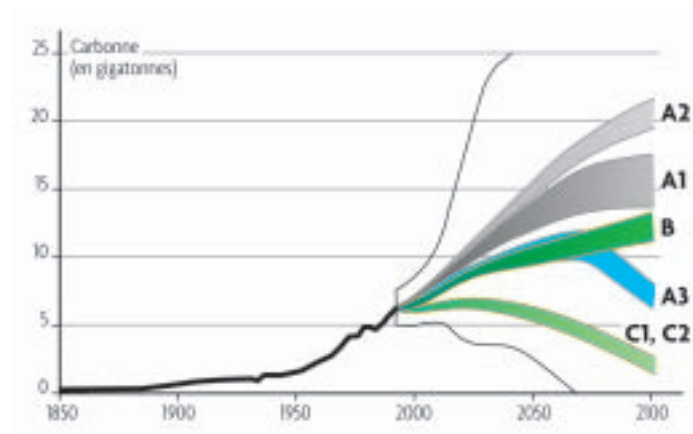
Source : CME-IIASA



Projections de la composition des approvisionnements mondiaux en énergie primaire à 2050 pour les six scénarios		(Gtép)					
	1990	2050					
		A1	A2	A3	B	C1	C2
Charbon	2,2	3,8	7,8	2,2	4,1	1,5	1,5
Pétrole	3,1	7,9	4,8	4,3	4,0	2,7	2,6
Gaz	1,7	4,7	5,5	7,9	4,5	3,9	3,3
Nucléaire	0,5	2,9	1,1	2,8	2,7	0,5	1,8
Hydraulique	0,4	1,0	1,1	1,1	0,9	1,0	1,0
Renouvelables nouvelles	0,2	3,7	3,8	5,7	2,8	3,8	3,2
Biomasse traditionnelle	0,9	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8
Total	9,0	24,8	24,8	24,8	19,8	14,2	14,2

Source : CME-IIASA

Émissions mondiales de carbone issues de l'utilisation des combustibles fossiles entre 1850 et 1990, et en six scénarios pour la période 1990–2100



Source : CME-IIASA

L'étude WETO de la Commission de l'Union européenne

La Commission a publié son étude *World energy, technology and climate policy outlook* (WETO) en 2003. Elle compare deux scénarios : un scénario de référence (« business as usual ») et un scénario de réduction des concentrations de carbone, examinant les effets que pourraient avoir des mesures relatives au changement climatique. Cette évaluation doit aider à déterminer les priorités pour la mise en place d'actions susceptibles d'améliorer les performances de manière à réduire les émissions de CO₂.

Scénario de référence

Les hypothèses sont les suivantes :

- La tendance actuelle des affaires, et les évolutions technologiques et structurelles de l'économie mondiale, se poursuivent de manière habituelle sans interventions importantes des décideurs.
- Il n'est pas tenu compte des actions et des mesures de politique énergétique et environnementale qui ont été appliquées après 2000, telles que les objectifs de réduction du CO₂ du Protocole de Kyoto, l'élimination progressive de l'énergie nucléaire programmée dans certains pays et la part que les énergies renouvelables devraient occuper parmi les sources d'énergie.
- La situation du système énergétique mondial qui résulte du scénario de référence en 2030 est utilisée comme point de repère pour l'évaluation des politiques alternatives, en particulier en ce qui concerne les ressources, les technologies et l'environnement.

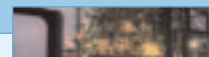
Les résultats du scénario de référence sont les suivants :

- Il est prévu que la demande énergétique augmente d'environ 1,9 % par an entre 2000 et 2030 ; ce chiffre s'appuie sur les hypothèses concernant la croissance économique et celle de la population ainsi que les évolutions en matière de consommation d'énergie.
- Dans les pays industriels la demande d'énergie va ralentir, tandis que dans les pays en développement elle va croître rapidement ; d'ici 2030, elle devrait représenter plus de la moitié de la demande mondiale d'énergie (par rapport à 40 % aujourd'hui).
- Les combustibles fossiles devraient continuer à dominer le système énergétique mondial, et représenter près de 90 % du total des approvisionnements en énergie en 2030 ; il est prévu que le pétrole reste la principale source d'énergie (34 %), suivi par le charbon (28 %) et le gaz naturel (25 %).
- Dans l'UE, le gaz représentera la deuxième source d'énergie après le pétrole, alors que le nucléaire et les énergies renouvelables compteront pour moins de 20 % dans les approvisionnements en énergie.

Scénario de réduction des concentrations de carbone

Les hypothèses sont les suivantes :

- Ce scénario prend en compte l'engagement différent des régions dans les réductions à moyen terme (ce qui implique, par exemple, pas d'hypothèse de prix du



carbone pour la Communauté des États indépendants (CEI) et l'intensification des actions relatives au changement climatique attendue au-delà de 2010 (qui est le délai pour les objectifs de Kyoto).

- Des politiques de développement durable sont mises en oeuvre dans un grand nombre de secteurs économiques.
- L'UE élargie est en avance sur les autres pays en termes de politique relative au changement climatique : dans les pays de l'UE, le prix du carbone qui serait appliqué à l'utilisation des combustibles fossiles s'il était tenu compte des émissions de gaz à effet de serre, serait deux fois plus élevé que dans d'autres régions.
- L'objectif est d'évaluer les effets des mesures visant à réduire l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre sur le secteur de l'énergie.

Les résultats du scénario de réduction des concentrations de carbone sont :

- 11 % de baisse de la consommation mondiale d'énergie attendue par rapport au scénario de référence ; la croissance moyenne de la demande serait donc égale à 1,3 % par an, au lieu de 1,9 %.
- Conséquences sur l'importance du facteur carbone, c'est-à-dire sur le mixte énergétique mondial : une valorisation importante du carbone aurait d'abord une incidence sur les combustibles à forte teneur en carbone, comme le charbon (-42 %) et le pétrole (-8 %), alors que le gaz resterait virtuellement sans changement.
- À l'échelle mondiale, cette part de marché serait reprise par l'énergie nucléaire (+36 %) et les énergies renouvelables (+35 %).
- Parmi les énergies renouvelables, le vent, le solaire et la petite hydraulique (mini-hydro) devraient être multipliées par vingt.

	Scénario de référence	Réduction des émissions de carbone	Différence
Demande d'énergie mondiale (Gtep)	17,1 (+1,8 % par an)	15,2	-11 %
Demande d'énergie UE (Gtep)	2,0 (+0,4 % par an)	1,7	-12 %
Total mondial comb. fossiles (Gtep)	14,9	12,4	-17 %
- Pétrole (Gtep)	5,9	5,4	-8 %
- Charbon (Gtep)	4,7	2,7	-42 %
- Gaz (Gtep)	4,3	4,3	0 %
Nucléaire (Gtep)	0,9	1,	+36 %
Renouvelables (Gtep)	1,4	1,8	+35 %
Total UE comb. fossiles (Gtep)	1,66	1,31	-24 %
- Pétrole (Gtep)	0,73	0,64	-13 %
- Charbon (Gtep)	0,39	0,15	-61 %
- Gaz (Gtep)	0,55	0,53	-3 %
Nucléaire (Gtep)	0,24	0,32	+35 %
Renouvelables (Gtep)	0,12	0,19	+56 %
Émissions CO ₂ mondiales (GtCO ₂)	44,5	35,3	-21 %
Émissions CO ₂ UE (GtCO ₂)	4,7	3,5	-26 %

Gtep : Giga tonne équivalent pétrole (= 42,7 Giga joule)

GtCO₂ : Giga tonne de CO₂

Source : Commission européenne, étude WETO

- Les émissions de CO₂ mondiales seraient réduites de 21 % par rapport au scénario de référence ; mais elles seraient, néanmoins, supérieures en 2030 à ce qu'elles étaient en 1990.
- En Europe, le niveau des émissions serait inférieur de près de 15 % à celui de 1990, et de 26 % par rapport au scénario de référence d'ici à 2030.
- Les changements dans le mixte énergétique de l'Union européenne reflètent le schéma mondial, mais la consommation de charbon (-61 %) et celle de pétrole (-13 %) sont bien plus basses.
- Dans l'UE, cette baisse est compensée par le nucléaire (+35 %) et les énergies renouvelables (+56 %).

Rapport sur l'énergie mondiale de l'AIE

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) de l'OCDE présente les dernières projections de l'énergie d'ici 2030 dans son rapport intitulé « World energy Outlook » (perspectives de l'énergie mondiale), publié en 2002. Là encore un scénario de référence est comparé à un scénario de politique alternative. Le rapport fait largement état des préoccupations liées à la sécurité énergétique, aux investissements dans les infrastructures, aux dommages causés par la production et l'utilisation de l'énergie à l'environnement ainsi qu'à l'accès inégal de la population mondiale à l'énergie moderne.

Scénario de référence

- Prise en compte des mesures qui ont été adoptées au milieu de 2002, y compris les récentes initiatives relatives au Protocole de Kyoto et les objectifs pour les renouvelables.
- Résultats : l'utilisation de l'énergie continue de croître rapidement, les combustibles fossiles dominant dans la gamme des sources d'énergie et la consommation énergétique des pays en développement approche celle des pays de l'OCDE.
- Les émissions de CO₂ sont censées augmenter légèrement plus vite que la consommation d'énergie malgré les mesures prises à ce jour.

Les émissions projetées diffèrent sensiblement de celles de l'étude de la Commission : alors que la Commission prévoit que les émissions devraient plus que doubler entre 1990 et 2030 (de 20,8 à 44,5 milliards de tonnes de CO₂, soit 113 % d'augmentation), le rapport de l'AIE envisage une croissance de « seulement » 70 % pour atteindre 38 milliards de tonnes en 2030 ; cette différence pourrait être attribuée aux méthodologies appliquées puisque la Commission ne prend pas en compte les mesures prises après 2000, alors que l'AIE le fait.

Scénario de politique alternative

- Il évalue les effets qu'aurait une série de nouvelles mesures liées à l'énergie et l'environnement, examinées par les pays de l'OCDE, et le déploiement plus rapide de nouvelles technologies ;
- Il démontre que les nouvelles politiques auront beaucoup de poids pour infléchir la croissance de la demande énergétique et la répartition des sources d'énergie ; cette dernière aurait également des conséquences positives sur la dépendance des pays de l'OCDE en matière d'importation.
- Le rapport de l'AIE prévoit que cela stabiliserait en fin de compte les émissions de gaz à effet de serre dans les pays de l'OCDE d'ici à 2030.



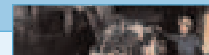
Les perspectives de l'industrie

L'étude de Shell sur « les besoins, les choix et les possibilités en matière d'énergie à l'horizon 2050 » (Energy Needs, Choices and Possibilities - Scenarios to 2050), publiée en 2001, imagine également deux scénarios différents, qui dépendent plutôt de préférences sociétales que de choix politiques. Le premier scénario, intitulé « Dynamics as Usual », est basé sur un monde dont le système est régi par les priorités sociales en faveur d'une énergie propre, sûre et finalement durable. Dans le second scénario « The Spirit of the Coming Age », de meilleurs moyens de satisfaire les besoins en énergie sont élaborés en fonction des préférences des consommateurs en ce qui concerne la mobilité, la souplesse et la commodité. Dans les deux scénarios Shell prévoit que le gaz naturel jouera un rôle important, en tant que « combustible de transition » pendant au moins les deux prochaines décennies. L'étude projette également une croissance rapide pour l'énergie renouvelable et l'éventualité que les renouvelables deviennent finalement la première source d'énergie. Les scénarios de Shell explorent les « pistes possibles vers un système énergétique abordable et durable qui aurait trouvé des solutions aux problèmes liés à l'environnement », mais ils n'évaluent pas les effets concrets des mesures appliquées pour atteindre cet objectif. Toutefois, l'étude suggère que pour les deux scénarios, une stabilisation des concentrations de dioxyde de carbone dans l'atmosphère sous 550 ppmv serait clairement visible. Il n'y a pas de référence aux émissions de CO₂.

ExxonMobil a également publié une étude sur l'énergie à 2030 intitulée « The Outlook for Energy – a 2030 view ». Les conclusions clés de cette analyse de la situation énergétique mondiale jusqu'en 2030 sont les suivantes :

- D'ici à 2030 la demande énergétique mondiale va augmenter de 50 % (à raison de 1,7 % par an) surtout dans les pays moins développés.
- Le pétrole et le gaz vont continuer à être les principales sources d'énergie, représentant environ 60 % de la demande totale.
- La demande de pétrole va croître le plus rapidement dans la région Asie-Pacifique en développement en raison de l'augmentation des ventes de voitures personnelles ; mais en Amérique du nord et en Europe, l'efficacité croissante des véhicules devrait compenser la hausse de la demande.
- La part du gaz va continuer à croître plus vite que les autres formes d'énergie, faisant face à environ 25 % de la demande énergétique d'ici à 2030.
- Les émissions de carbone vont augmenter en résultat d'une utilisation croissante des combustibles fossiles ; ce phénomène est surtout prononcé dans la région Asie-Pacifique.
- Les énergies renouvelables vont se développer rapidement, soutenues par les subventions gouvernementales, mais elles ne contribueront que pour une faible part aux approvisionnements en énergie.
- Le nucléaire va continuer à augmenter, mais seulement à raison de 0,8 % par an ; cependant de nouvelles centrales vont être construites dans les pays développés après 2020 pour remédier aux problèmes croissants liés à l'environnement et à la sécurité des approvisionnements.

Face à une demande plus importante, ExxonMobil soutient que l'application de nouvelles techniques est le meilleur moyen de relever le défi en matière d'énergie. Cela signifie qu'il faut développer les sources d'énergie, améliorer l'efficacité énergétique et réduire les émissions. En outre, la société voit des perspectives en hausse pour le nouveau charbon, le nucléaire et les biocombustibles.



Annexe 2



L'exemple de la Chine¹

Pour des raisons essentiellement liées à l'environnement national, l'intérêt de la Chine pour les technologies au charbon propre ne fait aucun doute. Comme dans d'autres pays, ces technologies avancées ont de fortes chances d'améliorer l'efficacité de la production d'électricité à base de charbon et d'en réduire les conséquences nocives. Le coût moyen de la production d'électricité à partir de technologies au charbon non polluantes étant en train de diminuer, elles pourraient finalement devenir compétitives par rapport aux centrales à vapeur au combustible pulvérisé classiques. La technologie installée dominante est la combustion de charbon pulvérisé avec un cycle de vapeur sous-critique. La puissance des tranches va de 25 à 660 MW. Il y a encore un grand nombre de ces tranches sous-critiques en construction, mais dix tranches supercritiques étaient en service en 2003 et la construction de vingt tranches supplémentaires a été approuvée. Il y aura sûrement davantage de centrales électriques d'une puissance de 1 000 MW ayant des conditions de vapeur ultra-supercritiques (Minchener 2004). La National Development and Reform Commission (NRDC) a recommandé les centrales supercritiques avancées pour la production d'électricité à grande échelle et ce sont surtout des tranches supercritiques qui ont été commandées récemment. Les experts de l'AIE indiquent que ces commandes représentent une capacité de plus de 60 GW. Depuis les années 1960, les ingénieurs chinois ont mis au point leurs propres modèles d'installations de combustion en lit fluidisé, indépendamment des travaux effectués très tôt par d'autres pays dans ce domaine (Watson & Oldham 1999).

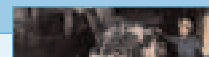
Plus de 1 000 chaudières à lit fluidisé circulant (LFC) ont été mises en services depuis 1989 et quinze chaudières à LFC de 300 MWe sont programmées ou en construction (Minchener 2004). Des centrales de cogénération totalisant plus de 30 GW sont actuellement en exploitation, notamment dans les régions de Chine les plus froides. L'IGCC n'est pas encore une technologie tout à fait mature, même dans les pays industrialisés où le coût de l'électricité fournie est supérieur de 20 %. Parmi les principaux facteurs de risques il y a le dépassement des frais d'investissement, les retards à la construction et les insuffisances en matière de disponibilité et de performances. Les coûts et les risques sont sensiblement plus pénalisants en Chine car la production d'énergie d'une centrale à IGCC reviendrait à 32 % plus cher que celle d'une centrale à charbon pulvérisé; le facteur risque serait de 23 % plus élevé d'après le Nautilus Institute (1999). C'est pourquoi il n'existe, à l'heure actuelle, qu'un projet d'IGCC en Chine, concernant une centrale de démonstration à Yantai. En revanche, la gazéification du charbon y est très connue et elle est appliquée dans de nombreuses usines chimiques pour produire des engrais. Cela explique pourquoi la « polygénération » a

¹ Plus amples informations dans Philibert et Podkanski (2005)

été évoquée comme alternative plus réaliste pour la Chine (Zheng et alii 2003 ; TFEST 2003). Fondés sur la gazéification du charbon (gaz de synthèse), les systèmes de polygénération peuvent produire toute une série de produits énergétiques : gaz de synthèse et électricité propres, produits chimiques à haute valeur ajoutée, carburants à haute valeur ajoutée pour les véhicules, à usages domestique et industriel, et autres produits énergétiques éventuels. Grâce à la gazéification, la conversion du charbon (y compris des réserves de charbon à haute teneur en soufre) entraîne des niveaux de pollution de l'air très faibles par rapport à la plupart des technologies de combustion du charbon existant en Chine. Dans la recommandation qu'il a faite au gouvernement en 2003, le Conseil chinois pour la coopération internationale en matière d'environnement et de développement met essentiellement en équation la modernisation du charbon avec la polygénération par gazéification. Les normes relatives aux centrales existantes et aux nouvelles centrales de différents types implantées dans diverses parties de la Chine, et d'autres instruments comme les taxes de pollution, ne sont pas examinés dans cette étude. Les normes sont généralement moins sévères que celles qui sont en vigueur dans les pays de l'OCDE, mais elles sont fréquemment révisées et renforcées. Elles pourraient cependant avoir peu d'effets car les équipements de contrôle faisant généralement défaut, elles sont peu appliquées (Watson & Oldham 1999).

Le gouvernement chinois souhaite que les grandes centrales, équipées de dispositifs de désulfuration des gaz de combustion (FGD), brûlent du charbon à haute teneur en soufre et que le charbon à faible teneur en soufre soit affecté aux chaudières plus petites non équipées. Mais dans la pratique c'est le contraire qui se produit : afin de respecter les normes plus sévères pour les grandes chaudières, le charbon à faible teneur en soufre est brûlé dans les grandes centrales électriques alors que les petites chaudières sont uniquement alimentées en charbons à haute teneur en soufre. Bien que la politique gouvernementale encourage la construction des grandes tranches plus rentables des centrales électriques de 300 à 600 MW, l'augmentation de la capacité de production est surtout due à des centaines de plus petites tranches qui ont été construites il y a quelques années de cela. En 2000, les tranches de moins de 200 MW, qui émettent 60 % de CO₂ de plus par kWh par rapport aux grandes, représentaient toujours 65 % de la capacité totale égale à 237 GW (Novem, 2003). En 1999, l'Institut Nautilus a indiqué qu'il était préoccupé par le fait que « les gouvernements locaux faisaient surtout construire des tranches de 50 MW ou moins, essentiellement parce que ces petites tranches sont plus faciles à financer ».

Récemment, cependant, des petites tranches ont été arrêtées pour être remplacées par des tranches plus importantes et plus efficaces. En outre, des tranches d'une puissance égale ou inférieure à 50 MW, totalisant une capacité de production de 25-30 GW, devaient être arrêtées avant 2005, et toutes les tranches restantes avant 2010, alors que la mise hors service définitive de celles de 100 MW va commencer avant 2010 (Guo & Zhou 2004). D'après les experts de l'AIE, la principale préoccupation de la Chine est la pénurie d'électricité. À la fin de 2003, il a été rapporté que vingt et une provinces subissaient une pénurie d'électricité (Cheng 2004) en raison d'une croissance de production de 15 % par an. Dans ce contexte, il se pourrait que les délais concernant le choix des sites, les autorisations et la construction soient raccourcis. Cette situation d'urgence risque de devenir le principal obstacle aux améliorations techniques. Minchener (2004) avance que c'est pour une raison similaire que les échanges de permis d'émissions introduits en Chine dans une dizaine de villes n'ont guère eu de succès : « Il n'a pas été possible de mettre en œuvre un dispositif



constructif en raison de la pénurie générale d'électricité et donc de la nécessité de faire tourner chaque centrale avec un coefficient de disponibilité maximum. (...) À court terme, le besoin incompressible de produire de l'électricité, avec une demande supérieure à l'offre, signifie que ces plans ne peuvent pas être effectifs ». Des conceptions plus efficaces pourront être tout à fait compétitives, car des combustibles à moindre coût compenseront des frais d'investissement initiaux plus élevés ; toutefois, le manque de capital de départ peut rester un obstacle. Les technologies en bout de ligne, telles que la FGD, entraînent toujours des surcoûts et ne peuvent être disséminées que grâce à des réglementations concernant l'environnement. Avec d'autres techniques, cependant, telles que le LFC ou la polygénération, il est possible d'employer une grande variété de qualités de charbon et même des autres combustibles (comme la biomasse) ainsi que de réduire les émissions. Cela pourrait expliquer pourquoi ces techniques sont plus faciles à mettre en œuvre en Chine.

Coopération scientifique et technique entre la France et la Chine dans le domaine du savoir-faire en matière de captage et de stockage géologique

L'Institut Français du Pétrole

L'IFP (Institut Français du Pétrole) a une longue expérience de coopération avec la Chine dans le domaine de l'exploration et la production. Le meilleur exemple est celui de la coopération qui a eu lieu au début des années 1980 pour remettre en valeur le gisement géant de Daqing par injection de polymère dans une zone pilote. Grâce à ces procédés développés par l'IFP, la production du champ se poursuit à l'heure actuelle. Au-delà du succès technique de ce procédé de récupération, un transfert de technologie effectif a pu être réalisé, pour en assurer la maîtrise et l'extension à l'ensemble du gisement. RIPED, le centre de recherche de la société CNPC parraine un des projets multiclients conduits par l'IFP, consacrés à l'exploration pétrolière à des horizons très profonds. Enfin, il a été décidé d'organiser des séminaires techniques qui permettront bientôt d'identifier des sujets de coopération concrets, en particulier avec la société CNOOC. 1.2

Le BRGM

Le BRGM poursuit des activités de coopération avec la Chine dans le cadre des différents programmes mentionnés ci-dessous :

CEFCEET – Participation du BRGM au centre franco-chinois de l'énergie et de l'environnement de l'Université de Tsinghua sous la coordination de l'INSA Lyon et en partenariat avec l'ENSM, l'INPL. Projet européen ASEM WATERNET : apport financier négocié avec l'Union européenne : Programme d'assistance technique et scientifique euro-asiatique (Asie du sud-est) pour une gestion durable de l'eau. Réseau de recherche P2R/WARM : Le Projet WARM (réseau de recherche scientifique franco-chinois sur l'apport des techniques spatiales dans les risques inondation - sécheresse) a été lancé par le CNES et le NRSCC (National Remote Sensing Center of China). Pour des raisons de recevabilité, il a été proposé dans le cadre d'un appel d'offres par le BRGM soutenu par le CNES (Direction Internationale) et a été sélectionné le 25 septembre 2003 par le MAE/MR français et le MOST (Ministère des sciences et de la technologie) chinois dans le cadre du programme de recherche en réseaux (P2R) franco-chinois.

En dehors de ces diverses actions, tournées en particulier vers l'eau, une autre action est plus spécifiquement consacrée au stockage du CO₂. Le BRGM va en effet collaborer avec le MOST et l'université de Tsinghua pour effectuer une première évaluation des capacités de stockage géologique du CO₂ en Chine dans le cadre du projet européen GeoCapacity qui fait partie du sixième Programme-cadre pour la Recherche et le Développement technologique européen (2002-2006), dont l'IFP est aussi un partenaire.



Annexe 3



CASTOR, du captage au stockage du CO₂, objectifs et situation au bout de 18 mois de travail (mars 2006)

Introduction – Aperçu du projet

L'objectif général de ce projet est de développer et de valider, dans le cadre de partenariats du public et du privé, les technologies, en grande partie innovantes, nécessaires au captage du CO₂ au moment de la post-combustion et à son stockage. Le programme de R & D CASTOR vise à permettre le captage et le stockage géologique de 10 % des émissions de CO₂ d'Europe, ce qui correspond à environ 30 % du CO₂ émis par les centrales et les usines européennes. Afin d'atteindre cet objectif, CASTOR va améliorer les techniques actuelles et mettre au point, valider et généraliser de nouvelles méthodologies et technologies concernant le captage du CO₂ suivi d'un stockage souterrain sûr. Les objectifs clés de CASTOR sont les suivants :

- Réduire sensiblement les coûts de captage post-combustion, de 50 à 60 € par tonne de CO₂ à 20-30 € la tonne (les gros volumes de fumées doivent être traités à faible teneur en CO₂ et faible pression)
- Faire progresser l'acceptation générale du concept en termes de performances (capacité, période de rétention du CO₂) et de sûreté du stockage, et d'acceptabilité vis-à-vis de l'environnement
- Commencer l'élaboration d'une stratégie intégrée reliant les options de captage, transport et stockage pour l'Europe.

Le projet de consortium est le suivant :

Organismes de R & D	Compagnies pétrolières & gazières	Compagnies d'électricité	Industriels
IFP (FR)	Statoil (NO)	Vattenfall (SE)	ALSTOM Power (FR)
TNO (NL)	Gaz de France (FR)	Elsam (DK)	Mitsui Babcock (UK)
SINTEF (NO)	RIPSA (SP)	Energi E2 (DK)	Siemens (DE)
SINTEF Ener. Res. (NO)	Rohoel (AT)	RWE (DE)	BASF (DE)
SINTEF Pet. Res. (NO)	ENITecnologie (IT)	PPC (GR)	GVS (IT)
NTNU (NO)		E. ON UK (UK)	
BGS (UK)			
BGR (DE)			
BRGM (FR)			
GEUS (DK)			
IMPERIAL (UK)			
OGS (IT)			
Univ. Twente (NL)			
Univ. Stuttgart (DE)			

CASTOR va durer 4 ans (Fév. 2004–Fév. 2008) et la Commission européenne a accepté de le financer dans le cadre du 6^e Programme-cadre européen. Le budget total s'élève à 16 M€ (8,5 M€ financés par l'UE). Trente partenaires (laboratoires de R & D, compagnies pétrolières et gazières, compagnies d'électricité et industriels) représentant 11 pays européens vont exécuter les travaux.

En ce qui concerne le **captage**, une installation pilote sera construite dans une centrale électrique au charbon existante, exploitée par ELSAM au Danemark. Elle fonctionnera pendant deux ans pour valider les procédés au gaz mis au point (nouveaux solvants, nouveaux contacteurs de membrane, nouveaux schémas de déroulement du procédé, méthodes d'intégration) dans le cadre du projet.

Les travaux concernant le **stockage** sont destinés à étudier des sites d'injection européens et à effectuer des études d'évaluation des risques. De nouvelles méthodologies seront élaborées grâce à l'amélioration des connaissances avec 4 nouveaux cas de stockage.

Site de CASTOR sur l'Internet : <http://www.co2castor.com>

Coordonnées du coordinateur : Pierre LE THIEZ (IFP)

+33 1 47 52 67 23

pierre.le-thiez@ifp.fr



Travaux effectués et principaux résultats obtenus

Stratégie de réduction du CO₂ (10 % du budget)

Cette activité vise à définir les stratégies d'ensemble destinées à réduire de 10 % les émissions de CO₂ dans l'Union européenne et à contrôler régulièrement leur efficacité (du captage au stockage) d'un point de vue technico-économique. Le travail de recherche doit également permettre d'obtenir des données sur les sources de CO₂ et les capacités de stockage géologique potentielles d'Europe de l'est (extension du projet européen GESTCO). En même temps, il faut trouver des solutions pour faire accepter sur le plan juridique et par le public le concept de stockage géologique du CO₂ comme une option viable pour réduire les conséquences du CO₂, en élaborant et appliquant un modèle pour explorer les perceptions du public envers le stockage de carbone. Les effets du projet sur les pays de l'UE, y compris les pays candidats, sont par conséquent pris en compte.

Les grandes lignes de la première feuille de route pour la mise en œuvre à grande échelle du concept ont été définies. L'importance relative des principales stimulations économiques de contrôle a été évaluée, et les incitations et obstacles non-techniques ont été identifiés.

La base de données concernant la capacité de stockage en Europe a été améliorée par l'introduction de huit nouveaux pays : la République tchèque, la Bulgarie, la Croatie, la Hongrie, la Pologne, la Roumanie, la Slovaquie et la Slovénie.

Captage post-combustion (65 % du budget)

Les objectifs des travaux sur le captage post-combustion sont les suivants :

- Mise au point de liquides d'absorption, avec une consommation d'énergie thermique de 2,0 GJ/t de CO₂ à un taux de récupération de 90 %.
- Coûts résultant par tonne de CO₂ évité ne dépassant pas 20 à 30/t de CO₂, en fonction du type de combustible.
- Essais effectués dans l'installation pilote montrant la fiabilité et l'efficacité du procédé de captage post-combustion.

En ce qui concerne le captage post-combustion, la technologie d'absorption est une option de pointe, mais sa mise en application dans une centrale électrique fera baisser son rendement de 15 à 20 % et entraînera une hausse des coûts pouvant atteindre 50 %. Il faut progresser en matière de technologie d'absorption et CASTOR traitera des questions clés suivantes : consommation d'énergie, taux de réaction, améliorations des contacteurs, capacités en liquides, stabilité et corrosion chimiques, amélioration du procédé de désorption.

L'installation pilote destinée à intégrer et valider le procédé sera implantée dans une centrale moderne au charbon : la centrale d'Esbjerg exploitée par Elsam au Danemark. D'une capacité de 1 t de CO₂/heure, elle fonctionnera pendant plus de deux ans avec de vrais gaz de combustion, permettant de tester en conditions réelles la technologie d'absorption. Ce sera la plus grande installation pilote du monde pour le captage de CO₂ post-combustion du charbon.



Les modèles de base des centrales (4 au charbon et 1 au gaz) et du procédé au solvant (30 % MEA) ont été déterminés. Des études paramétriques visant à optimiser le procédé ont été réalisées. Les exigences relatives à la désulfuration des fumées, imposée par le procédé de captage du CO_2 ont été fixées. Elles peuvent être satisfaites en utilisant les techniques existantes.

L'installation pilote était prête à fonctionner fin 2005. Sa mise en service officielle a eu lieu le 15 mars au Danemark en la présence de hauts représentants des sociétés, qui ont participé au projet, de la Commission européenne et des autorités nationales (France, Danemark, Norvège...)

La mise au point du solvant a abouti à une longue liste de 30 absorbants, parmi lesquels une dizaine d'amines ont été sélectionnées. Celles-ci comptent des di-amines, des tri-amines, qui permettent de doubler ou tripler la charge de CO_2 du solvant par rapport à la MEA. Les résultats d'études sur ces amines seront recueillis pour réduire la liste à 3 solvants maximum permettant de procéder à la validation de l'installation pilote.

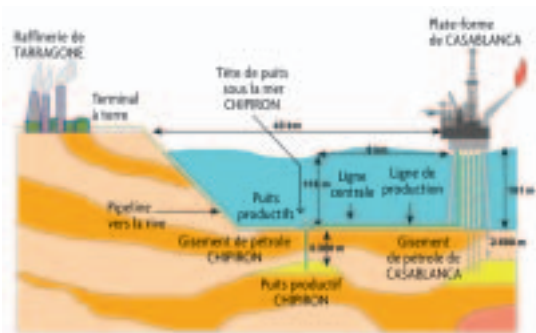
Il a été procédé à un classement des membranes appropriées pour des applications d'absorption de gaz, lequel va guider les travaux ultérieurs sur les contacteurs de membrane.



Études sur les performances du stockage et l'évaluation des risques (25 % du budget)

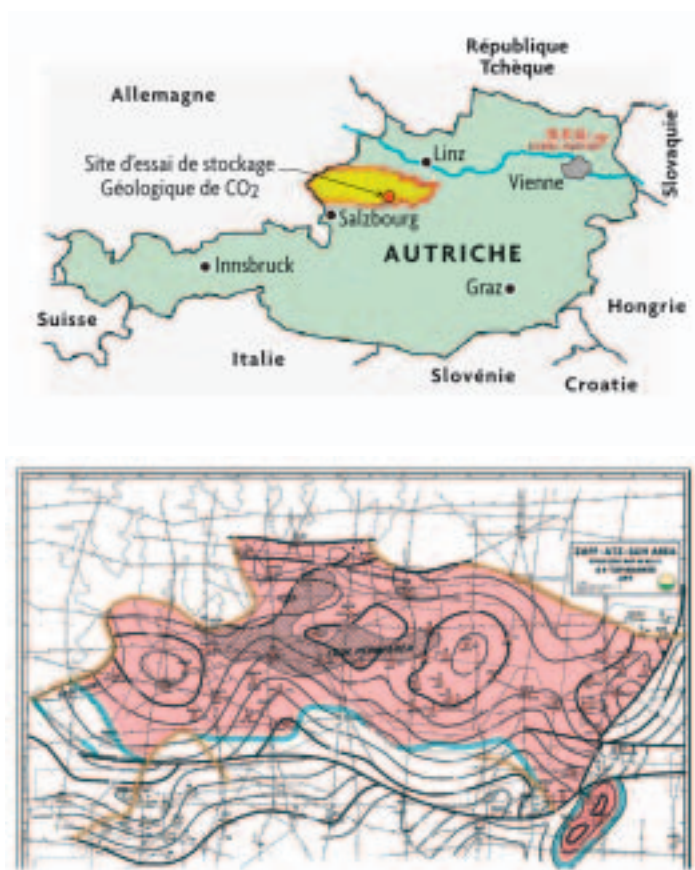
L'objectif est d'élaborer et d'appliquer une méthodologie pour la sélection et la gestion sûre des sites de stockage en améliorant les méthodes d'évaluation, en définissant les critères d'acceptation et en mettant au point une stratégie de surveillance des sites efficace et économe, garantissant la sécurité. Le « Manuel des meilleures pratiques » sera amélioré en ajoutant quatre dossiers européens.

Gisement de pétrole de Casablanca (Espagne) exploité par Repsol ypf.



Le gisement de Casablanca se trouve au large du nord-Est de l'Espagne. Ce gisement de pétrole carbonaté, situé à une profondeur d'environ 2 500 m sous le fond marin, a atteint sa production de queue et celle-ci va bientôt s'arrêter. Repsol envisage d'utiliser ce gisement pour stocker chaque année environ 500 000 tonnes du CO_2 qui sera capté à la raffinerie de Tarragone, distante de 43 km.

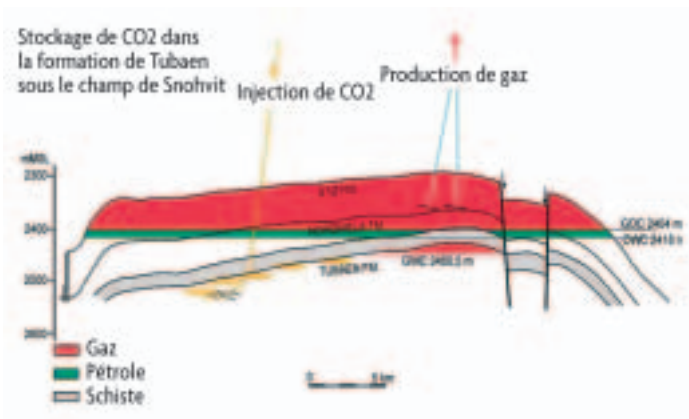
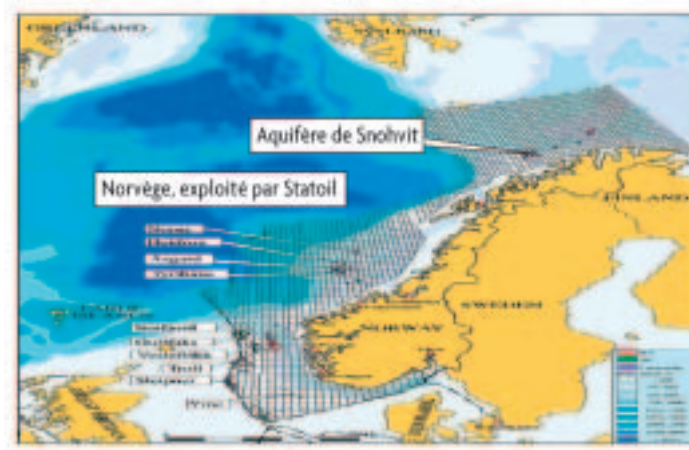
Gisement de gaz d'Atzbach-Schwanenstadt (Autriche), exploité par Rohoel



Le gisement de gaz d'Atzbach-Schwanenstadt se trouve au Centre-Nord de l'Autriche, entre Salzbourg et Linz. Ce gisement de gaz, situé dans du grès à environ 1 600 m de profondeur, est presque vide. Rohoel AG envisage de le transformer en site de stockage de CO_2 et peut-être d'y tester l'injection de CO_2 pour faire de la récupération assistée de gaz. Le CO_2 proviendrait d'une papeterie (qui en émet environ 200 000 tonnes par an) et d'une usine d'engrais (qui en émet environ 100 000 tonnes



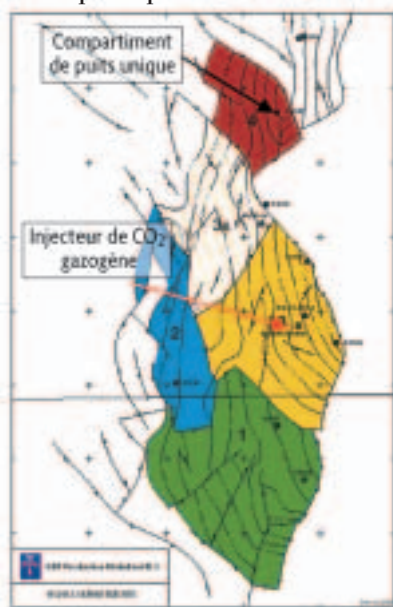
Aquifère de Snøhvit (Norvège), exploité par Statoil



par an). Le CO₂ pourrait être transporté par camion. L'injection dans le gisement pourrait démarrer à la fin du déroulement du programme, en fonction des résultats positifs de l'étude et du financement par des partenaires industriels.

Le gisement de Snøhvit se trouve au large, dans le Nord de la mer de Norvège. Statoil a obtenu l'autorisation officielle d'injecter le CO₂ extrait du gaz produit dans le gisement de Snøhvit dans un aquifère qui se trouve sous le réservoir, à 2 500 m de profondeur. Il est prévu que l'injection de 0,75 Mt/an commence fin 2006 et dure plus de vingt ans.

**Gisement de gaz K12B (Pays-Bas),
exploité par Gaz de France**



Le gisement de gaz K12B est situé au large des Pays-Bas. Gaz de France a réalisé l'étude de faisabilité concernant la récupération assistée de gaz. L'injection à petite échelle d'environ 30 000 tonnes de CO₂ par an a commencé au milieu de 2004 et une injection à grande échelle de près de 400 000 tonnes/an doit commencer en 2006 et durer vingt ans maximum. Le réservoir se trouve entre 3 500 et 4 000 m dans les clastiques de Rotliegend. Il existe une étude de référence sismique.

Au cours de la première année du projet, les 3 sites (Casablanca, Atzbach-Schwanenstadt, K12B) ont fait l'objet d'études consistant à recueillir les données disponibles et des échantillons carottés ainsi qu'à commencer des expériences (écoulement de fluide, géochimie et géomécanique) et des simulations d'injection de CO₂ dans le réservoir.

**Diffusion des connaissances
et activités de formation**

Pendant la première année, un site CASTOR a été ouvert sur Internet pour le public et les partenaires du projet (partie interne). CASTOR a été présenté lors de conférences européennes ou internationales. Un premier cours sur le captage de CO₂ et les procédés d'absorption a été donné à des étudiants en doctorat



Projet européen CASTOR

Inauguration de la première installation européenne de captage du CO₂

Journée du 15 mars 2006

Esbjerg, Danemark

Intervention de Christian BRODHAG

Délégué Interministériel au Développement Durable

L'engagement de la France et de l'Europe dans le captage et le stockage géologique du CO₂

Les pouvoirs publics français se félicitent du démarrage aujourd'hui de la première installation mondiale de captage du CO₂ dans une centrale électrique, dans le cadre du projet européen CASTOR. Ici, à Esbjerg, dans cette centrale à charbon, est faite la démonstration qu'il existe un lien très fort entre les techniques de captage et de stockage géologique du CO₂ et l'avenir même de cette filière énergétique.

L'usage du charbon et de la lignite est en effet à la croisée des chemins.

- D'un côté, la part relative du charbon pèse lourd : elle représente dans l'offre d'énergie primaire mondiale 24,4 0 %. Pour la Chine, l'Inde, les États-Unis, la Russie, l'Allemagne, et le Danemark notamment c'est une énergie essentielle.
- De plus, la conjoncture lui est favorable : on voit que des gros opérateurs électriques basculent actuellement une partie de leur production du gaz vers le charbon. Car celui-ci connaît des hausses de prix plus modérées que ceux du pétrole et du gaz. Les réserves sont vastes et sont bien distribuées sur l'ensemble des continents. L'usage du charbon apparaît donc favorable en termes de compétitivité et de sécurité énergétique.

Mais, le charbon est le plus fort émetteur de CO₂ à quantité d'énergie produite. Le renforcement de l'usage du charbon explique d'ailleurs en partie la hausse du prix des certificats de CO₂, sur le marché européen, lors de l'année 2005. Le défi est donc absolument vital. Ne pas y répondre induirait des conséquences dramatiques sur l'évolution du climat. Il faut résoudre la quadrature du cercle énergie/climat/charbon. Il faut impérativement développer les techniques permettant de diminuer les émissions de gaz carbonique. C'est là qu'interviennent les technologies de captage et de stockage géologique du CO₂, qui permettront de diminuer de 80 à 90 % les émissions de CO₂ liées à la production d'électricité avec du gaz naturel ou du charbon. Ici, nous voyons la première installation mondiale de captage. Nous avons donc fait un pas significatif dans ce sens qui démontre que nous pouvons progresser rapidement sur le chemin de l'optimisation industrielle des coûts, bien plus rapidement que certains le disaient.



■ Avec d'autres éléments déployés ailleurs, la France et l'Union européenne maîtrisent d'ores et déjà l'ensemble de la chaîne du captage, de l'injection et du stockage géologique du CO₂. Tous ces éléments pourront rapidement être assemblés. Les résultats de cette première mondiale profiteront à d'autres projets. Au-delà, du charbon, la production d'électricité à partir de gaz naturel est concernée ainsi que la fabrication de carburants de synthèse et de nombreux secteurs industriels.

Le secteur de l'énergie est donc porteur d'innovations et de ruptures technologiques susceptibles de contribuer de façon significative à la réduction des émissions de gaz à effet de serre tout en limitant notre dépendance énergétique vis à vis des hydrocarbures. Nous ne pouvons, en conséquence, que nous féliciter, nous Européens, collectivement, d'avoir progressé. Il est, pour nous, indispensable, avec les autres grands pays du monde concernés, de faire l'effort nécessaire de recherche et d'innovation en la matière. Il faut examiner et préciser maintenant les prochaines étapes de recherche. De manière très concrète, au niveau européen, la France oeuvre pour que les technologies liées au défi climatique, comme celle d'aujourd'hui, soient financées par le septième PCRD en cours de finalisation. Nous attendons beaucoup aussi du forum international sur le stockage géologique du CO₂, le Carbon Sequestration Leadership Forum.

La France est activement présente dans ce jeu industriel. Des équipes, provenant de nombreuses organisations et entreprises, travaillent depuis plus de 10 ans. Elles sont bien représentées aujourd'hui, notamment par l'IFP qui dirige le programme de recherche européen CASTOR ou le BRGM, compétent sur l'identification géologique du stockage ou par des entreprises comme ALSTOM, TOTAL, Gaz de France, Air Liquide, SUEZ, sans les citer tous. Bien-sûr, les collaborations internationales ont été mobilisées et demeurent indispensables pour aller de l'avant, entre États mais aussi entre acteurs publics et privés. D'ailleurs, notre Agence de l'Innovation Industrielle qui peut financer des projets de captage et de stockage géologique a clairement une orientation européenne. Elle est également présente aujourd'hui ici. L'Agence Nationale de la Recherche qui finance des projets de captage et de stockage s'ouvre depuis cette année aux collaborations internationales sur ce thème. La France s'implique donc massivement sur ce sujet. Elle est clairement ouverte aux collaborations internationales.

Pour finir sur une note diplomatique, le recours aux énergies fossiles dans la production d'électricité, ne pourra être compatible avec la maîtrise de l'effet de serre que si le saut technologique majeur que nous voyons s'accomplir sous nos yeux est réellement intégré dans toutes les centrales de part le monde pour les rendre « vraiment propres », c'est-à-dire avec des systèmes de captage et de stockage géologique du CO₂. Il en est de même pour l'industrie. Il convient par ailleurs de maintenir nos efforts dans les autres domaines : amélioration de l'efficacité énergétique, remplacement des combustibles fossiles à chaque fois que c'est possible par des énergies non émettrices de gaz à effet de serre. C'est à dire avoir une politique énergétique complète et cohérente. Ce message, nous l'avons développé dans le *Mémoire de la France pour une relance de la politique énergétique européenne dans une perspective de développement durable*, diffusé le 24 janvier 2006. ■



■ Mais, généraliser le captage et le stockage géologique du CO₂ ne dépend pas seulement de la mise au point de la technologie. Il faudra aussi un cadre réglementaire mondial pour l'imposer aux opérateurs, compte tenu des surcoûts induits. Ce n'est donc pas qu'un enjeu européen, c'est un enjeu mondial. Il est indispensable que tous les pays du globe s'engagent, selon leurs capacités économiques et techniques et selon leurs besoins de développement. Par évidence, nous ne pourrions demander aux pays en plein développement que sont l'Inde et la Chine de réduire leurs émissions de CO₂, si parallèlement on ne leur propose pas des solutions, techniques et financières, pour y parvenir. C'est d'ailleurs ce que les États-Unis commencent à vouloir faire avec leur partenariat Asie-Pacifique. Alors qu'ils n'ont même pas ratifié le protocole de Kyoto, les Américains cherchent à vendre leurs futurs savoir-faire et leurs techniques aux pays en développement. Le mécanisme de développement propre sera un des leviers à utiliser.

Il y a donc bien une compétition internationale, qui est une course de vitesse, tout autant qu'une course technologique et industrielle. Avec l'installation de captage d'Ejsberg, l'Europe a un temps d'avance. Elle doit chercher à le conserver. Cette inauguration est idéalement placée à l'heure où débutent les négociations diplomatiques sur l'après 2012 de la Convention sur le Climat et la convention des Nations-Unies sur le développement durable qui se tiendra en mai 2006.

Le captage du CO₂ dans chaque centrale électrique n'est plus une utopie. C'est un formidable espoir pour que l'humanité sache faire face au défi vital du changement climatique.

Annexe 4

Engagement du BRGM dans les programmes relatifs au CO₂¹

BRGM (Bureau de recherches géologiques et minières)

Projet JOULE II (1993-1995) « L'évacuation dans le sol du dioxyde de carbone » : projet de recherche européen pionnier (3^e programme cadre) qui a prouvé la faisabilité du concept d'évacuation du CO₂ dans le sol.

Principales activités du BRGM : modélisation géochimique et modélisation couplée géochimie-transport, inventaire des capacités de stockage de CO₂ en Europe du Sud, préféabilité de la surveillance des micro-séismes. BRGM a dirigé les travaux du Work Package « Géochimie ».

SACS (Phase 1) (1998-1999) et **SACS2** (Phase 2) (2000-2002) « Projet de stockage de CO₂ dans un aquifère salin » : Projet de recherche et de démonstration européen (4^e et 5^e programmes cadres) qui surveille et modélise les opérations de stockage géologique de CO₂ qui ont lieu depuis 1996 dans un aquifère salin profond au niveau du champ de gaz de Sleipner au large de la Norvège.

Principales activités du BRGM : modélisation géochimique et modélisation couplée géochimie-transport, faisabilité de la surveillance des micro-séismes, contribution au Manuel des meilleures pratiques. BRGM a dirigé les travaux du Work Package « Géochimie ».

GESTCO (2000-2003) « Possibilités de stockage géologique du CO₂ issu de la combustion de combustible fossile en Europe »

L'objectif principal du projet était de déterminer si le stockage géologique du dioxyde de carbone capté dans d'importantes installations industrielles représentait une méthode viable pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, et susceptible d'être appliquée largement en Europe. Cela a pu être établi grâce à une série d'études de cas qui ont évalué le potentiel de stockage de CO₂ dans les aquifères salins, les réservoirs géothermiques, les veines de charbon ainsi que les réservoirs de pétrole et de gaz. Cette façon de procéder par étude de cas a été utilisée afin que les informations génériques, largement théoriques, disponibles actuellement, puissent être appliquées à des situations géologiques réelles. Cela a abouti à une identification plus rigoureuse des questions importantes, qui permettra de mieux cibler les recherches ou développements ultérieurs nécessaires. En outre, furent évalués les aspects économiques et les questions liées à la sécurité et à l'environnement, les conflits générés par l'utilisation de l'espace souterrain ainsi que la perception du public et des

¹ Jacques Varet du BRGM

acteurs concernés. Les objectifs secondaires du projet GESTCO visaient à établir un GIS (base de données géologique) de stockage de CO₂ pour l'Europe et un système d'aide à la décision (DSS) devant servir d'outil d'analyse économique pour le stockage du CO₂ en Europe.

Principales activités du BRGM : étude ciblée du Bassin parisien, recherches sur les bénéfices pouvant être tirés du couplage du stockage de CO₂ avec l'exploitation géothermique. BRGM dirige les travaux sur le Thème « Stockage de CO₂ dans des réservoirs géothermiques ».

NASCENT (2001-2003) « Exemples naturels de stockage du CO₂ dans l'environnement géologique » : Projet de recherche européen (5^e programme cadre) qui a étudié plusieurs accumulations naturelles de CO₂ en Europe pour prévoir les réactions susceptibles de se produire à long terme dans les réservoirs face au stockage géologique.

Principales activités du BRGM : étude ciblée de la province carbogazeuse de France, caractérisation détaillée du gisement de CO₂ naturel de Montmiral, échantillonnage et analyse des fluides (puits, sources), analyses minéralogiques, étude sur le gaz des sols, modélisation géochimique et modélisation couplée géochimie-transport. BRGM a dirigé les travaux du Work Package « Modélisation des interactions roches/fluides/CO₂ ».

WEYBURN (2001-2004) « Le projet de surveillance et de stockage de CO₂ de Weyburn » : projet de recherche européen (5^e programme cadre) mis en œuvre en étroite collaboration avec le projet de l'AIE *Weyburn CO₂ monitoring and storage project*, pour surveiller puis modéliser les opérations de stockage géologique du CO₂ qui sont couplées à la récupération assistée de pétrole depuis l'an 2000 dans le champ pétrolier de Weyburn, à Saskatchewan, Canada.

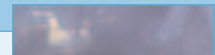
Principales activités du BRGM : caractérisation géologique détaillée du site de Weyburn (géologie, hydrogéologie et géochimie de référence), modélisation géochimique et hydrodynamique, modélisation couplée transport-écoulement, surveillance du gaz des sols et des micro-séismes. BRGM a dirigé les travaux du Work Package « Définition des conditions hydrogéologiques et géochimiques de référence » et les travaux de « modélisation informatisée destinée à prévoir les conséquences chimiques de l'injection de CO₂ ».

CO2STORE (2003-2006) « Stockage de CO₂ terrestre et à long terme dans des aquifères salins » : Projet de recherche européen (5^e programme cadre) qui enquête sur le sort à long terme du CO₂ de Sleipner en qualité de suivi du projet SACS, ainsi que sur quatre nouveaux sites potentiels de stockage de CO₂ dans des aquifères européens, deux onshore et deux offshore.

Principales activités du BRGM : modélisation du réservoir de Sleipner à long terme (géochimie & écoulement), modélisation géochimique sur les quatre autres sites.

CO2NET (2001-2002) et **CO2NET2** (2003-2005) : Réseau européen sur le thème du dioxyde de carbone (5^e programme cadre) composé de chercheurs, de concepteurs et d'utilisateurs des technologies de CO₂, destiné à faciliter la coopération entre ces organisations et les projets européens sur le stockage géologique du CO₂, son captage et les technologies non polluantes.

Principales activités du BRGM : Contribution à plusieurs programmes WP : Collaboration à des projets de RTD, stratégie RTD, Formation-dialogue-éducation,



Évaluation des meilleures pratiques. Le BRGM est membre du Comité directeur et du comité de la stratégie en R & D.

SAMCARDS (2002-2003) : « Technologie d'évaluation de la sécurité pour le stockage géologique du dioxyde de carbone ». Recherches effectuées dans le cadre du Projet de captage du CO₂ (CCP), projet de coopération industrielle qui vise à mettre au point des technologies de captage et de stockage géologique du CO₂.

Principales activités du BRGM : modélisation géochimie-transport, calculs de sensibilité. Le BRGM était un sous-traitant de TNO.

PICOR (RTPG sous-projet A) (2002-2004) : « Piégeage de CO₂ dans les réservoirs ». Projet français soutenu par le Réseau des Technologies Pétrolières et Gazières.

Principales activités du BRGM : thermodynamique et cinétique des systèmes eau-roches-gaz, modélisation géochimique, modélisation couplée géochimie-transport, base de données sur les accumulations naturelles de CO₂. Applications à des tests expérimentaux et in situ. Le BRGM a dirigé les travaux du Work Package « Banque de données sur les accumulations de CO₂ naturelles » et la mission « Application au cas d'un test dans un réservoir carbonaté ».

RTPG sous-projet B (2004) : « Étude de la faisabilité d'un pilote de stockage de CO₂ dans un gisement d'hydrocarbures ». Projet français soutenu par le Réseau des Technologies Pétrolières et Gazières.

Activités principales du BRGM : Base de données sur les réservoirs et critères utiles à la sélection des sites, analyse multicritères pour la sélection de plusieurs sites, études détaillées de 3 sites, proposition pour un site pilote.

RTPG sous-projet C (2004) : « La filière du charbon propre en France : installation pilote de stockage géologique du CO₂ pour les centrales thermiques au charbon ». Projet français soutenu par le Réseau des Technologies Pétrolières et Gazières.

Principales activités du BRGM : Étude détaillée de deux sites : la centrale thermique de Gardanne dans le sud de la France et la centrale thermique de Carling dans l'est de la France, avec stockage de CO₂ dans des aquifères ou des veines de charbon profonds situés à proximité. Le BRGM a dirigé les travaux de ce RTPG sous-projet C.

PICOREF (2005-2006) : « Piégeage du CO₂ dans des Réservoirs géologiques en France ». Le projet a pour objectif de préparer des démonstrations industrielles d'injection de CO₂ dans le sous-sol français (notamment dans des réservoirs d'hydrocarbures et des aquifères salins). Il a été lancé par le Ministère de l'industrie dans le cadre du Réseau des Technologies Pétrolières et Gazières (RTPG) et par un consortium de sociétés et d'universités françaises. Il a pour mission de fournir des informations descriptives relatives au stockage de CO₂ sur des sites géologiques spécifiques et d'identifier des sites de démonstration pilotes en France. En 2005, le projet doit examiner deux types de site dans la région parisienne : un réservoir produisant des hydrocarbures et un aquifère salin profond.

Principales activités du BRGM : identification de sites dans les aquifères salins profonds du Bassin parisien, modélisation de prévision, analyse des risques naturels, surveillance de la déformation de surface, surveillance géochimique et des gaz, diffusion des informations. Le BRGM coordonne les travaux sur le thème du stockage dans les aquifères.

CASTOR (2004-2008) : « CO₂, du captage au stockage ». Projet européen intégré (6^e programme cadre) qui cherche à réduire le coût du captage de CO₂ post-combustion et à faire valider le concept de stockage géologique du CO₂ sur quatre sites européens.

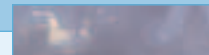
Principales activités du BRGM : modélisation géochimique, simulations de l'écoulement à long terme et simulations chimiques sur deux champs : le champ de pétrole de Casablanca en Espagne, le champ de gaz K12B aux Pays-Bas.

CO₂GEONET (2004-2009) : « Réseau européen d'excellence sur le stockage géologique de CO₂ » (6^e programme cadre), CO₂GeoNet est consacré au stockage géologique de CO₂ ayant pour but de réduire les gaz à effet de serre. Le réseau a pour objectif principal d'établir un partenariat durable et complémentaire entre des centres de recherche européens clés dont l'expertise et les capacités deviennent de plus en plus interdépendantes. En poursuivant sur cet élan cela permettra à l'Europe de garder l'avance qu'elle a en matière de stockage géologique du CO₂ et de projeter cette avance dans l'arène internationale. Le partenariat initial réunit 13 organismes de recherche européens ayant une expertise internationale. Il est destiné à renforcer l'excellence européenne en élargissant le réseau, en influant sur les programmes de recherche nationaux, en formant de jeunes chercheurs, en collaborant avec des programmes de R & D et des centres de recherche importants de pays ne faisant pas partie de l'UE, tout en cherchant des sources de financement nationales et industrielles externes.

Principales activités du BRGM : le BRGM est membre du conseil de gestion (directeur adjoint du Réseau) et dirige les Activités de recherche conjointes. Le BRGM participe activement aux activités que le réseau conduit dans les cinq domaines de recherche suivants : outils numériques de prévision, expériences roches/fluides, technologies de surveillance, mesure améliorée des risques/incertitudes, modèles géologiques.

InCA-CO₂ « Action de coordination internationale en faveur du captage et du stockage de CO₂ » (2004-2007). Ce projet d'action de soutien spécifique européen (6^e programme cadre) vise à établir le savoir-faire européen dans le domaine du captage et du stockage de CO₂ sur la scène internationale. Le groupe du projet constitue une structure de coopération, de dialogue et d'échanges sur lequel va se reposer la Commission européenne dans ses négociations internationales. Il va falloir travailler simultanément dans plusieurs directions : identifier les possibilités de future coopération entre l'Europe et ses partenaires internationaux (Australie, Canada, États-Unis et Japon), fournir toutes informations utiles aux représentants européens qui siègent dans les organisations internationales, telles que le CSFL (Carbon Sequestration Leadership Forum) et présenter un point de vue cohérent sur les activités internationales concernant le captage et le stockage de CO₂ afin de promouvoir de nouvelles politiques européennes.

ULCOS (Ultra Low CO₂ Steelmaking project) (2004-2009) : Ce projet intégré européen (6^e programme cadre) regroupe tous les producteurs d'acier européens mais aussi des organismes de recherche et des universités ainsi que des acteurs industriels. Il vise à trouver un système de production qui réduise de 30 à 70 % les émissions à partir du minerai de fer, à vérifier sa faisabilité technique et les prévisions concernant son acceptabilité économique et sociale.



Principales activités du BRGM : le BRGM dirige le module des « technologies émergentes de captage et de stockage du CO₂ ». Il recherche les moyens d'effectuer la carbonatation minérale des laitiers d'acier et le stockage géologique du CO₂ à proximité des aciéries.

ICSFFEM (réduction des émissions de CO₂ dans la production de phosphates) (2002-2003) : Sur la demande des Industries Chimiques du Sénégal, avec un financement du FFEM (Fonds Français pour l'Environnement Mondial), le BRGM a élaboré un procédé de valorisation des phosphates innovant. Ce procédé diminue les émissions de CO₂ de plus de 80 % par rapport au procédé standard de calcination des phosphates.

SEQMIN (stockage de CO₂ par carbonatation minérale) (2004) : Ce projet financé en interne démontre la viabilité de la carbonatation minérale comme une alternative au stockage permanent de CO₂ par l'intermédiaire d'une analyse d'ensemble et du bilan énergétique des procédés de carbonatation indirects et directs.

ProCO₂ (Procédés de gestion des émissions de CO₂ industrielles) (2005) : ce projet financé en interne couvre les travaux de RTD entrepris par le BRGM pour le développement de procédés concernant les émissions industrielles de CO₂. Les équipes du BRGM consacrent actuellement leurs efforts au développement d'une nouvelle technologie de captage du CO₂ issus des effluents gazeux mixtes et à l'étude du recyclage des matrices cimentaires.

Participation du BRGM dans des commissions nationales françaises

MIES (Mission interministérielle sur l'effet de serre), Jacques Varet (Directeur de la Prospective du BRGM) est président du comité scientifique.

Club CO₂ : Le Club rassemble les principaux acteurs concernés du secteur industriel et de la recherche. Cercle d'échanges d'informations et d'initiatives entre ses membres dans le domaine des études et des développements technologiques relatifs au captage, au transport et au stockage de CO₂, le Club encourage la coopération à un niveau national entre les secteurs public et privé. Il a été créé en 2002 à l'initiative de l'Ademe (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie) avec le soutien du BRGM et de l'IFP, qui en est le secrétaire.



Annexe 5



Sigles et acronymes

BOF : *Basic Oxygen Furnace* (Convertisseur L. D).

CCS : *Carbon Capture & Storage* (Captage et stockage géologique du CO₂)

CFBC : *Circulating Fluidized Bed Combustion* (Combustion en lit fluidisé circulant)

COE : *Cost-of-Electricity* (Coût de l'électricité)

CTL : *Coal To liquid* (Liquide dérivé du charbon)

DoE : *Department of Energy* (Ministère de l'énergie américain)

DME : *Dimethyl Ether* (Oxyde de méthyle)

ECBM : *Enhanced coal bed methane recovery* (Récupération du méthane issu des veines de charbon)

EFCC : *Externally fired combined cycle* (Cycle combiné à combustion externe)

EOR : *Enhanced oil recovery* (Récupération assistée de pétrole)

FBC : *Fluidized bed combustion* (Combustion en lit fluidisé)

Gtce : *billion metric-ton of coal equivalent* (1 Gtce = 29,31 exajoules ou EJ) - milliard de tonnes d'équivalent charbon

GtC : *billion metric ton of carbon* (milliard de tonnes de carbone)

GtCO₂ : *billion metric ton of carbon dioxide* (milliard de tonnes de dioxyde de carbone)

GTL : *Gas To liquid* (carburant liquide dérivé du gaz naturel)

GW : Gigawatt [=1 million de kilowatts (kW) = 1 000 megawatts (MW)]

IEA : *International Energy Agency* (Agence internationale de l'énergie)

IIASA : *International Institute of Applied Systems Analysis* (Institut international d'analyse des systèmes appliquée)

IGCC : *Integrated Gasification Combined Cycle* (cycle combiné à gazéification intégrée), qui est surtout destiné à produire de l'électricité

IGPG : *Integrated Gasification Poly-Generation* (polygénération à gazéification intégrée). Procédé qui transforme d'abord le charbon en gaz de synthèse (surtout H₂ et CO), qui est ensuite utilisé pour produire de l'électricité et de la chaleur dans un cycle combiné ainsi qu'un ou plusieurs autres vecteurs d'énergie (carburants liquides, hydrogène, etc.) ou en produits chimiques par une nouvelle conversion

IPCC : *Intergovernmental Panel on Climate Change* (Groupe d'experts intergouvernemental sur le changement climatique)

IPP : *Independent Power Producer* (Producteur d'électricité indépendant)

MHD : *Magneto hydrodynamic generator* (générateur magnétohydrodynamique)

Mtce : *Million tons coal equivalent* (million de tonnes d'équivalent charbon)

Mtoe : *Million tons oil equivalent* (million de tonnes d'équivalent pétrole)

MWh : *Megawatt-hour* (Mégawatt-heure). 1 MWh est la quantité d'électricité générée par 1 MW en 1 heure

OECD : *Organization for Economic Co-operation and Development* (Organisation de coopération et de développement économiques)

PC : *Pulverized coal* (Charbon pulvérisé)

PF : *Pulverized fuel combustion technology* (technologie de combustion de combustible pulvérisé)

PFBC : *Pressurized fluidized bed combustion* (combustion en lit fluidisé sous pression)

PPCC : *Pressurized pulverized combustion* (combustion de charbon pulvérisé sous pression)

ppmv : *Parts per million by volume* (parts par million par volume)

SOFC : *solid-oxide fuel cells* (piles à combustible à oxyde solide)

SRCCS : *Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage* (rapport spécial sur le captage et le stockage de dioxyde de carbone du GIEC)

SRES : *Special Report on Emissions Scenarios* (rapport spécial sur les scénarios relatifs aux émissions)

ULCOS : *Ultra Low CO₂ Steelmaking* (Production d'acier avec émission ultra faible de CO₂)

UNFCCC : *United Nations Framework Convention on Climate Change* (convention-cadre sur les changements climatiques des Nations-Unies)



USC : *ultra-supercritical* (technologie de production d'énergie basée sur la combustion du charbon)

WEC : *World Energy Council* (Conseil mondial de l'énergie)



Annexe 6



Bibliographie

Académie des technologies, *Le charbon, quel avenir ?*, Commission énergie environnement, décembre 2003

Académie des technologies, *Que peut-on faire contre le CO₂?*, Commission énergie environnement, février 2005

APEC Energy Working Group – Expert Group on Clean Fossil Energy, 2003. *Options to Reduce CO₂ Emissions from Electricity Generation Sector in the APEC Region*, APEC Secretariat, Singapore

Audus, H, Kaarstad, O, Kowal, M., in Veziroglu, T.N., Winter, C-J, Baselt, J.-P., et Kreysa, G. (eds), *Decarbonisation of Fossil Fuels : Hydrogen as an Energy Carrier*, Hydrogen Energy Progress XI, Proceedings of the World Hydrogen Energy Conference, Stuttgart, Germany, 1996.

Battelle/EPRI study with international sponsors, *Global Energy Technology Strategy : Addressing Climate Change*, 2001

BMW (2003), COORETEC, CO₂ Reduction Technologies, Research and Development Concept for Zero-Emission Fossil-Fuelled Power Plants, German federal ministry of economics and labour (BMW), decembre 2003

Bouttes, J.-P., J.M.Trochet & M. Benard, « Secteur électrique : un scénario simplifié « facteur 4 » pour les pays industrialisés (« facteur 2 » pour le monde) sur 2010-2050, pour contribuer à la discussion sur politique énergétique et changement climatique », présentation à l'Iddri, 29 mars 2005.

Boyd, Rod, 2004. Performance Improvement at a Chinese Coal Fired Power Plant. Presentation at the APEC Workshop on Near Term Options to Reduce CO₂ Emissions from the Electric Power Generation Sector in APEC Economies, 16 February, Queensland, AU

Cheng, Yan, 2004. *Effects of the Reform in China's Power Industry on Technology Selection for Power Generation*. Presentation at the APEC Workshop on Near Term Options to Reduce CO₂ Emissions from the Electric Power Generation Sector in APEC Economies, 16 February, Queensland, AU

Creedy, D.P. and K. Garner, 2004. Clean Energy from Underground Coal Gasification in China. Report No. COAL R250 DTI/Pub URN 03/1611, DTI, London, UK

David, J. and Herzog, H., *The Cost of Carbon Capture*, Fifth International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Cairns, Australia, 13-16 August 2000

Doucet Gerald, Energy policy scenarios 2050, Euro American Energy Congress, Madrid, October 2005, World Energy Council

Durie R, Paulson C, Smith A and Williams D, Proceedings of the 5th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, CSIRO (Australia) publications, 2000

Eliasson B, Riemer P W F and Wokaun A (editors), Greenhouse Gas Control Technologies, proceedings of the 4th International Conference, Elsevier Science Ltd., Oxford 1999

Energy Information Administration (EIA), 2003. *Analysis of S.139, the Climate Stewardship Act of 2003*, Department of Energy, Washington D.C.

EPRI, Electricity Technology Roadmap : Powering Progress, July 1999

European Commission World energy, technology and climate policy outlook 2030, May 2003

Federal Institute for Geosciences and Natural Resources, *Reserves, Resources and Availability of Energy Resources 2002*, Hannover, Dokumentation (German) Federal Ministry of Economics and Labour October 2002

Gagnon-Lebrun F., 2004. International Energy Technology Collaboration and Climate Change Mitigation Case Study 2 : Cooperation in Agriculture – R & D on High-yielding Crop Varieties, OECD/IEA Information Paper, Paris

Gielen, D, 'The Future Role of CO₂ Capture and Storage : Results of the IEA-ETP Model', IEA, November 2003

Global Environment Facility (GEF), 1996. *China - Efficient Industrial Boilers*. Project Document, The World Bank, Washington DC

Global Environment Facility (GEF), 2004. Program Study on Climate Change. GEF council document Guéret, T., 2005. International Energy Technology Collaboration and Climate Change Mitigation Case Study : Appliance Energy Efficiency, OECD/IEA Information Paper, Paris.

Gray, D, *Coal-Fired Plants : Today and Tomorrow*, Ecoal (World Coal Institute), 29 March 1999

Guo, Yuan and Zhou Dadi, 2004. *Low Emission Options in China's Electric Power Generation Sector*. Presentation at the APEC Workshop on Near Term Options to Reduce CO₂ Emissions from the Electric Power Generation Sector in APEC Economies, 16 February, Queensland, AU

Hamelinck, C.N., Faaij, A.P.C., Turkenburg, W.C., Van Bergen, F., Pagnier, H.J.M., Barzandji, O.H.M., Wolf, K.H.A.A., and Ruijg, G.J., *CO₂ Enhanced Coal bed Methane Production in the Netherlands*, Energy 27, 647-674. July, 2002

Herzog, H., Eliasson, B., and Kaastad, O., *Capturing Greenhouse Gases*, Scientific American, 54-61, February 2000

IEA Coal Research, Clean Coal Centre, Clean Coal Technology Transfer : CO₂ Reduction in Power Generation, 1999; Clean Coal Technology : Markets and



Opportunities to 2010, 1996 ; Clean Coal Technologies Roadmaps, 2003 ; various articles and documents from <http://www.iea-coal.org.uk>

IEA, World Energy Outlook 2002 ; World Energy Investment Outlook 2003, 415-432 ; Key World Energy Statistics

IEA Working Party on Fossil Fuels Technology Status Report, Solutions for the 21st Century : Zero Emissions Technologies for Fossil Fuels, May 2002

IEA/CERT, The Role of Technology in Reducing Energy-Related Emissions, 1999

IEA, 2004a. *World Energy Outlook*. OECD/IEA, Paris

IEA, 2004b. Prospects for CO₂ Capture and Storage, OECD/IEA, Paris

IEA, 2005. *Implementing Agreement Highlights*. 2004-2005 edition, OECD/IEA, Paris

IEA Clean Coal Centre (CCC), 2004. *Information brochure*. CCC, London, UK

IEA Clean Coal Centre (CCC), *Fuels for biomass cofiring*, by Rohan Fernando, June, 29th, 2005.

IEA Greenhouse Gas R & D Program (GHG R & D), 2004. *A Guide for Prospective Members*.

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), *Climate Change 2001 - Mitigation*, Cambridge University Press, 2001

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), *Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage*, December 2005

Jin, Yunhui and Liu Xue, 1999. *Clean Coal Technology Acquisition : Present Situation, Obstacles, Opportunities and Strategies for China*, report for CCICED Working Group on Trade and Environment, Guanghua School of Management, Beijing University

Justus, D., 2005. International Energy Technology Collaboration and Climate Change Mitigation Case Study : Wind Power Integration into Electricity Systems, OECD/IEA Information Paper, Paris.

McKee, B (2002), *Solutions for the 21st Century. Zero Emissions Technologies for Fossil Fuels*, International Energy Agency, Working Party on Fossil Fuels

Minchener, Andrew J., 2004. *Coal in China*. IEA Clean Coal Centre, London, UK

NOVEM, 2003. Selected clean coal collaboration efforts between OECD countries and China, Draft, Novem, NL

Nautilus Institute, 1999. *Financing Clean Coal Technologies in China*. Background paper for ESENA Workshop : Innovative Financing for Clean Coal in China : A GEF Technology Risk Guarantee ? Berkeley, CA, 27-28 February

Oldenburg, C.M. and Benson, S.M., *Feasibility of carbon sequestration with enhanced gas recovery (CSEGR)*, paper to be published in the proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Kyoto, 2002

Oshita, S.B. & L. Ortolano, 2002. The promise and pitfalls of Japanese cleaner coal technology transfer to China, *International Journal of Technology Transfer and Commercialization*, 1 (1/2) : 56-81

Oshita, S.B. & L. Ortolano, 2003. From demonstration to diffusion : the gap in Japan's environmental technology cooperation with China, *International Journal of Technology Transfer and Commercialization*, 2 (4) : 351-368.

Angel Pérez Sainz (2005), "The EU Research Framework Programs – New Activities and Future Perspectives", Energy Production and Distribution Systems, DG Research, European Commission, European CO₂ Capture and Storage Conference, Brussels 13-15th April 2005.

Philibert, C., 2003. *Technology Innovation, Development and Diffusion*, OECD/IEA Information Paper, Paris

Philibert, C., 2004a. International Energy Technology Collaboration and Climate Change Mitigation, OECD/IEA Information Paper, Paris

Philibert, C., 2004b. International Energy Technology Collaboration and Climate Change Mitigation Case Study : Concentrating Solar Power Technologies, OECD/IEA Information Paper, Paris

Philibert, C., and Jacek Podkanski (2005), *Collaboration And Climate Change Mitigation, Case Study 4 : Clean Coal Technologies*, Com/Env/Epoc/Iea/Slr (2005) 4, OECD Environment Directorate & IEA International Energy Technology, Organization for Economic Co-operation and Development & International Energy Agency.

Riddiford, F.A., Froukhi, R., Bishop, C.D., Taylor, B., Smith, M., *A cleaner development : the In-Salah Gas Project, Algeria*, paper to be published in the proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Kyoto, 2002

Special issue on CO₂ *Sequestration*, Environmental Geosciences, Vol. 8 (3), AAPG, 2001

Soothill C., ALSTOM Power, Future Energy Research – the Challenge for the Power Generation Gas Turbine Producers, CAME-GT conference, 10 July 2003

Guodong Sun (2005), "Global Climate Change and Coal-Fueled Energy System : The Case of IGCC-CCS in China", A Presentation at the Dialogue on Future International Actions to Address Global Climate Change, Oslo, Norway, April 22nd, Belfer Center for Science and International Affairs Kennedy School of Government, Harvard University

Steven S. and Gale J., *Geologic CO₂ Sequestration*, Oil and Gas Journal, 15 May 2000, 40-44

Task Force on Energy Strategies and Technologies (TFEST), 2003. Transforming coal for sustainability : a strategy for China *Energy for Sustainable Development* VII (4)

US Department of Energy, Offices of Science and Fossil Energy, *Carbon Sequestration Research and Development*, 1999

US Department of Energy/NREL, Advancing Technology to Address Climate Change : Fossil Power Generation, October 2001



Varet Jacques, «Les matières premières minérales, flambée spéculative ou pénurie durable ? », *futuribles* n° 308 - mai 2005

Watson, Jim and Geoffrey Oldham, 1999. *International Perspectives on Clean Coal Technology Transfer to China*. First Report to the Working Group on Trade and Environment, China Council for International Cooperation on Environment and Development

Wayne, Edwards, *CO₂ Emission Reduction Options and Scenarios for Power Generations*. Presentation at the APEC Workshop on Near Term Options to Reduce CO₂ Emissions from the Electric Power Generation Sector in APEC Economies, 16 February, Queensland, AU

WEC, Sustainable global energy development : the case of coal, A World Energy Council, Report, July 2004

WHO, 2000. Guidelines for Air Quality, WHO, Geneva. World Bank, 2004. *China – Country Assistance Evaluation Report*. World Health Organization The World Bank, Washington DC

Zhao, Zongrang, 2004. CO₂ Reductions through Efficiency Improvement to Existing Coal-fired Power Plants and Deployment of Supercritical Units in China. Presentation at the APEC Workshop on Near Term Options to Reduce CO₂ Emissions from the Electric Power Generation Sector in APEC Economies, 16 February, Queensland, AU

Zheng, Hongtao, Li Zheng, Ni Weidou, Eric D. Larson, Ren Tingjin, 2003. Case-study of a coal gasification based energy supply system for China. *Energy for Sustainable Development* VII (4)